

Общество с ограниченной ответственностью «Электронсервис»
(ООО «Электронсервис»)

Утверждена
Постановлением Администрации
Сланцевского муниципального района
Ленинградской области
от «___» _____ 2022 года № _____

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
СЛАНЦЕВСКОЕ ГОРОДСКОЕ ПОСЕЛЕНИЕ
СЛАНЦЕВСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ
НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

Актуализированная редакция на 2022 год

Обосновывающие материалы

Генеральный директор
ООО «Электронсервис»

А.Н. Сова

подпись, дата

Санкт-Петербург, 2022

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель НИР,
Главный инженер _____ П. Б. Голованов
подпись, дата (введение, заключение)

Исполнитель:
Ведущий инженер _____ И. В. Кунаев
подпись, дата

РЕФЕРАТ

Отчет 251 с., 1 кн., 48 рис., 82 табл., 17 источн., 4 прил.

Схема теплоснабжения муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области на период до 2030 года. Актуализированная редакция на 2022 год.

Объектом исследования является система теплоснабжения муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области.

Цель работы – актуализация схемы теплоснабжения муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области, утверждённой постановлением администрации муниципального образования Сланцевский муниципальный район Ленинградской области от 28.05.2019 № 708-п.

Данная работа выполнена в соответствии с Муниципальным контрактом от 10.02.2022 № 6 между ООО «Электронсервис» и Администрацией Сланцевского муниципального района.

Цель настоящей работы: на основе анализа существующего состояния систем теплоснабжения поселения и проблем при производстве, распределении и потреблении тепловой энергии разработать возможные направления развития теплового хозяйства поселения, выбрать наиболее рациональные из них, определить эффективность принятых решений, обеспечивающих дальнейшее развитие поселения, оценить затраты на реализацию предлагаемых технических решений, а также экономическую эффективность по рекомендуемому варианту.

Работа выполнена на основании следующих документов:

1. Федеральный закон от 27.07.2010 N 190-ФЗ «О теплоснабжении» (редакция от 02.07.2021).
2. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ (с изменениями на 06.12.2021);
3. Федеральный закон от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в части внесения изменений в закон «О теплоснабжении» (в ред. Федеральных Законов от 30.12.2012 N 291-ФЗ, от 30.12.2012 N 318-ФЗ, от 23.07.2013 N 250-ФЗ, от 29.12.2014 N 458-ФЗ, от 29.07.2017 N 217-ФЗ);
4. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в ред. Федеральных законов от 08.05.2010 N 83-ФЗ, от 27.07.2010 N 191-ФЗ, от 27.07.2010 N 237-ФЗ, от 11.07.2011 N 197-ФЗ, от 11.07.2011 N 200-ФЗ, от 18.07.2011 N 242-ФЗ, от 03.12.2011 N 383-ФЗ, от 06.12.2011 N 402-ФЗ, от 07.12.2011 N 417-ФЗ, от 12.12.2011 N 426-ФЗ, от 25.06.2012 N 93-ФЗ, от 10.07.2012 N 109-ФЗ, от 25.12.2012 N 270-ФЗ, от 05.04.2013 N 44-ФЗ, от 07.06.2013 N 113-ФЗ, от 02.07.2013 N 185-ФЗ, от 28.12.2013 N 396-ФЗ, от 28.12.2013 N 399-ФЗ, от 28.12.2013 N 401-ФЗ, от 04.10.2014 N 291-ФЗ, от 04.11.2014 N 339-ФЗ, от 04.11.2014 N 344-ФЗ, от 29.12.2014 N 458-ФЗ, от 29.12.2014 N 466-ФЗ, от 29.06.2015 N 176-ФЗ, от 13.07.2015 N 233-ФЗ, от 03.07.2016 N 269-ФЗ, от 26.07.2017 N 196-ФЗ, от 29.07.2017 N 217-ФЗ, от 29.07.2017 N 279-ФЗ, от 23.04.2018 N 107-

ФЗ, от 19.07.2018 N 221-ФЗ, от 29.07.2018 N 255-ФЗ, от 03.08.2018 N 340-ФЗ, от 27.12.2018 N 522-ФЗ, от 26.07.2019 N 241-ФЗ, от 11.06.2021 N 170-ФЗ);

5. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (с изменениями и дополнениями);

6. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 05.05.2010 N 340»;

7. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»;

8. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) от 12.03.2013 N 103 «Об утверждении Правил оценки готовности к отопительному периоду»;

9. Распоряжение Губернатора Ленинградской области от 30.04.2021 № 507-рг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021 - 2025 годы и признании утратившим силу распоряжения Губернатора Ленинградской области от 30 апреля 2020 года № 366-рг»;

10. Генеральный план муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области, утверждённый Решением совета депутатов муниципального образования № 352-гсд от 26.06.2012 с изменениями, внесёнными постановлением Правительства Ленинградской области от 25.12.2018 № 513 «О внесении изменений в Генеральный план муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области»;

11. Схема теплоснабжения Сланцевского городского поселения, утверждённая постановлением администрации муниципального образования Сланцевский муниципальный район Ленинградской области от 28.05.2019 № 708-п «Об утверждении актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования Сланцевское городское поселение до 2030 года»;

12. Схема водоснабжения и водоотведения Сланцевского городского поселения, утвержденная постановлением администрации муниципального образования Сланцевский муниципальный район Ленинградской области от 06.05.2021 № 585-п «Об утверждении актуализации схемы водоснабжения и водоотведения муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области до 2030 года»;

13. СП 89.13330.2016 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76;

14. СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003;

15. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003;

16. СП 131.13330.2020 Строительная климатология;

17. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических

предприятий, разработаны АКХ им. К. Д. Памфилова, дата ввода 01.01.2002, дата актуализации 01.01.2021;

18. Иные действующие нормативные документы.

На момент актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области проведены:

- сбор актуальных данных по системам теплоснабжения;
- разработана (откорректирована) электронная модель;
- определены существующие проблемы и пути их решения в системах теплоснабжения.

В результате актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области определены:

- прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя;
- перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки;
- варианты перспективного развития систем теплоснабжения;
- выбор приоритетного варианта перспективного развития;
- программа мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и сетей теплоснабжения;
- оценка надёжности теплоснабжения;
- инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.

Эффективность реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и сетей теплоснабжения определяется ценовыми (тарифными) последствиями.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	3
СОДЕРЖАНИЕ	6
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	23
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ	27
ВВЕДЕНИЕ	28
ГЛАВА 1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	30
1.1 Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	30
1.1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации (далее - ЕТО).....	30
1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО.....	32
1.1.3 Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО.....	32
1.1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения	33
1.1.5 Изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, по каждой зоне деятельности ЕТО отдельно.....	35
1.2 Часть 2. Источники тепловой энергии	36
1.2.1 Описание структуры и технических характеристик основного оборудования.....	36
1.2.1.1. Котельные Филиала АО «Нева Энергия»	36
1.2.1.2. ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ».....	39
1.2.2 Описание параметров установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки .	41
1.2.3 Описание ограничений тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности.....	41
1.2.4 Описание объемов потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.....	42
1.2.5 Описание сроков ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	42
1.2.6 Описание схемы выдачи тепловой мощности, структуры теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	43
1.2.7 Описание способов регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расходов теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	45
1.2.8 Описание среднегодовой загрузки оборудования.....	46
1.2.9 Описание способов учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети.....	47
1.2.10 Описание статистики отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	47

1.2.11	Описание предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	47
1.2.12	Описание перечня 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	48
1.2.13	Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения	48
1.3	Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них	49
1.3.1	Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения	49
1.3.2	Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.....	52
1.3.3	Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам	53
1.3.4	Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	54
1.3.5	Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов	54
1.3.6	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	54
1.3.7	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	55
1.3.8	Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.....	59
1.3.9	Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет.....	66
1.3.10	Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	71
1.3.11	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	72
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	75
1.3.13	Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	76
1.3.14	Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.....	77

1.3.15	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	77
1.3.16	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	77
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.....	78
1.3.18	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	79
1.3.19	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	79
1.3.20	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	80
1.3.21	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	80
1.3.22	Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	80
1.3.23	Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	80
1.4	Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	81
1.4.1	Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения, включая перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	81
1.5	Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	84
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	84
1.5.2	Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	84
1.5.3	Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	85
1.5.4	Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	85
1.5.5	Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	85
1.5.6	Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	86
1.5.7	Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения.....	87
1.6	Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.....	88
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, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения	88
1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения	89
1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю	89
1.6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	90
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...	90
1.6.6 Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения	90
1.7 Часть 7. Балансы теплоносителя.....	91
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.....	91
1.7.2 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	92
1.7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения	92
1.8 Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	93
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	93
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	93
1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки	93
1.8.4 Описание использования местных видов топлива	93
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.....	94

1.8.6	Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	94
1.8.7	Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа.....	94
1.8.8	Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	94
1.9	Часть 9. Надежность теплоснабжения	95
1.9.1	Описание и значения показателей потока отказов (частота отказов) участков тепловых сетей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	99
1.9.2	Описание и значения показателей частоты отключений потребителей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	104
1.9.3	Описание и значения показателей потока (частоты) и времени восстановления теплоснабжения потребителей после отключений	104
1.9.4	Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)	105
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 N 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»	107
1.9.6	Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.....	108
1.9.7	Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	108
1.10	Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	109
1.10.1	Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования.....	110
1.10.2	Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или)	

модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	113
1.11 Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	114
1.11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет	114
1.11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	117
1.11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения	118
1.11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	119
1.11.5 Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет	119
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	120
1.11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	120
1.12 Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	121
1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	121
1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	121
1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	122
1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	122
1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	122
1.12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий разработке системы теплоснабжения	123
ГЛАВА 2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	124
2.1 Часть 1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	124
2.2 Часть 2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе	125

2.3	Часть 3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации	126
2.4	Часть 4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	129
2.5	Часть 5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе	130
2.6	Часть 6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	131
2.7	Часть 7. Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения	132
2.7.1	Перечень объектов теплопотребления, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	132
2.7.2	Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки	132
2.7.3	Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии	133
2.7.4	Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.....	135
	ГЛАВА 3 ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ	136
3.1	Часть 1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа, города федерального значения и с полным топологическим описанием связности объектов.....	136
3.2	Часть 2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения	140
3.3	Часть 3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.....	141
3.4	Часть 4. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.....	141
3.5	Часть 5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии	143
3.6	Часть 6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку	143
3.7	Часть 7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя	144
3.8	Часть 8. Расчет показателей надежности теплоснабжения.....	145

3.9	Часть 9. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения	145
3.10	Часть 10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.....	146
3.11	Часть 11. Изменения гидравлических режимов, определяемые в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, с учетом изменений в составе оборудования источников тепловой энергии, тепловой сети и теплопотребляющих установок за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	148
	ГЛАВА 4 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	149
4.1	Часть 1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды.....	149
4.2	Часть 2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии.....	153
4.3	Часть 3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	153
4.4	Часть 4. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	153
	ГЛАВА 5 МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ.....	154
5.1	Часть 1. Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения).....	154
5.2	Часть 2. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	155
5.3	Часть 3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей,	

возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.....	156
5.4 Часть 4. Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	156
ГЛАВА 6 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ	158
6.1 Часть 1. Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.....	158
6.2 Часть 2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения	159
6.3 Часть 3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов	159
6.4 Часть 4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии	159
6.5 Часть 5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения	161
6.6 Часть 6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя тепlopотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	161
6.7 Часть 7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	162
ГЛАВА 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	163
7.1 Часть 1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	163
7.2 Часть 2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	165
7.3 Часть 3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году	

долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	165
7.4 Часть 4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	166
7.5 Часть 5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	166
7.6 Часть 6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	166
7.7 Часть 7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	167
7.8 Часть 8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	167
7.9 Часть 9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	167
7.10 Часть 10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	167
7.11 Часть 11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, городского округа, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями	167
7.12 Часть 12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	169
7.13 Часть 13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	169
7.14 Часть 14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа, города федерального значения.....	170
7.15 Часть 15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения	170
7.16 Часть 16. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом	

введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии 173

ГЛАВА 8 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 174

8.1 Часть 1. Обоснование предложений по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) 174

8.2 Часть 2. Обоснование предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения 174

8.3 Часть 3. Обоснование предложений по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.....174

8.4 Часть 4. Обоснование предложений по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных 174

8.5 Часть 5. Обоснование предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения 174

8.6 Часть 6. Обоснование предложений по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки 175

8.7 Часть 7. Обоснование предложений по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 178

8.8 Часть 8. Обоснование предложений по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций 184

8.9 Часть 9. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них 184

ГЛАВА 9 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ 185

9.1 Часть 1. Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения
.....185

9.2 Часть 2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии.....185

9.3 Часть 3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения.....185

9.4	Часть 4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения .	185
9.5	Часть 5. Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения.....	185
9.6	Часть 6. Предложения по источникам инвестиций	185
9.7	Часть 7. Описание актуальных изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов	186
	ГЛАВА 10 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	187
10.1.	Часть 1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа, города федерального значения	187
10.2.	Часть 2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива	191
10.3.	Часть 3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива	191
10.4.	Часть 4. Виды 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 долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	192
10.5.	Часть 5. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе.....	192
10.6.	Часть 6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа	192
10.7.	Часть 7. Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии	192
	ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	193
11.1.	Часть 1. Обоснование метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.....	193
11.2.	Часть 2. Обоснование метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.....	194
11.3.	Часть 3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.....	195

11.4. Часть 4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки	196
11.5. Часть 5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии	197
11.6. Часть 6. Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения.....	205
11.6.1 Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования	205
11.6.2 Установка резервного оборудования	205
11.6.3 Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть	205
11.6.4 Резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа, города федерального значения.....	205
11.6.5 Устройство резервных насосных станций.....	206
11.6.6 Установка баков-аккумуляторов	206
11.7. Часть 6. Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них	206
ГЛАВА 12 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	208
12.1 Часть 1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	208
12.2 Часть 2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	221
12.3 Часть 3. Расчеты экономической эффективности инвестиций.....	223
12.4 Часть 4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения	224
12.5 Часть 5. Нормативные правовые акты и (или) договоры, подтверждающие наличие источников финансирования.....	228
12.6 Часть 6. Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности.....	228
ГЛАВА 13 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ	229
13.1 Часть 1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	229
13.2 Часть 2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.....	229

13.3 Часть 3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных)	230
13.4 Часть 4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	230
13.5 Часть 5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности.....	230
13.6 Часть 6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	231
13.7 Часть 7. Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения).....	231
13.8 Часть 8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	231
13.9 Часть 9. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	232
13.10 Часть 10. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	232
13.11 Часть 11. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).....	232
13.12 Часть 12. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения)	233
13.13 Часть 13. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа, города федерального значения).....	233
13.14 Часть 14. Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях	234
13.15 Часть 15. Целевые значения ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии	234
13.15.1 Доля выполненных мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, необходимых для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения в соответствии с перечнем и сроками, которые указаны в схеме теплоснабжения	234
13.15.2 Количество аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках тепловой энергии и тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения.....	234
13.15.3 Продолжительность планового перерыва в горячем водоснабжении в связи с производством ежегодных ремонтных и профилактических работ в централизованных сетях	

инженерно-технического обеспечения горячего водоснабжения в межотопительный период в ценовой зоне теплоснабжения.....	234
13.15.4 Коэффициент использования установленной тепловой мощности источников тепловой энергии в ценовой зоне теплоснабжения	234
13.15.5 Доля бесхозных тепловых сетей, находящихся на учете бесхозных недвижимых вещей более 1 года, в ценовой зоне теплоснабжения.....	235
13.15.6 Удовлетворенность потребителей качеством теплоснабжения в ценовой зоне теплоснабжения	235
13.15.7 Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.....	235
13.15.8 Снижение потерь тепловой энергии в тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения	235
13.16 Часть 16. Существующие и перспективные значения целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского округа, подлежащие достижению каждой единой теплоснабжающей организацией, функционирующей на территории такого поселения, городского округа, к которым относятся:.....	235
13.16.1 Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в одноконтурном исчислении сверх предела разрешенных отклонений	235
13.16.2 Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/ч установленной мощности сверх предела разрешенных отклонений.....	235
13.17 Часть 17. Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, а в ценовых зонах теплоснабжения также изменений (фактических данных) в достижении ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии, целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского округа с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения.....	236
ГЛАВА 14 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	237
14.1 Часть 1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.....	237
14.2 Часть 2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации.....	237
14.3 Часть 3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей	239
14.4 Часть 4. Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения.....	239
ГЛАВА 15 РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....	240
15.1 Часть 1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения	240

15.2	Часть 2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации	240
15.3	Часть 3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации ..	240
15.4	Часть 4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	243
15.5	Часть 5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).....	243
15.6	Часть 6. Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений	243
	ГЛАВА 16 РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	244
16.1	Часть 1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	244
16.2	Часть 2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них.....	244
16.3	Часть 3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения	245
	ГЛАВА 17 ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	246
17.1	Часть 1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения	246
17.2	Часть 2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения	246
17.3	Часть 3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.....	246
	ГЛАВА 18 СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	247
18.1.	Часть 1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения.....	247
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	248
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	250
	ПРИЛОЖЕНИЯ	252
	Приложение 1. Результаты расчетов по определению эффективного радиуса теплоснабжения потребителей на территории Сланцевского городского поселения.....	253
	Приложение 2. Результаты расчетов по определению перспективного эффективного радиуса теплоснабжения потребителей на территории Сланцевского городского поселения.....	275

Приложение 3. Полный перечень реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения	297
Приложение 4. Полный перечень тепловых сетей для перекладки в связи с истечением нормативного срока службы на территории Сланцевского городского поселения	300

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

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

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

3) **источник тепловой энергии** - устройство, предназначенное для производства тепловой энергии;

4) **теплопотребляющая установка** - устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии;

5) **теплоноситель** - пар, вода, которые используются для передачи тепловой энергии. Теплоноситель в виде воды в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) может использоваться для теплоснабжения и для горячего водоснабжения;

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

6) **объекты теплоснабжения** - источники тепловой энергии, тепловые сети или их совокупность;

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

8) **тепловая нагрузка** - количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени;

9) **теплоснабжение** - обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности;

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

11) **инвестиционная программа организации**, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, - программа мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения (технологического присоединения) теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения. В ценовых зонах теплоснабжения инвестиционная программа в отношении деятельности по подключению (технологическому присоединению) к системе теплоснабжения не разрабатывается и не утверждается;

12) **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);

13) **передача тепловой энергии, теплоносителя** - совокупность организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих поддержание тепловых сетей в состоянии, соответствующем установленным техническими регламентами, правилами технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок требованиям, прием, преобразование и доставку тепловой энергии, теплоносителя;

14) **коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя** (далее также - коммерческий учет) - установление количества и качества тепловой энергии, теплоносителя, производимых, передаваемых или потребляемых за определенный период, с помощью приборов учета тепловой энергии, теплоносителя (далее - приборы учета) или расчетным путем в целях использования сторонами при расчетах в соответствии с договорами;

15) **система теплоснабжения** - совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;

16) **теплосетевая организация** - организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии;

17) **надежность теплоснабжения** - характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения;

18) **регулируемый вид деятельности в сфере теплоснабжения** - вид деятельности в сфере теплоснабжения, при осуществлении которого расчеты за товары, услуги в сфере теплоснабжения осуществляются по ценам (тарифам), подлежащим в соответствии с настоящим Федеральным законом государственному регулированию, а именно:

а) реализация тепловой энергии (мощности), теплоносителя, за исключением установленных настоящим Федеральным законом случаев, при которых допускается установление цены реализации по соглашению сторон договора, в том числе установление по соглашению сторон договора цены на тепловую энергию (мощность) не выше предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям единой теплоснабжающей организацией в ценовых зонах теплоснабжения;

б) оказание услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, за исключением установленных настоящим Федеральным законом случаев, при которых допускается установление цены на указанные услуги по соглашению сторон договора;

в) оказание услуг по поддержанию резервной тепловой мощности, за исключением установленных настоящим Федеральным законом случаев, при которых допускается установление цены услуг по соглашению сторон договора;

19) **орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения** (далее также - орган регулирования) - уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения;

20) **открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения)** - технологически связанный комплекс инженерных сооружений, предназначенный для теплоснабжения и горячего водоснабжения путем отбора горячей воды из тепловой сети;

21) **схема теплоснабжения** - документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования систем теплоснабжения городского поселения, их развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и утверждаемый правовым актом, не имеющим нормативного характера, федерального органа исполнительной власти, уполномоченного Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения;

22) **резервная тепловая мощность** - тепловая мощность источников тепловой энергии и тепловых сетей, необходимая для обеспечения тепловой нагрузки теплопотребляющих установок, входящих в систему теплоснабжения, но не потребляющих тепловой энергии, теплоносителя;

23) **топливно-энергетический баланс** - документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию субъекта Российской Федерации или муниципального образования и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов;

24) **тарифы в сфере теплоснабжения** - система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за тепловую энергию (мощность), теплоноситель и за услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;

25) **ценовые зоны теплоснабжения** - поселения, которые определяются в соответствии со статьей 23_3 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и в которых цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией в системе теплоснабжения потребителям, ограничены предельным уровнем цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям единой теплоснабжающей организацией, за исключением случаев, установленных Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

27) **точка учета тепловой энергии, теплоносителя** (далее также - точка учета) - место в системе теплоснабжения, в котором с помощью приборов учета или расчетным путем устанавливаются количество и качество производимых, передаваемых или потребляемых тепловой энергии, теплоносителя для целей коммерческого учета;

28) **комбинированная выработка электрической и тепловой энергии** - режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии;

29) **«пиковый» режим работы источника тепловой энергии** - режим работы источника тепловой энергии с переменной мощностью для обеспечения изменяющегося уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями;

30) **единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения** (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которой в отношении системы (систем) теплоснабжения присвоен статус единой теплоснабжающей организации в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации;

31) **радиус эффективного теплоснабжения** - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения;

32) **плата за подключение (технологическое присоединение)** к системе теплоснабжения - плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых (технологически присоединяемых) к системе

теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения (далее также - плата за подключение (технологическое присоединение));

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

34) **показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения** - показатели, применяемые для определения степени исполнения обязательств концессионера по созданию и (или) реконструкции объекта концессионного соглашения, обязательств организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по реализации инвестиционной программы, а также для целей регулирования тарифов.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВПУ – водоподготовительная установка;
ГВС – горячее водоснабжение;
Гкал – гигакалория;
Гкал/ч – гигакалорий в час;
ЕТО – единая теплоснабжающая организация;
ИТП – индивидуальный тепловой пункт;
КПД – коэффициент полезного действия;
кВт – киловатт;
кВт×ч – киловатт в час;
кг у. т. – килограмм условного топлива;
т у. т. – тонн условного топлива;
м³ - кубический метр;
МВт – мегаватт;
МКД – многоквартирные дома;
ОДПУ – общедомовые приборы учёта;
ППУ – пенополиуретановая теплоизоляция;
СЦТ – система централизованного теплоснабжения;
ТК – тепловая камера;
ТО – теплообменник;
ТП – тепловой пункт;
ТС – тепловые сети;
ХВО – химводоочистка;
ХВС – холодное водоснабжение;
ЦТП – центральный тепловой пункт.

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях повышение эффективности использования энергетических ресурсов и энергосбережение становится одним из важнейших факторов экономического роста и социального развития Российской Федерации. Это подтверждено во вступившем в силу с Федеральном законе Российской Федерации от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».

По данным Министерства Энергетики Российской Федерации потенциал энергосбережения в Российской Федерации составляет около 400 млн. тонн условного топлива в год, что составляет не менее 40 процентов внутреннего потребления энергии в стране. Одна треть энергосбережения находится в ТЭК, особенно в системах теплоснабжения. Затраты органического топлива на теплоснабжение составляют более 40% от всего используемого в стране, т.е. почти столько же, сколько тратится на все остальные отрасли промышленности, транспорт и т. д. Потребление топлива на нужды теплоснабжения сопоставимо со всем топливным экспортом страны.

Экономия тепловой энергии в сфере теплоснабжения можно достичь как за счет совершенствования источников тепловой энергии, тепловых сетей, теплопотребляющих установок, так и за счет улучшения характеристик отапливаемых объектов, зданий и сооружений.

Проблема обеспечения тепловой энергией городов Российской Федерации, в связи с суровыми климатическими условиями, по своей значимости сравнима с проблемой обеспечения населения продовольствием и является задачей большой государственной важности.

За последние годы были выбраны все резервы тепловой мощности, образовавшие в период экономического спада 1991 – 1997 годов, и потребление тепла достигло уровня 1990 года, а потребление электрической энергии, в некоторых регионах превысило этот уровень. Возникла необходимость в понимании того, будет ли обеспечен дальнейший рост экономики адекватным ростом энергетики и, что более важно, что нужно сделать в энергетике и топливоснабжении для того, чтобы обеспечить будущий рост.

До недавнего времени, регулирование в сфере теплоснабжения производилось федеральными законами от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 30.12.2004 № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса», от 14.04.1995 № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации». Однако регулирование отношений в сфере теплоснабжения назвать всеобъемлющим было нельзя.

В связи с чем, был принят Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Федеральный закон устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления городского поселения по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

Федеральный закон вводит понятие схемы теплоснабжения, согласно которому:

Схема теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения – документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, её развития с учетом правового регулирования

в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Краткая характеристика по Сланцевскому городскому поселению

Сланцевское городское поселение — муниципальное образование в составе Сланцевского района Ленинградской области. Распологается на северо-западе Сланцевского района, на берегу реки Плюсса в 140 км от Санкт-Петербурга. В состав Сланцевского городского поселения входят 9 населённых пунктов, в том числе 1 городское поселение:

- г. Сланцы;
- деревня Большие Поля;
- деревня Ищево;
- деревня Каменка;
- деревня Малые Поля;
- деревня Печурки;
- деревня Сижно;
- деревня Сосновка;
- посёлок Шахта № 3.

Площадь поселения составляет 30 535 га, население – 31 985 человек (на 01.01.2021 г.).

Город Сланцы был основан в связи с разработкой Гдовского месторождения горючих сланцев, открытого в 1926 году. Основателем города считается С. М. Киров.

По его инициативе 9 апреля 1930 года началось строительство опытно-эксплуатационного рудника. С 11 марта 1941 года посёлок Сланцы становится центром Сланцевского района. В 1949 году он был административно объединён с другим рабочим посёлком - Большие Лучки - и получил статус города.

Климат города – умеренный, переходный от умеренно-континентального к умеренно-морскому. Такой тип климата объясняется географическим положением и атмосферной циркуляцией, характерной для Ленинградской области. В таблице 1 представлены нормативно-расчетные данные холодного периода.

Таблица 1 - Нормативно-расчетные климатологические данные холодного периода года

№ п/п	Характеристика	Значение по СП 131.13330.2020	
		г. Выборг	Санкт-Петербург
1	Температура наружного воздуха:		
1.1	Наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °C	-26	-24
1.2	Средняя за отопительный период ($\leq 8^{\circ}\text{C}$), °C	-1,9	-1,2
1.3	Средняя температура самого холодного месяца (январь), °C	-5,8	-5,2
1.4	Абсолютная минимальная температура, °C	-38	-36
2	Средняя скорость ветра со среднесуточной температурой $\leq 8^{\circ}\text{C}$, м/с	3,7	2,4
3	Продолжительность отопительного периода ($\leq 8^{\circ}\text{C}$), сут.	221	211

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

1.1 Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации (далее - ЕТО)

На территории Сланцевского городского поселения статус единой теплоснабжающей организации присвоен филиалу АО «Нева Энергия» в г. Сланцы.

На момент актуализации Схемы в Сланцевском городском поселении преобладает централизованное теплоснабжение потребителей. Систему централизованного теплоснабжения Сланцевского городского поселения можно разделить на две изолированные друг от друга функциональные зоны – Центральный жилой район города Сланцы и микрорайон Большие Лучки.

На момент актуализации Схемы теплоснабжение потребителей Центрального жилого район осуществляется от следующих источников:

1. Центральная газовая котельная № 16;
2. Котельная № 25 ДОК, работающая на электрической энергии.

Теплоснабжение потребителей в микрорайоне Большие Лучки осуществляется от Бойлерной «А» ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ».

Котельная № 16, и тепловые сети города являются собственностью муниципального образования Сланцевское городское поселение. В 2008 году между муниципальным образованием Сланцевское городское поселение и Филиалом АО «Нева Энергия» в г. Сланцы был заключен договор аренды в отношении объектов теплоснабжения Сланцевского городского поселения.

Котельная № 25 и тепловые сети от котельной до потребителей являются собственностью ООО «Деревообрабатывающий комбинат». В 2008 году между ООО «ДОК» и Филиалом АО «Нева Энергия» в г. Сланцы был заключен долгосрочный договор аренды Котельной № 25 и тепловых сетей. Таким образом, в настоящее время, за эксплуатацию системы централизованного теплоснабжения Сланцевского городского поселения отвечает Филиал АО «Нева Энергия» в г. Сланцы.

На момент актуализации Схемы в аренде у Филиала АО «Нева Энергия» в г. Сланцы находятся все тепловые сети поселения, а также Котельные №№ 16, 25.

Теплоснабжение потребителей Центрального жилого района города Сланцы полностью осуществляется от Котельной № 16. К Котельной № 25 ДОК подключены три жилых двухэтажных дома.

Таким образом, Филиал АО «Нева Энергия» осуществляет деятельность по производству тепловой энергии на арендованных котельных и транспортировке тепловой энергии по арендованным тепловым сетям непосредственно до потребителей.

Функциональная структура системы централизованного теплоснабжения Сланцевского городского поселения представлена на рисунке 1.

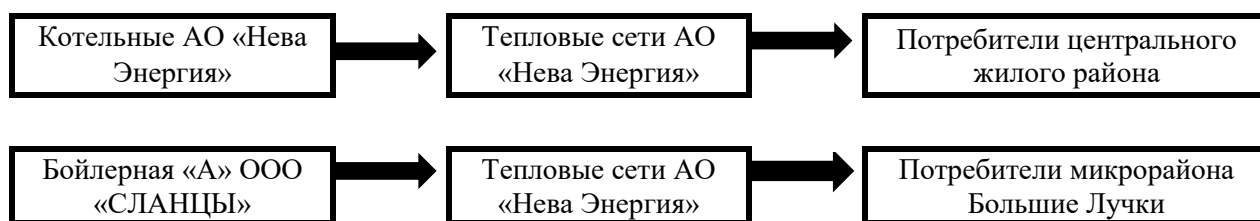


Рисунок 1 - Функциональная структура системы централизованного теплоснабжения Сланцевского городского поселения

На рисунке 2 представлены зоны действия источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения.

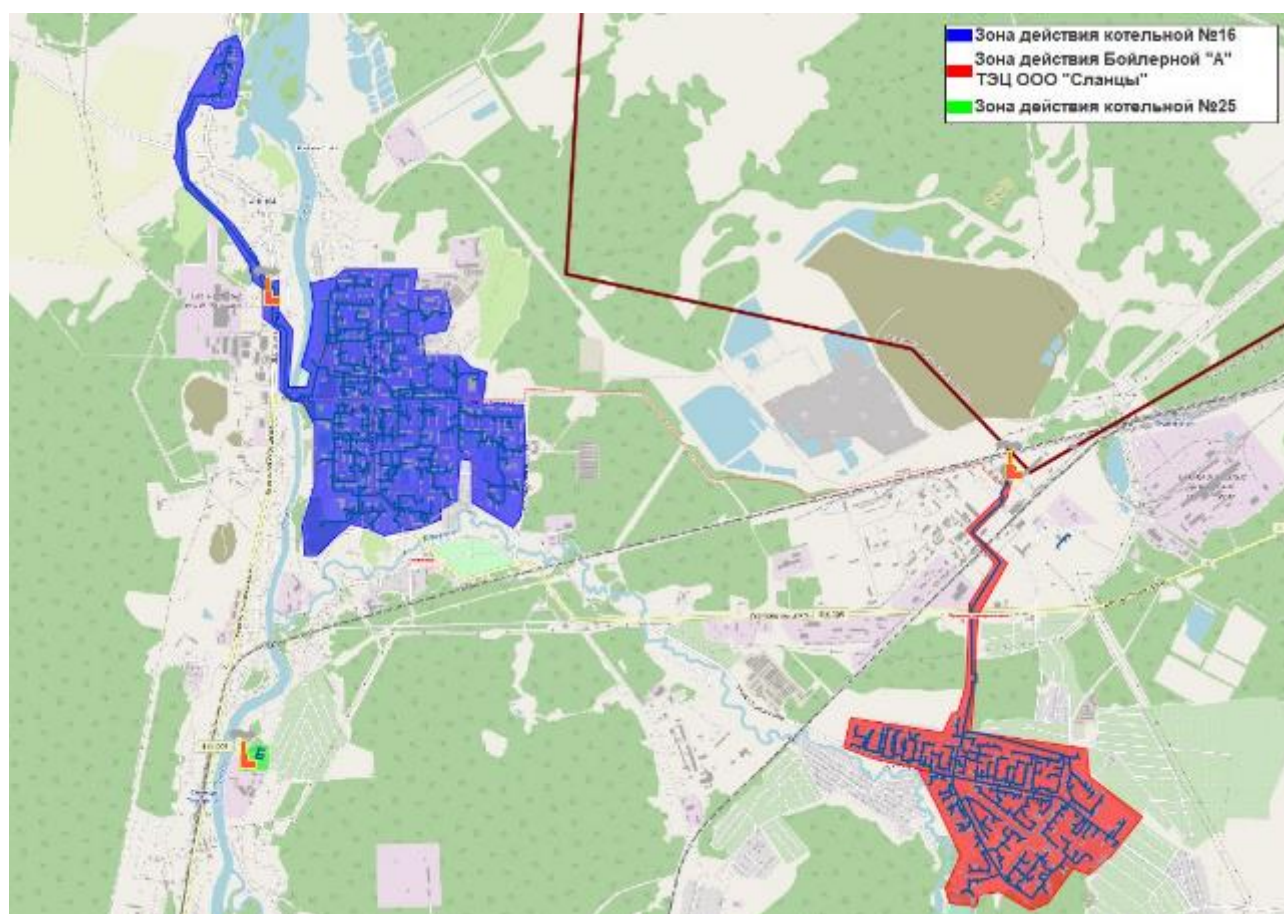


Рисунок 2 - Зоны действия источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, присоединенных к системе централизованного теплоснабжения на 01.01.2022 г. составляет 101,98 Гкал/ч.

На рисунке 3 представлена структура распределения присоединенных нагрузок между источниками системы централизованного теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения.

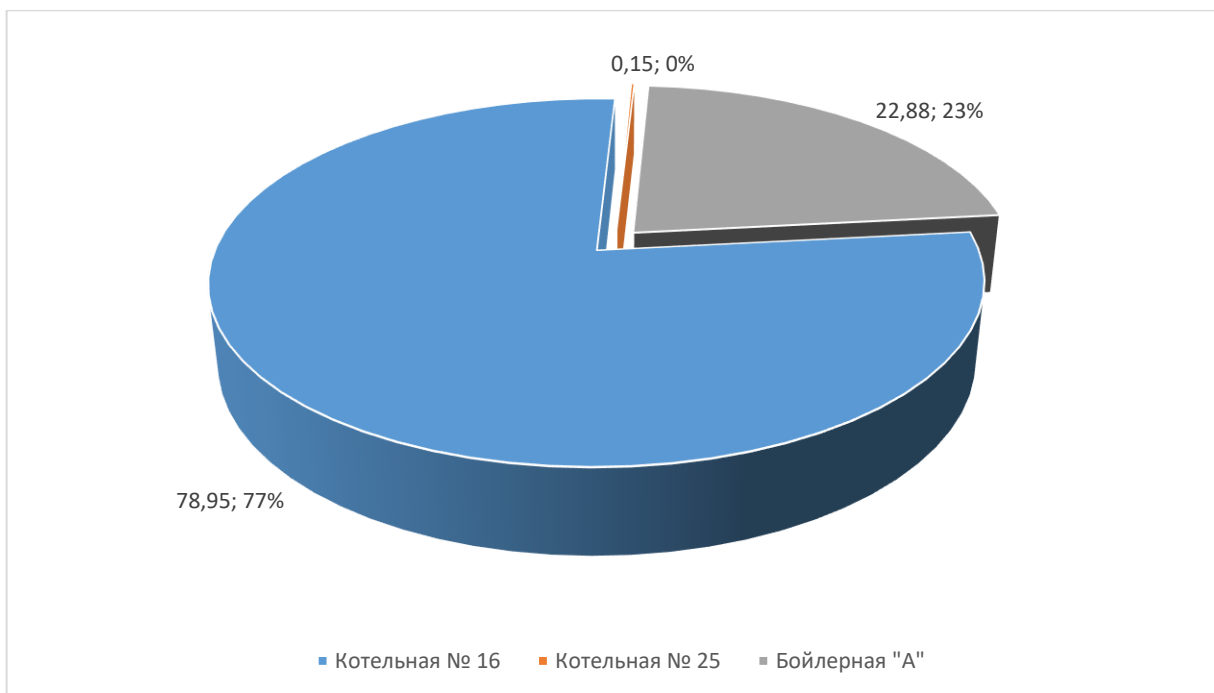


Рисунок 3 - Структура распределения присоединенных нагрузок между источниками теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения

1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО

В системе централизованного теплоснабжения Сланцевского городского поселения ООО «СЛАНЦЫ» осуществляет производство тепловой энергии, Филиал АО «Нева Энергия» осуществляет производство и транспортировку тепловой энергии до потребителей.

Покупка тепловой энергии Филиалом АО «Нева Энергия» у ООО «СЛАНЦЫ» осуществляется на основании договора на поставку тепловой энергии, заключенного между Филиалом АО «Нева Энергия» и ООО «СЛАНЦЫ». Отпуск тепловой энергии от ТЭЦ ООО «Сланцы» осуществляется по температурному графику 100/70 °С.

Согласно условиям договора:

- Выполнение графиков соблюдается «Энергоснабжающей организацией» до достижения температуры в подающем трубопроводе 105 °С и далее поддерживается на этом уровне;
- В обязанности Филиала АО «Нева Энергия» в г. Сланцы входит соблюдение нормы утечки теплоносителя не более 50 м³/ч по Бойлерной «А»;
- Учет количества отпущенной тепловой энергии производится на узлах учета тепловой энергии, расположенных после Бойлерной «А».

1.1.3 Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО

Единственным источником тепловой энергии для крупных промышленных объектов в Сланцевском городском поселении является ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ». Помимо теплоснабжения потребителей жилищно-коммунального сектора и собственных нужд завода ТЭЦ

осуществляет поставку тепловой энергии в паре ОАО «Сланцевский цементный завод «Цесла».

1.1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

В зону действия индивидуального теплоснабжения входят районы города с малоэтажной жилой застройкой, а также деревни и поселки Сланцевского городского поселения. На данных территориях преобладают одно-, двухэтажные здания деревянной постройки. Для теплоснабжения потребителей в таких домах используются либо печное отопление, либо индивидуальные газовые котлы.

На рисунке 4 представлены зоны действия индивидуального теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения.

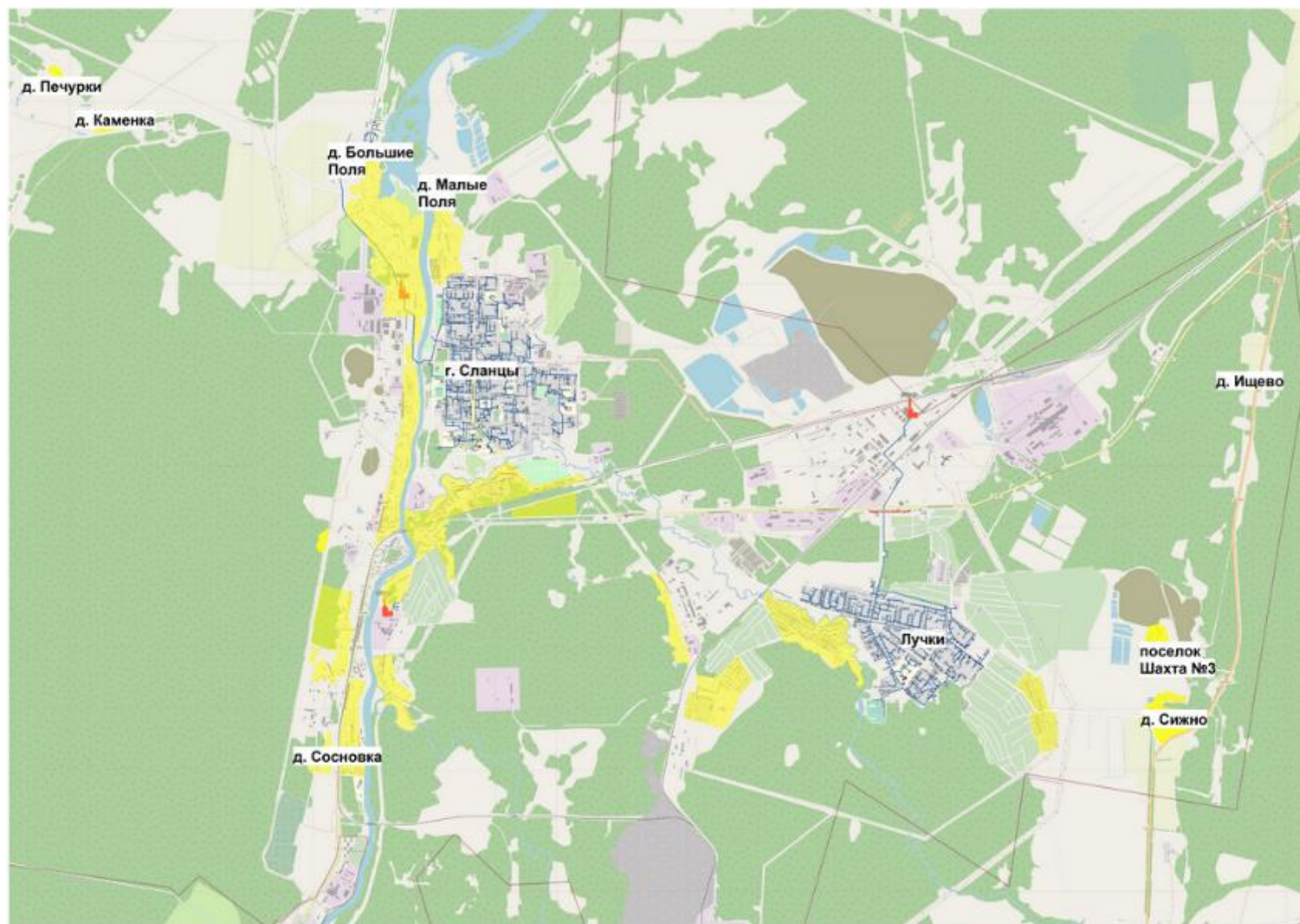


Рисунок 4 – Зоны действия индивидуального теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения

1.1.5 Изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, по каждой зоне деятельности ЕТО отдельно.

На территории Сланцевского городского поселения статус единой теплоснабжающей организации присвоен филиалу АО «Нева Энергия» в г. Сланцы

Изменения в функциональной структуре теплоснабжения в зоне действия АО «Нева Энергия» на территории Сланцевского городского поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не произошли.

1.2 Часть 2. Источники тепловой энергии

В соответствии с п. 29 «Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154, описание источников тепловой энергии основывается на данных, передаваемых разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика схемы теплоснабжения в адрес теплоснабжающих организаций, действующих на территории муниципального образования. Сведения, представленные в схеме, получены от теплоснабжающих организаций Сланцевского городского поселения – при проведении ООО «Электронсервис» предпроектного исследования и в процессе обработки информации, полученной при проведении исследования.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения в состав системы централизованного теплоснабжения потребителей Сланцевского городского поселения входят две теплогенерирующие организации:

1. Филиал АО «Нева Энергия». Выработка тепловой энергии осуществляется котельными: газовая Котельная № 16 и Котельная № 25 ДОК, работающая на электрической энергии;

2. ООО «СЛАНЦЫ». Выработка тепловой энергии осуществляется ТЭЦ, введенной в эксплуатацию в 1952 году и расположенной по адресу г. Сланцы, ул. Заводская, 1. ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» является источником комбинированной выработки тепловой и электрической энергии и предназначена, в первую очередь, для обеспечения собственных нужд завода. ТЭЦ оборудована тремя бойлерными установками. Бойлерная «А» служит для теплоснабжения потребителей микрорайона Большие Лучки, бойлерная «Б» снабжает тепловой энергией завод, бойлерная «В» - не эксплуатируется, ранее использовалась для теплоснабжения части потребителей Центрального жилого района.

Самым крупным действующим источником теплоснабжения, находящимся в эксплуатации Филиала АО «Нева Энергия» является Котельная № 16, расположенная по адресу: г. Сланцы, ул. Дорожная, д. 3а. Котельная была введена в эксплуатацию в 1981 году. На момент актуализации Схемы теплоснабжения Котельная № 16 обеспечивает тепловой энергией потребителей центрального района города Сланцы (подключенная нагрузка – 78,95 Гкал/ч).

Котельная № 25, расположенная по адресу: г. Сланцы, ул. ДОК, предназначена для обеспечения нужд отопления и ГВС трех двухэтажных жилых домов в микрорайоне ДОК с общей подключенной нагрузкой 0,15 Гкал/ч (в т. ч. на отопление – 0,12 Гкал/ч).

1.2.1 Описание структуры и технических характеристик основного оборудования

1.2.1.1. Котельные Филиала АО «Нева Энергия»

Перечень основного оборудования котельных, обслуживаемых Филиалом АО «Нева Энергия», приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень котельного оборудования, установленного на котельных, обслуживаемых Филиалом АО «Нева Энергия»

Наименование теплоисточника	Характеристика основного оборудования					
	Марка котлов	Установленная мощность		Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капремонта	Дата последнего освидетельствования
		Гкал/ч	т/ч			
Котельная № 16	ПТВМ-30 № 1	30,0	-	1982	2014	26.12.2019 г.
	ПТВМ-30 № 2	30,0	-	1982	2010	30.06.2020 г.

Наименование теплоисточника	Характеристика основного оборудования					
	Марка котлов	Установленная мощность		Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капремонта	Дата последнего освидетельствования
		Гкал/ч	т/ч			
	КВ-ГМ-7,56	6,5	-	2016	-	28.10.2021 г.
	ДКВР20/13 № 2	16,32	20,0	1982	2011	26.12.2019 г.
	ДЕ-25/14	16,65	25,0	1985	2011	30.06.2020 г.
Котельная № 25 ДОК	Электрокотел (2 шт.)	0,18	-	1994	-	-

Сведения о количестве часов наработки котлоагрегатами в котельной № 16 за период с 2017 года по 2021 год представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Сведения о количестве часов наработки котлоагрегатами в котельной № 16 за период с 2017 года по 2021 год

Период	ПТBM № 1			ПТBM № 2			ДКВР			ДЕ			КВГМ		
	Кол. часов	с гор. сос.	с хол. сос.	Кол. часов	с гор. сос.	с хол. сос.	Кол. часов	с гор. сос.	с хол. сос.	Кол. часов	с гор. сос.	с хол. сос.	Кол. часов	с гор. сос.	с хол. сос.
2017	3235	5	5	3245	3	2	2966	7	6	2851	15	9	3460	119	20
2018	5217	8	2	1893	2	7	2063	7	7	3352	7	10	3708	43	13
2019	3083	4	7	2726	9	6	2035	1	7	3315	14	10	3716	25	20
2020	3044	15	4	1959	15	4	472	3	3	4724	20	6	2801	76	26
2021	5495	27	6	1940	13	9	2411	15	5	3338	15	7	2879	122	31

1.2.1.2. ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»

Информация об основном и вспомогательном оборудовании ТЭЦ приведена в таблицах 4 - 9 согласно данным, представленным ООО «СЛАНЦЫ».

Таблица 4 - Перечень котельного оборудования ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»

№ п/п	Марка оборудования	Паропроизводительность теплоисточника, т/ч	Год ввода в эксплуатацию теплоисточника
1	ЦКТИ 75-39 -Ф-1-2 ст. № 1	75	1952
2	ЦКТИ 75-39 -Ф-1-2 ² ст. № 2	75	1952
3	ЦКТИ 75-39 -Ф-1-2 ст. № 3	75	1953
4	БКЗ 75-39 – ФСл ст. № 4	75	1955
5	БКЗ 75-39 - ФСл ¹ ст. № 5	75	1957
6	БКЗ 75-39 – ФСл ст. № 6	75	1959
7	БКЗ 75-39 – ФСл ст. № 7	75	1959
8	БКЗ 75-39 - ФСл ² ст. № 8	75	1959
9	БКЗ 75-39 - ФСл ст. № 9	75	1960
10	БКЗ 75-39 - ФСл ¹ ст. № 10	75	1962

Согласно информации, предоставленной ООО «СЛАНЦЫ»:

¹Котел разукomплектован, на момент актуализации Схемы теплоснабжения не эксплуатируется

²Котел находится в резерве

На момент актуализации Схемы эксплуатируются котлоагрегаты ст. №№ 3, 4, 6, 7, 9. Котлоагрегаты ст. №№ 1, 2, 5, 8, 10 выведены из эксплуатации.

Таблица 5 - Сведения о количестве часов наработки котлоагрегатами в ТЭЦ ООО «Сланцы» в 2021 году

№ п/п	Марка оборудования	Количество часов наработки
1	ЦКТИ 75-39 -Ф-1-2 ст. № 1	0
2	ЦКТИ 75-39 -Ф-1-2 ² ст. № 2	0
3	ЦКТИ 75-39 -Ф-1-2 ст. № 3	3176
4	БКЗ 75-39 – ФСл ст. № 4	3145
5	БКЗ 75-39 - ФСл ¹ ст. № 5	0
6	БКЗ 75-39 – ФСл ст. № 6	5533
7	БКЗ 75-39 – ФСл ст. № 7	5557
8	БКЗ 75-39 - ФСл ² ст. № 8	0
9	БКЗ 75-39 - ФСл ст. № 9	0
10	БКЗ 75-39 - ФСл ¹ ст. № 10	0

Таблица 6 - Перечень турбоагрегатов ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»

№ п/п	Наименование турбоагрегата	Модель, тип	Установленная мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию
1	Турбоагрегат ст. № 1**	турбина ДК-20-120, генератор Т2-12-2	12	1952
2	Турбоагрегат ст. № 2**	турбина ДК-20-120, генератор Т2-12-2	12	1953
3	Турбоагрегат ст. № 3*	турбина АР-1,5-15, генератор Т2Б-1,5-2	1,5	1974
4	Турбоагрегат ст. № 4**	турбина АТ-25-2, генератор ТВ-2-30-2	25	1959
5	Турбоагрегат ст. № 5***	турбина АТ-25-2, генератор ТВ-2-30-2	20	1960

Согласно информации, предоставленной ООО «СЛАНЦЫ»:

*Турбоагрегат в нерабочем состоянии, на момент актуализации Схемы теплоснабжения не эксплуатируется

**Турбоагрегат выведен из эксплуатации

***Турбоагрегат на момент актуализации Схемы в ремонте

Таблица 7 – Перечень сетевых подогревателей ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»

№ п/п	Наименование подогревателя	Модель, тип	Характеристика оборудования	Год ввода в эксплуатацию
1	Бойлер ст. № 1А	ПСВ-200-7-15	поверхность нагрева 200 м ² , расчетное количество подогреваемой воды 400 м ³ /ч; рабочее давление воды 14 кг/см ² ; максимальная температура подогрева воды 115 °С; максимальное давление греющего пара 1,2 кг/см ²	1986
2	Бойлер ст. № 2А	ПСВ-200-7-15		1980
3	Бойлер ст. № 3А	ПСВ-200-7-15		1996
4	Бойлер ст. № 1В	ПСВ-200-7-15		1993
5	Бойлер ст. № 1В	ПСВ-200-7-15		1993
6	Бойлер ст. № 1В	ПСВ-200-7-15		1993
7	Бойлер ст. № 1В	ПСВ-200-7-15		1993

Таблица 8 – Перечень сетевых насосов ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»

№ п/п	Модель, тип	Количество, шт.	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
1	ЗВ-200х2	3	270-466	1953
2	ЦН-400-105	3	400	1993
3	ЦН-400-105	1	400	1997

Таблица 9 – Перечень подпиточных насосов ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»

№ п/п	Модель, тип	Количество, шт.	Производительность, м ³ /ч	Год ввода в эксплуатацию
1	ЗК-6	1	30-70	1966
2	ЗК-6А	1	40	1973
3	NER-80	1	80	1992
4	NER-125	1	125	1992

Таблица 10 – Перечень водоподготовительных установок

№ п/п	Модель, тип	Количество, шт.	Производительность, м ³ /ч	Год ввода в эксплуатацию
1	Деаэратор атмосферный ДСА200/50	1	200	1952
2	Катионитовые фильтры ФИПа-I-2,0-0,6-Na	3	63	1966

Таблица 11 – Перечень редукционно-охладительных установок (РОУ)

№ п/п	Модель, тип	Количество, шт.	Производительность, т/ч	Давление пара кг/см ²	Температура пара, °С
1	РОУ-1	1	50	1,2	170
2	РОУ-2	1	90	6,0	280

Резервное топливное хозяйство:

Резервуар, 1 шт. Объем: 200 м³; диаметр 6,63 м; высота 5,98 м; дата ввода в эксплуатацию 06.01.1998. Организация, выполнявшая работы по изготовлению: АООТ «СРСУ».

Подогреватель 600ТП-25-МЧ-В/25-6-К-6 гр. 1. Р_{пара}=6 кг/см²; Т=250 °С (170 м³), 3 шт.

Насос мазутный типа ВК-10/45 (производительность 10 л/с, напор 45 м, 18 кВт), 3 шт.

Насос дренажный НМШ-25-6,3/2,5, 2 шт.

Фильтр грубой очистки ФГ-150, 3 шт.

1.2.2 Описание параметров установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

В таблице 12 представлены сведения об установленной мощности теплогенерирующего оборудования по каждому источнику тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения.

Таблица 12 - Сведения об установленной мощности теплогенерирующего оборудования по каждому источнику тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования
		Установленная мощность, Гкал/ч
Филиал АО «Нева Энергия»		
1	Котельная № 16	99,47
2	Котельная № 25 ДОК	0,18
ООО «СЛАНЦЫ»		
3	ТЭЦ	258
4	ООО «СЛАНЦЫ» (Бойлерная «А», ТЭЦ)	42
5	ООО «СЛАНЦЫ» (Бойлерная «Б», ТЭЦ)	42
6	ООО «СЛАНЦЫ» (Бойлерная «В», ТЭЦ)*	56

* В связи с тем, что бойлерная установка «В» на момент актуализации Схемы теплоснабжения не может быть использована для отопления центральной части г. Сланцы ввиду отсутствия трубопроводов тепловых сетей от бойлерной установки «В» до г. Сланцы, принято решение использовать данную установку для нужд ООО «СЛАНЦЫ» с возможностью в аварийных ситуациях подключения её к сети бойлерной установки «А».

1.2.3 Описание ограничений тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

В таблице 13 представлены сведения об ограничении тепловой мощности и располагаемой тепловой мощности по каждому источнику тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения.

Таблица 13 - Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности по каждому источнику тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

Источник тепловой энергии	Производительность котельной		Ограничение тепловой мощности	
	Установленная	Располагаемая		
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
Филиал АО «Нева Энергия»				
Котельная № 16 (г. Сланцы, ул. Дорожная, д. 3)				
ПТВМ-30М № 1	30,00	29,24	0,76	2,5
ПТВМ-30М № 2	30,00	29,00	1,00	3,3
КВ-ГМ-7,56-115	6,50	5,90	0,60	9,2
ДКВР-20/13 № 2	16,32	13,56	2,76	16,9
ДЕ-25/14	16,65	13,32	3,33	20,0
Всего	99,47	91,02	8,45	8,5
	45,00 т/ч	35,62 т/ч	4,38 т/ч	9,7
Котельная № 25 (г. Сланцы, ДОК)				
Электрокотел - 2 шт.	0,18	0,18	0,00	0,0
ООО «СЛАНЦЫ»				
ТЭЦ	258	258	0,0	0,0
ООО «СЛАНЦЫ» (Бойлерная «А»)	42	42	0,0	0,0
ООО «СЛАНЦЫ» (Бойлерная «Б»)	42	42	0,0	0,0
ООО «СЛАНЦЫ» (Бойлерная «В»)	56	56	0,0	0,0

1.2.4 Описание объемов потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Расходы тепловой энергии на собственные нужды и параметры тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения приведены в таблице 14.

Расход тепловой энергии на собственные нужды Котельной № 25 Филиалом АО «Нева Энергия» не учитывается. Данный расход принимается в диапазоне от 0,1 % до 6 % от располагаемой мощности котельной.

Таблица 14 - Расходы тепловой энергии на собственные нужды и параметры тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования			
		располагаемая мощность, Гкал/ч	собственные нужды, Гкал/ч	собственные нужды, %	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч
Филиал АО «Нева Энергия»					
1	Котельная № 16	91,02	2,12	2,33	88,90
2	Котельная № 25 ДОК	0,18	0,0	0,0	0,18
ООО «СЛАНЦЫ»					
3	ТЭЦ	258,0	0,9	0,3	257,1
4	Бойлерная «А»	42,0	0,0	0,0	42,0
5	Бойлерная «Б»	42,0	0,0	0,0	42,0
6	Бойлерная «В»	56,0	0,0	0,0	56,0

1.2.5 Описание сроков ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сведения о сроках ввода в эксплуатацию, годе последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, годе планируемого продления ресурса теплогенерирующего оборудования источников тепловой энергии представлены в таблице 15.

Котельная № 25 ДОК была введена в эксплуатацию в 1960 г. и предназначалась для теплоснабжения деревообрабатывающего комбината. На момент актуализации Схемы теплоснабжения котельная осуществляет поставку тепловой энергии только трем двухэтажным жилым домам по ул. ДОК с общей подключенной нагрузкой 0,15 Гкал/ч. Выработка тепловой энергии Котельной № 25 осуществляется на электрическом водогрейном котле, введенном в эксплуатацию в 1994 году. В 2022 году котельная № 25 подлежит закрытию с переводом отопления многоквартирных домов ул. ДОК на индивидуальные газовые котлы.

Таблица 15 - Сведения о сроках ввода в эксплуатацию, годе последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, годе планируемого продления ресурса теплогенерирующего оборудования источников тепловой энергии

Наименование источника	Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капремонта	Дата последнего освидетельствования	Дата очередного освидетельствования
Филиал АО «Нева Энергия»					
Котельная № 16	ПТВМ-30 № 1	1982	2010	26.12.2019 г.	26.12.2023 г.
	ПТВМ-30 № 2	1982	2011	30.06.2020 г.	30.06.2024 г.
	КВ-ГМ-7,56	2016	-	28.10.2021 г.	28.10.2025 г.
	ДКВР20/13 № 2	1982	2011	26.12.2019 г.	26.12.2023 г.
	ДЕ-25/14	1985	2012	30.06.2020 г.	30.06.2024 г.

Наименование источника	Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капремонта	Дата последнего освидетельствования	Дата очередного освидетельствования
Котельная № 25 ДОК	Электрокотел (2 шт.)	1994	-	-	-
ООО «СЛАНЦЫ»					
ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»	ЦКТИ 75-39-Ф-1-2 ст. № 1	1952	н/д	26.09.2012	После проведения ремонта
	ЦКТИ 75-39-Ф-1-2 ст. № 2	1952	н/д	14.12.2002	После проведения кап. ремонта
	ЦКТИ 75-39-Ф-1-2 ст. № 3	1953	н/д	07.02.2022	12.01.2024
	БКЗ 75-39 – ФСл ст. № 4	1955	н/д	02.10.2018	02.10.2022
	БКЗ 75-39 - ФСл ¹ ст. № 5	1957	н/д		
	БКЗ 75-39 – ФСл ст. № 6	1959	н/д	23.05.2018	23.05.2022
	БКЗ 75-39 – ФСл ст. № 7	1959	н/д	07.02.2022	18.11.2025
	БКЗ 75-39 - ФСл ² ст. № 8	1959	н/д	14.11.2007	После проведения кап. ремонта
	БКЗ 75-39 - ФСл ст. № 9	1960	н/д	07.02.2022	18.11.2025
	БКЗ 75-39 - ФСл ¹ ст. № 10	1962	н/д		

На момент актуализации Схемы эксплуатируются котлоагрегаты ст. №№ 3, 4, 6, 7, 9. Котлоагрегаты ст. №№ 1, 2, 5, 8, 10 выведены из эксплуатации.

1.2.6 Описание схемы выдачи тепловой мощности, структуры теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» обеспечивает теплоснабжение потребителей для нужд отопления в микрорайоне Большие Лучки с подключенной нагрузкой 22,8 Гкал/ч через Бойлерную «А». Бойлерная установка «В» на момент актуализации Схемы теплоснабжения не может быть использована для отопления центральной части г. Сланцы ввиду отсутствия трубопроводов тепловых сетей от бойлерной установки «В» до г. Сланцы, принято решение использовать данную установку для нужд ООО «СЛАНЦЫ» с возможностью в аварийных ситуациях подключения её к сети бойлерной установки «А». Температурный график отпуска теплоносителя – 100/70 °С.

Часть домов системы теплоснабжения микрорайона Большие Лучки подключена по зависимой схеме, часть по независимой через ЦТП с графиком 95/70.

Подогрев сетевой воды на ТЭЦ осуществляется в сетевых подогревателях Бойлерной «А». На момент актуализации Схемы пар на сетевые подогреватели подаётся с отбора турбины № 4.

Подача теплоносителя потребителям осуществляется с коллекторов прямой сетевой воды. Гидравлическое сопротивление в тепловых сетях и в системах теплоснабжения компенсируются сетевыми насосами, установленными на трубопроводах обратной сетевой воды Бойлерной установки. Подпитка тепловой сети осуществляется из системы ХВО ТЭЦ подпиточными насосами.

На рисунке 5 представлена принципиальная схема Бойлерной «А».

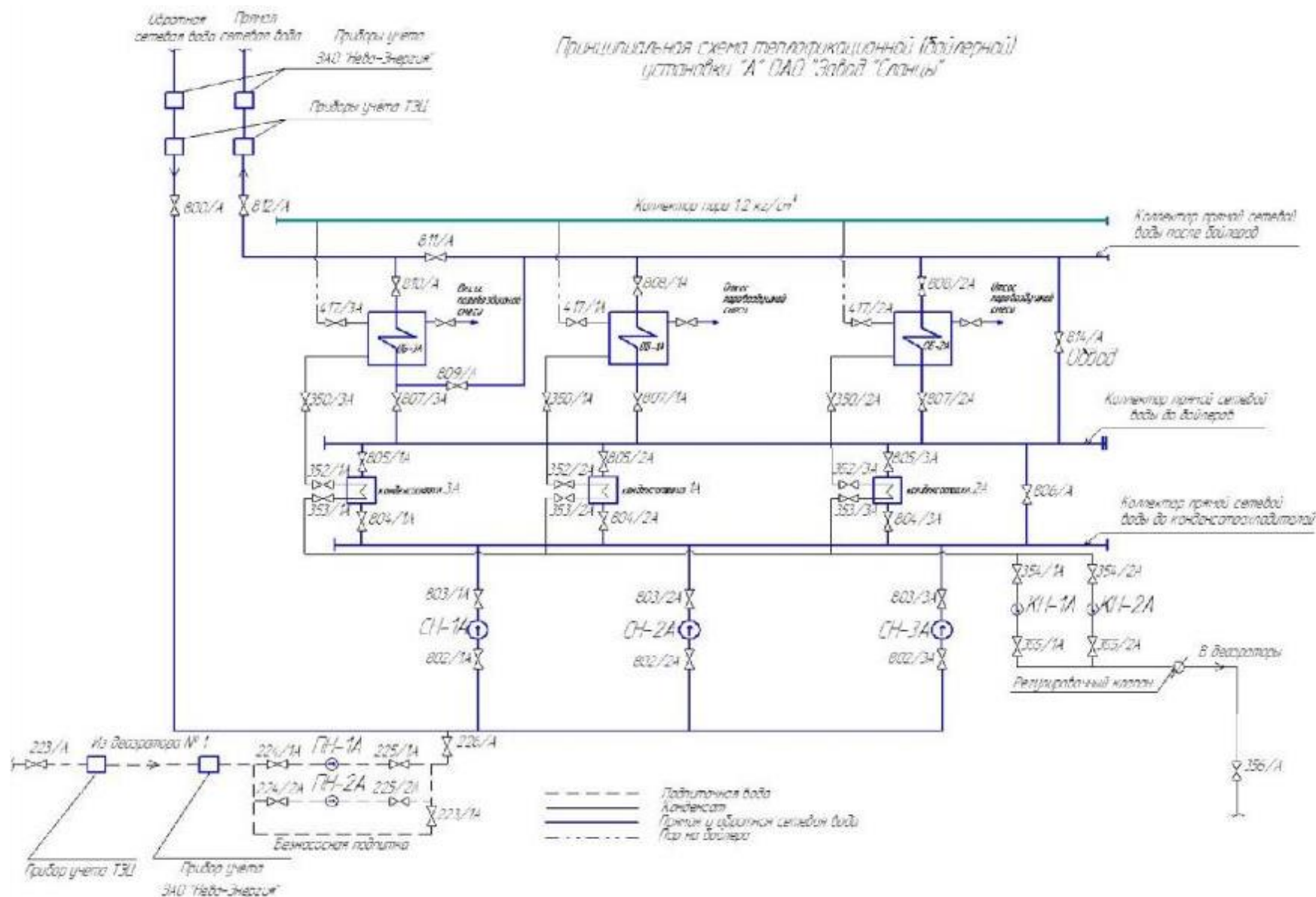


Рисунок 5 - Принципиальная схема Бойлерной «А»

1.2.7 Описание способов регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расходов теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

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

В соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 при отпуске тепла от источников тепловой энергии системы теплоснабжения Сланцевского городского поселения применяется качественно-количественное регулирование, заключающееся в регулировании отпуска теплоты путем одновременного изменения расхода и температуры теплоносителя, отпускаемого потребителям.

В Бойлерной «А» и котельной № 16 качественно-количественное регулирование отпуска тепловой энергии, на Котельной № 25 – качественное.

Температурный график отпуска теплоносителя на Котельной № 25 – 95/70 °С, является оптимальным для котельных малой мощности при центральном качественном регулировании.

Температурный график отпуска теплоносителя на Котельной № 16 и Бойлерной «А» ТЭЦ – 100/70 °С.

Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии от источников теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии от источников теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения

t наружного воздуха (°C)	T1 T2 Кот. № 16	T1-T2 ТЭЦ Бойлерная «А»	ЦТП
8	55/43	46/35	40/35
7	55/43	48/36	41/35
6	55/43	50/37	43/36
5	55/43	53/39	45/38
4	55/43	55/40	47/39
3	55/43	57/40	48/40
2	55/43	60/42	50/41
1	55/43	62/43	52/43
0	57/45	64/44	54/44
-1	59/46	67/46	55/45
-2	60/46	69/47	57/46
-3	62/48	71/47	59/47
-4	64/49	74/49	60/48
-5	66/50	76/50	62/49
-6	67/51	78/51	64/50
-7	69/52	80/52	65/51
-8	71/53	82/52	67/53
-9	73/55	85/54	69/54
-10	74/55	87/55	70/55
-11	76/56	89/56	72/56
-12	78/58	91/57	73/57
-13	79/58	93/58	75/58
-14	81/59	95/58	77/59

t наружного воздуха (°C)	T1 T2 Кот. № 16	T1-T2 ТЭЦ Бойлерная «А»	ЦТП
-15	82/60	97/59	78/60
-16	84/61	99/60	80/61
-17	86/62	100/62	81/62
-18	87/62	100/63	83/63
-19	89/64	100/63	84/63
-20	91/65	100/64	86/64
-21	92/65	100/65	87/65
-22	94/67	100/66	89/66
-23	95/67	100/67	91/67
-24	97/68	100/68	92/68
-25	98/69	100/69	94/69
-26	100/70	100/70	95/70

Температурный график разработан с учетом условий качественно-количественного регулирования тепловой энергии, подаваемой потребителям от Котельной № 16 и бойлерной «А» ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ». Соблюдение расчетного температурного графика Котельной № 16 по техническим характеристикам оборудования возможно, но из-за недопустимо завышенной температуры, возвращаемой от потребителей сетевой воды, предельные параметры работы котлов достигаются при 113 °С. Схема присоединения систем ГВС – закрытая с пластинчатыми или кожухотрубными теплообменниками. Оснащение потребителей, имеющих нагрузки ГВС, автоматическими регуляторами отпуска теплоносителя на нужды ГВС по первичному контуру не 100%, также отсутствует 100% оснащение потребителей ГВС циркуляционным кольцом во вторичном контуре, и как следствие, отсутствует возможность контроля температуры горячей воды, поступающей в смесительные краны. Поэтому на Котельной № 16 приходится поддерживать температуру теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети города не выше 100 °С для не превышения максимально допустимой температуры воды в системе ГВС потребителей (75°С) и как следствие, недопущения несчастных случаев. По этой причине, а также в следствии недопущения перерасхода тепловой энергии необходимо установить регуляторы температуры на ГВС.

Также при отсутствии автоматического регулирования отпуска теплоносителя на подогреватели ГВС теплоснабжающая организация вынуждена поддерживать расход теплоносителя на нужды ГВС в сетях от Котельной № 16 на уровне мощности установленных у потребителей теплообменников для недопущения недоотпуска теплоносителя на системы отопления.

Введенные в действие новые правила предоставления коммунальных услуг взяли за основу Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения, изложенные в п. 5.3.1 Постановление Госстроя РФ от 27 сентября 2003 г. N 170 «Об утверждении Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда», в которых температура ГВС не должна быть ниже 50 °С, соответственно, «недогрев» горячей воды будет отсутствовать.

1.2.8 Описание среднегодовой загрузки оборудования

В подавляющем большинстве систем теплоснабжения Сланцевского городского поселения тепловые мощности «нетто» источников тепловой энергии превышают величину подключенной нагрузки потребителей тепловой энергии с учетом потерь в тепловых сетях.

Среднегодовая загрузка оборудования теплоисточников представлена в таблице 17.

Таблица 17 - Загрузка оборудования теплоисточников Сланцевского городского поселения

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Присоединенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч			Доля загрузки мощности теплоисточника, %		
			при расчетной температуре наружного воздуха	при средней температуре наружного воздуха за отопительный период	при температуре начала/окончания отопительного периода	при расчетной температуре наружного воздуха	при средней температуре наружного воздуха за отопительный период	при температуре начала/окончания отопительного периода
1	Котельная № 16	88,90	78,95	42,17	23,07	88,81%	47,44%	26,46%
2	Котельная № 25	0,18	0,15	0,07	0,04	88,24%	41,18%	23,53%
3	Бойлерная «А»	42,0	22,8	12,08	6,61	54,28%	28,76%	15,73%

1.2.9 Описание способов учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети

На момент актуализации Схемы теплоснабжения котельные Филиал АО «Нева Энергия» оборудованы техническими приборами учета тепловой энергии.

Коммерческий учет тепловой энергии, покупаемой Филиалом АО «Нева Энергия» у ООО «СЛАНЦЫ», реализован на базе тепловычислителя СПТ-961 ЗАО «НПФ Логика», Санкт-Петербург. Приборами учета тепловой энергии (преобразователи расхода, давления, температуры) оборудована Бойлерная «А» и Бойлерная «В», приборы учета Бойлерной «В» на момент актуализации Схемы теплоснабжения не эксплуатируются.

1.2.10 Описание статистики отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

За период эксплуатации Филиалом АО «Нева Энергия» Котельных №№ 16 и 25 отказы основного оборудования, приводящие к ограничению или остановке теплоснабжения потребителей, не зафиксированы.

02.05.2020 года на ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» произошёл пожар возбудителя ТГ-5 вследствие разрыва бандажа обмотки якоря возбудителя. На момент актуализации Схемы теплоснабжения ТГ-5 не восстановлен, взамен включён в работу резервный ТГ-4.

1.2.11 Описание предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

На момент актуализации Схемы теплоснабжения предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котлоагрегатов котельных, находящихся в аренде у Филиала АО «Нева Энергия», отсутствуют.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения сведения о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» отсутствуют.

1.2.12 Описание перечня 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

На территории Сланцевского городского поселения источником с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии является ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ». В связи с тем, что электрическая энергия, вырабатываемая на ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», отпускается только на собственные нужды ТЭЦ и нужды ОАО «Сланцевский цементный завод «ЦЕСЛА», комбинированный режим выработки электрической и тепловой энергии на ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» в Схеме теплоснабжения не рассматривается.

ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», функционирующая в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, не отнесена к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

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

За период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения, изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии не зафиксировано.

1.3 Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них

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

На момент актуализации Схемы теплоснабжения все тепловые сети Сланцевского городского поселения находятся в аренде (соответственно и в эксплуатационной ответственности) у Филиала АО «Нева Энергия». Теплоснабжение потребителей осуществляется по двум основным веткам:

1. Тепловая сеть в микрорайон Большие Лучки. Теплоснабжение осуществляется от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» Бойлерная «А» по магистральным трубопроводам Ду 300 мм. Тепловая сеть не имеет связей с другими источниками города. Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 27 952 м;

2. Тепловая сеть в город Сланцы. Теплоснабжение осуществляется от Котельной № 16 по магистральной тепловой сети Ду 500 мм, проходящей через весь город. Система теплоснабжения в г. Сланцы – 2-трубная с закрытой системой горячего водоснабжения (ГВС). ГВС обеспечивается посредством использования тепловой энергии для подогрева холодной воды в ИТП потребителя. Данными системами обеспечены 111 жилых домов на территории зоны действия источника тепловой энергии – котельной № 16, и составляет 40% от общего количества домов. Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 33 858 м.

Также в состав тепловой сети города входят сети Котельной № 25 ДОК. От Котельной № 25 ДОК осуществляется теплоснабжение трех домов по трубопроводам Ду 50 мм на нужды отопления и ГВС.

Резервный трубопровод Ду 500 мм, проходящий от ТЭЦ до г. Сланцы и находящийся в неработоспособном состоянии, находится в аренде у Филиала «Нева Энергия» в г. Сланцы.

Общая протяженность тепловых сетей, находящихся в аренде у Филиала АО «Нева Энергия», составляет в двухтрубном исчислении 70,1 км.

Сведения о протяженности тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения представлены на рисунке 6.

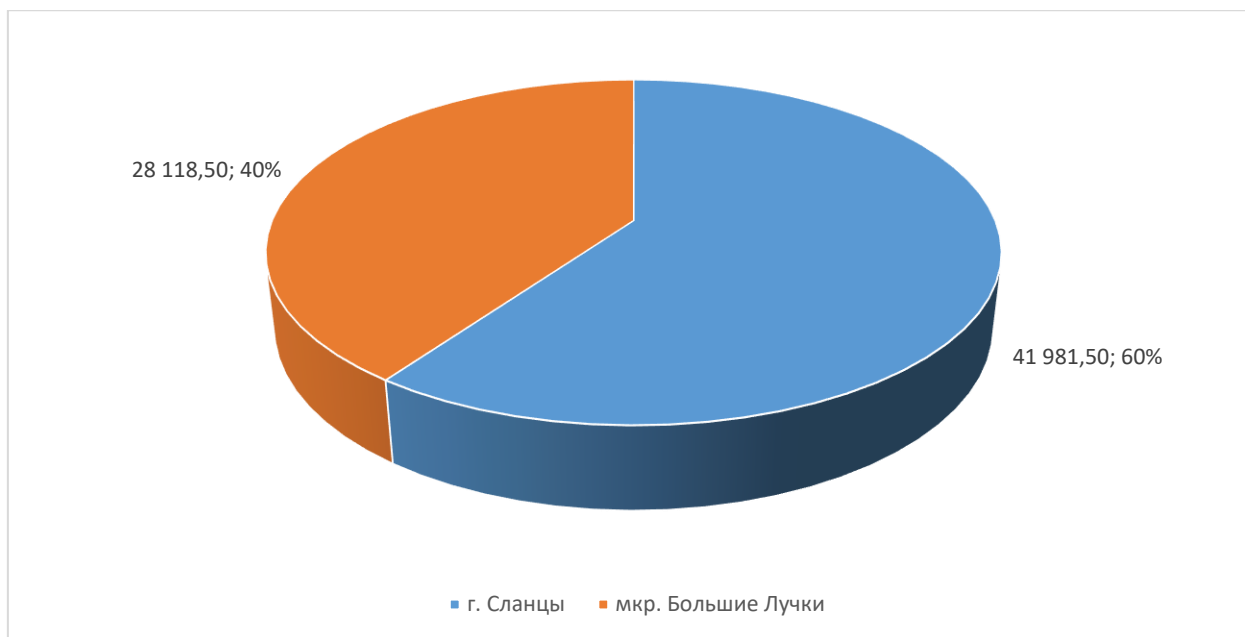


Рисунок 6 – Сведения о протяженности тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения в разрезе территорий

Характеристики тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения приведены в таблицах 18-19.

Таблица 18 - Характеристики тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения

Диаметр трубопровода, мм	Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исполнении, м				Доля
	Котельная № 16	Котельная № 25	Бойлерная «А» от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»	ИТОГО:	
500	8045,00	0,00	0,00	8045,00	11,48%
300	862,00	0,00	2522,00	3384,00	4,83%
273	3183,50	0,00	0,00	3183,50	4,54%
219	4971,00	0,00	2684,50	7655,50	10,92%
159	5092,00	0,00	2656,00	7748,00	11,05%
133	4963,00	0,00	1983,00	6946,00	9,91%
108	3131,00	0,00	3233,00	6364,00	9,08%
89	4142,00	0,00	2902,00	7044,00	10,05%
76	2616,00	0,00	2114,00	4730,00	6,75%
57	3336,00	0,00	8131,00	11467,00	16,36%
40	875,00	0,00	1024,00	1899,00	2,71%
32	595,00	0,00	289,00	884,00	1,26%
25	170,00	0,00	580,00	750,00	1,07%
ИТОГО:	41981,50	0,00	28118,50	70100,00	100,00%
Материальная характеристика, м ²	15 831,85	0,00	6 453,10	22 284,95	
Объем тепловых сетей, м ³	2702	0,00	900	6 076,05	
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	78,95	0,15	22,88	101,98	
Удельная материальная характеристика, м ² ×ч/Гкал	236,33	0,00	282,04		

На рисунке 7 приведены сведения о протяженности тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения в разрезе диаметров трубопроводов.

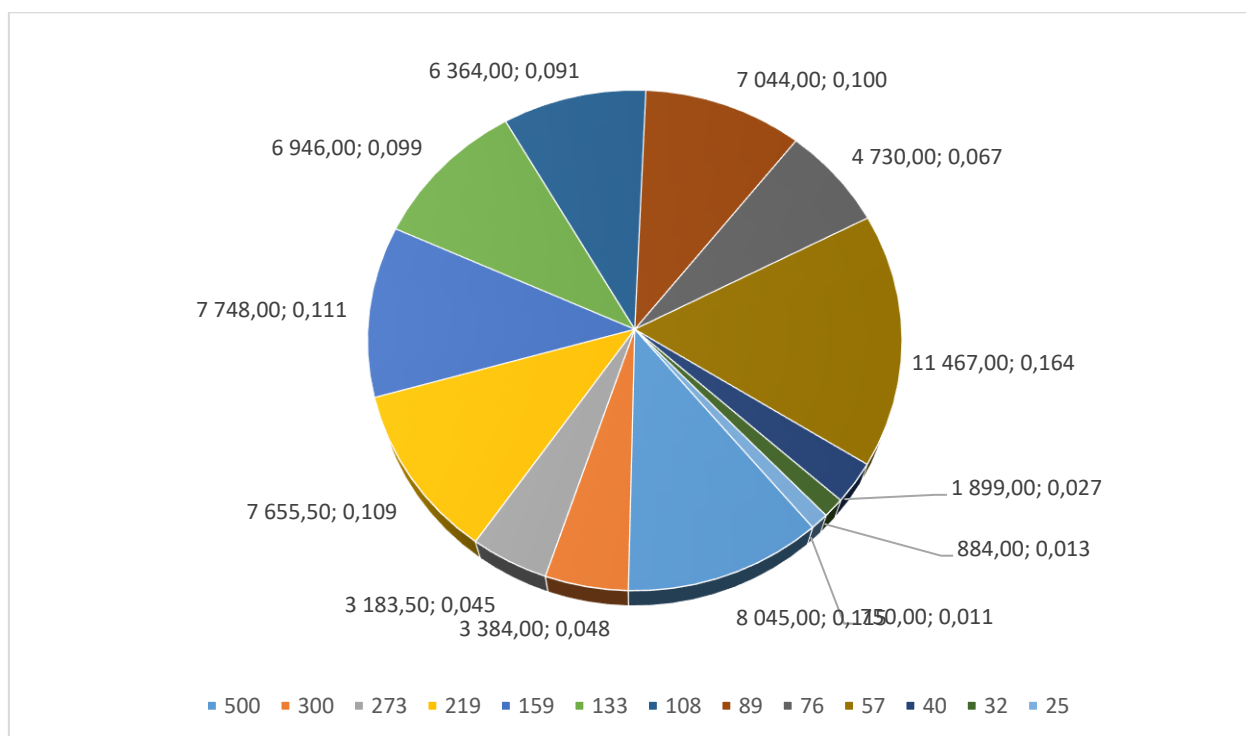


Рисунок 7 – Сведения о протяженности тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения в разрезе диаметров трубопроводов

Таблица 19 - Характеристики тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения в разрезе срока их эксплуатации

Ду, мм	Протяженность по сроку эксплуатации, м (в двухтрубном исчислении)					Итого	Материальная характеристика, м ²
	11-15 лет	16-20 лет	21-25 лет	26-30 лет	св. 30 лет		
500	2384	0	0	5661	0	8045,00	8045
300	3 384,00	0	0	0	0	3384,00	1 875,03
250	3 183,50	0	0	0	0	3183,50	1 552,27
200	7 655,50	0	0	0	0	7655,50	2 870,39
150	7 748,00	0	0	0	0	7748,00	1 905,96
125	1 372,64	0	5573,36	0	0	6946,00	966,81
100	0	0	65,92	166,85	6 131,23	6364,00	1 857,69
80	0	75,96	30,03	271,94	6 666,07	7044,00	1 322,08
70	0	0	66,73	65,62	4 597,65	4730,00	603,96
50	0	0	29,28	0	11 437,72	11467,00	1 191,59
40	0	0	0	0	1 899,00	1899,00	71,73
32	0	0	0	0	884	884,00	17,25
25	0	0	0	0	750	750,00	5,19
Итого:	25 727,64	75,96	5 765,32	6 165,41	32 365,67	70 100,00	22 284,95

На рисунке 8 приведены сведения о протяженности тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения в разрезе срока их эксплуатации.

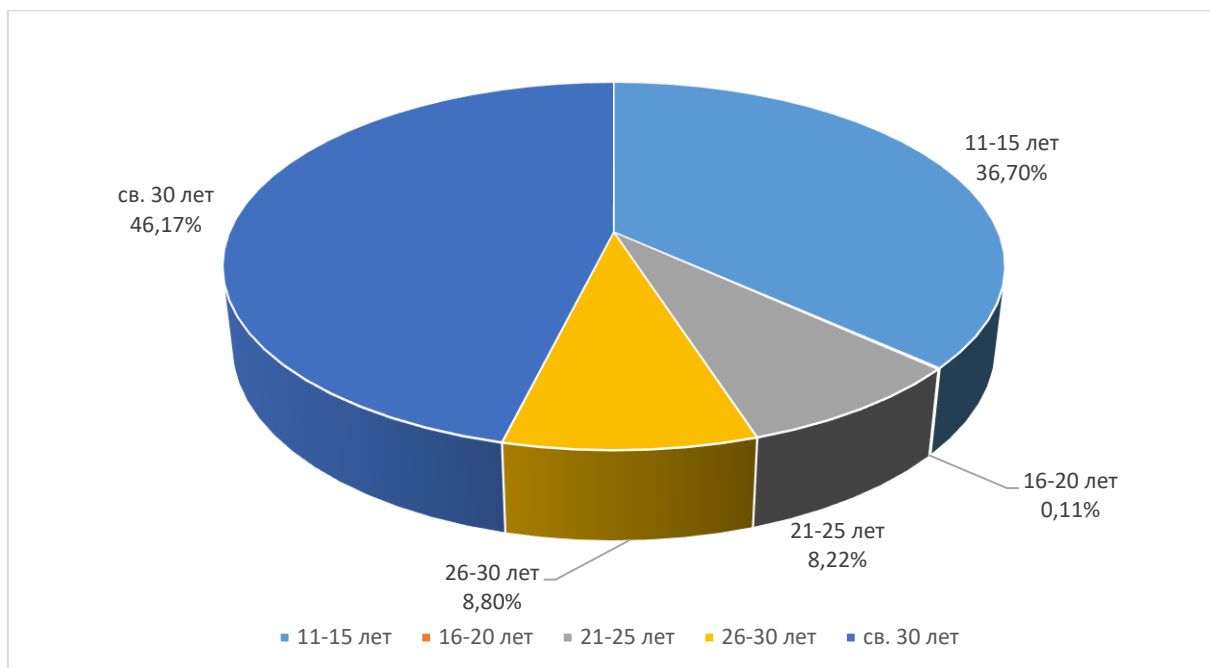


Рисунок 8 – Сведения о протяженности тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения в разрезе срока их эксплуатации

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 зонах действия источников тепловой энергии представлены на рисунке 9 и в электронной модели к Схеме теплоснабжения муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области на период до 2030 года.

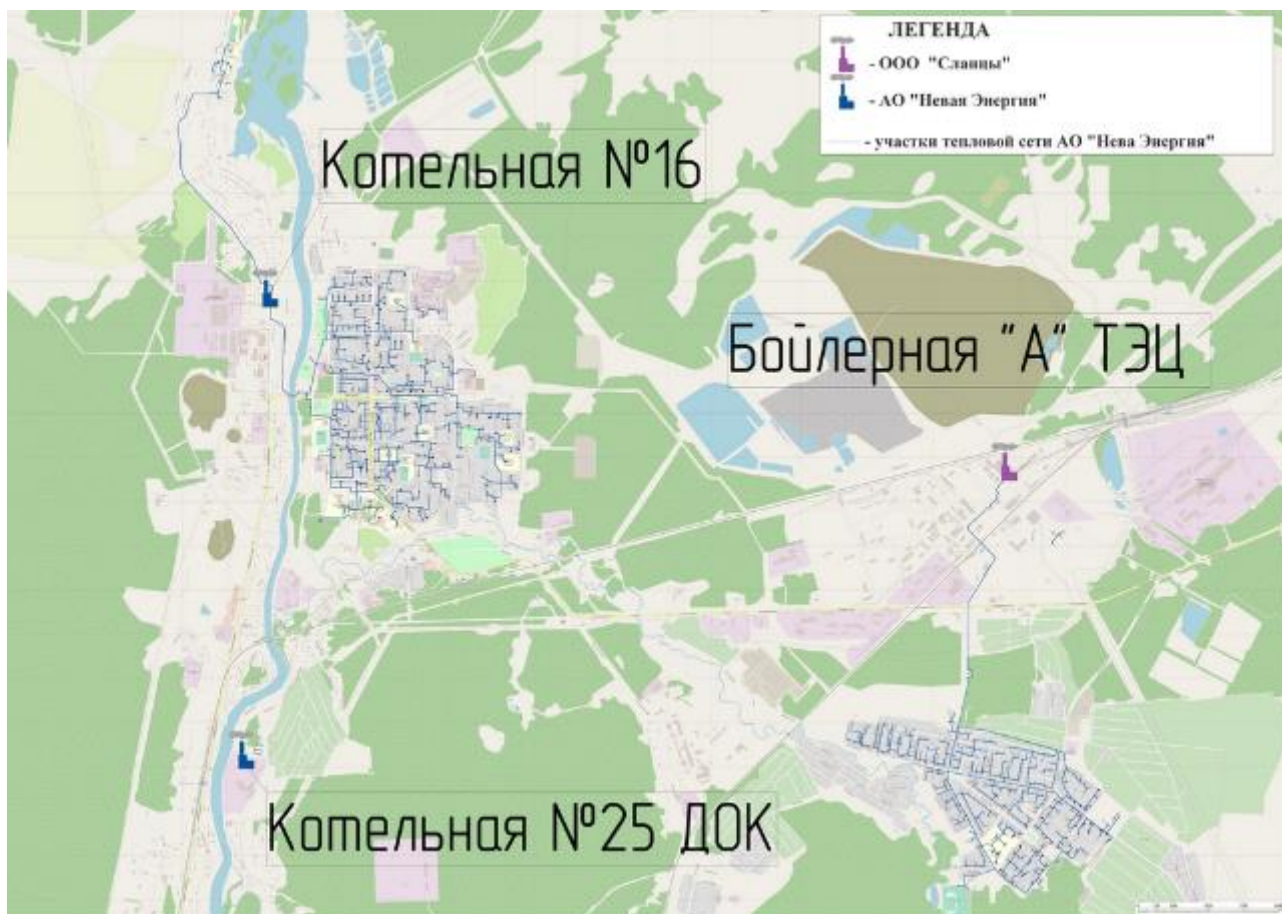


Рисунок 9 – Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

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

Основная часть тепловых сетей города была построена в период 1952-1979 гг. На момент актуализации Схемы теплоснабжения $\approx 60\%$ трубопроводов выработали свой ресурс. В основном, это тепловые сети микрорайона Большие Лучки и внутриквартальные распределительные сети Центрального жилого района.

С 2008 по 2011 гг. Филиалом АО «Нева Энергия» в г. Сланцы в рамках реализации «Инвестиционной программы по реконструкции системы теплоснабжения Сланцевского муниципального района Ленинградской области на среднесрочный перспективный период 2008-2014 гг.», утвержденной решением Совета депутатов МО «Сланцевское городское поселение» от 31.03.2009 № 492-ГСД, реконструировано в двухтрубном исчислении ≈ 20 км тепловых сетей города, в частности, практически полностью была переложена основная магистраль $D_u=500$ мм. В основном, реконструкция коснулась трубопроводов крупного диаметра 150-500 мм.

Основная часть трубопроводов ($\approx 75\%$) имеет подземную прокладку – бесканальную и в непроходных каналах.

Тепловая изоляция основной части трубопроводов ($\approx 66\%$) выполнена из морально устаревшей и практически полностью изношенной минеральной ваты. ППУ- изоляция

имеется только на реконструированных Филиалом АО «Нева Энергия» участках. Покровный слой, в основном, выполнен из рубероида, на отдельных участках применяется тонколистовая оцинкованная сталь. При капитальном ремонте трубопроводов применяется ППУ-изоляция.

Компенсация температурных удлинений осуществляется с помощью П-образных компенсаторов и участков самокомпенсации, на реконструируемых трубопроводах с ППУ-изоляцией – с помощью сильфонных компенсаторов.

От Бойлерной «А» в жилой район Большие Лучки магистральный трубопровод диаметром 300 мм, протяженностью 23 м, был введен в эксплуатацию в 1952 году. В 2019 году на участке трубопровода протяженностью 2108 м (в 2-тр.исп.) были выполнены работы по восстановлению изоляции трубопроводов пенополиуретаном методом заливки под защитное металлическое покрытие из листов оцинкованной листовой стали.

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

Тепловые сети Сланцевского городского поселения оборудованы чугунными и стальными задвижками с ручным приводом. На тепловых сетях в Центральном жилом районе установлены 510 чугунных и 93 стальных задвижки условными диаметрами от 50 до 500 мм, в микрорайоне Большие Лучки на тепловых сетях установлено 450 чугунных задвижек условными диаметрами от 40 до 300 мм.

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

Тепловые сети Сланцевского городского поселения оборудованы 447 тепловыми камерами в подземном исполнении высотой от 0,4 до 2,2 м. Преобладающий материал ограждающих конструкций камер – кирпич, также встречаются камеры, выполненные из железобетонных изделий.

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

На источниках тепловой энергии Сланцевского городского поселения осуществляется как качественное регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети, так и качественно-количественное.

На Бойлерной «А» ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» и котельной № 16 выполняется качественно-количественное регулирование отпуска тепловой энергии, в Котельной № 25 – качественное регулирование.

Температурный график отпуска теплоносителя на Котельной № 25 – 95/70 °С, является оптимальным для котельных малой мощности при центральном качественном регулировании.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения утвержденный температурный график отпуска теплоносителя от Котельной № 16 и ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» - 100/70 °С. Температуру и расход теплоносителя задает оператор АО «Нева Энергия», опираясь на данные прогноза погоды и отпуска тепловой энергии с источника.

По результатам последнего отопительного периода, максимальная температура в подающем трубопроводе от котельной № 16 достигала 110 °С, расход 1300 – 1500 м³/ч. Средний расход от Бойлерной «А» - 460 м³/ч.

Внутридомовая система отопления работает по температурному графику 95/70 °С. Контроль параметров после элеватора осуществляют УК и филиал АО «Нева Энергия», сопла на элеваторе опломбированы, в случае несоответствия параметров теплоносителя нормируемым параметрам, специалисты АО «Нева Энергия» осуществляет устранение отклонений с помощью увеличения/уменьшения диаметра сопла или корректирования температуры и расхода воды в подающем трубопроводе.

Выбор качественно-количественного регулирования обусловлен следующими факторами:

для центрального жилого района:

- гидравлическая разбалансировка системы транспорта от источников, разбалансировка внутридомовых систем отопления, неправильно выбранные параметры теплообменного оборудования ГВС, установленных в ИТП, отсутствие регуляторов температуры на теплообменном оборудовании, приводит к необходимости изменять расход теплоносителя через систему теплоснабжения с проектных 900 м³/ч до 1500 м³/ч.

для микрорайона Большие Лучки:

- наличие только отопительной нагрузки;
- отсутствие возможности ТЭЦ подать теплоноситель в тепловую сеть с температурой выше 105-110 °С ввиду технических возможностей оборудования;
- гидравлическая разбалансировка системы транспорта от источников, разбалансировка внутридомовых систем отопления, в следствии необходимость завышенного расхода.

Вышеуказанные причины делают невозможным применение качественного регулирования отпуска тепловой энергии.

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

Анализ фактического температурного режима работы тепловых сетей производится в результате сравнения фактических температур сетевой воды, полученных по показаниям приборов учёта тепловой энергии в 2021 году, с нормативными. Нормативными температурами сетевой воды являются температуры сетевой воды, определённые по расчётному температурному графику для системы теплоснабжения г. Сланцы в отопительном периоде 2020-2021 гг. по фактическим температурам наружного воздуха. При определении нормативных температур сетевой воды приняты допустимые отклонения от заданного режима на источнике теплоты не более ±3%. Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на 5%. Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется.

Исходя из предоставленных данных, выполнен анализ фактического температурного режима работы тепловых сетей:

- от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» Бойлерная «А» в январе-мае и сентябре-декабре 2021 года;

- от Котельной № 16 в январе-декабре 2021 года.

На рисунках 11 и 12 представлено графическое изображение сравнения фактических температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, их разности с нормативными значениями при характерных температурах наружного воздуха.

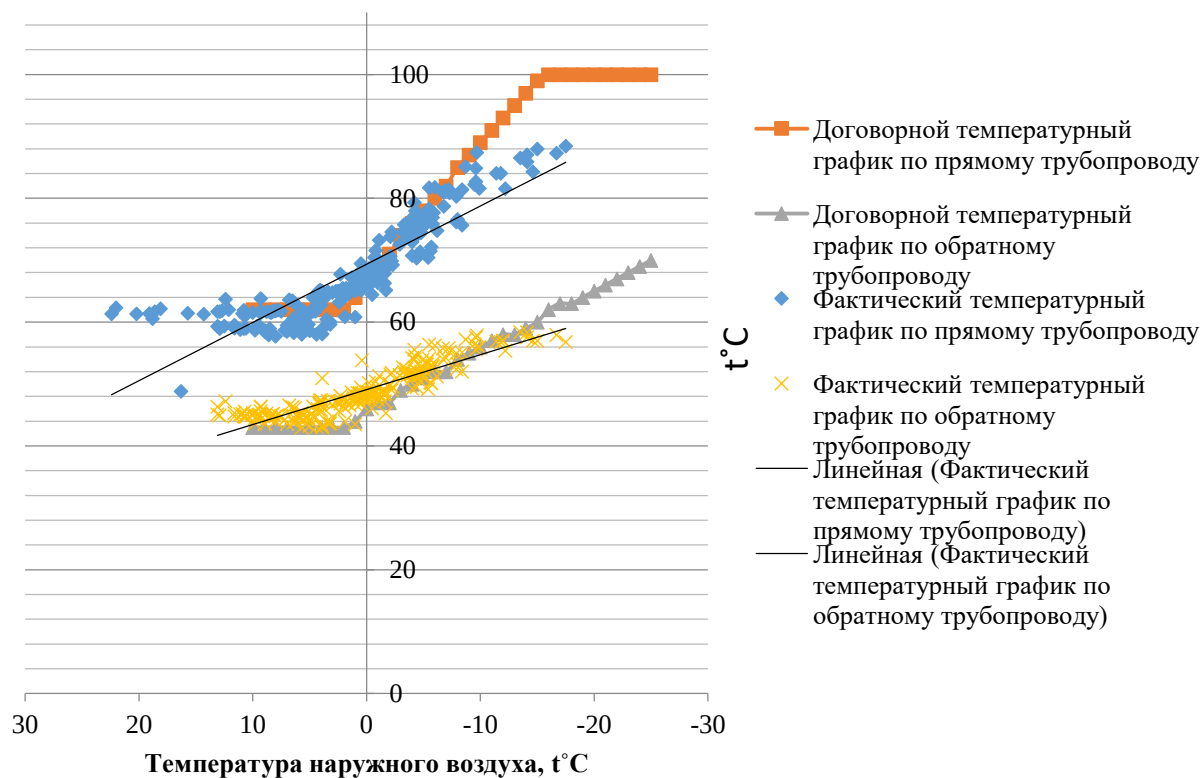


Рисунок 10 – График сравнения фактических температур сетевой воды в тепловой сети от Котельной № 16 в ноябре-декабре 2021 г.

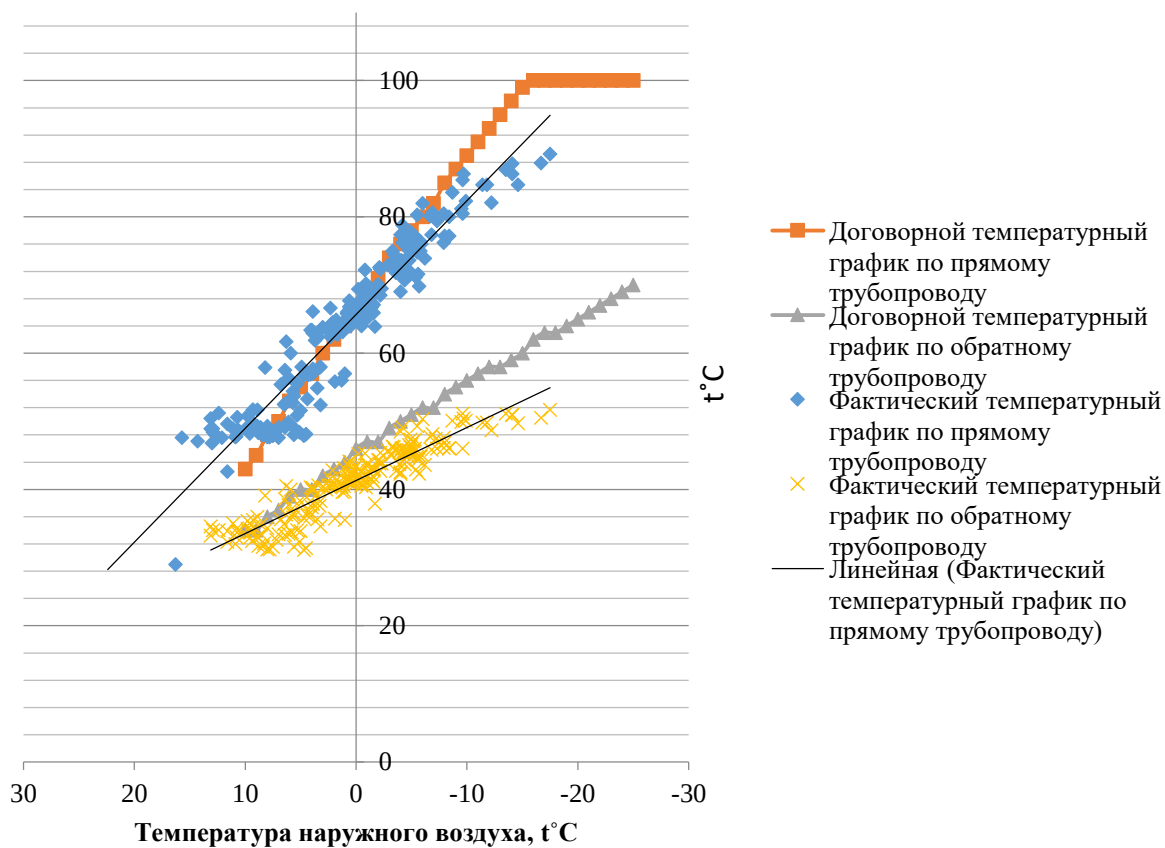


Рисунок 11 – График сравнения фактических температур сетевой воды в тепловой сети от ТЭЦ Бойлерная «А» в январе-марте 2021 г.

Анализ разности температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах показывает, что при температурах наружного воздуха от +10 °С до -2 °С ТЭЦ Бойлерной «А» соблюдается расчетный график отпуска теплоносителя. При снижении температуры наружного воздуха ниже -2 °С наблюдается занижение температуры сетевой воды в подающем трубопроводе и как следствие снижение разности температур, при таких показателях, параметры теплоносителя регулируются его расходом.

По тепловым сетям Котельной № 16 при температуре ниже -5 °С наблюдается занижение температуры в подающем трубопроводе сетевой воды: в среднем на 7-9 °С при таких показателях, параметры теплоносителя регулируются его расходом.

Введенные в действие новые правила предоставления коммунальных услуг взяли за основу Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения, изложенные в п. 5.3.1 Постановление Госстроя РФ от 27 сентября 2003 г. N 170 «Об утверждении Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда», в которых температура ГВС не должна быть ниже 50 °С, соответственно, «недогрев» горячей не будет наблюдаться.

Схемой теплоснабжения предлагается температурный график 100/70 °С. Значения температуры в подающем и обратном трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха представлены в таблице 20 и на рисунке 12. Так как в Сланцевском городском поселении действует закрытая система теплоснабжения и осуществляется качественно-количественное регулирование теплоносителя, то по данному графику при температуре наружного воздуха ниже -10 °С необходимо подавать теплоноситель не выше 100 °С, а при температуре наружного воздуха выше +1,0 °С – не ниже 60 °С. Нижняя срезка обусловлена наличием нагрузки на ГВС в связи с чем, температура теплоносителя в системе ГВС по Постановлению Госстроя РФ от 27.09.2003 N 170 «Об утверждении Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда», в которых температура ГВС не должна быть ниже 50 °С. При точке излома +1,0 °С должна происходить смена регулирования с качественного на количественное (автоматическими регуляторами, клапанами или элеваторами) для того, чтобы регулировать нагрузку в системе отопления и предотвратить «перетоп» у потребителей.

Для обеспечения температурного запаса в греющем контуре ГВС рекомендуется поднять нижнюю полку температурного графика до 60 °С. Реализация данного мероприятия возможна только при условии оснащения всех теплообменных аппаратов системы ГВС автоматическими клапанами регулировки температуры (текущая оснащенность 53%).

Понижение максимальной температуры нагрева теплоносителя до 100 °С и использование количественного или качественно-количественного регулирования способствует повышению надежности водогрейных котлов котельной и использованию преимуществ теплофикации. Компенсация необходимого отпуска тепловой энергии осуществляется за счёт качественно-количественного регулирования.

Таблица 20 - Температурный график системы теплоснабжения Сланцевского городского поселения

Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температура в подающем трубопроводе, Т ₁ , °С	Температура в обратном трубопроводе, Т ₂ , °С	Доля нагрузки, %
-26	100	70	100
-25	98	69	98
-24	97	68	95

Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температура в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура в обратном трубопроводе, Т2, °С	Доля нагрузки, %
-23	95	67	93
-22	94	67	91
-21	92	65	89
-20	91	65	86
-19	89	64	84
-18	87	62	82
-17	86	62	80
-16	84	61	77
-15	82	60	75
-14	81	59	73
-13	79	58	70
-12	78	58	68
-11	76	56	66
-10	74	55	64
-9	73	55	61
-8	71	53	59
-7	69	52	57
-6	67	51	55
-5	66	50	52
-4	64	49	50
-3	62	48	48
-2	60	46	45
-1	59	46	43
0	57	45	41
1	55	43	39
2	55	43	39
3	55	43	39
4	55	43	39
5	55	43	39
6	55	43	39
7	55	43	39
8	55	43	39

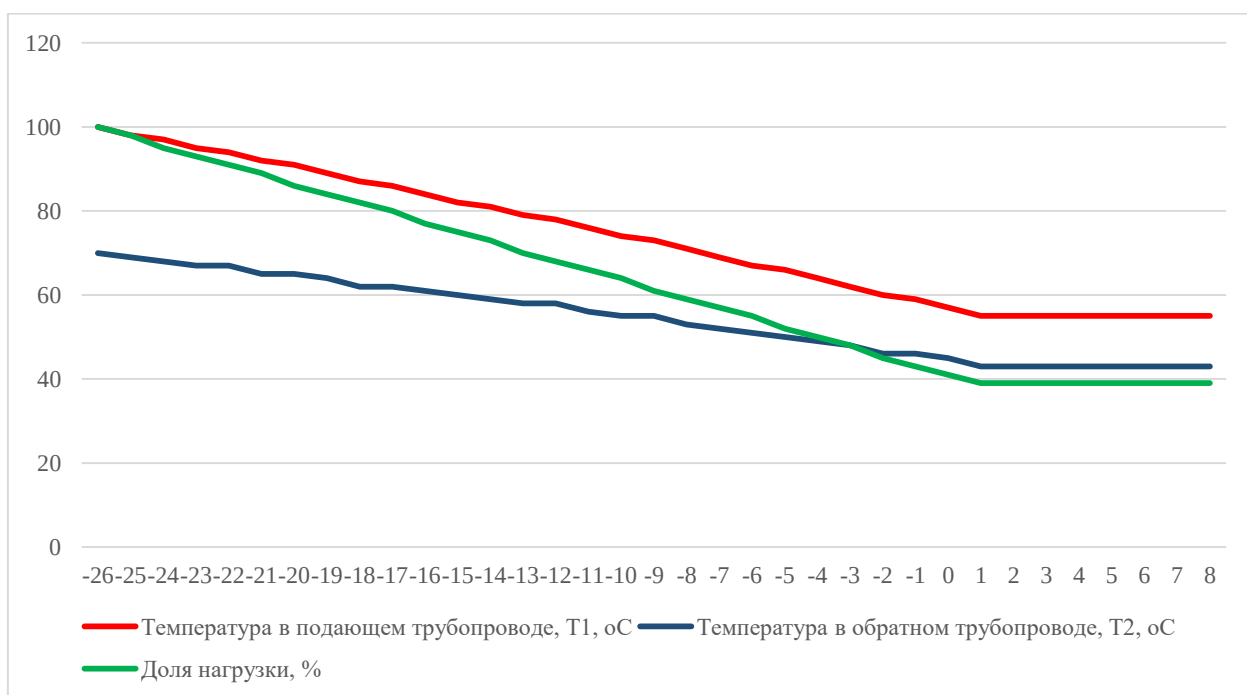


Рисунок 12 – Температурный график системы теплоснабжения Сланцевского городского поселения, предлагаемый к утверждению

1.3.8 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Для анализа гидравлического режима работы тепловых сетей Сланцевского городского поселения создана расчетная модель на основе геоинформационной системы «Zulu Thermo 8.0».

Модель позволяет выполнять гидравлические расчеты в двух основных режимах: наладочный, поверочный. При выполнении наладочного расчета все потребители задаются расчетной тепловой нагрузкой. Расчет строится таким образом, чтобы через каждого потребителя тепла проходило заданное количество тепловой энергии. Данный тип расчетов используется при выполнении наладки потребителей и анализе эксплуатационного режима теплоснабжения.

Целью проведения поверочных расчетов является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителя при заданной температуре воды в трубопроводе и располагаемом напоре на источнике. Данный тип расчетов может быть применен для моделирования аварийных режимов системы теплоснабжения.

Гидравлические расчеты проводились в наладочном и поверочном режимах. В то же время созданные расчетные модели позволяют в дальнейшем при необходимости выполнять расчеты различных аварийных режимов.

Местные сопротивления на всех участках существующей схемы теплоснабжения задавались как доля потерь на местные сопротивления, которая принималась равной 15 % от гидравлических потерь на трение в трубопроводе.

Для всех трубопроводов принималось, что эквивалентная шероховатость составляет 0,5 мм.

Гидравлические расчеты проведены на отопительный сезон 2020-2021 гг. отдельно для центральной части города и для микрорайона Большие Лучки.

Существующий гидравлический режим системы теплоснабжения Сланцевского городского поселения рассчитывался в первую очередь с целью отладки расчетной модели, используемой в дальнейшем для моделирования различных вариантов перспективной схемы теплоснабжения.

При выполнении гидравлических расчетов системы теплоснабжения центральной части города были получены следующие результаты:

При теплоснабжении потребителей данной зоны от Котельной № 16 (при фактическом расходе теплоносителя 1430 т/ч, располагаемом напоре на котельной 41 м. вод. ст.) наблюдается нехватка напора у следующих потребителей: ул. Гагарина, 4; ул. Гагарина, 3, что наглядно видно на пьезометрических графиках (рисунки 9 и 10);

При выполнении гидравлических расчетов системы теплоснабжения микрорайона Большие Лучки получены следующие результаты:

При расчетном режиме работы системы теплоснабжения района (расчетном расходе теплоносителя 455 т/ч, располагаемом напоре на ТЭЦ 80 м. вод. ст.) наблюдается нехватка напора у отдаленных потребителей в связи с тем, что большие потери напора приходится на участок от бойлерной «А» до ТК протяженностью 2,2 км. Уменьшение располагаемого напора происходит за счет заниженного диаметра трубопровода (фактический Ду=300 мм), в следствии чего повышается скорость движения теплоносителя.

Расчетные пути для построения пьезометрического графика и пьезометрические графики от источника тепловой энергии до потребителя представлены на рисунках 13-26.

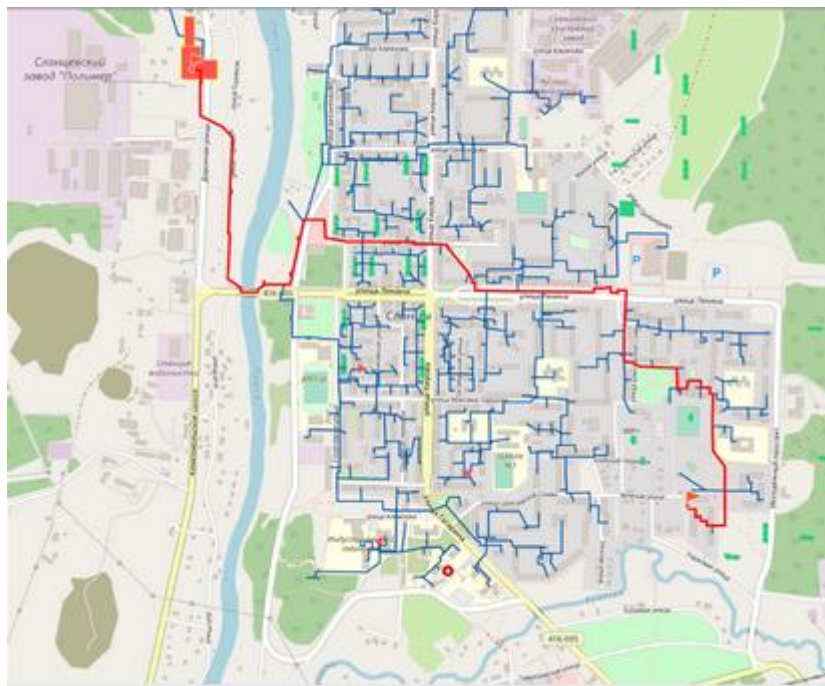


Рисунок 13 – Путь для построения пьезометрического графика от котельной № 16 до насосной водоканала на пр. Молодежный (Sys2590)

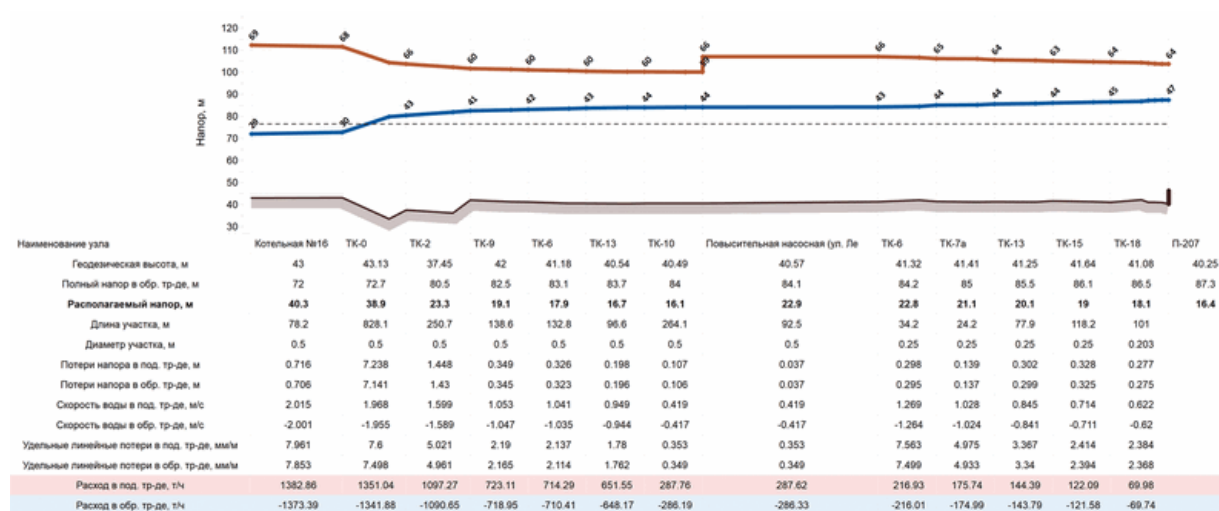


Рисунок 14 – Пьезометрический график от котельной № 16 до насосной водоканала на пр. Молодежный

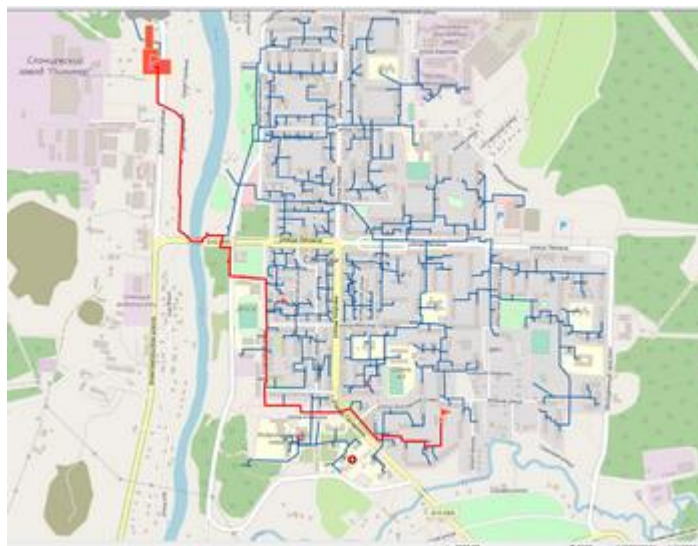


Рисунок 15 – Путь для построения пьезометрического графика от котельной № 16 до д/сада № 10 по ул. Гагарина, 56 (Sys2928)

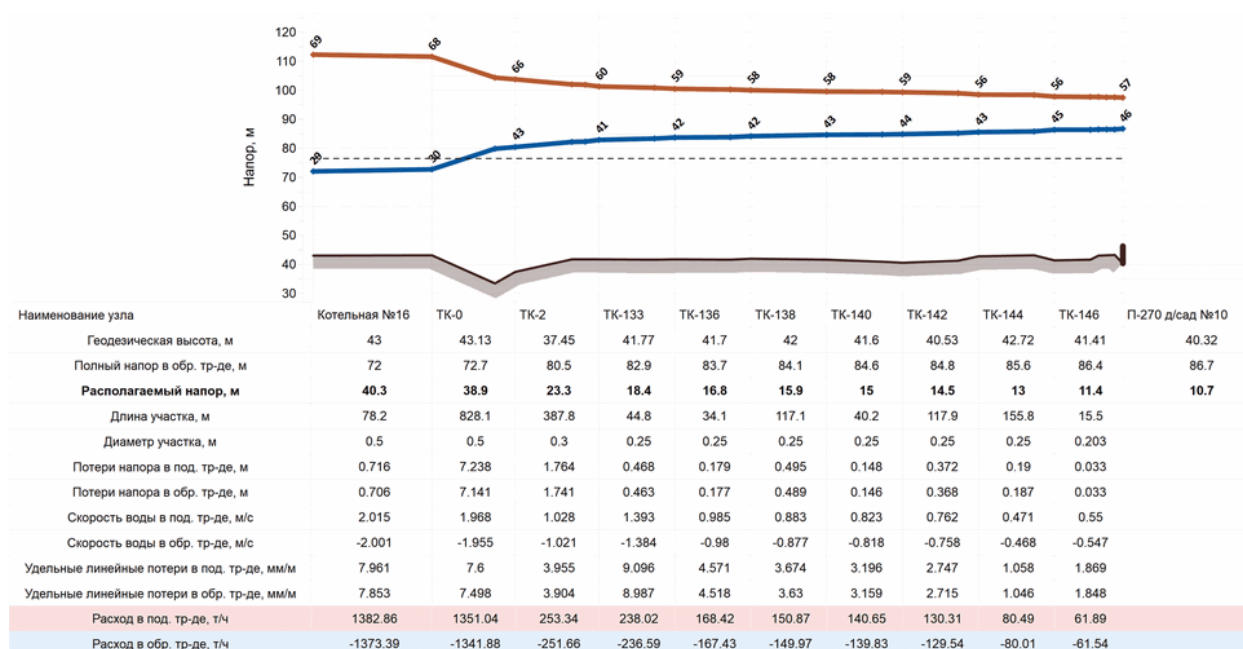


Рисунок 16 – Пьезометрический график от котельной № 16 до д/сада № 10 по ул. Гагарина, 56

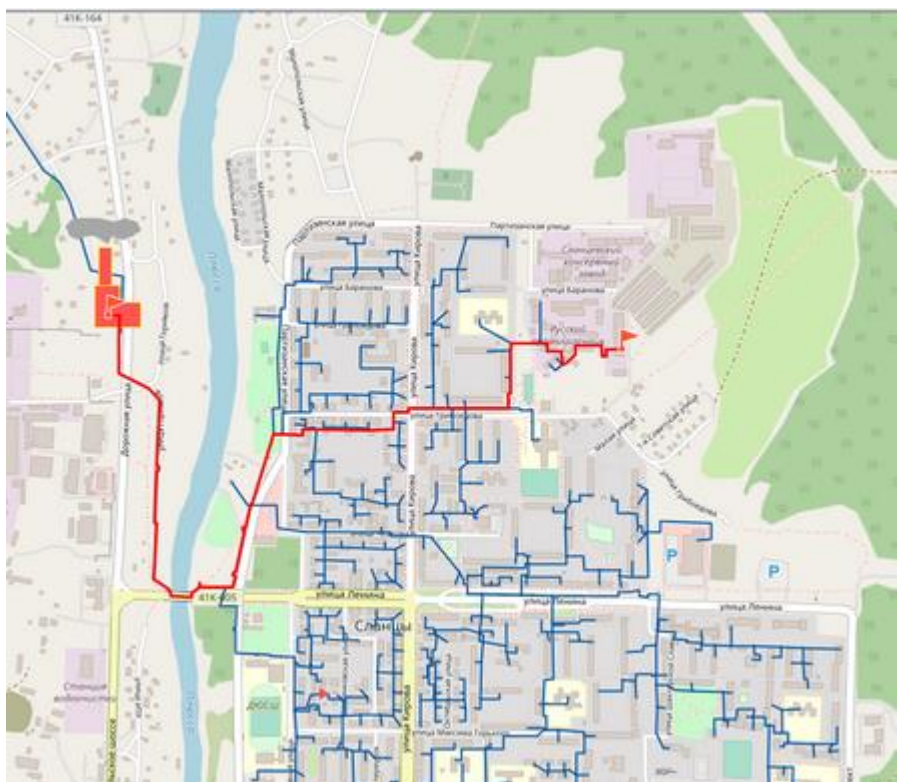


Рисунок 17 – Путь для построения пьезометрического графика от котельной № 16 до швейной фабрики по ул. Баранова, 20 (Sys1942)

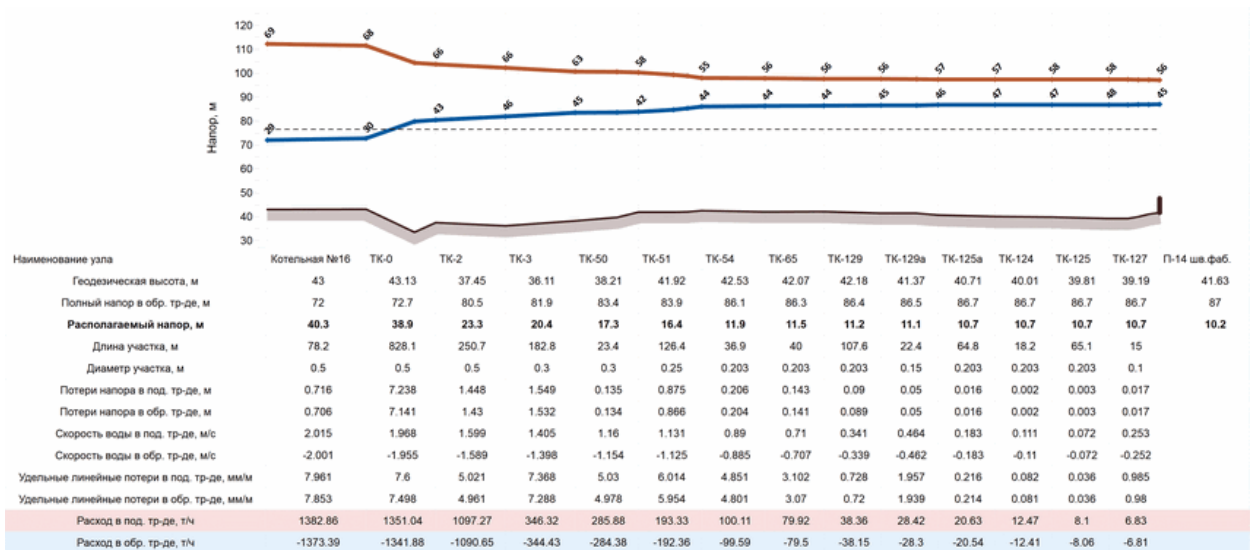


Рисунок 18 – Пьезометрический график от котельной № 16 до до швейной фабрики по ул. Баранова, 20

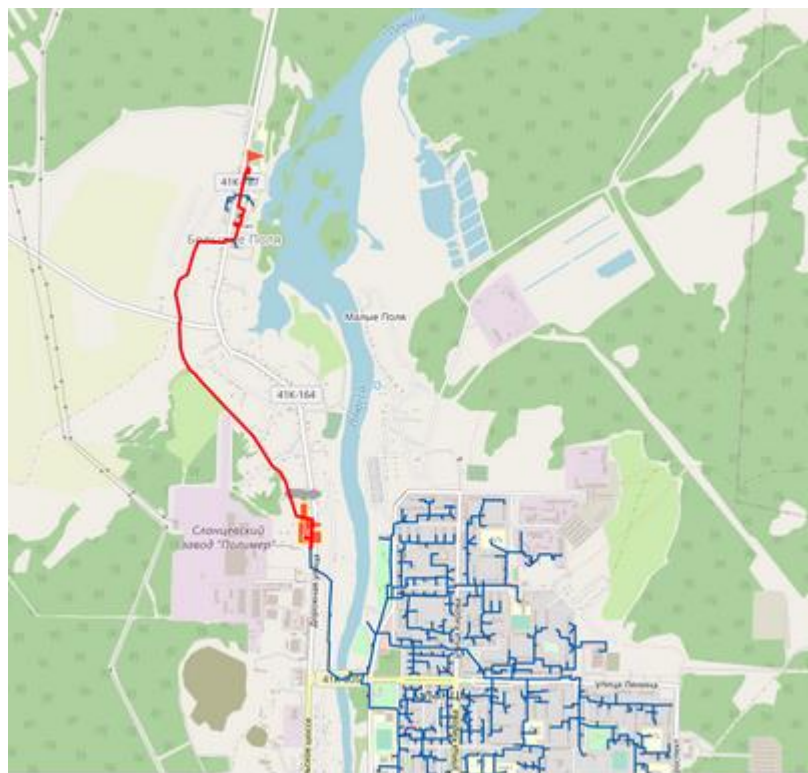


Рисунок 19 – Путь для построения пьезометрического графика от котельной № 16 до проходной ГБОУ ЛО «Сланцевское специальное учебно-воспитательное учреждение закрытого типа» (Sys1821)

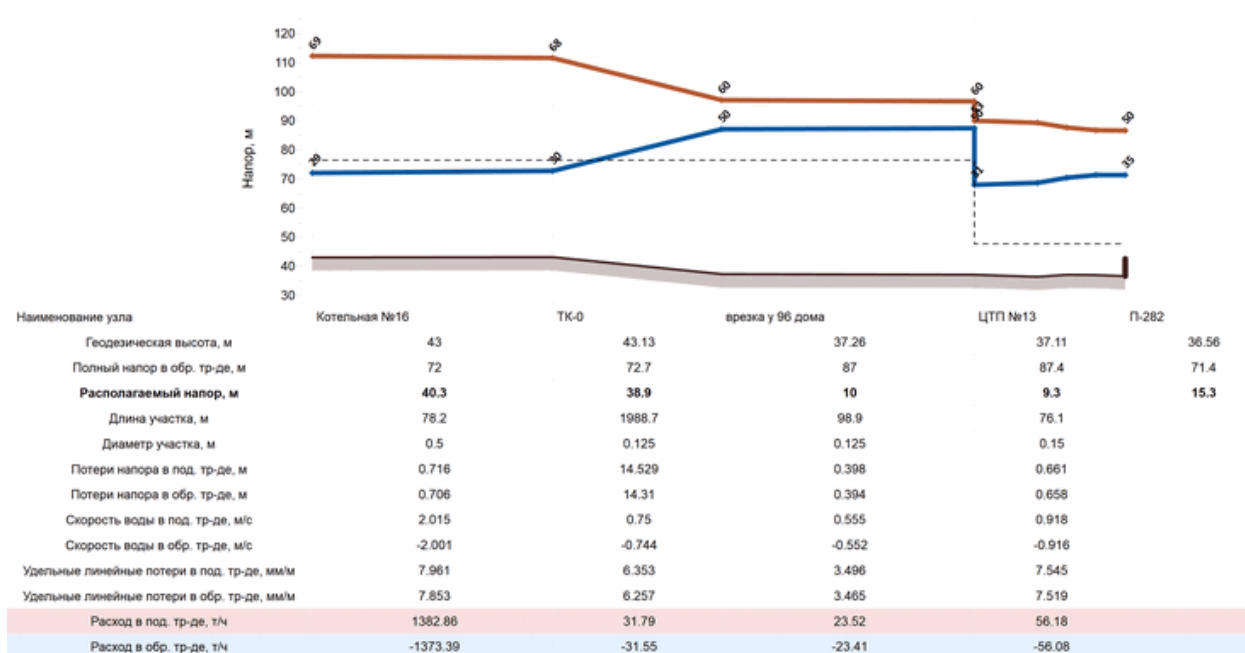


Рисунок 20 – Пьезометрический график от котельной № 16 до до проходной ГБОУ ЛО «Сланцевское специальное учебно-воспитательное учреждение закрытого типа»



Рисунок 21 – Путь для построения пьезометрического графика от Бойлерной А ТЭЦ до дома инвалидов и престарелых по ул. Жуковского, 6В (Sys961)



Рисунок 22 – Пьезометрический график от Бойлерной А ТЭЦ до дома инвалидов и престарелых по ул. Жуковского, 6В

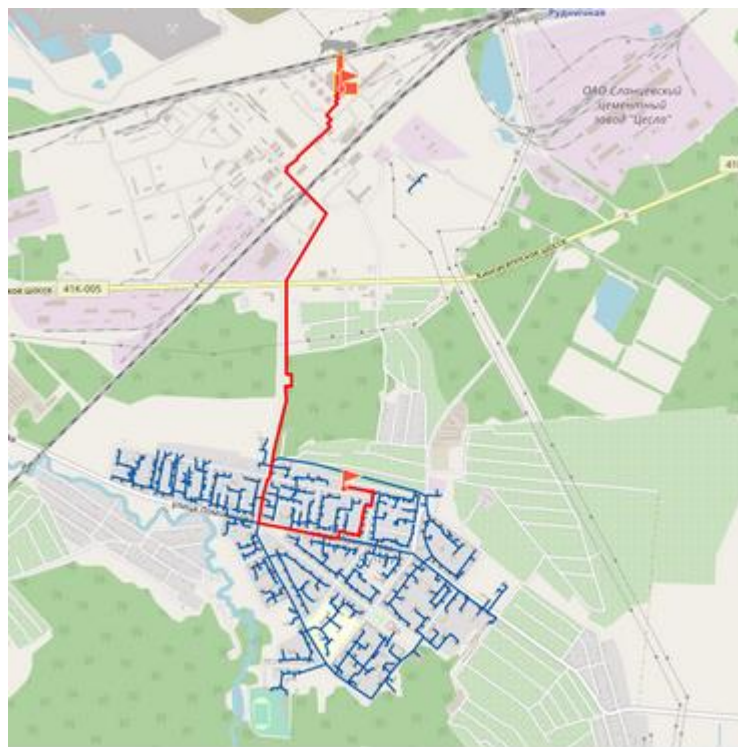


Рисунок 23 – Путь для построения пьезометрического графика от Бойлерной А ТЭЦ до потребителя по ул. 1-го Мая, 69 (Sys3130)



Рисунок 24 – Пьезометрический график от Бойлерной А ТЭЦ до потребителя по ул. 1-го Мая, 69

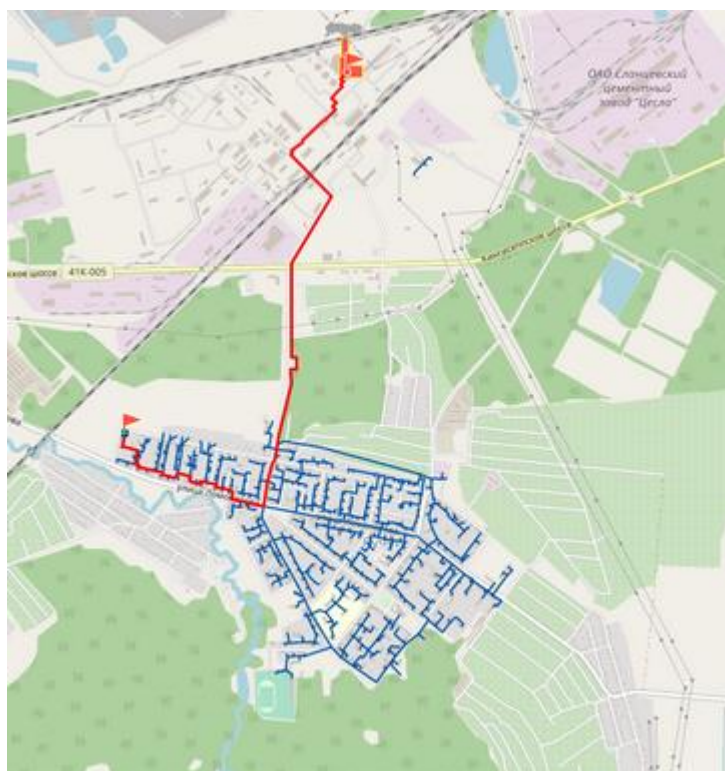


Рисунок 25 – Путь для построения пьезометрического графика от ТЭЦ Бойлерная А до жилого дома по ул. Пролетарская, 9 (Sys99)

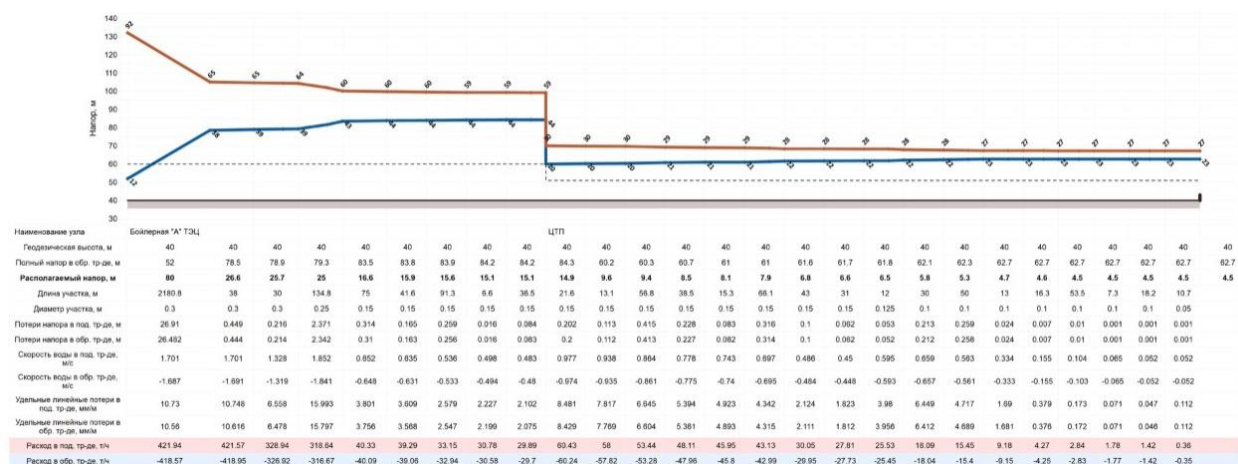


Рисунок 26 – Пьезометрический график от ТЭЦ Бойлерная А до жилого дома по ул. Пролетарская, 9

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

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

- трубопроводов: сквозные коррозионные повреждения труб, разрывы сварных швов;
- задвижек: коррозия корпуса или байпаса задвижки, искривление или падение дисков, неплотность фланцевых соединений, засоры, приводящие к негерметичности отключения участков;

- сальниковых компенсаторов: коррозия стакана, выход из строя грундбоксы.

Все отмеченные выше повреждения возникают в процессе эксплуатации в результате воздействия на элемент ряда неблагоприятных факторов. Причиной некоторых повреждений являются дефекты строительства.

Наиболее частой причиной повреждений теплопроводов является наружная коррозия. Количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб, значительно меньше, чем коррозионных. Основными причинами разрывов сварных швов являются заводские дефекты при изготовлении труб и дефекты сварки труб при строительстве.

Причины повреждения задвижек весьма разнообразны: это и наружная коррозия, и различные неполадки, возникающие в процессе эксплуатации (засоры, заклинивание и падение дисков, расстройство фланцевых соединений).

Все рассмотренные выше причины, вызывающие повреждения элементов сетей, являются следствием воздействия на них различных случайных факторов. При возникновении повреждения участка трубопровода его отключают, ремонтируют и вновь включают в работу. Со временем на нем может появиться новое повреждение, которое тоже будет отремонтировано. Последовательность возникающих повреждений (отказов) на элементах тепловой сети составляет поток случайных событий - поток отказов. Поток отказов характеризуется параметром потока отказов $\omega(t)$. Параметр потока отказов представляет собой частоту отказов в единицу времени.

В таблице 21 представлено распределение количества аварий на тепловых сетях Сланцевского городского поселения по годам в период с 2017 по 2021 гг.

Таблица 21 - Информация об инцидентах на тепловых сетях и сроках восстановления работоспособности тепловых сетей по годам в период с 2017 по 2021 гг

№ п/п	Адрес места возникновения аварии	ДАТА			Продолжительность нарушения подачи тепловой энергии
		Возникновение аварии	Отключение	Ликвидация (подключение) аварии	
2017 год					
1.	ул. Кирова, д. 12	06.01.17 г.	06.01.17 г. 11-30	06.01.17 г. 16-30	5 часов
2.	ул. Ломоносова, д. 15 (ЦТП Б. Лучки)	31.01.17 г.	31.01.17 г. 09-30	31.01.17 г. 12-00	2 часа 30 мин.
3.	ул. Кирова, д. 32 (замена ввода)	17.02.17 г.	17.02.17 г. 09-30	17.02.17 г. 13-00	3 часа 30 мин.
4.	ул. Жуковского, д. 13а	27.02.17 г.	27.02.17 г. 10-20	27.02.17 г. 17-30	7 часов 10 мин.
5.	ул. 1 Мая, д. 82	04.03.17 г.	04.03.17 г. 09-00	04.03.17 г. 14-40	5 часов 40 мин.
6.	ул. Кирова, д. 23	10.10.17 г.	10.10.17 г. 10-00	10.10.17 г. 14-00	4 часа
7.	ул. Климчука, д. 16	12.10.17 г.	12.10.17 г. 09-10	12.10.17 г. 16-20	7 часов 10 мин.
8.	ул. Ленина, д. 14 (ТК-21)	26.10.17 г.	26.10.17 г. 09-15	26.10.17 г. 13-50	4 часа 35 мин.
9.	ТК-8 (ЦТП Б. Лучки, замена участка)	12.11.17 г.	12.11.17 г. 08-30	12.11.17 г. 21-40	13 часов 10 мин.
10.	ул. Ломоносова, д. 37 (магистраль)	13.12.17 г.	13.12.17 г. 15-15	13.12.17 г. 19-40	4 часа 25 мин.
11.	ул. Кирова, д. 21	15.12.17 г.	15.12.17 г. 10-40	15.12.17 г. 15-00	4 часа 20 мин.
2018 год					

№ п/п	Адрес места возникновения аварии	ДАТА			Продолжительность нарушения подачи тепловой энергии
		Возникновение аварии	Отключение	Ликвидация (подключение) аварии	
1.	ул. Дзержинского, 20	29.12.17 г.	10.01.18 г. 10-30	10.01.18 г. 13-00	2 часа 30 мин.
2.	ул. Ломоносова, 5	15.01.18 г.	15.01.18 г. 10-00	15.01.18 г. 13-50	3 часа 50 мин.
3.	ул. Свободы, 2-4	20.01.18 г.	20.01.18 г. 19-00	20.01.18 г. 24-00	5 часов
4.	ул. Свободы, 2-4 (плановая замена т/трассы)	20.01.18 г.	25.01.18 г. 08-00	25.01.18 г. 19-30	11 часов 30 мин.
5.	Кот. 16 т/трасса на д. Б. Поля	26.01.18 г.	26.01.18 г. 10-00	25.01.18 г. 14-20	4 часа 20 мин.
6.	ул. Дзержинского, 20	04.04.18 г.	04.04.18 г. 9-30	04.04.18 г. 16-30	7 часов
7.	ул. Свободы, 8	05.04.18 г.	05.04.18 г. 8-40	05.04.18 г. 17-25	8 часов 45 мин.
8.	ул. Дзержинского, 11а	13.04.18 г.	13.04.18 г. 9-35	13.04.18 г. 14-05	4 часа 30 мин.
9.	ул. Ленина, 21а	18.04.18 г.	18.04.18 г. 9-00	18.04.18 г. 14-25	5 часов 25 мин
10.	ул. Ш. Славы, 20	23.04.18 г.	25.04.18 г. 9-00	25.04.18 г. 20-45	11 часов 45 мин.
11.	пер. Новый, 1	05.10.18 г.	05.10.18 г. 21-15	08.10.18 г. 12-15	63 часа
12.	пер. Новый, 3 - пер. Речной, 5	08.10.18 г.	08.10.18 г. 10-25	08.10.18 г. 16-10	5 часов 45 мин.
13.	ул. Чкалова, 3 (замена т/трассы)	29.10.18 г.	31.10.18 г. 9-30	31.10.18 г. 15-45	6 часов 15 мин.
14.	ул. Кирова, 21	09.11.18 г.	12.11.18 г. 9-10	12.11.18 г. 15-00	5 часов 50 мин.
15.	ул. Ломоносова, 46а	14.11.18 г.	14.11.18 г. 9-30	14.11.18 г. 12-55	3 часа 25 мин.
16.	ул. Жуковского, 21	16.11.18 г.	16.11.18 г. 10-00	16.11.18 г. 13-00	3 часа
17.	ул. Кирова, 11 (школа № 3) пустующее здание	15.11.18 г.	16.11.18 г. 13-15	19.11.18 г. 11-00	69 часов 45 мин.
18.	ул. Ленина, 13 (магистраль)	14.12.18 г.	26.12.18 г. 8-00	27.12.18 г. 3-00	19 часов
2019 год					
1.	ул. Ш. Славы, 9а	22.01.19 г.	24.01.19 г. 08-00	24.01.19 г. 13-30	5 часов 30 мин
2.	ул. Партизанская, 8	25.01.19 г.	30.01.19 г. 11-00	30.01.19 г. 13-00	2 часа
3.	ул. Дзержинского, 11	25.01.19 г.	30.01.19 г. 10-00	30.01.19 г. 12-00	2 часа
4.	ул. Ш. Славы, 10	04.02.19 г.	04.02.19 г. 10-00	04.02.19 г. 16-00	6 часов
5.	ул. Шахтеров, 5	08.02.19 г.	08.02.19 г. 09-30	08.02.19 г. 11-30	2 часа
6.	ул. Ш. Славы, 10	12.02.19 г.	12.02.19 г. 08-00	12.02.19 г. 18-00	10 часов
7.	ул. Ломоносова, 61	25.02.19 г.	25.02.19 г. 09-30	25.02.19 г. 12-00	2 часа 30 мин
8.	ул. Дзержинского, 13	25.02.19 г.	26.02.19 г. 9-30	26.02.19 г. 13-30	4 часа
9.	ул. Ш. Славы, 16	01.03.19 г.	05.03.19 г. 9-00	05.03.19 г. 13-00	4 часа
10.	ул. Ленина, 16	14.03.19 г.	14.03.19 г. 9-00	14.03.19 г. 12-00	3 часа

№ п/п	Адрес места возникновения аварии	ДАТА			Продолжительность нарушения подачи тепловой энергии
		Возникновение аварии	Отключение	Ликвидация (подключение) аварии	
11.	ул. Ломоносова, 42	28.03.19 г.	28.06.19 г. 09-00	28.03.19 г. 14-00	5 часов
12.	ул. Грибоедова, 10	04.04.19 г.	04.04.19 г. 09-00	04.04.19 г. 13-30	4 часа 30 мин
13.	ул. Дзержинского, 10	04.04.19 г.	04.04.19 г. 09-00	04.04.19 г. 14-30	5 часов 30 мин
14.	ул. Кирова, 37	08.04.19 г.	08.04.19 г. 09-00	12.11.18г. 13-30	4 часа 30 мин
15.	ул. Свердлова, 11	15.04.19 г.	15.04.19 г. 09-30	15.04.19 г. 11-30	2 часа
16.	ул. Дзержинского, 5	16.04.19 г.	16.04.19 г. 09-00	16.04.19 г. 17-30	8 часов 30 мин
17.	ул. Ломоносова, 14	24.04.19 г.	24.04.19 г. 09-00	24.04.19 г. 17-30	8 часов 30 мин
18.	ул. Новосельская, 1	25.04.19 г.	25.08.19 г. 09-00	25.04.19 г. 15-30	6 часов 30 мин
19.	ул. Кирова, 43	29.04.19 г.	29.04.19 г. 09-00	29.04.19 г. 14-00	5 часов
20.	ул. Кутузова, 5	09.10.19 г.	09.10.19 г. 09-30	09.10.19 г. 16-00	6 часов 30 мин
21.	ул. Кутузова, 6	16.10.19 г.	16.10.19 г. 08-30	16.10.19 г. 16-00	7 часов 30 мин
22.	ул. Партизанская, 8	30.10.19 г.	01.11.19 г. 08-30	01.11.19 г. 12-30	4 часа
23.	ул. Молодежный, 11	05.11.19 г.	06.11.19 г. 10-00	06.11.19 г. 15-00	5 часов
24.	ул. Кирова, 19	10.12.19 г.	10.12.19 г. 09-30	10.12.19 г. 15-30	6 часов
25.	ул. Партизанская, 33	12.12.19 г.	12.12.19 г. 10-00	12.12.19 г. 14-00	4 часа
26.	ул. Ш. Славы, 9	13.12.19 г.	13.12.19 г. 10-00	13.12.19 г. 12-00	2 часа
27.	ул. Ш. Славы, 9а	16.12.19 г.	16.12.19 г. 10-00	16.12.19 г. 12-30	2 часа 30 мин
28.	ул. Ш. Славы, 7	17.12.19 г.	17.12.19 г. 09-30	17.12.19 г. 20-00	10 часов 30 мин
29.	ул. Спортивная, 9/2	27.12.19 г.	27.12.19 г. 10-30	27.12.19 г. 14-00	3 часа 30 мин
2020 год					
1.	ул. Ленина, 16	05.01.20 г.	06.01.20 г. 10-00	10.01.18г. 13-00	3 часа
2.	ул. Свердлова, 18	30.01.20.	30.01.20 г. 09-00	15.01.18г. 13-30	4 часа 30 мин.
3.	ул. Маяковского, 2	12.02.20 г.	12.02.20 г. 11-30	12.02.20 г. 13-30	2 часа
4.	ул. Ломоносова, 44	19.02.20 г.	25.02.20 г. 10-00	25.02.20 г. 12-00	2 часа
5.	ул. Ш. Славы, 3	15.04.20 г.	15.04.20 г. 09-00	15.04.20 г. 12-30	3 часа 30 мин
6.	ул. Грибоедова, 4	20.04.20 г.	20.04.20 г. 9-30	20.04.20 г. 12-00	2 часа 30 мин
7.	ул. Грибоедова, 15	07.05.20 г.	07.05.20 г. 09-00	07.05.20 г. 15-00	6 часов
8.	ул. Чкалова, 15	12.05.20 г.	12.05.20 г. 10-00	12.05.20 г. 12-30	4 часа 30 мин
9.	ул. Жуковского, 8	13.05.20 г.	13.05.20 г. 09-00	13.05.20 г. 12-30	2 часа 30 мин

№ п/п	Адрес места возникновения аварии	ДАТА			Продолжительность нарушения подачи тепловой энергии
		Возникновение аварии	Отключение	Ликвидация (подключение) аварии	
10.	ул. Жуковского, 8	14.05.20 г.	14.05.20 г. 09-00	14.05.20 г. 13-00	4 часа
11.	ул. Октябрьская, 1а	22.10.20 г.	22.10.20 г. 11-30	22.10.20 г. 13-00	1 час 30 мин
12.	ул. Ленина, 9	27.10.20 г.	27.10.20 г. 09-00	27.10.20 г. 20-00	11 часов
13.	ул. Ш. Славы, 7	03.11.20 г.	03.11.20 г. 09-00	03.11.20 г. 15-00	6 часов
14.	ул. Декабристов, 4	07.11.20 г.	07.11.20 г. 08-30	07.11.20 г. 11-00	2 часа 30 мин
15.	КНС № 3	10.11.20 г.	10.11.20 г. 09-00	10.11.20 г. 11-00	2 часа
16.	ул. Дзержинского, 13	12.11.20 г.	12.11.20 г. 11-30	12.11.20 г. 14-30	3 часа
17.	ул. М. Горького, 1/11	14.11.20 г.	14.11.20 г. 10-30	14.11.20 г. 12-30	2 часа
18.	ул. Грибоедова, 19	19.11.20 г.	19.11.20 г. 09-00	19.11.20 г. 14-30	5 часов 30 мин
19.	ул. Грибоедова, 19а	07.12.20 г.	07.12.20 г. 14-30	07.12.20 г. 16-30	2 часа
20.	ул. Кирова, 22	07.12.20 г.	08.12.20 г. 01-00	08.12.20 г. 06-30	5 часов 30 мин
21.	ул. Чкалова, 5	07.12.20 г.	07.12.20 г. 13-00	08.12.20 г. 09-30	20 часов 30 мин
22.	ул. Спортивная, 6	08.12.20 г.	08.12.20 г. 01-00	08.12.20 г. 17-30	16 часов 30 мин
23.	ул. Жуковского, 7б	09.12.20 г.	17.12.20 г. 09-00	17.12.20 г. 12-00	3 часа
24.	ул. Баранова, 6а	09.12.20 г.	10.12.20 г. 10-30	10.12.20 г. 14-30	4 часа
25.	ул. Спортивная, 19	16.12.20 г.	16.12.20 г. 09-00	16.12.20 г. 16-00	7 часов
26.	ул. 1 Мая, 33	09.12.20 г.	21.12.20 г. 10-00	21.12.20 г. 14-00	4 часа
27.	ул. Грибоедова, 15	26.12.20 г.	28.12.20 г. 10-00	28.12.20 г. 13-30	3 часа 30 мин
2021 год					
1.	ул. Ленина, 22	21.01.21 г.	21.01.21 г. 10-00	21.01.21 г. 14-00	4 часа
2.	ул. Ш. Славы, 12	21.01.21 г.	22.01.21 г. 10-00	22.01.21 г. 14-00	4 часа
3.	ул. Маяковского, 9	25.02.21 г.	25.02.21 г. 13-30	26.02.21 г. 15-00	25 часов 30 мин
4.	КНС № 1	03.03.21 г.	03.03.21 г. 10-00	03.03.21 г. 12-00	2 часа
5.	ул. Партизанская, 33	05.03.21 г.	12.03.21 г. 08-30	12.03.21 г. 12-00	3 часа 30 мин
6.	ул. Кирова, 14	07.04.21 г.	07.04.21 г. 09-00	07.04.21 г. 11-30	2 часа 30 мин
7.	пер. Пионерский, 7	16.04.21 г.	16.04.21 г. 09-00	16.04.21 г. 13-00	4 часа
8.	ул. 1 Мая, 83	22.04.21 г.	22.04.21 г. 08-30	22.04.21 г. 15-00	6 часов 30 мин
9.	ул. Чкалова, 6	17.09.21 г.	21.09.21 г. 08-00	21.09.21 г. 13-00	5 часов
10.	ул. Жуковского, 3а	21.09.21 г.	22.09.21 г. 9-00	22.09.21 г. 12-30	3 часа 30 мин

№ п/п	Адрес места возникновения аварии	ДАТА			Продолжительность нарушения подачи тепловой энергии
		Возникновение аварии	Отключение	Ликвидация (подключение) аварии	
11.	ул. Кирова, 14	22.09.21 г.	22.09.21 г. 09-00	22.09.21 г. 12-30	3 часа 30 мин
12.	ул. Грибоедова, 19а	22.09.21 г.	22.09.21 г. 09-00	22.09.21 г. 13-00	4 часа
13.	ул. Жуковского, 3а	27.09.21 г.	27.09.21 г. 10-00	27.09.21 г. 12-30	2 часа 30 мин
14.	ул. Чкалова, 4	29.09.21 г.	29.09.21 г. 08-00	29.09.21 г. 13-30	5 часов 30 мин
15.	ул. Ленина, 13	04.10.21 г.	04.10.21 г. 09-00	04.10.21 г. 20-00	11 часов
16.	ул. Чкалова, 6	05.10.21 г.	06.10.21 г. 08-30	06.10.21 г. 14-00	5 часов 30 мин
17.	ул. Декабристов, 13	07.10.21 г.	07.10.21 г. 08-30	07.10.21 г. 11-30	3 часа
18.	ул. Ленина, 5	11.10.21 г.	11.10.21 г. 10-00	11.10.21 г. 12-00	2 часа
19.	ул. Ленина, 5	11.10.21 г.	12.10.21 г. 08-30	12.10.21 г. 13-30	5 часов
20.	ул. Грибоедова, 5	13.10.21 г.	13.10.21 г. 10-00	13.10.21 г. 13-30	3 часа 30 мин
21.	ул. Жуковского, 5	13.10.21 г.	13.10.21 г. 09-00	13.10.21 г. 11-00	2 часа
22.	ул. Жуковского, 7	14.10.21 г.	14.10.21 г. 08-30	14.10.21 г. 14-30	6 часов
23.	ул. Ленина, 34б	19.10.21 г.	19.10.21 г. 09-00	19.10.21 г. 13-00	4 часа
24.	ул. Ленина, 7	25.10.21 г.	25.10.21 г. 09-00	25.10.21 г. 16-00	7 часов
25.	ул. Ломоносова, 63	25.10.21 г.	25.10.21 г. 09-00	25.10.21 г. 13-00	4 часа
26.	ул. Ломоносова, 65	26.10.21 г.	26.10.21 г. 09-00	26.10.21 г. 14-30	5 часов 30 мин
27.	ул. Ломоносова, 5	27.10.21 г.	27.10.21 г. 14-00	27.10.21 г. 16-00	2 часа
28.	ул. Партизанская, 29	11.11.21 г.	11.11.21 г. 10-00	11.11.21 г. 15-30	5 часов 30 мин
29.	ул. Декабристов, 4	05.12.21 г.	13.12.21 г. 09-30	13.12.21 г. 11-30	2 часа
30.	ул. Жуковского, 17а	06.12.21 г.	08.12.21 г. 11-00	08.12.21 г. 13-30	2 часа 30 мин
31.	ул. Кирова, 30	13.12.21 г.	14.12.21 г. 09-00	14.12.21 г. 11-00	2 часа

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

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494-2011 Межгосударственный стандарт. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях. Например, больницы, родильные

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

- вторая категория - потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:
 - жилых и общественных зданий до 12 °С;
 - промышленных зданий до 8°С;
- третья категория - остальные потребители.

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

- подача тепловой энергии (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;
- подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 22.
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Таблица 22 - Допустимое снижение подачи тепловой энергии

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t_{\text{н}}$ °С (соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92)				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

Среднее время, затрачиваемое на восстановление работоспособности тепловых сетей Филиала АО «Нева Энергия» составляет 6,26 часов, за исключением аварий, при которых подача теплоносителя прекращалась более чем на 48 часов.

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

Теплосетевые организации выполняют ряд процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных и текущих ремонтов. По результатам осмотра оборудования тепловой сети и самой трассы при обходах оценивают состояние оборудования, трубопроводов, строительно-изоляционных конструкций, интенсивность и опасность процесса наружной коррозии труб и намечают необходимые мероприятия по устранению выявленных дефектов или неполадок. Дефекты, которые не могут быть устранены без отключения теплопровода, но не представляющие непосредственной опасности для надежной эксплуатации, заносят в журнал ремонтов для ликвидации в период ближайшего останова теплопровода или в период ремонта. Дефекты, которые могут вызвать аварию в сети, устраняют немедленно. Все виды работ осуществляются по Программе, утверждаемой главным инженером предприятия. В настоящее время

теплосетевыми и теплоснабжающими организациями на территории Российской Федерации применяются следующие методы диагностики состояния тепловых сетей:

Опрессовка на прочность повышенным давлением (гидравлические испытания). Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20 – 40 %. То есть только 20 % повреждений выявляется в ремонтный период и 80% уходит на период отопления. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов. Участки тепловых сетей, не прошедшие гидравлические испытания, подвергаются ремонту и устранению всех выявленных дефектов.

Ревизия запорной арматуры. Вся запорная арматура перед установкой и пуском в эксплуатацию проходит предварительную проверку, в ходе которой проверяется ее соответствие проекту, наличие паспорта изготовителя, сертификата соответствия, отсутствие таких дефектов, как трещины и раковины, свободный ход штока, комплектация и. т. д. В случае нарушений по одному из пунктов принимается решение о возврате. Перед монтажом запорная арматура должна пройти ревизию, которой предусматривается:

- разборка арматуры без демонтажа запорной и регулирующей части штока;
- очистка и смазка ходовой части;
- проверка уплотнительных поверхностей;
- обратная сборка с установкой прокладок, набивкой сальника и проверкой плавности хода штока;
- гидравлические испытания на плотность и прочность.

Кроме того, ревизии подвергается вся арматура, нормативный срок эксплуатации которой истек.

Шурфовка трубопроводов тепловых сетей. Применяются для контроля состояния подземных теплопроводов, теплоизоляционных и строительных конструкций. Число ежегодно проводимых плановых шурфовок устанавливают в зависимости от протяженности сети, типов прокладки и теплоизоляционных конструкций и количества коррозионных повреждений труб. На каждые 5 км трассы должно быть не менее одного шурфа. На новых участках сети шурфовки производят начиная с третьего года эксплуатации. Эксплуатирующая организация должна иметь специальную схему тепловой сети, на которой отмечают места и результаты шурфовок, места аварийных повреждений и затопления трассы, переложённые участки.

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

Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет. Недостатком метода является высокая стоимость проведения обследования.

Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода,

находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих теплосетях имеет ограниченную область использования.

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

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

Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли. Метод имеет мало статистики и пока трудно сказать о его эффективности в условиях поселения.

Схема формирования плана проектирования переключений на основе данных мониторинга состояния прокладок теплосетей представлена на рисунке 27.

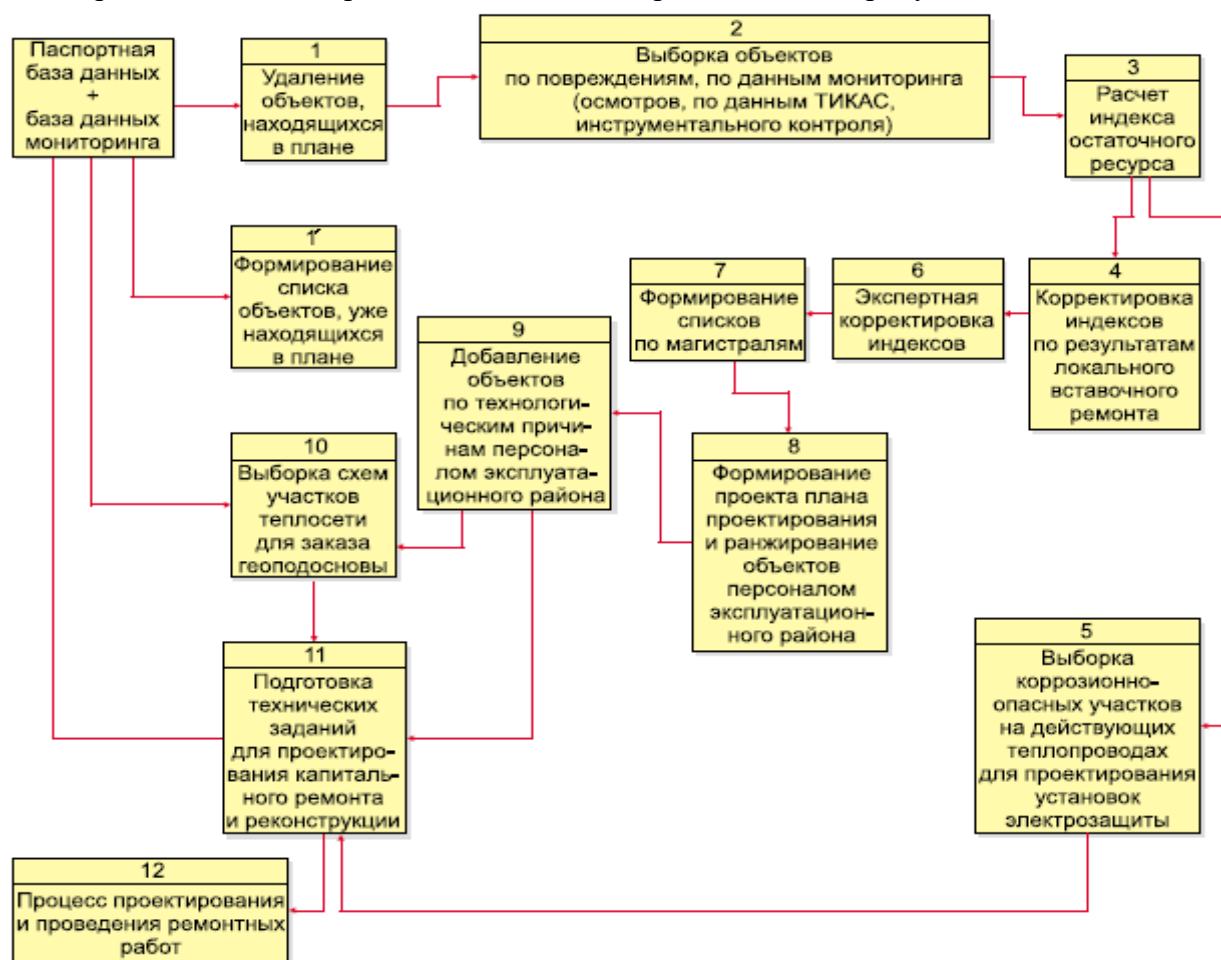


Рисунок 27 – Схема формирования плана проектирования и переключений

Диагностика тепловых сетей в межотопительный период специалистами Филиала АО «Нева Энергия» (эксплуатирующей организации) ведется путем шурфовки. В отопительный период производится обход тепловых камер с целью визуального определения наличия воды или шума в тепловых камерах, свидетельствующих о прорыве.

В приборный парк Филиала АО «Нева Энергия» для проведения диагностики тепловых сетей входят: корреляционный течеискатель FUGI LC-2500 и течеискатель HYDROLUX HL 5000 SET PRO. Проводится обучение персонала для проведения работ по локализации неисправности на трубопроводах.

На основании диагностики тепловых сетей планируются работы по текущему ремонту участков тепловых сетей.

Капитальный ремонт участков тепловых сетей планируется в рамках разработки инвестиционных программ эксплуатирующей организации.

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

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

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

Ремонт оборудования тепловых сетей производится в соответствии с требованиями СО 34.04.181-2003 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утверждёнными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 25.10.2017 № 1013. При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

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

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

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

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

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;

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

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

1.3.13 Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

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

Расчет реальных тепловых потерь в тепловых сетях от источника теплоснабжения производится в соответствии с приказом Государственный комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 06.05.2000 № 105 «Об утверждении методики определения количеств тепловой энергии и теплоносителей в водяных системах коммунального теплоснабжения».

К нормативным эксплуатационным технологическим затратам при передаче тепловой энергии относятся затраты и потери, обусловленные примененными техническими решениями и техническим состоянием теплопроводов и оборудования, обеспечивающими надежное теплоснабжение потребителей и безопасные условия эксплуатации системы транспорта тепловой энергии:

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

определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

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

Филиалом АО «Нева Энергия» выполнен расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях и согласован с ЛенРТК в размере 21,32% на 2018 г. и 19,91% на 2019-2020 гг.

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

Оценить фактические тепловые потери в тепловых сетях Сланцевского городского поселения при отсутствии приборов учета тепловой энергии у потребителей без проведения испытаний на определение тепловых потерь не представляется возможным.

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, эксплуатируемых Филиалом АО «Нева Энергия», отсутствуют.

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

В Центральном жилом районе большинство систем отопления потребителей присоединены к тепловым сетям по зависимой элеваторной схеме. Схемы присоединения системы отопления потребителей, подключенных к тепловым сетям Котельной № 25 и ЦТП – зависимые на прямых параметрах (температурный график – 95/70 °С). К централизованной системе ГВС в Центральном жилом районе подключено 111 зданий. Схема присоединения систем ГВС – закрытая через теплообменники (пластинчатые или кожухотрубные). Циркуляция во вторичном контуре и средства автоматического регулирования отпуска теплоносителя на нужды ГВС имеются не у всех потребителей.

В микрорайоне Большие Лучки схемы присоединения к тепловым сетям систем отопления потребителей – зависимые на прямых параметрах (температурный график – 100/70 °С) и независимые от ЦТП с температурным графиком 95/70 °С. Централизованная система ГВС в микрорайоне Большие Лучки отсутствует. Газовыми колонками для обеспечения нужд ГВС оборудованы 318 зданий района.

Типовые схемы подключения потребителей тепловой сети в Сланцевском городском поселении приведены на рисунках 28-30.

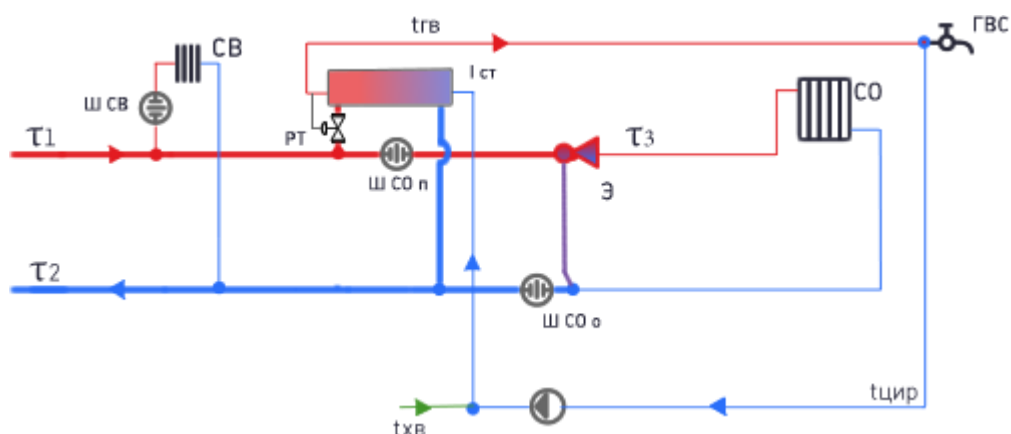


Рисунок 28 – Потребитель с подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением СО

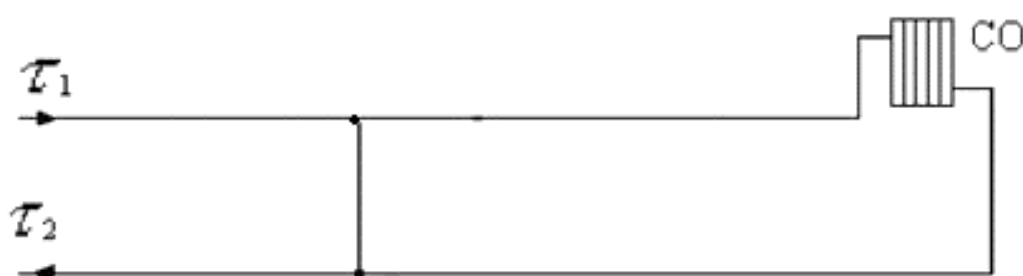


Рисунок 29 – Схема подключения потребителей к двухтрубной системе теплоснабжения на отопление

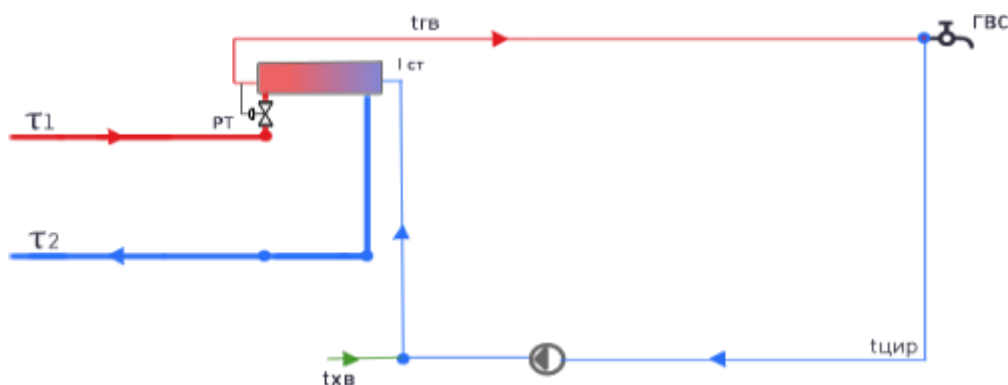


Рисунок 30 – Схема подключения потребителей к двухтрубной системе теплоснабжения на ГВС по закрытой схеме

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

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления Закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 01.01.2012

обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

Для организации индивидуального (поквартирного) учёта тепловой энергии Приказом Министерства Регионального Развития РФ от 29.12.2011 года № 627 (далее – Приказ Минрегиона) были установлены критерии наличия (отсутствия) технической возможности установки индивидуального, общего (квартирного), коллективного (общедомового) приборов учета. Пунктом 3 Приложения № 1 к Приказу Минрегиона установлено, что техническая возможность установки в помещении многоквартирного дома индивидуального, общего (квартирного) прибора учета тепловой энергии отсутствует, если по проектным характеристикам многоквартирный дом имеет вертикальную разводку внутридомовых инженерных систем отопления.

По состоянию на 31.12.2021 в Сланцевском городском поселении оборудованы приборами коммерческого учета тепловой энергии 114 тепловых вводов потребителей - в МКД установлены УУТЭ в количестве 44 единиц, у ЮЛ расчет ведется по 70 УУТЭ. Наиболее распространены узлы коммерческого учета на базе тепловычислителей производства ЗАО «НПФ «Логика», Холдинга «Теплоком» и ЗАО «Взлет», г. Санкт-Петербург.

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

Диспетчерская служба Филиала АО «Нева Энергия» в г. Сланцы задает и осуществляет контроль графика температуры сетевой воды в подающем трубопроводе на всех источниках тепловой энергии города. Связь с сотрудниками ТЭЦ и котельных осуществляется по телефону. На рабочем компьютере диспетчеров Филиала АО «Нева Энергия» в г. Сланцы установлено специальное программное обеспечение, позволяющее принимать и отображать информацию о параметрах теплоносителя, поступающую со средств автоматизации и телемеханизации источников тепловой энергии и ЦТП.

1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Центральные тепловые пункты, эксплуатируемые Филиалом АО «Нева Энергия» в г. Сланцы, полностью автоматизированы. Автоматическое регулирование подачи теплоносителя на теплообменные аппараты, установленные в ЦТП, осуществляется на базе контроллеров производства фирмы «Danfoss» (Дания) и МЗТА (Россия). Данные о параметрах теплоносителя поступают на рабочий компьютер диспетчеров Филиала АО «Нева Энергия» в г. Сланцы. Обслуживающий персонал Филиала АО «Нева Энергия» в г. Сланцы производит периодический осмотр оборудования ЦТП.

Приборами автоматического регулирования температуры ГВС в ИТП оснащены 16 домов, что составляет 18,8% от общего числа многоквартирных домов с ГВС, в следствие чего происходит перегрев отпускаемой горячей воды потребителям.

1.3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Для защиты тепловых сетей от превышения давления в центральных тепловых пунктах установлены предохранительные клапаны.

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

В результате анализа исходных данных о тепловых сетях на территории Сланцевского городского поселения бесхозяйные тепловые сети не выявлены.

1.3.22 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Энергетические характеристики тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения не разрабатывались.

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

Сведения об изменениях в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения, отсутствуют.

1.4 Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

1.4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения, включая перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

На территории Сланцевского городского поселения источником с комбинированной выработки электрической и тепловой энергии является ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ». В связи с тем, что электрическая энергия, вырабатываемая на ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», отпускается только на собственные нужды ТЭЦ и нужды ОАО «Сланцевский цементный завод «ЦЕСЛА», комбинированный режим выработки электрической и тепловой энергии на ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» в Схеме теплоснабжения не рассматривается.

Систему централизованного теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения можно разделить на две изолированные друг от друга функциональные зоны – Центральный жилой район и микрорайон Большие Лучки.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения снабжение тепловой энергией потребителей в Центральном жилом районе осуществляется от следующих источников:

1. Центральная газовая котельная № 16;
2. Котельная № 25 ДОК, работающая на электрической энергии.
3. Бойлерная «А» ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»

Котельная № 16 обеспечивает тепловой энергией на нужды отопления и горячего водоснабжения основную часть потребителей Центрального жилого района.

Котельная № 25 обеспечивает тепловой энергией на нужды отопления и горячего водоснабжения трех двухэтажных жилых домов по ул. ДОК.

Теплоснабжение потребителей в микрорайоне Большие Лучки осуществляется от Бойлерной «А» ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ».

На рисунке 31 представлены зоны действия источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения.

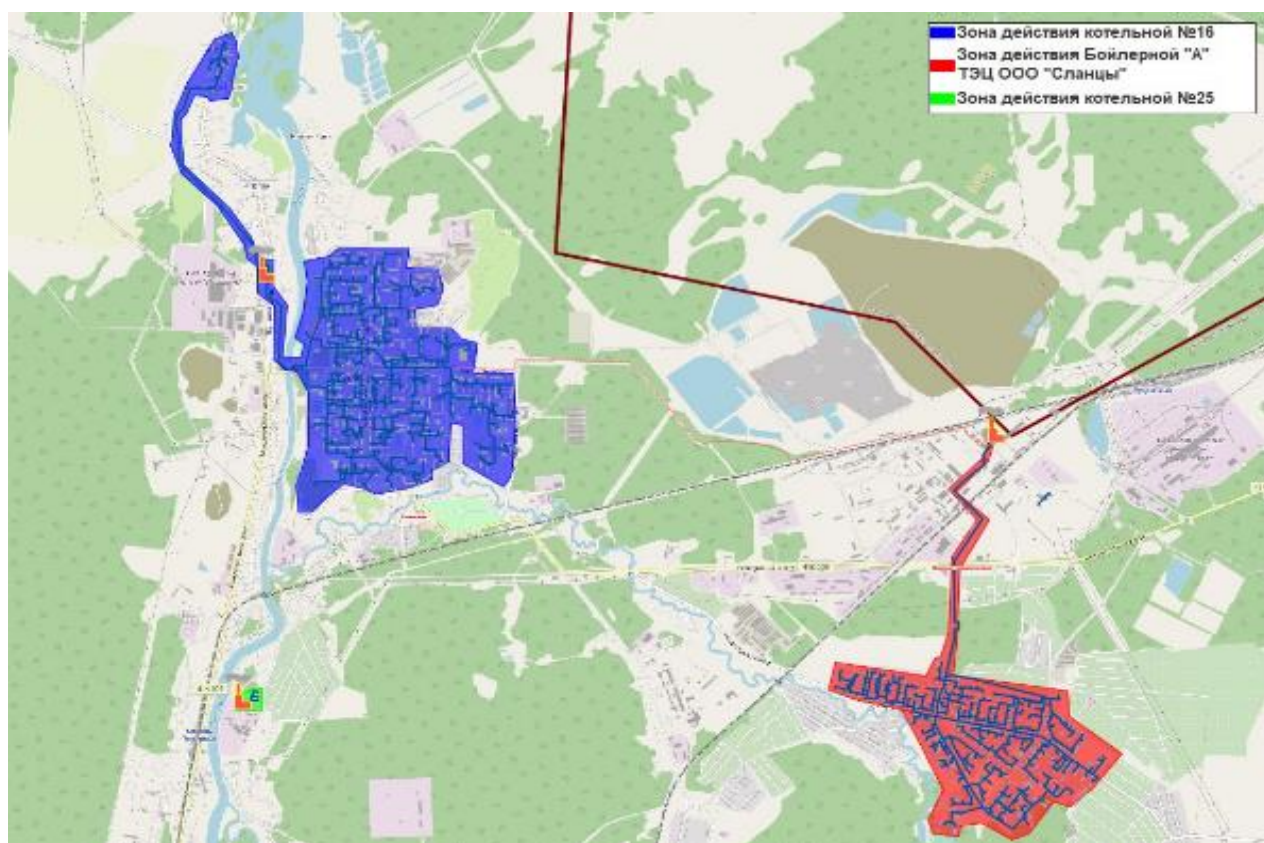


Рисунок 31 - Зоны действия источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

На рисунке 32 и Приложении 1 показаны результаты расчётов радиусов эффективного теплоснабжения от источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения.

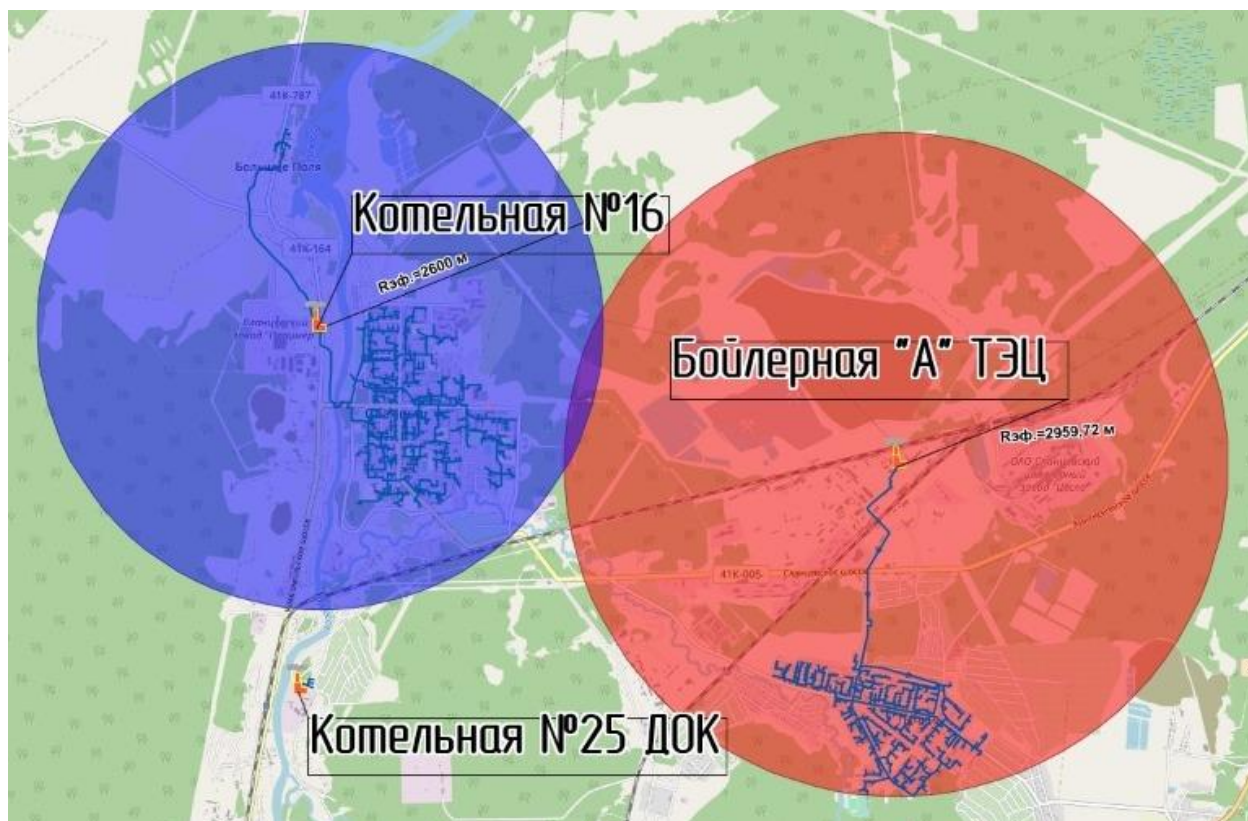


Рисунок 32 - Результаты расчётов радиусов эффективного теплоснабжения от источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

Вывод:

По результатам расчётов радиусов эффективного теплоснабжения от источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения:

- Бойлерная «А» (от ТЭЦ ООО «Сланцы») в зоне охвата услугой централизованного теплоснабжения обеспечивает удалённых потребителей качественным теплоснабжением;
- котельная № 16 в зоне охвата услугой централизованного теплоснабжения обеспечивает удалённых потребителей качественным теплоснабжением.

1.5 Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей 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

Потребителями тепловой энергии системы теплоснабжения Сланцевского городского поселения являются как жилищно-коммунальный сектор (ЖКС), так и промышленные предприятия. Потребителями ЖКС являются жилые здания и общественные здания и сооружения, классификация которых принята по СП 118.13330.2012 «Общественные здания и сооружения» Актуализированная редакция СНиП 31-06-2009. На основе данных, предоставленных Филиалом АО «Нева Энергия» определены и сгруппированы величины существующих тепловых нагрузок по следующим критериям:

- распределению договорных нагрузок по источникам теплоснабжения Сланцевского городского поселения;
- распределению договорных нагрузок по элементам территориального деления - районам Сланцевского городского поселения.

Проделанная работа позволила дать оценку существующему теплоснабжению абонентов системы теплоснабжения Сланцевского городского поселения, что являлось необходимым условием для анализа современного состояния системы теплоснабжения поселения.

Распределение договорных нагрузок по элементам территориального деления - районам Сланцевского ГП с разбивкой по видам теплоснабжения представлено в таблице 23.

Таблица 23 - Суммарные присоединенные договорные тепловые нагрузки по элементам территориального деления Сланцевского городского поселения

Единица территориального деления	Общая присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч
	2021	2021	2021
Центральный жилой район	79,10	65,54	13,56
Микрорайон Большие Лучки	22,88	22,88	-
ИТОГО	101,98	88,42	13,56

1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Суммарные присоединенные договорные тепловые нагрузки с распределением по источникам теплоснабжения представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Суммарные присоединенные договорные тепловые нагрузки по источникам теплоснабжения Сланцевского городского поселения

Источник теплоснабжения	Общая присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч
	2021	2021	2021
Котельная № 16	78,95	65,42	13,53
Котельная № 25	0,15	0,12	0,03
Бойлерная «А»	22,88	22,88	-
ИТОГО по источникам теплоснабжения	101,98	88,42	13,56

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

Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии отсутствуют. Технические условия на установку индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не выдавались.

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

В таблице 25 представлены значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления Сланцевского городского поселения за отопительный период и за год в целом.

Таблица 25 - Динамика потребления тепловой энергии по единицам территориального деления, Гкал

Наименование района	2021 г.
Центральный жилой район, в т. ч.:	136 371
Котельная № 16	136 160
Котельная № 25	211
Микрорайон Большие Лучки, в т. ч.:	55 205
Бойлерная «А»	55 205
ИТОГО по источникам теплоснабжения	191 576

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

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на территории Сланцевского городского поселения на отопление утверждены постановлением Правительства Ленинградской области от 23.04.2021 № 224 «О внесении изменений в постановление Правительства Ленинградской области от 24.11.2010 № 313 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области при отсутствии приборов учёта». Согласно данному постановлению, нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, составляют:

- Дома постройки до 1945 года – 0,03105 Гкал/м² общей площади в месяц;
- Дома постройки 1946-1970 годов – 0,02595 Гкал/м² общей площади в месяц;
- Дома постройки 1971-1999 годов – 0,02490 Гкал/м² общей площади в месяц;
- Дома постройки после 1999 года – 0,01485 Гкал/м² общей площади в месяц;

Существующие нормативы потребления холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению и расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области утверждены постановлением Правительства Ленинградской области от 11.02.2013 № 25 (в редакции постановления Правительства Ленинградской области от 28.12.2017 № 632) и приведены в таблицах 26 и 27.

Таблица 26 - Нормативы потребления холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению (куб. м/чел. в месяц)
1	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные:	
1.1	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1650 до 1700 мм с душем	2,97
1.2	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1500 до 1550 мм с душем	2,92
1.3	унитазами, раковинами, мойками, сидячими ваннами (1200 мм) с душем	2,87
1.4	унитазами, раковинами, мойками, душем	2,37
1.5	унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	1,51
2	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные раковинами, мойками	0,7
3	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми, с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением	1,72

Таблица 27 - Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области

Система горячего водоснабжения	Норматив расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды, в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению (Гкал на 1 куб. м в месяц)	
	с наружной сетью горячего водоснабжения	без наружной сети горячего водоснабжения
С изолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,069	0,066
без полотенцесушителей	0,063	0,061
С неизолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,074	0,072
без полотенцесушителей	0,069	0,066

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

Суммарные присоединенные договорные тепловые нагрузки с распределением по источникам теплоснабжения представлены в таблице 28.

Таблица 28 - Суммарные присоединенные договорные тепловые нагрузки по источникам теплоснабжения Сланцевского городского поселения

Источник теплоснабжения	Общая присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч
	2021	2021	2021
Котельная № 16	78,95	65,42	13,53
Котельная № 25	0,15	0,12	0,03
Бойлерная «А»	22,88	22,88	-

Источник теплоснабжения	Общая присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч
	2021	2021	2021
ИТОГО по источникам теплоснабжения	101,98	88,42	13,56

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

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменения тепловых нагрузок на источниках тепловой энергии не зафиксированы.

1.6 Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

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, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения

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

- установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;
- располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина равная установленной мощности источника за вычетом объема мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе;
- мощность источника тепловой энергии нетто – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

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

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

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

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

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

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

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

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения сведены в таблицу 29.

Таблица 29 - Балансы тепловой установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», Гкал/ч

Показатель	Котельная № 16	Котельная № 25	Бойлерная «А» от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»
Установленная мощность теплоисточника	99,47	0,18	42,0
Располагаемая мощность	91,02	0,18	42,0
Тепловая мощность «нетто»	88,90	0,18	42,0
Общая присоединенная нагрузка	78,95	0,15	22,9
Потери в тепловых сетях	5,8	-	2,12

1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения

Резервы тепловой мощности по источникам централизованного теплоснабжения представлены в таблице 30.

Таблица 30 - Резервы тепловой мощности источников тепловой энергии Сланцевского городского поселения, Гкал/ч

Показатель	Котельная № 16	Котельная № 25	Бойлерная «А» от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»
Тепловая мощность «нетто»	88,90	0,18	42,0
Общая присоединенная нагрузка	78,95	0,15	22,8
Потери в тепловых сетях	5,8	-	2,12
Резерв (+), дефицит (-) мощности котельных «нетто» (с учетом потерь в тепловых сетях)	4,15	0,03	17,08

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

Гидравлические режимы работы системы теплоснабжения, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, определены с помощью теплогидравлических расчетов, выполненных с использованием программно-расчетного комплекса Zulu Thermo 8.0. После выполненных теплогидравлических расчетов построены пьезометрические графики.

При теплоснабжении потребителей микрорайона Большие Лучки от Бойлерной «А» в фактическом гидравлическом режиме наблюдается нехватка располагаемого напора у отдаленных потребителей, в центральном жилом районе - у потребителей по ул. Гагарина, д. 4 и д. 3.

Пропускной способности тепловых сетей Сланцевского городского поселения, как в Центральном жилом районе, так и в микрорайоне Большие Лучки будет достаточно для теплоснабжения существующих потребителей и для присоединения перспективных нагрузок при условии приведения работы тепловых сетей к расчетному гидравлическому

режиму, при котором будут выполнены мероприятия по увеличению пропускной способности необходимых участков трубопроводов.

1.6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефицит тепловой энергии – технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки. Дефицит тепловой мощности имеет двойственную природу - при отсутствии приборного учёта потребленного тепла его количество определяется по проектным данным, которые часто значительно завышены. После установки узлов учёта тепловой энергии у потребителей расчётный дефицит снижается до реального нуля.

Основные причины возникновения дефицита тепловой мощности:

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

Дефициты тепловой мощности тепловых источников на территории Сланцевского городского поселения приводят к ухудшению качества теплоснабжения потребителей при расчетных и близких к ним температурах наружного воздуха.

Сведения о резервах/дефицитах тепловой мощности нетто источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения представлены в п 1.6.2.

Исходя из представленных данных, дефицит тепловой мощности источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения отсутствует.

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 тепловой мощности нетто источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения представлены в п. 1.6.2. Вследствие отсутствия дефицитов тепловой мощности источников тепловой энергии рассмотрение возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности в зоны действия с дефицитом тепловой мощности для Сланцевского городского поселения не актуально.

1.6.6 Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения

Изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения, не зафиксировано

1.7 Часть 7. Балансы теплоносителя

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

Потребители тепловой энергии с открытой системой ГВС в Сланцевском городском поселении отсутствуют, поэтому потери теплоносителя в тепловых сетях и системах теплопотребления характеризуются только значениями утечки сетевой воды.

Подпитка основных тепловых сетей осуществляется на котельных № 16, № 25 и ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ». В таблице 31 представлена динамика годовой подпитки тепловой сети от котельной № 16 факт/план 2020-2022 гг.

Таблица 31 - Годовая подпитка тепловой сети котельной № 16, факт/план 2020-2022 гг.

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год
			Факт	Факт	План предприятия
1	Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	155,205	172,559	170,677
2	Объем водопотребления по предприятию, всего	тыс. м ³	120,147	88,702	104,72
3	Удельная норма расхода на выработку тепловой энергии	м ³ /Гкал	0,614	0,614	0,614
4	Вода для технологических целей предприятию	тыс. м ³	102,845	88,207	104,72
4.1	Собственная вода	тыс. м ³			
4.2	Покупная вода	тыс. м ³	102,845	74,099	104,72
4.3	Удельный расход воды на выработку тепловой энергию	м ³ /Гкал	0,774	0,429	0,614

В таблице 32 представлена динамика годовой подпитки тепловой сети от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» факт/план 2020-2023 гг.

Таблица 32 - Годовая подпитка тепловой сети ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», факт/план 2020-2023 гг.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
			Факт	Факт	План предприятия	План предприятия
1	Данные по выработке тепловой энергии*	тыс. Гкал	140,78	131,64	194,43	184,74
2	Данные по расходу тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды*	тыс. Гкал	0	0	0	0
3	Данные по отпуску в сеть тепловой энергии*	тыс. Гкал	127,568	117,977	169,570	171,340
4	Данные по расходу воды на подпитку тепловой сети (Бойлерная «А»)	тыс. м ³	36,868	46,097	50,000	50,000
5	Удельный расход воды на подпитку тепловой сети (Бойлерная «А»)	м ³ /Гкал	0,30	0,39	0,30	0,30

*данные по выработке и отпуску тепловой энергии по ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» в целом, включая отпуск тепловой энергии потребителям в микрорайоне Большие Лучки и ОАО «ЦЕСЛА».

Фактические показатели удельного расхода воды на подпитку тепловой сети котельной № 16 выше, чем у ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» более, чем в 2 раза, в 2020 году и более, чем в 1,1 раза, в 2021 году. Плановый показатель удельного расхода воды на подпитку тепловой сети котельной № 16 выше, чем у ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» более, чем в 2 раза.

Оборудование и сооружения системы подачи исходной воды для подпитки теплосети ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» эксплуатируются с 1952 г. Установлен деаэратор

атмосферного типа ДС-200, год ввода в эксплуатацию - 1952, и натрий-катионитовые фильтры ФИПа-I-2,0-0,6 производительность 16-63 м³/ч (по паспортным данным 75 м³/ч), год ввода в эксплуатацию - 1966.

В Котельной № 16 установлен деаэратор атмосферного типа ДСА-100//50, механические и катионитовые фильтры общей производительность 60 м³/ч, год ввода в эксплуатацию - 2011.

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

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют.

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (п. 6.22) аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним системах теплоснабжения может осуществляться химически не обработанной и недеаэрированной водой.

Баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя, установленных на теплоисточниках, и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах новых систем теплоснабжения представлен в таблице 33.

Таблица 33 - Баланс производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

№ п/п	Наименование теплоисточника	Производительность ВПУ, м ³ /ч	Аварийная подпитка, м ³ /ч	Резерв производительности в аварийном режиме	
				м ³ /ч	%
1	Котельная № 16	60	41,7	18,3	30,5
2	ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»	63	18,2	44,8	71,1

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

Изменения в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения не зафиксированы.

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

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

Основным топливом всех источников тепловой энергии Сланцевского городского поселения, кроме Котельной № 25, работающей на электроэнергии, является природный газ. Значения годовых нормируемых и фактических расходов основного топлива (природного газа) источниками тепловой энергии Сланцевского городского поселения за 2021 год представлена в таблице 34.

Таблица 34 - Расход основного топлива на теплоисточниках за 2021 год

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расход условного топлива, т у. т.	Расход газа/ЭЭ, тыс. м³/тыс. кВт×ч	УРУТ на выработку, кг у. т./Гкал
1	Котельная № 16	26 906,91	23 397,32/	156,21
2	Котельная № 25 (ДОК)	130,42* 46,57**	/378,584	422,08* 150,70**
3	ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»***	19 820	17 190/	168,00

Переводной коэффициент электрической энергии в условное топливо:

*- 0,3445 (Постановление Российского агентства по статистике от 23.06.1999 № 46 «Об утверждении «Методологических положений по расчету топливно-энергетического баланса Российской Федерации в соответствии с международной практикой»);

** - 0,123 (ГОСТ Р 51750-2001 Энергосбережение. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. Общие положения);

***- значения для ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» приведены для всей выработки тепловой энергии.

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

Резервное и аварийное топливо на Котельных №№ 16 и 25 отсутствует.

На ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» в качестве резервного топлива имеется сланцевое масло производства самого предприятия ООО «СЛАНЦЫ», объем резервной емкости 200 м³. Возможность использования данного топлива отсутствует, так как котлоагрегаты ТЭЦ не оборудованы рабочими горелками, работающим на сланцевом масле.

1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки и анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха для ГП не актуальны вследствие работы источников тепловой энергии на природном газе (Котельная № 16 и ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ») и электрической энергии (Котельная № 25 (ДОК)).

1.8.4 Описание использования местных видов топлива

Основным топливом всех источников тепловой энергии Сланцевского городского поселения, кроме Котельной № 25, работающей на электроэнергии, является природный газ.

Местные виды топлива для производства тепловой энергии не используются.

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 топливом всех источников тепловой энергии Сланцевского городского поселения, кроме Котельной № 25, работающей на электроэнергии, является природный газ с низшей теплотой сгорания 8 050 ккал/м³.

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

Основным топливом всех источников тепловой энергии Сланцевского городского поселения, кроме Котельной № 25, работающей на электроэнергии, является природный газ.

1.8.7 Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

Приоритетным направления развития топливного баланса Сланцевского городского поселения является использование природного газа.

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

Изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не зафиксировано.

1.9 Часть 9. Надежность теплоснабжения

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

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

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

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

- при наличии резервного электроснабжения $K_э = 1,0$;
- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 – $K_э = 0,8$;

5,0 – 20 – $K_э = 0,7$;

свыше 20 – $K_э = 0,6$.

2. Показатель надежности водоснабжения источников тепла ($K_в$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии резервного водоснабжения $K_в = 1,0$;
- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 – $K_в = 0,8$;

5,0 – 20 – $K_в = 0,7$;

свыше 20 – $K_в = 0,6$.

3. Показатель надежности топливоснабжения источников тепла ($K_т$) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топливоснабжения $K_т = 1,0$;
- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 – $K_т = 0,8$;

5,0 – 20 – $K_т = 0,7$;

свыше 20 – $K_т = 0,6$.

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

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

до 10 – $K_B = 1,0$;
 10 – 20 – $K_B = 0,8$;
 20 – 30 – $K_B = 0,6$;
 свыше 30 – $K_B = 0,3$.

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

90 – 100 – $K_P = 1,0$;
 70 – 90 – $K_P = 0,7$;
 50 – 70 – $K_P = 0,5$;
 30 – 50 – $K_P = 0,3$;
 менее 30 – $K_P = 0,2$.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

до 0,1 – $K_{нед} = 1,0$;
 0,1 – 0,3 – $K_{нед} = 0,8$;
 0,3 – 0,5 – $K_{нед} = 0,6$;
 свыше 0,5 – $K_{нед} = 0,5$;
 свыше 1,0 – $K_{нед} = 0,2$.

9. Показатель качества теплоснабжения (K_J), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

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

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

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

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

до 0,2 — $K_J = 1,0$;

0,2 — 0,5 — $K_J = 0,8$;

0,5 — 0,8 — $K_J = 0,6$;

свыше 0,8 — $K_J = 0,4$.

10. Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($K_{над}$) определяется как средний по частным показателям $K_Э$, $K_В$, $K_Т$, $K_Б$, $K_Р$ и $K_С$:

$$K_{над} = \frac{K_Э + K_В + K_Т + K_Б + K_Р + K_С + K_{отк} + K_{нед} + K_J}{n},$$

где n — число показателей, учтенных в числителе.

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

11. Общий показатель надежности систем теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

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

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

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

Результаты расчётов показателей надёжности систем теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения приведены в таблице 35.

Таблица 35 - Результаты расчётов показателей надёжности систем теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения

№ п/п	Наименование теплоисточника	K _э	K _в	K _т	K _б	K _р	K _с	K _{отк.тс}	K _{отк.ит}	K _{нед}	K _{гот}	Категория готовности	Оценка надежности теплоисточников	K _{тс}	Оценка надежности тепловых сетей	K _{спт}	Q _{факт} /t _ч	Общая оценка надежности систем теплоснабжения города
Филиал АО «Нева Энергия»																		
1	Котельная № 16	1,0	0,6	1,0	1,0	0,2	0,72	0,5	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,74	малонадежная	0,80	2,84	надежная
2	Котельная № 25	1,0	0,6	1,0	1,0	0,2	0,60	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,8	надежная	0,84	0,82	надежная
ООО «Сланцы»																		
3	Бойлерная «А» ТЭЦ	1,0	0,6	1,0	1,0	0,2	0,77	0,5	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,71	малонадежная	0,81	1,73	надежная

1.9.1 Описание и значения показателей потока отказов (частота отказов) участков тепловых сетей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

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

В таблице 21 п. 1.3.9 приведены сведения об инцидентах (авариях, утечках и пр.) на тепловых сетях и сроках восстановления подачи тепловой энергии потребителям на территории Сланцевского городского поселения с 2017 года по 2021 год.

Следует отметить, что техническое состояние большей части сетей централизованного теплоснабжения находится в неудовлетворительном состоянии, и, по факту, на сетях происходит большое количество порывов со всеми сопутствующими негативными последствиями.

Результаты расчётов интенсивности отказов, относительного потока отказов участка тепловой сети, вероятности безотказной работы участка тепловой сети в разрезе источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения указаны в таблице 36 и приведены на рисунках 33-38.

Таблица 36 - Результаты расчётов интенсивности отказов, относительного потока отказов участка тепловой сети, вероятности безотказной работы участка тепловой сети в разрезе источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

Sys	№ элемента	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр условный, мм	Время восстановления, ч	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, Р
ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»									
72	32	0	0	67	0,100	6,4	160217001,268348	10697688,636850	0,994636
173	78	0	0	120	0,080	5,8	160217001,268348	19226040,152202	0,991361
195	90	0	0	67	0,100	6,4	160217001,268348	10684872,205741	0,994643
415	195	0	0	90	0,100	6,7	160217001,268348	14419530,114151	0,992506
443	209	0	0	78	0,100	6,7	160217001,268348	12535377,836975	0,993501
571	271	0	0	75	0,100	6,7	160217001,268348	12016275,095126	0,993725
595	283	0	0	97	0,080	5,7	160217001,268348	15547457,949764	0,993056
685	327	0	0	63	0,100	6,7	160217001,268348	10055218,730683	0,994746
741	353	0	0	63	0,100	6,7	160217001,268348	10093671,079906	0,994750
787	373	0	0	72	0,080	5,8	160217001,268348	11535624,091321	0,994790
807	383	0	0	69	0,100	6,6	160217001,268348	11040554,144134	0,994356
911	433	0	Администрация	63	0,100	6,7	160217001,268348	10093671,079906	0,994752
1549	739	0	0	60	0,100	6,7	160217001,268348	9649869,913051	0,994985
1780	847	0	0	75	0,080	5,7	160217001,268348	12016275,095126	0,994633
Котельная № 16									
1824	1	0	0	87	0,080	5,7	160217001,268348	13858770,609712	0,990387
1858	2	0	0	56	0,100	6,6	160217001,268348	8994582,353416	0,992845
1871	3	0	П-87	53	0,080	5,8	160217001,268348	8417801,393322	0,994111
1873	4	0	П-86	49	0,100	6,6	160217001,268348	7837815,408682	0,993765
1874	5	0	0	191	0,100	6,6	160217001,268348	30593435,903248	0,975663
1941	6	ТК-30	П-74	80	0,100	6,7	160217001,268348	12823768,928202	0,989656
1943	7	0	П-14 швейная фабрика	130	0,100	6,6	160217001,268348	20825005,140339	0,983415
1952	8	0	0	103	0,100	6,7	160217001,268348	16500748,618367	0,986740
1959	9	0	0	40	0,100	6,7	160217001,268348	6341389,203567	0,994904
2024	10	0	П-201	84	0,100	6,7	160217001,268348	13458228,106541	0,989158
2067	11	ТК-21	0	90	0,080	5,8	160217001,268348	14366658,210367	0,989425
2093	12	0	0	45	0,080	5,8	160217001,268348	7171312,707852	0,994989
2113	13	0	0	41	0,100	6,6	160217001,268348	6634585,998075	0,994674
2114	14	0	0	54	0,100	6,6	160217001,268348	8717407,014564	0,993002
2115	15	0	0	53	0,100	6,6	160217001,268348	8504318,720690	0,993173
2180	16	0	0	46	0,100	6,7	160217001,268348	7416445,135395	0,994039
2223	17	0	0	186	0,080	5,7	160217001,268348	29768319,324603	0,979352
2289	18	ТК-146	0	78	0,080	5,8	160217001,268348	12501732,413392	0,991198

Sys	№ элемента	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр условный, мм	Время восстановления, ч	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, Р
2293	19	0	0	69	0,100	6,7	160217001,268348	11059779,401977	0,991087
2295	20	0	ТК-14-12	63	0,080	5,8	160217001,268348	10082455,938712	0,992965
2299	21	0	П-253 Стац. №1	47	0,080	5,8	160217001,268348	7520585,819512	0,994752
2319	22	0	0	92	0,080	5,7	160217001,268348	14731952,777681	0,989781
2356	23	ТК-160	ТК-161	55	0,080	5,8	160217001,268348	8888839,157026	0,993807
2419	24	ТК-153	нерабочая	60	0,100	6,7	160217001,268348	9598600,521540	0,992250
2466	25	ТК-73	0	59	0,100	6,7	160217001,268348	9478437,770588	0,992352
2501	26	ТК-114	П-28	60	0,100	6,7	160217001,268348	9641859,185224	0,992215
2583	27	ТК-125	П-18	106	0,080	5,8	160217001,268348	16939744,081940	0,988178
2656	28	0	П-246 техникум	64	0,100	6,7	160217001,268348	10197812,375202	0,991796
2696	29	ТК-118	ТК-119	63	0,080	5,8	160217001,268348	10021573,307099	0,993032
2699	30	ТК-119	П-1	58	0,080	5,8	160217001,268348	9350264,291810	0,993499
2748	31	0	смотровая	45	0,080	5,8	160217001,268348	7180925,947953	0,994978
2764	32	0	пустая	45	0,100	6,7	160217001,268348	7144076,111003	0,994227
2777	33	0	0	92	0,100	6,6	160217001,268348	14754383,060070	0,988250
2782	34	0	0	91	0,100	6,6	160217001,268348	14578144,603147	0,988390
2803	35	0	П-152 д/сад №22	45	0,080	5,8	160217001,268348	7227389,025004	0,994949
2936	36	ТК-17	0	83	0,100	6,6	160217001,268348	13352484,298972	0,989425
2944	37	0	0	138	0,100	6,6	160217001,268348	22029837,674398	0,982553
2968	38	0	0	72	0,100	6,6	160217001,268348	11457118,102960	0,990926
3198	39	0	ТК-160	48	0,080	5,8	160217001,268348	7661576,951758	0,994662



Рисунок 33 – Интенсивность отказов тепловых сетей от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»

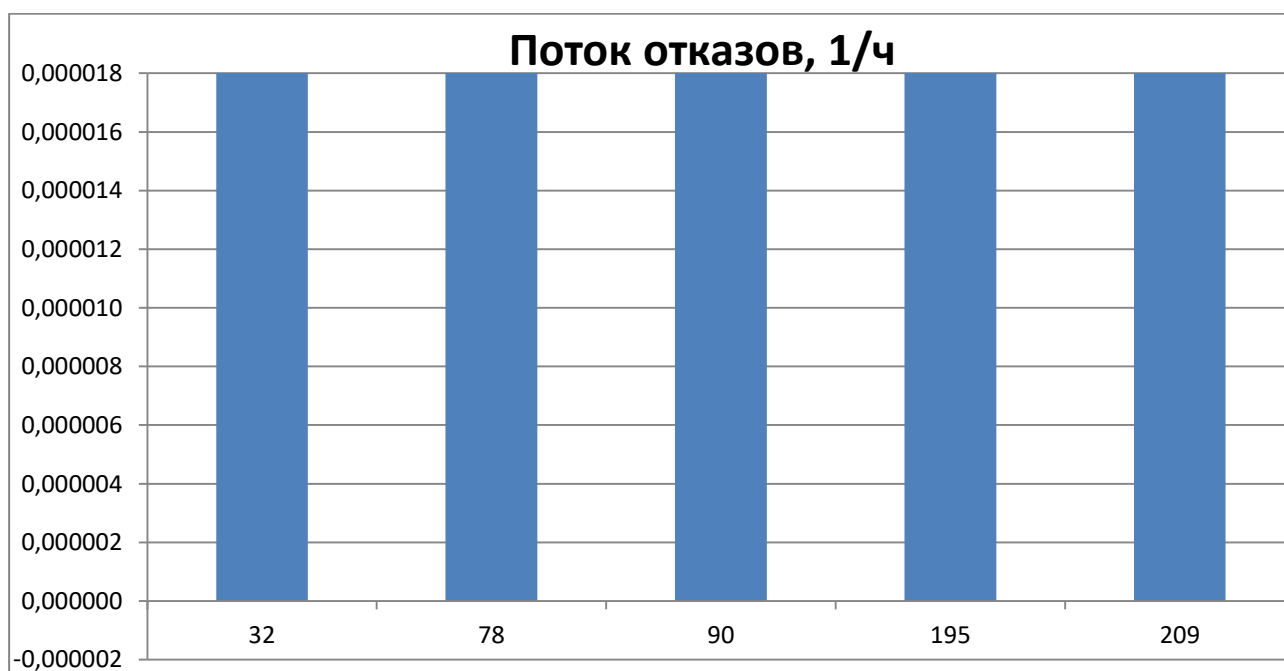


Рисунок 34 – Поток отказов тепловых сетей от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»



**Рисунок 35 – Вероятность безотказной работы тепловых сетей от ТЭЦ ООО
«СЛАНЦЫ»**



Рисунок 36 – Интенсивность отказов тепловых сетей от котельной № 16



Рисунок 37 – Интенсивность отказов тепловых сетей от котельной № 16



Рисунок 38 – Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной № 16

1.9.2 Описание и значения показателей частоты отключений потребителей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Повреждение участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости их отключения, признаются отказами в работе теплосети. К отказам приводят следующие повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов, задвижек, компенсаторов. Наиболее частые повреждения трубопроводов связаны с коррозией труб, особенно наружной, либо разрывом сварных швов.

1.9.3 Описание и значения показателей потока (частоты) и времени восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей и теплоснабжения потребителей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях (15 ч., согласно п. 6.10 СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети

Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003») и составляет 6,3 часа за период с 2017 года по 2021 год:

- 2017 год – 5,6 ч.;
- 2018 год – 13,8 ч.;
- 2019 год – 4,9 ч.;
- 2020 год – 5,0 ч.;
- 2021 год – 4,8 ч.

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

В связи с отсутствием и (или) недостаточным объемом информации, представленной теплоснабжающими организациями согласно данным раздела 1.3.9, а также данных раздела 1.9.3, при следующей актуализации схемы необходимо провести анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения с разработкой детализированного плана мероприятий по приведению показателя в соответствии с требованиями п. 6.26 СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

Зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения имеют место быть в связи с тем, что объём (протяжённость) тепловых сетей с выработавшим сроком нормативной эксплуатации составляет 82% от всех сетей. На рисунках 39-40 представлены тепловые сети в разрезе котельных, которые подлежат перекладке в связи с истечением нормативного срока эксплуатации (выделены «красным» цветом), в следствие чего при эксплуатации могут возникнуть аварийные ситуации.

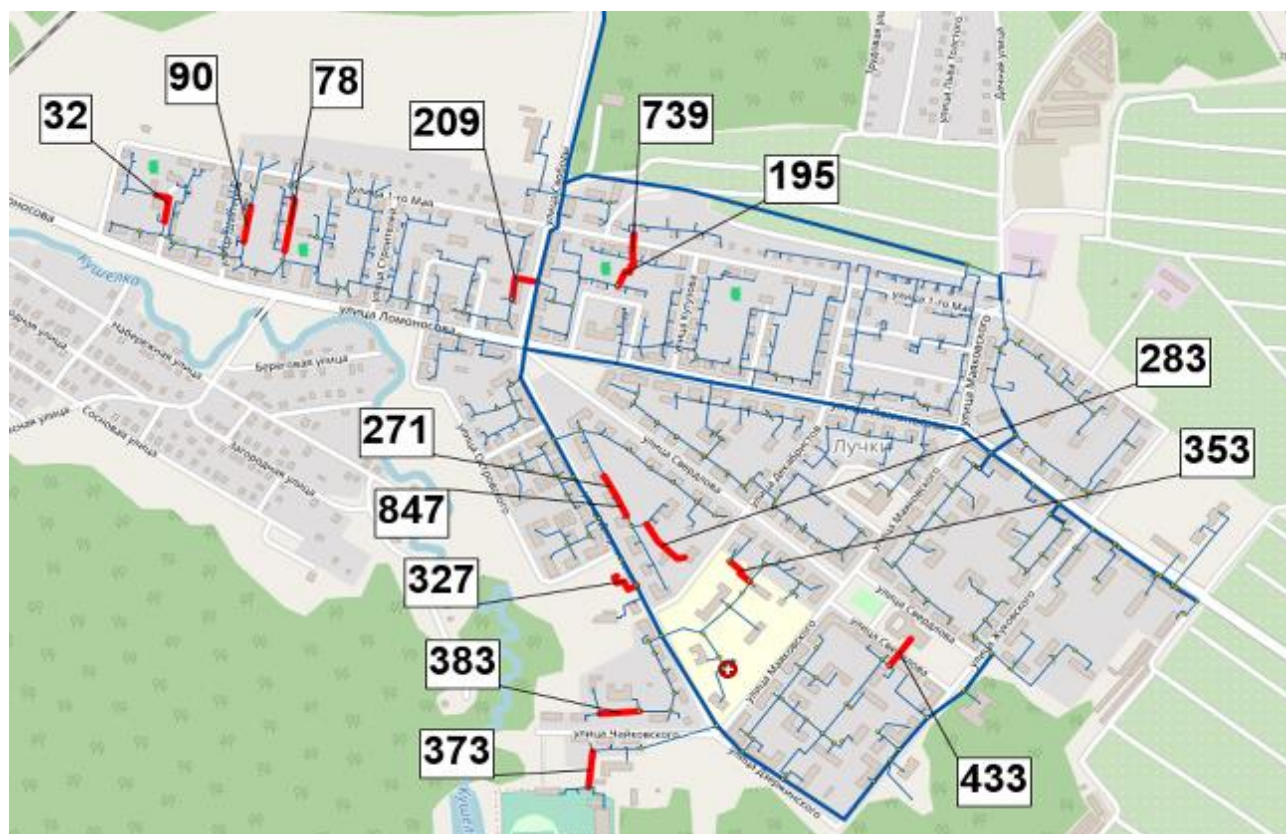


Рисунок 39 – Тепловые сети от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», которые подлежат перекладке в зонах ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения

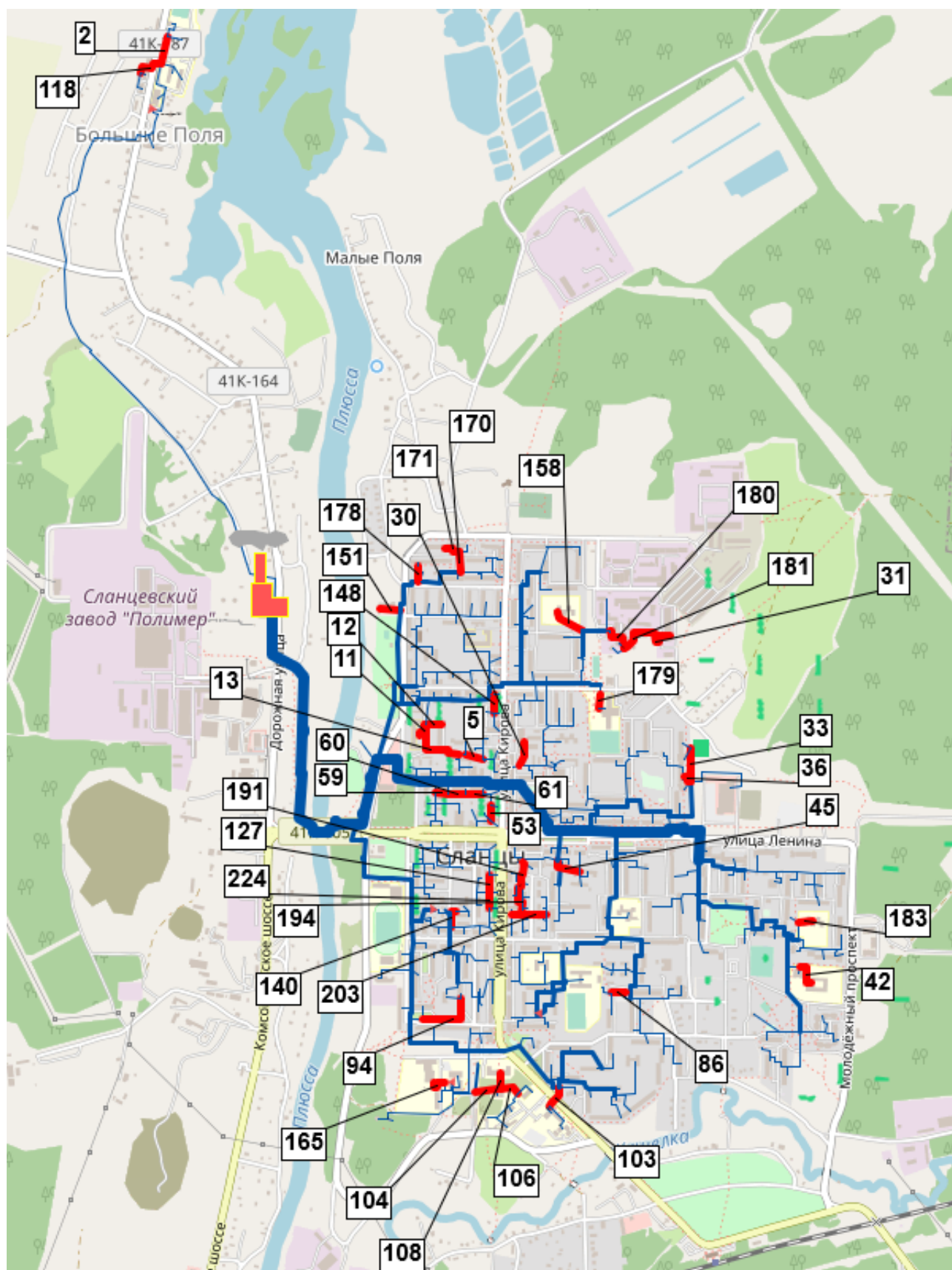


Рисунок 40 – Тепловые сети от котельной № 16, которые подлежат перекладке в зонах ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения

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 N 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»

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

Авариями в тепловых сетях считаются (п. 2.10):

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

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

- неисправности трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, поиск утечек, вызвавшие перерыв в подаче тепла потребителям I категории (по отоплению) свыше 4 до 8 часов, прекращение теплоснабжения (отопления) объектов соцкультбыта на срок, превышающий условия п. 4.16.1 ГОСТ Р 51617-2000 «Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия» (допустимая длительность температуры воздуха в помещении не ниже 12°C - не более 16 часов; не ниже 10°C не более 8 часов; не ниже 8°C – не более 4 часов).

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

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

Инцидентами не являются:

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

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

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

не происходило. По отчетам серьёзных аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило. Источники тепла работают в штатном режиме.

В связи с отсутствием и (или) недостаточным объемом информации представленной теплоснабжающими организациями, согласно данных раздела 1.3.9, при следующей актуализации схемы провести подробный анализ актуальных данных с определением фактического показателя, характеризующего время аварийной недопоставки.

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

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не должно превышать нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях, установленные МДС 41-6.2000 Методическая документация в строительстве. Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации и в рекомендациях СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей и теплоснабжения потребителей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях (15 ч., согласно п. 6.10 СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003») и составляет 6,3 часа за период с 2017 года по 2021 год:

2017 год – 5,6 ч.;
2018 год – 13,8 ч.;
2019 год – 4,9 ч.;
2020 год – 5,0 ч.;
2021 год – 4,8 ч.

1.9.7 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Согласно предоставленным данным, за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, изменения в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

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

Раскрытие информации организациями, осуществляющими регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения, производится согласно требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 05.07.2013 № 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования». Формы отчетности, заполненные в рамках стандартов раскрытия информации, должны находиться на сайтах теплоснабжающих организаций.

Теплоснабжающими организациями подлежит раскрытие следующей информации:

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.

В настоящем разделе приведены технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций согласно предоставленной информации.

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

Показатели хозяйственной деятельности Филиала АО «Нева Энергия» в г. Сланцы за период с 2017 по 2022 гг. приведён в таблице 37.

Таблица 37 - Показатели хозяйственной деятельности Филиала АО «Нева Энергия» в г. Сланцы за период с 2017 по 2022 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2017 год			2018 год			2019 год			2020 год			2021 год			2022 год		
			Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие
1.	Основные натуральные показатели	-																		
1.1	Выработка тепловой энергии	Гкал	171 034	106251	64783	171 034	106251	64783	171 120	108415	62705	175 068	110469	64599	173 016	109369	63647	171 120	108415	62705
1.2	Тепловая энергия на собственные нужды котельной	Гкал	4 225	2533	1692	4 225	2533	1692	4 004	2538	1466	4 088	2580	1508	4 040	2557	1483	4 004	2538	1466
		%	2,47	2,38	2,61	2,47	2,38	2,61	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,33	2,34	2,34	2,33	2,34	2,34	2,34
1.3	Отпуск тепловой энергии с коллекторов источника	Гкал	166 809	103718	63091	166 809	103718	63091	167 116	105877	61239	170 980	107889	63091	168 976	106812	62164	167 116	105877	61239
1.4	Покупка тепловой энергии	Гкал	90 000	60700	29300	90 000	60700	29300	80 000	48500	31500	72 500	43500	29000	72 500	43500	29000	72 500	43500	29000
1.5	Подано тепловой энергии в сеть	Гкал	256 809	164418	92391	256 809	164418	92391	247 116	154377	92739	243 480	151389	92091	241 476	150312	91164	239 616	149377	90239
1.6	Потери тепловой энергии в сетях	Гкал	54 752	34106	20646	54 752	34106	20646	49 201	30703	18498	48 471	30134	18337	48 067	29907	18160	47 707	29722	17985
		%	21,32	20,74	22,35	21,32	20,74	22,35	19,91	19,89	19,95	19,91	19,91	19,91	19,91	19,90	19,92	19,91	19,90	19,93
1.7	Отпущено тепловой энергии всем потребителям	Гкал	202 057	130312	71745	202 057	130312	71745	197 915	123674	74241	195 009	121255	73754	193 409	120405	73004	191 909	119655	72254
	в том числе доля товарной тепловой энергии	%	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98	99,98
1.7.1.	Товарная т/э	Гкал	202 018	130289	71729	202 018	130289	71729	197 875	123648	74227	194 969	121229	73740	193 369	120379	72990	191 869	119629	72240
	Населению	Гкал	168 082	108450	59632	168 082	108450	59632	164 690	102410	62280	161 784	99975	61809	160 184	99125	61059	162 148	100856	61292
	Бюджетным организациям	Гкал	24 270	15587	8683	24 270	15587	8683	24 010	15437	8573	24 639	15846	8793	24 639	15846	8793	22 532	14254	8278
	Прочим потребителям	Гкал	9 666	6252	3414	9 666	6252	3414	9 175	5801	3374	8 546	5408	3138	8 546	5408	3138	7 189	4519	2670
1.7.2.	Хоз. нужды	Гкал	39	23	16	39	23	16	40	26	14	40	26	14	40	26	14	40	26	14
1.8.	Расход топлива	т у. т.	27 908,69			27 908,69			27 496,06			28 130,44			27 800,72			27 496,06		
	уд. расход	кг у. т./Гкал	163,60			163,60			161,10			161,10			161,10			161,10		
	Расход газа	тыс. м³	24 209,48			24 209,48			23 851,55			24 401,84			24 115,82			23 851,55		
	Э/э на выработку т/э на котельной № 25 ДОК	тыс. кВт×ч	350,28			350,28			350,28			350,28			350,28			350,28		
1.9.1.	Расход воды	тыс. м³	131,34			131,34			104,72			107,14			104,82			104,72		
	уд. расход	м³/Гкал	0,77			0,77			0,61			0,61			0,61			0,61		
1.10.	Объем водоотведения по котельным	тыс. м³	0,18			0,18			0,16			0,16			0,16			12,00		
	уд. расход	м³/Гкал	0,001			0,001			0,001			0,001			0,001			0,070		
1.11.	Расход электроэнергии всего	тыс. кВт×ч	5 783,00			5 783,00			5 620,36			5 721,10			5 668,81			5 620,36		
	уд. расход	кВт×ч/Гкал	33,81			33,81			32,84			32,68			32,76			32,84		
1.11.1.	Расход электроэнергии на производство тепловой энергии	тыс. кВт×ч	1 454,51			1 454,51			1 455,24			1 488,81			1 471,36			1 455,24		
	уд. расход	кВт×ч/Гкал	8,50			8,50			8,50			8,50			8,50			8,50		
1.11.2.	Расход электроэнергии на транспортировку тепловой энергии	тыс. кВт×ч	4 328,50			4 328,50			4 165,12			4 232,29			4 197,45			4 165,12		

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2017 год			2018 год			2019 год			2020 год			2021 год			2022 год		
			Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие
	уд. расход	кВт×ч/Гкал	16,85			16,85			16,85			17,38			17,38			17,38		
2.	Операционные (подконтрольные) расходы	-																		
2.1.	Материалы	тыс. руб.	750,92			770,92			1 049,08			1 069,74			1 097,17			1 132,91		
2.2.	Оплата труда (производственные и цеховые рабочие)	тыс. руб.	25 383,90			26 059,87			24 489,81			24 972,26			25 612,55			26 446,75		
2.3.	Ремонтные работы	тыс. руб.	27 448,84			28 179,80			26 673,99			27 199,47			27 896,86			28 805,46		
2.4.	Цеховые расходы	тыс. руб.	2 088,29			2 143,90			2 384,01			2 430,99			2 493,32			2 574,51		
2.5.	Прочие расходы	тыс. руб.	2 438,21			2 503,14			2 532,32			2 582,21			2 648,42			2 734,67		
2.6.	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	49 597,41			50 918,19			48 370,99			49 323,90			50 588,56			52 236,24		
2.7.	Итого базовый уровень операционных (подконтрольных) расходов	тыс. руб.	107 707,57			110 575,82			105 500,20			107 578,57			110 336,87			113 930,53		
3.	Неподконтрольные расходы	-																		
3.1.	Отчисления от заработной платы	тыс. руб.	6 312,19			7 041,07			6 560,00			6 729,59			6 878,23			7 117,72		
3.2.	Арендная плата (производственных объектов)	тыс. руб.	14 674,75			15 180,75			14 811,19			15 371,44			15 714,01			16 052,52		
3.3.	Амортизация основных средств	тыс. руб.	25 173,55			22 315,59			19 747,50			15 896,45			10 121,22			8 308,69		
3.4.	Цеховые расходы	тыс. руб.	1 273,96			1 411,30			1 253,43			1 780,60			1 642,07			1 684,69		
3.5.	Прочие расходы	тыс. руб.	2 142,04			4 320,72			6 127,31			5 523,26			4 520,59			4 748,32		
3.6.	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	10 474,19			11 146,89			14 959,70			16 294,89			14 040,41			13 882,74		
3.7.	Налог на прибыль	тыс. руб.	1 594,23			2 039,08			1 775,50			2 074,57			3 048,15			3 006,87		
3.8.	Итого неподконтрольных расходов	тыс. руб.	61 644,91			63 455,40			65 234,63			63 670,80			55 964,68			54 801,55		
4.	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды																			
4.1.	Расходы на топливо, в т. ч.:	тыс. руб.	120 327,60			125 076,57			127 904,62			132 727,58			135 379,37			138 845,12		
4.1.1.	Природный газ	тыс. руб.	119 072,41			123 817,51			126 610,54			131 394,68			133 757,98			137 163,29		
4.1.2.	Эл. энергия кот. № 25 ДОК	тыс. руб.	1 255,19			1 259,06			1 294,08			1 332,90			1 621,39			1 681,83		
4.2.	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	26 032,50			23 738,65			26 841,46			28 430,46			31 829,13			34 202,65		
4.3.	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	3 024,10			3 199,23			2 548,80			2 509,36			2 572,63			2 624,98		
4.4.	Расходы на стоки	тыс. руб.	5,24			5,86			5,54			8,05			5,86			703,85		
4.5.	Расходы на приобретение тепловой энергии (ООО «Сланцы»)	тыс. руб.	81 054,29			84 059,18			76 110,16			70 366,97			72 477,97			74 641,44		
4.6.	Итого расходов на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды	тыс. руб.	230 443,73			236 079,49			233 410,58			234 042,42			242 264,97			251 018,05		

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2017 год			2018 год			2019 год			2020 год			2021 год			2022 год		
			Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие	Год	I полугодие	II полугодие
5.	Прибыль без налога на прибыль	тыс. руб.	6 376,92			8 156,30			9 700,00			9 839,06			9 814,41			10 083,03		
5.1.	прибыль на возврат кап. вложений	тыс. руб.	3 603,65	1 801,83	1 801,83	5 483,47	2 741,74	2 741,74	7 102,01	3 551,01	3 551,01	8 298,27	4 149,14	4 149,14	12 192,59	6 096,30	6 096,30	12 027,46	6 013,73	6 013,73
6.1.	Необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс. руб.	406 173,13			418 267,01			420 947,42			423 429,12			430 573,52			441 860,59		
6.2.	НВВ товарная	тыс. руб.	406 094,74	259 275,11	146 819,63	418 186,28	266 685,18	151 501,09	420 862,34	261 160,90	159 701,44	423 342,26	260 827,83	162 514,43	430 484,47	265 301,38	165 183,09	441 768,50	270 731,48	171 037,02
7.1.	Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал		1 990,00	2 046,87		2 046,87	2 112,13		2 112,13	2 151,53		2 151,53	2 203,88		2 203,88	2 263,09		2 263,09	2 367,62
7.2.	Рост тарифа	%			2,86			3,19			1,87			2,43			2,69			4,62
8.	Цена единицы натурального ресурса																			
8.1.	Тариф на покупку т/эн. ТЭЦ ООО «Сланцы»	руб./Гкал	900,60	885,95	930,96	933,99	930,96	940,27	951,38	940,27	968,48	970,58	959,07	987,84	999,70	987,84	1 017,48	1 029,54	1 017,48	1 047,63
8.2.	Природный газ	руб./тыс. м³	4 918,42			5 114,42			5 308,27			5 384,62			5 546,48			5 750,71		
8.3.	Электроэнергия	руб./кВт×ч	4,50			4,10			4,78			4,97			5,61			6,09		
8.4.	Тариф на воду	руб./м³	23,02			24,36			24,34			23,42			24,54			25,07		
8.5.	Тариф на стоки	руб./м³	29,77			33,30			35,06			49,80			37,09			58,65		
8.6.	Электроэнергия (котельная № 25 ДОК)	руб./кВт×ч	3,58			3,59			3,69			3,81			4,63			4,80		

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

Технико-экономические показатели для системы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменялись в зависимости от тарифов на энергоносители, необходимые для производства тепловой энергии источниками теплоснабжения.

1.11 Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

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

В таблице 38 приведены сведения о тарифах на тепловую энергию, поставляемую АО «Нева Энергия» (филиал в г. Сланцы) потребителям (кроме населения) на территории Ленинградской области, на долгосрочный период регулирования 2019-2023 годов, установленные приказом комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 08.12.2021 № 318-п.

Таблица 38 – Тарифы на тепловую энергию, поставляемую АО «Нева Энергия» (филиал в г. Сланцы) потребителям (кроме населения) на территории Ленинградской области, на долгосрочный период регулирования 2019-2023 годов, тарифы указываются без учёта НДС

№ п/п	Вид тарифа	Год с календарной разбивкой	Вода	Отборный пар давлением				Острый редуцированный пар
				от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2019 по 30.06.2019	2 112,13	-	-	-	-	-
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	2 151,53	-	-	-	-	-
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	2 151,53	-	-	-	-	-
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	2 203,88	-	-	-	-	-
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	2 203,88	-	-	-	-	-
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	2 263,09	-	-	-	-	-
		с 01.01.2022 по 30.06.2022	2 263,09	-	-	-	-	-
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 367,62	-	-	-	-	-
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	2 274,55	-	-	-	-	-
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	2 290,45	-	-	-	-	-

В таблице 39 приведены сведения о тарифах на тепловую энергию и горячую воду (горячее водоснабжение), поставляемые населению, организациям, приобретающим тепловую энергию и горячую воду для предоставления коммунальных услуг населению, на территории Сланцевского городского поселения Ленинградской области в 2019-2022 годах. В тарифах учтены затраты на эксплуатацию тепловых сетей.

Таблица 39 – Тарифы на тепловую энергию и горячую воду (горячее водоснабжение), поставляемые населению, организациям, приобретающим тепловую энергию и горячую воду для предоставления коммунальных услуг населению, на территории Сланцевского городского поселения Ленинградской области в 2019-2022 годах, тарифы указываются с учётом НДС

№ п/п	Вид тарифа	Год с календарной разбивкой	Вода	Отборный пар давлением				Острый редуцированный пар
				от 1,2 до 2,5 кг/см²	от 2,5 до 7,0 кг/см²	от 7,0 до 13,0 кг/см²	свыше 13,0 кг/см²	
В зоне теплоснабжения АО «Нева Энергия» (филиал в г. Сланцы)								
приказ комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 00.12.2018 № 570-п								
1	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению, руб./Гкал	с 01.01.2019 по 30.06.2019	2 534,55					
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	2 534,55					
2	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП, руб./Гкал	с 01.01.2019 по 30.06.2019	1 561,16					
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	1 592,38					
приказ комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 10.12.2019 № 560-п								
1	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению, руб./Гкал	с 01.01.2020 по 30.06.2020	2 534,55					
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	2 600,00					
2	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП, руб./Гкал	с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 592,38					
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	1 649,71					
приказ комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 18.12.2020 № 455-п								
1	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению, руб./Гкал	с 01.01.2021 по 30.06.2021	2 600,00					
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	2 600,00					
2	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП, руб./Гкал	с 01.01.2021 по 30.06.2021	1 649,71					
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	1 705,80					
приказ комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 20.12.2021 № 555-п								
1	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению, руб./Гкал	с 01.01.2022 по 30.06.2022	2 600,00	-	-	-	-	-
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 600,00	-	-	-	-	-
2	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП, руб./Гкал	с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 705,80	-	-	-	-	-
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	1 797,91	-	-	-	-	-

В таблице 40 приведены сведения о тарифах на тепловую энергию, поставляемую ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» потребителям на территории Ленинградской области, на долгосрочный период регулирования 2019-2023 годов, установленные приказом комитета

по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 16.12.2021 № 437-п. Установленные тарифы определены с учетом отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ и не учитывают затраты на эксплуатацию тепловых сетей.

Таблица 40 – Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» потребителям на территории Ленинградской области, на долгосрочный период регулирования 2019-2023 годов, тарифы указываются без учёта НДС.

№ п/п	Вид тарифа	Год с календарной разбивкой	Вода	Отборный пар давлением				Острый редуцированный пар
				от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2019 по 30.06.2019	940,27	-	-	-	-	-
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	959,07	-	-	-	-	-
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	959,07	-	-	-	-	-
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	987,84	-	-	-	-	-
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	987,84	-	-	-	-	-
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	1 017,48	-	-	-	-	-
		с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 017,48	-	-	-	-	-
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	1 047,63	-	-	-	-	-
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	1 034,21	-	-	-	-	-
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	1 080,75	-	-	-	-	-
2	Топливная составляющая тарифов, руб./Гкал	с 01.01.2019 по 30.06.2019	639,13					
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	644,82					
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	648,09					
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	664,08					
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	636,58					
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	641,39					
		с 01.01.2022 по 30.06.2022	686,16					
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	711,78					
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	708,11					
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	725,59					

В таблице 41 приведены сведения о тарифах на теплоноситель, поставляемый ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» потребителям на территории Сланцевского городского поселения Сланцевского муниципального района Ленинградской области, на долгосрочный период регулирования 2019-2023 годов, установленные приказом комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 16.12.2021 № 437-п.

Таблица 41 – Тарифы на теплоноситель, поставляемый ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» потребителям на территории Сланцевского городского поселения Сланцевского муниципального района Ленинградской области, на долгосрочный период регулирования 2019-2023 годов, тарифы указываются без учёта НДС

№ п/п	Наименование потребителя	Вид тарифа	Год с календарной разбивкой	Вид теплоносителя	
				вода	пар
1	Потребители муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области	Одноставочный, руб./куб. м	с 01.01.2019 по 30.06.2019	22,10	
			с 01.07.2019 по 31.12.2019	22,48	
			с 01.01.2020 по 30.06.2020	22,48	
			с 01.07.2020 по 31.12.2020	23,15	
			с 01.01.2021 по 30.06.2021	23,15	
			с 01.07.2021 по 31.12.2021	23,24	
			с 01.01.2022 по 30.06.2022	23,21	
			с 01.07.2022 по 31.12.2022	23,21	
			с 01.01.2023 по 30.06.2023	25,02	
			с 01.07.2023 по 31.12.2023	25,02	

Исходя из сведений, представленных в таблицах 38-41, можно сделать следующие выводы:

- тарифы на тепловую энергию, теплоноситель, поставляемые потребителям на территории Сланцевского городского поселения Сланцевского муниципального района Ленинградской области, устанавливаются приказами комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области;
- в случае необходимости обоснованного изменения величины тарифа производится его корректировка. Результатами корректировки являются приказы комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области;
- увеличение тарифов производится до значения, не выше, чем величина предельного (максимального) уровня тарифов на тепловую энергию (мощность), установленного комитетом по тарифам и ценовой политике Ленинградской области.

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

Структура тарифов аналогична структуре затратных статей Предприятий. Структура затратных статей подробно рассмотрена в пп. 1.10 «Технико-экономические показатели теплоснабжающих организаций».

Основной причиной роста тарифов на тепловую энергию на территории Сланцевского городского поселения является постоянный рост цен на основное топливо (природный газ).

Наибольшую долю в структуре себестоимости производства тепловой энергии занимают расходы на приобретение топлива.

В последнее время рост тарифов на тепловую энергию ограничен и не может превышать 15% в год, в результате чего теплогенерирующие и теплосетевые организации становятся убыточными. Об этом свидетельствуют фактические показатели финансово-хозяйственной деятельности.

Политика сдерживания роста тарифов на коммунальные услуги населению приводит к ограничению ежегодного роста тарифов на тепловую энергию. Ограничение ежегодного роста тарифов на тепловую энергию в свою очередь приводит к снижению затрат на ремонты и фонд оплаты труда основного производственного персонала, включаемых в

тарифы на тепловую энергию, в результате чего энергоснабжающие компании и теплосетевые организации не имеют возможности обновлять свое оборудование, увеличиваются удельные расходы топлива при производстве тепловой энергии, потери в тепловых сетях при ее транспортировке.

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

Однако при явном преимуществе такой системы ценообразования (в части обеспечения единой тарифной политики по отношению к потребителям коммунальных услуг (населению) в пределах городской черты), существуют значительные недостатки внутриузлового перекрестного субсидирования, в числе которых, можно указать:

- отсутствие заинтересованности снижения производственных издержек, при производстве тепловой энергии на источниках тепла с высокой себестоимостью производства;
- отсутствие заинтересованности в установке приборов учета тепловой энергии в условиях падающего спроса (реализация программ повышения энергетической эффективности в потребительском секторе и риск влияния более теплой погоды на снижение валовой выручки);
- отсутствие заинтересованности в части вывода из эксплуатации неэффективных котельных путем перевода тепловой нагрузки на сети более эффективных источников тепловой энергии;
- отсутствие заинтересованности повышения эффективности при эксплуатации передаточных устройств (распределительных сетей и ЦТП) снижающих базу валовой выручки при передаче тепловой энергии и теплоносителей);
- отсутствие заинтересованности в установке приборов коммерческого учета на границе балансовой принадлежности смежных сетей.

1.11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемые к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемые здания, строения, сооружения.

Плата за подключение к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

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

Плата за подключение дифференцируется в соответствии с Методическими

указаниями, в том числе в соответствии с типом прокладки тепловых сетей (подземная (канальная и бесканальная) и надземная (наземная)).

При отсутствии технической возможности подключения к системе теплоснабжения плата за подключение устанавливается в индивидуальном порядке. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе – застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налогов на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения тариф (плата) за подключение к системе теплоснабжения для Филиала АО «Нева Энергия» регулирующим органом не установлен, поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности у организации отсутствуют.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения информация о наличии/отсутствии тарифа (платы) за подключение к системе теплоснабжения, установленного регулирующим органом для ООО «СЛАНЦЫ» отсутствует.

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

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

На момент актуализации Схемы теплоснабжения плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для Филиала АО «Нева Энергия» регулирующим органом не установлена.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения информация о наличии/отсутствии платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, установленной регулирующим органом для ООО «СЛАНЦЫ» отсутствует.

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

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения

не устанавливались.

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

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения не устанавливались.

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

Изменения в утвержденных ценах (тарифах) на тепловую энергию за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, приведены в п. 1.11.1.

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

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

Анализ существующего положения в сфере теплоснабжения Сланцевского городского поселения показал следующие основные проблемы организации качественного, надежного и безопасного теплоснабжения потребителей:

- В Центральном жилом районе:
 - отсутствие автоматического регулирования отпуска теплоносителя на нужды ГВС в узлах присоединения потребителей, что в свою очередь ведет к завышению расхода теплоносителя, завышению температуры возвращаемой на источник воды и недопотреблению тепловой энергии потребителями, отсутствию возможности повышения температуры прямой сетевой воды на источнике свыше 100 °С;
 - в межотопительный период имеются жалобы жителей на низкую температуру горячей воды, это может быть связано в том числе и с тем, что управляющей компанией не проводится своевременное техническое обслуживание теплообменного оборудования ГВС.
- В микрорайоне Большие Лучки:
 - концентрация основной части подключенной нагрузки на конечных участках тепловых сетей в совокупности с ненормативным монтажом элеваторных узлов потребителей, ведущие к разбалансировке системы и необходимости завышения расхода теплоносителя, циркулирующего в тепловых сетях района;
 - технологические ограничения по параметрам пара, отпускаемого в сетевые подогреватели Бойлерной «А», ведущие к отсутствию возможности повышения температуры прямой сетевой воды на источнике свыше 100 °С;
 - Недостаточный располагаемый напор у конечных потребителей микрорайона Б. Лучки из-за низкой пропускной способности магистрального участка тепловой сети Ду300.
 - Большие сетевые потери (вероятность несанкционированного отбора).

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

Анализ существующего положения в сфере теплоснабжения Сланцевского городского поселения показал следующие основные проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения потребителей:

- В Центральном жилом районе:
 - изношенность внутриквартальных тепловых сетей и, как следствие, высокие показатели годовых потерь тепловой энергии при транспортировке с утечкой и через изоляционные конструкции;
 - в связи с перераспределением нагрузки центрального жилого района с ТЭЦ

Бойлерной «В» на котельную № 16 направление потока теплоносителя поменялось, в следствии чего возникает потребность перекладки участков внутриквартальных трубопроводов с целью наладки гидравлического режима тепловой сети;

- участок трубопровода протяженностью 9,0 км от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» до точки подключения к жилому району требует модернизации ввиду того, что данная теплотрасса не эксплуатируется более 10 лет, начиная с 2012 года, вследствие чего происходит деградация металла, проявляется массовый характер повреждений в виде разрушений металла в результате химического воздействия окружающей среды, причиной которых являются воздействие атмосферной коррозии, кислородных процессов и коррозионного износа. Котельная № 16 по снабжению топливом соответствует второй категории по надёжности. В связи с этим, невозможно оказывать услугу централизованного теплоснабжения потребителям первой категории с требуемым уровнем надёжности.

- В микрорайоне Большие Лучки:
 - значительная изношенность тепловых сетей, в том числе и магистрального трубопровода Ду300 от Бойлерной «А», и как следствие высокие показатели годовых потерь тепловой энергии при транспортировке с утечкой и через изоляционные конструкции.

1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Основной проблемой развития системы теплоснабжения Сланцевского городского поселения является вопрос дальнейшего участия в системе теплоснабжения города ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ». В перспективном развитии ООО «СЛАНЦЫ» планируют произвести реконструкцию предприятия и осуществить возобновление добычи горючего сланца. В связи с этим имеется возможность реализации мероприятия по установке котла по утилизации тепла технологического газа УТТ-3000, с помощью которого производство тепловой мощности ООО «СЛАНЦЫ» увеличится.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения на ООО «СЛАНЦЫ» отсутствует утвержденная программа мероприятий по реконструкции предприятия. Принимая во внимание сроки служб теплогенерирующего оборудования станции (50-60 лет), оценить потенциал возможности теплоснабжения потребителей жилищно-коммунального хозяйства Сланцевского городского поселения от ТЭЦ без долгосрочного плана мероприятий по ее реконструкции не представляется возможным.

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

На действующих источниках тепловой энергии Сланцевского городского поселения проблемы надежного и эффективного снабжения топливом не выявлены.

Котельная № 16 по снабжению топливом соответствует второй категории по надёжности – один ввод поставки природного газа, резервное топливо отсутствует.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения Сланцевского городского поселения, отсутствуют.

1.12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий разработке системы теплоснабжения

Изменения технических и технологических проблем в системах теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения, произошедших в период, предшествующий разработке системы теплоснабжения, отсутствуют.

ГЛАВА 2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Часть 1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

В таблице 42 представлены суммарные присоединенные договорные тепловые нагрузки и потребление тепловой энергии по единицам территориального деления Сланцевского городского поселения в 2021 году.

Таблица 42 – Максимальные тепловые нагрузки и годовое потребление тепловой энергии по районам Сланцевского городского поселения

Показатель	Ед. изм.	Центральный жилой район г. Сланцы	Микрорайон Большие Лучки	Итого по Сланцевскому городскому поселению
Подключенная нагрузка потребителей, в т. ч.:	Гкал/ч	79,10	22,88	101,98
Отопление	Гкал/ч	65,54	22,88	88,42
ГВС среднечасовая	Гкал/ч	13,56	-	13,56
Фактический отпуск тепловой энергии потребителям в 2021 году	Гкал	134 866	44 214	179 080

2.2 Часть 2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе

Прогнозы приростов площади строительных фондов определяются в рамках разработки Проекта генерального плана поселения.

Генеральный план является одним из документов территориального планирования поселения и основным документом планирования развития территории поселения, отражающий градостроительную стратегию и условия формирования среды жизнедеятельности.

Кроме того, генеральный план является стратегическим документом, который охватывает многие стороны жизнедеятельности населения, проживающего на территории поселения, поэтому в нем затрагиваются вопросы не только функционального зонирования, но и другие важные вопросы, определяющие качество жизни, транспортную обеспеченность, уровень воздействия вредных выбросов на здоровье населения, надежность всех социальных и инженерных инфраструктур. Все эти факторы необходимо рассматривать не как отдельные элементы, а их суммарный эффект, формирующий жизненную среду.

В генеральном плане определены основные параметры развития поселения: перспективная численность населения, объемы жилищного строительства, необходимые для жилищно-гражданского строительства территории, основные направления развития транспортного комплекса и инженерной инфраструктуры. Выполнено функциональное зонирование территорий с выделением жилых, производственных, общественно-деловых, рекреационных и других видов зон.

Планировочные решения генерального плана являются основой для разработки проектной документации последующих уровней, а также программ, осуществление которых необходимо для успешного функционирования поселения.

На основании данных, предоставленных администрацией Сланцевского городского поселения, строительство объектов не планируется. Часть фундаментов планируемой жилой застройки (так называемые «недострои») на момент актуализации Схемы проданы и даже изменен вид разрешенного использования земельных участков. Также на момент актуализации Схемы идет работа по внесению изменений в генеральный план Сланцевского городского поселения, и данные по перспективной застройке корректируются.

В связи с этим, прирост площади строительных фондов на территории Сланцевского городского поселения не планируется.

2.3 Часть 3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

В соответствии с п. 16 главы 1 Общие положения «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения», утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 565 и Министерства регионального развития Российской Федерации от 29.12.2012 № 667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения»:

«Для формирования прогноза теплоснабжения на расчетный период рекомендуется принимать нормативные значения удельного теплоснабжения вновь строящихся и реконструируемых зданий в соответствии с СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003.

В СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 выделены 6 характерных групп потребителей тепловой энергии:

- 1) жилые здания, общежития;
- 2) общественные, кроме перечисленных в поз. 3-6;
- 3) поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты;
- 4) дошкольные учреждения, хосписы;
- 5) административного назначения (офисы);
- 6) сервисного обслуживания.

Нормативы, согласно данному документу, представлены для 1 м³ здания, т. е. имеют размерность Вт/(м³·°C). Таким образом, для расчета перспективных тепловых нагрузок и перспективного теплоснабжения необходимо предварительно задаваться высотой здания.

Вместе с тем в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 представлены нормативы для жилой застройки, отнесенные на единицу площади отапливаемого здания (Вт/м²) для каждой расчетной температуры наружного воздуха. При этом пунктом 5.2 СП 124.13330.2012 определено:

- «Решения по перспективному развитию систем теплоснабжения населенных пунктов, промышленных узлов, групп промышленных предприятий, районов и других административно-территориальных образований, а также отдельных СЦТ следует разрабатывать в схемах теплоснабжения. При разработке схем теплоснабжения расчетные тепловые нагрузки определяются:

а) для существующей застройки населенных пунктов и действующих промышленных предприятий – по проектам с уточнением по фактическим тепловым нагрузкам;

б) для намечаемых к строительству промышленных предприятий – по укрупненным нормам развития основного (профильного) производства или проектам аналогичных производств;

в) для намечаемых к застройке жилых районов – по укрупненным показателям плотности размещения тепловых нагрузок или при известной этажности и общей площади зданий, согласно генеральным планам застройки районов населенного пункта – по удельным тепловым характеристикам зданий (Приложение В)».

Климатологические характеристики Сланцевского городского поселения приняты в соответствии с СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» актуализированная редакция СНиП 23-01-99:

- $t_{p.o} = -26\text{ }^{\circ}\text{C}$ - расчётная температура наружного воздуха для проектирования отопления;

- $t_{cp.o} = -1,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ - средняя температура наружного воздуха за отапливаемый период;

- $n_o = 221$ суток – продолжительность отопительного периода.

Таким образом, нормативы удельной тепловой нагрузки и удельного теплопотребления принимаются:

1) Для жилой застройки – в соответствии с СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003, с учетом:

- СП 131.13330.2020 актуализированная версия СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»;

- Постановления Правительства Российской Федерации от 25.01.2011 № 18 «Об утверждении правил установления энергетической эффективности»;

Расчетные нормы коррелируются с СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» актуализированная редакция СНиП 23-02-2003.

2) Для остальных потребителей – в соответствии с СП 50.13330.2012 СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» актуализированная редакция, принимая различную высоту для каждого конкретного потребителя, с учетом

- СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» актуализированная редакция СНиП 23-01-99;

- Постановления Правительства Российской Федерации от 25.01.2011 № 18 «Об утверждении правил установления энергетической эффективности».

Данные строительные нормы и правила устанавливают требования к тепловой защите зданий в целях экономии энергии при обеспечении санитарно-гигиенических и оптимальных параметров микроклимата помещений и долговечности ограждающих конструкций зданий и сооружений.

Требования к повышению тепловой защиты зданий и сооружений, основных потребителей энергии являются важным объектом государственного регулирования в большинстве стран мира. Эти требования рассматриваются также с точки зрения охраны окружающей среды, рационального использования не возобновляемых природных ресурсов, уменьшения влияния «парникового» эффекта и сокращения выделений двуокиси углерода и других вредных веществ в атмосферу.

Данные нормы затрагивают часть общей задачи энергосбережения в зданиях. Одновременно с созданием эффективной тепловой защиты, в соответствии с другими нормативными документами принимаются меры по повышению эффективности инженерного оборудования зданий, снижению потерь энергии при ее выработке и транспортировке, а также по сокращению расхода тепловой и электрической энергии путем автоматического управления и регулирования оборудования и инженерных систем в целом.

Нормы по тепловой защите зданий гармонизированы с аналогичными зарубежными нормами развитых стран. Эти нормы, как и нормы на инженерное оборудование, содержат минимальные требования, и строительство многих зданий может быть выполнено на экономической основе с существенно более высокими показателями тепловой защиты, предусмотренными классификацией зданий по энергетической эффективности.

Данные нормы и правила распространяются на тепловую защиту жилых, общественных, производственных, сельскохозяйственных и складских зданий и сооружений (далее - зданий), в которых необходимо поддерживать определенную температуру и влажность внутреннего воздуха.

Расход воды на нужды ГВС для перспективных потребителей принимается на основании Приложения Г СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», а также СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий».

Для многоквартирных жилых зданий удельный расход тепловой энергии на отопление принят равным $98,25 \text{ Вт/м}^2$, для среднеэтажных жилых зданий – $81,83 \text{ Вт/м}^2$, на горячее водоснабжение жилых зданий – $19,86 \text{ Вт/м}^2$.

2.4 Часть 4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

На основании данных, предоставленных администрацией Сланцевского городского поселения, строительство объектов не планируется. Часть фундаментов планируемой жилой застройки (так называемые «недострои») на момент актуализации Схемы проданы и даже изменен вид разрешенного использования земельных участков. Также на момент актуализации Схемы идет работа по внесению изменений в генеральный план Сланцевского городского поселения, и данные по перспективной застройке корректируются.

В связи с этим, прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на территории Сланцевского городского поселения не планируется.

2.5 Часть 5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

Прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления Сланцевского городского поселения на период действия Схемы не планируется.

При отсутствии данных базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения в зонах действия индивидуального теплоснабжения, а также в связи с тем, что в перспективе развития системы теплоснабжения Сланцевского городского поселения не рассматривается перевод теплоснабжения потребителей с индивидуального на централизованное, производить расчет приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в зонах действия индивидуального теплоснабжения не целесообразно.

2.6 Часть 6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

В результате сбора исходных данных проекты строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах в виде горячей воды или пара на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения существующие предприятия не имеют проектов расширения или увеличения мощности производства в существующих границах. Запланированные преобразования на территории промышленных предприятий имеют административную направленность и не окажут влияния на уровни потребления тепловой энергии в элементах территориального деления Сланцевского городского поселения.

В связи с этим, прирост объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, не планируется.

Как правило, при увеличении потребления тепловой энергии промышленные предприятия устанавливают собственный источник тепловой энергии, который работает для покрытия необходимых тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС производственных и административных корпусов, а также для выработки тепловой энергии в виде пара или горячей воды на различные технологические цели. Аналогичная ситуация характерна и для строительства новых промышленных предприятий.

2.7 Часть 7. Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.7.1 Перечень объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения, подключение объектов теплоснабжения к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения не производилось.

2.7.2 Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки

На основании данных, предоставленных администрацией Сланцевского городского поселения, строительство объектов не планируется. Часть фундаментов планируемой жилой застройки (так называемые «недострои») на момент актуализации Схемы проданы и даже изменен вид разрешенного использования земельных участков. Также на момент актуализации Схемы идет работа по внесению изменений в генеральный план Сланцевского городского поселения, и данные по перспективной застройке корректируются.

В таблице 43 приведен актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки.

Таблица 43 – Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки

№ п/п	Зона застройки	Утвержденная Схема теплоснабжения		Актуализированная Схема теплоснабжения	
		Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Зона действия источника	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Зона действия источника
1	Существующий микрорайон в Центральном жилом районе между ул. Шахтерской Славы и просп. Молодежный, южнее ул. Ленина, в т. ч.:	2,56	Котельная № 16	Отсутствует в планах	
1.1	36-ти квартирный 9-этажный жилой дом	0,27	Котельная № 16		
1.2	60-ти квартирный жилой дом	0,26	Котельная № 16		
1.3	85-ти квартирный жилой дом	0,43	Котельная № 16		
1.4	два 145-ти квартирных жилых дома	1,55	Котельная № 16		
2	Новый микрорайон в Центральном жилом районе между ул. Шахтерской Славы и просп. Молодежный, севернее ул. Ленина, в т. ч.:	9,29	Котельная № 16	Отсутствует в планах	
2.1	145-ти квартирный жилой дом	0,78	Котельная № 16		
2.2	Прочая жилая и общественная застройка	7,41	Котельная № 16		
2.3	Микрорайон Большие Лучки, участок по ул. Жуковского	1,1	Бойлерная «А»		
	Итого	11,85		0,00	

2.7.3 Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии

В 2022 году в рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 7б, ДОК 7в, ДОК 7г) – с помощью двухконтурных индивидуальных газовых котлов в каждой квартире

В 2028 году планируется строительство и ввод в эксплуатацию двух газовых блочных модулей БМК-20,0 МВт для теплоснабжения потребителей в микрорайоне Б. Лучки, Бойлерная «А» при этом выводится из эксплуатации.

В таблице 44 приведены сведения о расчетных тепловых нагрузках на коллекторах источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения.

Таблица 44 – Сведения о расчетных тепловых нагрузках на коллекторах источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

Источник тепловой энергии	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16										
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч	98,58	98,58	96,86	95,21	93,61	92,07	90,57	89,12	87,72
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	19,63	19,63	17,91	16,26	14,66	13,12	11,62	10,17	8,77
	%	19,91	19,91	18,49	17,08	15,66	14,25	12,83	11,42	10,00
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95
Котельная № 25										
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч	0,15								
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	0,00								
	%	0,00								
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,15								
Бойлерная «А» (ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»)										
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч	28,57	28,57	28,42	28,27	28,13	27,99	27,85		
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	5,69	5,69	5,54	5,39	5,25	5,11	4,97		
	%	19,91	19,91	19,49	19,08	18,66	18,25	17,83		
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	22,88	22,88	22,88	22,88	22,88	22,88	22,88		
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4										
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч								13,02	12,81
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч								1,49	1,28
	%								11,42	10,00
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч								11,53	11,53
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского										
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч								12,81	12,61
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч								1,46	1,26
	%								11,42	10,00

Источник тепловой энергии	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч								11,35	11,35
Всего по Сланцевскому городскому поселению										
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч	127,29	127,14	125,28	123,48	121,74	120,05	118,42	114,95	113,14
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	25,31	25,31	23,45	21,65	19,91	18,22	16,59	13,12	11,31
	%	19,89	19,91	18,72	17,54	16,36	15,18	14,01	11,42	10,00
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	101,98	101,83	101,83	101,83	101,83	101,83	101,83	101,83	101,83

2.7.4 Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды

В таблице 45 представлены сведения о фактических расходах теплоносителя котельной № 16 и ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ».

Таблица 45 – Сведения о фактических расходах теплоносителя котельной № 16 и ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год
			Факт	Факт	План предприятия
1.	Котельная № 16				
1.1.	Объем водопотребления по предприятию, всего	тыс. м ³	120,147	88,702	104,72
1.2.	Удельная норма расхода на выработку тепловой энергии	м ³ /Гкал	0,614	0,614	0,614
1.3.	Вода для технологических целей предприятию	тыс. м ³	102,845	88,207	104,72
1.3.1.	Собственная вода	тыс. м ³			
1.3.2.	Покупная вода	тыс. м ³	102,845	74,099	104,72
1.3.3.	Удельный расход воды на выработку тепловой энергию	м ³ /Гкал	0,774	0,429	0,614
2.	ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»				
2.1.	Данные по расходу воды на подпитку тепловой сети (Бойлерная «А»)	тыс. м ³	36,868	46,097	50,000
2.2.	Удельный расход воды на подпитку тепловой сети (Бойлерная «А»)	м ³ /Гкал	0,30	0,39	0,30

ГЛАВА 3 ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

3.1 Часть 1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа, города федерального значения и с полным топологическим описанием связности объектов

Электронная модель Схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения разработана с использованием ГИС «Zulu» и программно-расчетного комплекса «ZuluThermo вер 8.0» (далее - «ZuluThermo 8.0»). Разработчиком данного комплекса является ООО «ПолиTERM» г. Санкт-Петербург, сайт разработчика <http://politerm.com.ru/>. Электронная модель выполнена с учетом привязки к топографической основе и схеме расположения инженерных коммуникаций.

В результате разработки электронной модели системы теплоснабжения, в соответствии с Требованиями, выполнены:

- а) графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе Сланцевского городского поселения и с полным топологическим описанием связности объектов;
- б) паспортизация объектов системы теплоснабжения;
- в) паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное;
- г) гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;
- д) моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- е) расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку;
- ж) расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;
- з) расчет показателей надежности теплоснабжения;
- и) групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;
- к) сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.

Графическое отображение электронной модели системы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения приведено на рисунках 41-43.

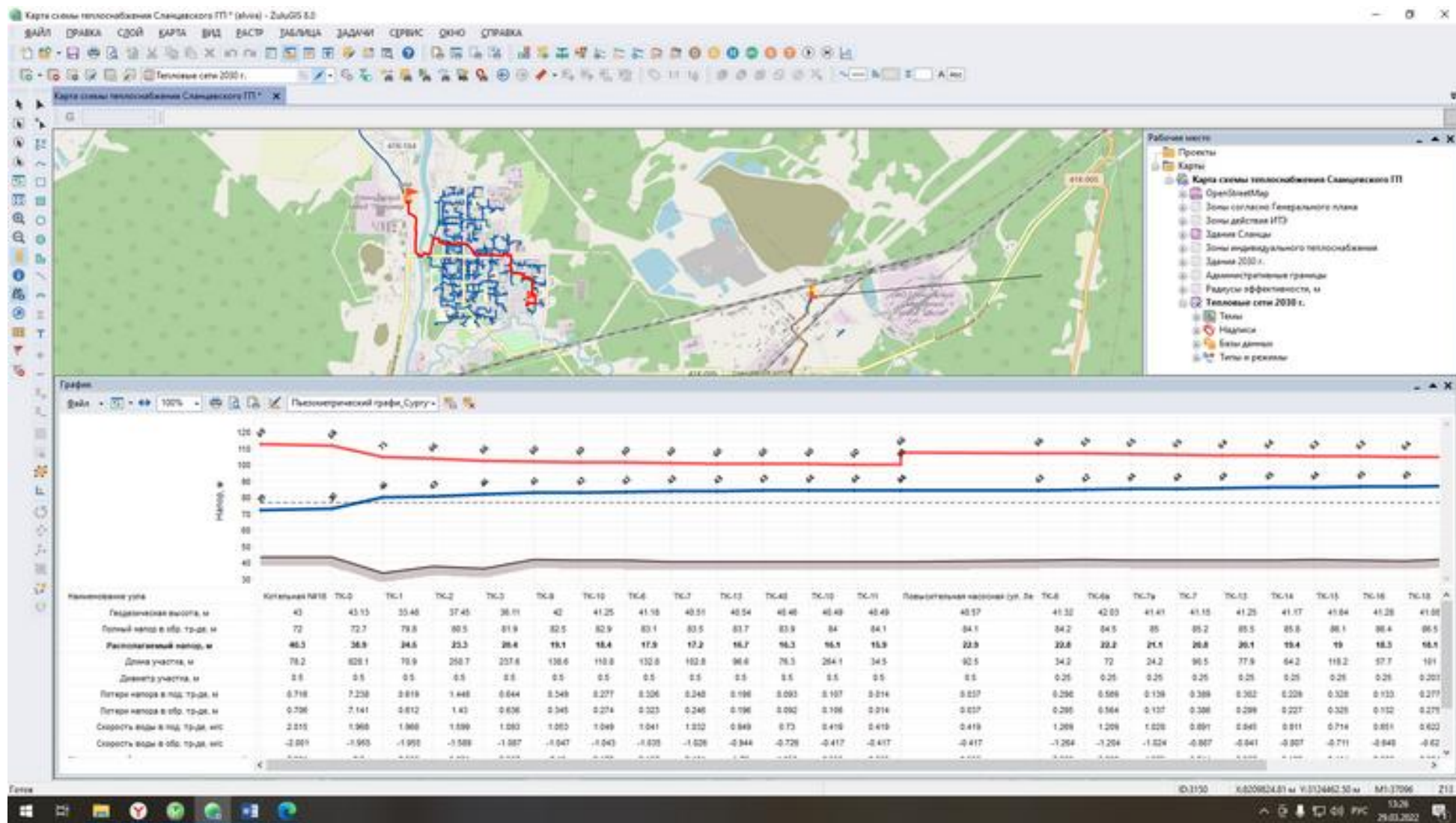


Рисунок 42 – Графическое отображение электронной модели (построение пьезометрических графиков)

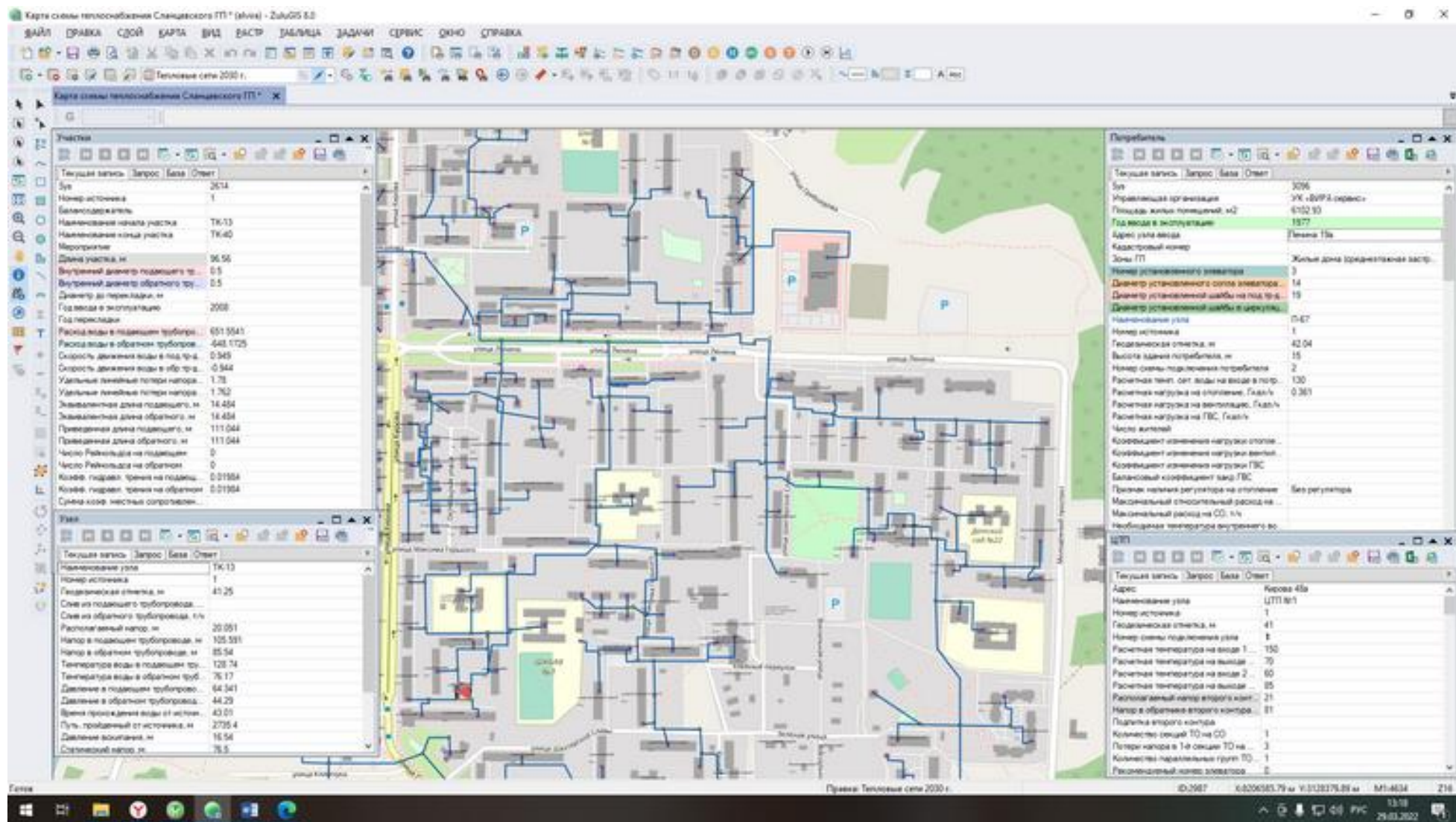


Рисунок 43 – Графическое отображение электронной модели (теплогидравлический расчет)

В электронной модели система теплоснабжения представлена следующими основными объектами: источник, участок, потребитель, узлы: центральный тепловой пункт (ЦТП), насосная станция, запорно-регулирующая арматура и другие элементы системы теплоснабжения. Все элементы системы являются узлами, а участки тепловой сети - дугами связанного графа математической модели. Каждый объект математической модели относится к определенному типу и имеет режимы работы, соответствующие его функциональному назначению.

В процессе занесения схемы с помощью специализированного редактора, входящим в ZuluThermo™ автоматически формируется графическая база данных, в которой содержится информация о координатах, типе и режиме работы каждого объекта, а также с какими узловыми объектами связаны линейные связи (участки сети). Таким образом, создается топологическое описание связности расчетной схемы сети.

3.2 Часть 2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения

Электронная модель обеспечивает паспортизацию технических характеристик элементов системы теплоснабжения, которая позволяет учитывать индивидуальные технические характеристики реальных объектов при выполнении расчетных задач.

Паспортизация объектов системы теплоснабжения осуществлялась на основе предоставленных исходных и расчетных данных.

Паспортизация необходима для диспетчеризации объектов теплоснабжения и ее структурирования в общей цепочке, а именно:

Для источников тепловой энергии:

- номер источника;
- геодезическая отметка, м;
- расчетная температура в подающем трубопроводе, °С;
- расчетная температура холодной воды, °С
- расчетная температура наружного воздуха, °С
- расчетный располагаемый напор на выходе из источника, м;
- расчетный напор в обратном трубопроводе на источнике, м;
- режим работы источника;
- максимальный расход на подпитку, т/ч.

Для участков тепловой сети:

- внутренний диаметр подающего и обратного трубопроводов, м;
- шероховатость подающего и обратного трубопроводов, мм;
- коэффициент местного сопротивления подающего и обратного трубопроводов.

Для потребителей тепловой энергии:

- высота здания потребителя (минимальный статический напор), м;
- номер схемы подключения потребителя;
- расчетная тепловая нагрузка систем теплоснабжения;
- коэффициент изменения расхода на систему отопления, систему вентиляции и закрытые системы ГВС;
- коэффициент изменения расхода на открытый водоразбор.

Пример паспорта объекта и примененная схема присоединения потребителя показаны на рисунках 42-44.

3.3 Часть 3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

В паспортизацию объектов тепловой сети на территории Сланцевского городского поселения также включена привязка к административным районам муниципального образования, что позволяет получать справочную информацию по объектам базы данных в разрезе расчетных единиц территориального деления.

Разбивка объектов по территориальному делению в ГИС «Zulu» происходит на основе данных утвержденного генерального плана и карте территориального планирования. По материалам этих данных, в электронной модели объекты теплоснабжения можно разделить на зоны действия административного или территориального деления, в рамках существующего положения и перспективного развития муниципального образования.

Перед загрузкой слоя в карту семейство файлов слоя уже должно существовать на диске, т.е. слои должны быть предварительно созданы.

В карту можно добавить:

- Векторный слой, растровый объект, группу растровых объектов.
- Слои с серверов, поддерживающих спецификацию WMS (Web Map Service).
- Растровый файл (формат *.bmp;*.pcx;*.tif;*.gif;*.jpg);
- Растровые объекты программ OziExplorer и MapInfo.

Режим получения информации используется для просмотра семантической информации по объектам слоя. С помощью запросов можно:

- произвести выборку данных из базы в соответствии с заданными условиями;
- занести одинаковые данные одновременно для группы объектов;
- производить копирование данных из одного поля в другое для группы объектов.

Также выборка данных в «Zulu Thermo 8.0» возможна по условию:

- Наименование потребителя (адрес)
- Наименование котельной
- Номер котельной
- Обслуживающая организация
- Коды узлов подключения потребителей
- По любому полю, внесенному в базу данных (температура, давление и т.п.).

3.4 Часть 4. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Гидравлический расчет предусматривает выполнение расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам.

Целью расчета является определение расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы теплоснабжения. В качестве теплоносителя используется вода.

Гидравлический расчёт тепловых сетей проводится с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплопотребления;

– фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

Гидравлический расчет позволяет рассчитать любую аварию на трубопроводах тепловой сети и источнике теплоснабжения. В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления. Рассчитывается баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Пример теплогидравлического расчёта приведён на рисунке 44.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории Российской Федерации.

Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора недостаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Поверочный расчет тепловой сети

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т. д.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплоснабжения. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Конструкторский расчет тепловой сети

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например, тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит, и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

3.5 Часть 5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Коммутационные задачи предназначены для анализа изменений вследствие отключения задвижек или участков сети. В результате выполнения коммутационной задачи определяются объекты, попавшие под отключение. При этом производится расчет объемов воды, которые возможно придется сливать из трубопроводов тепловой сети и систем теплоснабжения. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет

При анализе переключений определяется, какие объекты попадают под отключения, и включает в себя:

- вывод информации по отключенным объектам;
- расчет объемов внутренних систем теплоснабжения и нагрузок на системы теплоснабжения при данных изменениях в сети;
- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

3.6 Часть 6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Целью расчета балансов тепловой энергии является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе

и располагаемом напоре на источнике.

Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе при аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

Расчёт тепловых сетей можно проводить с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения;
- тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

3.7 Часть 7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Целью расчета является определение фактических тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери могут определяться суммарно за год и с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь. Подробная методика расчета тепловых потерь через изоляцию и с учетом утечек теплоносителя описана в руководстве к «Zulu-Thermo 8.0».

Пример окна расчёта нормативных потерь приведён на рисунке 45.

AAA

Тепловая сеть

Котельная № 1

- ЦТП - 1
- ЦТП - 1 (ГВС)
- ЦТП - 2
- ЦТП - 2 (ГВС)

График

Тнв-30.0Тсо95.0

Тпод150.0Тев20.0

Тобр70.0

Среднегодовые

Тнв-5.5Тгрунт0.0

Тпод62.0Тпове10.0

Тобр49.0

Расчет потерь

Сохранить

Отчет

☒ Суммарные по подсети

☐ По данному узлу

Владельцы:

(Все владельцы)

Месяц

П...

Про...

Тнв

Тгр

Тпод

Тобр

Тнв

Тсо

Тев

Тпод

Гкал

Гобр

Гкал

Гут_под_т

Гут_под_...

Гут_обр_т

Гут_обр_...

Гут_пот_т

Гут_пот_...

Январь

0

744

-11.0

1.0

104.5

54.9

5.0

389.0

166.7

229.4

19.2

234.1

11.8

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

198.7

11.6

Рисунок 44 – Расчет нормативных потерь тепловой энергии через изоляцию

3.8 Часть 8. Расчет показателей надежности теплоснабжения

Цель расчета - количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в ТС систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя.

Обоснование необходимости реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии, осуществляется по результатам качественного анализа полученных численных значений. Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей, осуществляется путем сравнения исходных (полученных до реализации) значений показателей надежности, с расчетными значениями, полученными после реализации (моделирования реализации) этих мероприятий.

Оценка надежности теплоснабжения, потребителей систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя, позволяет:

- рассчитывать надежность и готовность системы теплоснабжения к отопительному сезону.
- разрабатывать мероприятия, повышающие надежность работы системы теплоснабжения.

Расчет выполняется в соответствии с Методикой и алгоритмом расчета надежности тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения городов ОАО «Газпром промгаз».

3.9 Часть 9. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

Zulu позволяет проводить анализ данных, включая и пространственные (геометрия, площадь, длина, периметр, тип объекта, режим, цвет, текст и др.).

Система позволяет делать произвольные выборки данных по заданным условиям с возможностью выделения объектов, сохранение результатов в таблицах, экспорта в Microsoft Excel.

В пространственных запросах могут одновременно участвовать графические и семантические данные, относящиеся к разным слоям.

Запросы могут формироваться прямо на карте, в окнах семантической информации, специальных диалогах-генераторах запросов, либо в виде запроса SQL с использованием расширения OGC.

Операции, поддерживаемые Zulu с окном семантической информации:

- открытие окна семантической информации;
- получение информации по объектам слоя;
- ввод и редактирование информации по объектам слоя;
- выполнение запросов к базам данных;
- отображение результатов запроса к базе данных на карте;
- сохранение условий запроса;
- сохранение результатов запроса;
- просмотр и печать отчетов;
- экспорт данных в формат Microsoft Excel;
- экспорт данных в HTML страницу;

- настройка вида окна семантической информации.

В электронной модели группа объектов используется в различных режимах и операциях. Группа объектов формируется только в активном слое и отображается заданным цветом.

При изменении параметров группы выполняются операции по редактированию и преобразованию слоя.

В электронной модели реализована возможность проверить топологическую связанность элементов для рассматриваемых узлов. Проверяется связанность элементов сети.

Пример групповых изменений характеристик объектов приведён на рисунке 46.

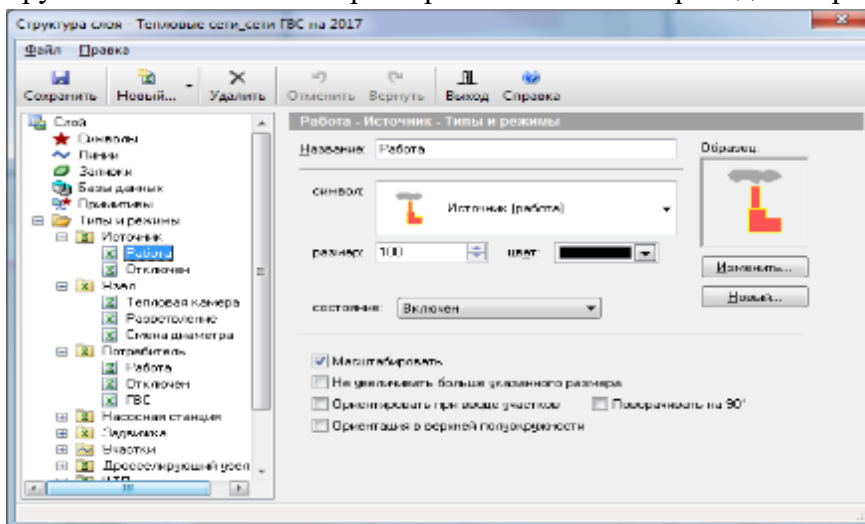


Рисунок 45 – Пример групповых изменений характеристик объектов

3.10 Часть 10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Одним из основных инструментов анализа результатов расчетов тепловых сетей является пьезометрический график. График изображает линии изменения давления в узлах сети по выбранному маршруту, например, от источника до одного из потребителей. Пьезометрический график строится по указанному пути. Путь указывается автоматически, достаточно определить его начальный и конечный узлы. Если путей от одного узла до другого может быть несколько, то по умолчанию путь выбирается самый короткий, в том случае если исследуется другой путь, то указываются промежуточные узлы.

Порядок построения пьезометрического графика.

Порядок построения пьезометрического графика следующий:

- а) Активируется слой, содержащий тепловую сеть.
- б) Выбирается режим установки флагов.
- в) Выбирается начальный (например, источник) и конечный объект (например, проблемный потребитель) системы теплоснабжения.
- г) В контекстном меню активируется команда «Найти путь». Выбранный маршрут для построения графика выделяется красным цветом.
- д) В меню «Задачи» активируется команда «Пьезометрический график».

В результате выполнения команды в окно «График» выводятся результаты расчета пьезометрического графика для исследуемого участка сети в графическом и табличном виде.

Окно расчёта пьезометрического графика представлено на рисунке 43.

На пьезометрическом графике отображаются:

- линия давления в подающем трубопроводе красным цветом;
- линия давления в обратном трубопроводе синим цветом;
- линия поверхности земли пунктиром;
- линия статического напора голубым пунктиром;
- линия давления вскипания оранжевым цветом.

Совмещение пьезометрических графиков выполняется в следующем порядке:

- Выполняется построение первого пьезографика.
- Выбирается новый путь для построения второго графика.
- В окне «График» в основном меню выбирается команда «Добавить», после чего новый график совмещается с предыдущим. При этом первый график прорисовывается более тусклым цветом, а второй график более ярким.

Настройка масштабирования графика выполняется путем установки курсора на заголовке окна «График». При этом масштабирование может выполняться вручную, автоматически по оси X и Y или равномерными отсчетами. При масштабировании графика выбирается способ определения длины участка:

- по масштабу с карты или по значению, записанному в поле базы данных по участкам сети.

При ручном масштабировании графика устанавливается маркер на строке «Соблюдать масштаб» и в правом поле вводится требуемый масштаб. Параметры отображения фона и сетки графика задаются установкой курсора в подменю «Фон и сетка».

Совмещенный пьезометрический график приведен на рисунке 47.

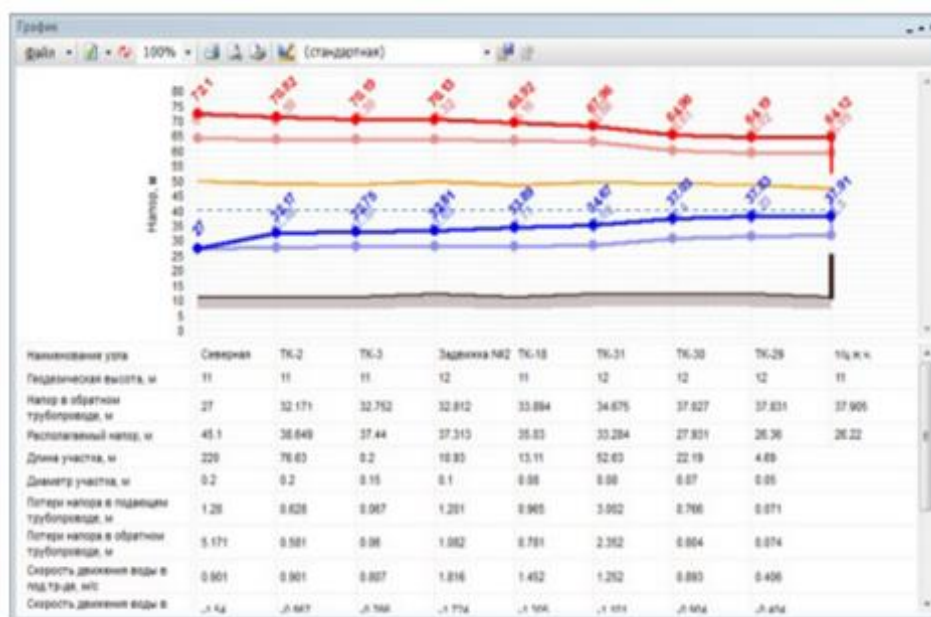


Рисунок 46 – Совмещение пьезометрических графиков

Параметры отображения осей X и Y такие как: стиль линии, отображающей ось, количество и внешний вид делений оси, внешний вид заголовка шкалы, изменяются в подменю «Ось X» или «Ось Y».

Для оси Y возможно проведение дополнительных настроек шкалы. Для этого в окне «Ось Y» выполняется вызов окна «Шкала: Напор, м (основная)» в котором и выполняется настройка шкалы оси Y.

Аналогично выполняется настройка изображения «Кривых», а также вывода

численных значений в табличную часть пьезометрического графика. Возможен экспорт графических и табличных форм вывода результатов расчета в приложения MSOffice.

3.11 Часть 11. Изменения гидравлических режимов, определяемые в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, с учетом изменений в составе оборудования источников тепловой энергии, тепловой сети и теплопотребляющих установок за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения гидравлических режимов за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не произошло.

ГЛАВА 4 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

4.1 Часть 1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды

Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источников тепловой энергии определены с учётом существующей мощности «нетто» котельных и приростов тепловой нагрузки, подключаемых потребителей по периодам ввода объектов и представлены в таблице 46. Балансы представлены без учета проведения мероприятий по модернизации оборудования источников тепловой энергии. При расчете балансов принималось, что теплоснабжение потребителей Центрального жилого района города Сланцы полностью обеспечивает Котельная № 16.

Покрытие прироста тепловых нагрузок планируется осуществлять от существующих источников тепловой энергии.

Как видно из таблицы 46, при теплоснабжении потребителей Центрального жилого района от Котельной № 16 в 2022 году возникает дефицит тепловой мощности котельной.

В 2028 году планируется строительство и ввод в эксплуатацию двух газовых блочных модулей БМК-20,0 МВт для теплоснабжения потребителей в микрорайоне Б. Лучки, Бойлерная «А» при этом выводится из эксплуатации.

**Таблица 46 – Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной нагрузки потребителей
Сланцевского городского поселения, Гкал/ч**

Статья баланса	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16										
Установленная тепловая мощность источника	Гкал/ч	99,47	99,47	99,47	99,47	99,47	99,47	99,47	99,47	99,47
Ограничения тепловой мощности источника	Гкал/ч	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45
	%	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50
Располагаемая тепловая мощность источника	Гкал/ч	91,02	91,02	91,02	91,02	91,02	91,02	91,02	91,02	91,02
Тепловая мощность на собственные нужды источника	Гкал/ч	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12
	%	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	88,90	88,90	88,90	88,90	88,90	88,90	88,90	88,90	88,90
Резерв тепловой мощности	Гкал/ч	-9,68	-9,68	-7,96	-6,31	-4,71	-3,17	-1,67	-0,22	1,18
	%	-10,88	-10,88	-8,96	-7,10	-5,30	-3,56	-1,88	-0,25	1,32
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч	98,58	98,58	96,86	95,21	93,61	92,07	90,57	89,12	87,72
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	19,63	19,63	17,91	16,26	14,66	13,12	11,62	10,17	8,77
	%	19,91	19,91	18,49	17,08	15,66	14,25	12,83	11,42	10,00
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95
Котельная № 25										
Установленная тепловая мощность источника	Гкал/ч	0,18								
Ограничения тепловой мощности источника	Гкал/ч	0,00								
	%	0,00								
Располагаемая тепловая мощность источника	Гкал/ч	0,18								
Тепловая мощность на собственные нужды источника	Гкал/ч	0,00								
	%	0,00								
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,18								
Резерв тепловой мощности	Гкал/ч	0,03								
	%	16,67								
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч	0,15								
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	0,00								
	%	0,00								
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,15								
Бойлерная «А» (от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»)										

Статья баланса	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Установленная тепловая мощность источника	Гкал/ч	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00		
Ограничения тепловой мощности источника	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Располагаемая тепловая мощность источника	Гкал/ч	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00		
Тепловая мощность на собственные нужды источника	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00		
Резерв тепловой мощности	Гкал/ч	13,43	13,43	13,58	13,73	13,87	14,01	14,15		
	%	31,98	31,98	32,33	32,68	33,02	33,36	33,70		
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч	28,57	28,57	28,42	28,27	28,13	27,99	27,85		
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	5,69	5,69	5,54	5,39	5,25	5,11	4,97		
	%	19,91	19,91	19,49	19,08	18,66	18,25	17,83		
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	22,88	22,88	22,88	22,88	22,88	22,88	22,88		
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4										
Установленная тепловая мощность источника	Гкал/ч								17,20	17,20
Ограничения тепловой мощности источника	Гкал/ч								0,00	0,00
	%								0,00	0,00
Располагаемая тепловая мощность источника	Гкал/ч								17,20	17,20
Тепловая мощность на собственные нужды источника	Гкал/ч								0,00	0,00
	%								0,00	0,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч								17,20	17,20
Резерв тепловой мощности	Гкал/ч								4,18	4,39
	%								24,32	25,52
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч								13,02	12,81
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч								1,49	1,28
	%								11,42	10,00
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч								11,53	11,53
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского										
Установленная тепловая мощность источника	Гкал/ч								17,20	17,20
Ограничения тепловой мощности источника	Гкал/ч								0,00	0,00
	%								0,00	0,00
Располагаемая тепловая мощность источника	Гкал/ч								17,20	17,20

Статья баланса	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Тепловая мощность на собственные нужды источника	Гкал/ч								0,00	0,00
	%								0,00	0,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч								17,20	17,20
Резерв тепловой мощности	Гкал/ч								4,39	4,59
	%								25,50	26,68
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч								12,81	12,61
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч								1,46	1,26
	%								11,42	10,00
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч								11,35	11,35
Всего по Сланцевскому городскому поселению										
Установленная тепловая мощность источника	Гкал/ч	141,65	141,47	141,47	141,47	141,47	141,47	141,47	133,87	133,87
Ограничения тепловой мощности источника	Гкал/ч	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45
	%	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	6,31	6,31
Располагаемая тепловая мощность источника	Гкал/ч	133,20	133,02	133,02	133,02	133,02	133,02	133,02	125,42	125,42
Тепловая мощность на собственные нужды источника	Гкал/ч	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12
	%	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,69	1,69
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	131,08	130,90	130,90	130,90	130,90	130,90	130,90	123,30	123,30
Резерв тепловой мощности	Гкал/ч	3,79	3,76	5,62	7,42	9,16	10,85	12,48	29,46	32,25
	%	2,89	2,87	4,29	5,66	7,00	8,29	9,54	23,90	26,15
Тепловая мощность на коллекторах	Гкал/ч	127,29	127,14	125,28	123,48	121,74	120,05	118,42	114,95	113,14
Потери тепловой мощности в сетях	Гкал/ч	25,31	25,31	23,45	21,65	19,91	18,22	16,59	13,12	11,31
	%	19,89	19,91	18,72	17,54	16,36	15,18	14,01	11,42	10,00
Подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	101,98	101,83	101,83	101,83	101,83	101,83	101,83	101,83	101,83

4.2 Часть 2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии

Для определения достаточности пропускной способности тепловых сетей Сланцевского городского поселения при подключении перспективных потребителей выполнен гидравлический расчет на базе электронной расчетной модели.

На основании данных, предоставленных администрацией Сланцевского городского поселения, строительство объектов не планируется. Часть фундаментов планируемой жилой застройки (так называемые «недострои») на момент актуализации Схемы проданы и даже изменен вид разрешенного использования земельных участков. Также на момент актуализации Схемы идет работа по внесению изменений в генеральный план Сланцевского городского поселения, и данные по перспективной застройке корректируются.

В результате гидравлического расчета определено, что пропускная способность тепловых сетей достаточна в случае подключения перспективных потребителей тепловой энергии.

4.3 Часть 3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Информация о резервах (дефицитах) тепловой мощности на действующих котельных существующей системы теплоснабжения и перспективных источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения на перспективу развития до 2030 года представлена в таблице 46.

По результатам составления перспективных балансов тепловой энергии выявлены незначительные дефициты тепловой мощности на котельной № 16, которые будут снижаться в течение расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения Сланцевского городского поселения.

Данные расчётные дефициты не отражают реальное положение в связи с тем, что рассчитываются на минимальную температуру самой холодной пятидневки отопительного периода. Фактически, дефициты тепловой мощности источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

4.4 Часть 4. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В утверждённой Схеме теплоснабжения Сланцевского городского поселения на перспективу предусматривалось подключение новых потребителей.

В связи с этим, изменение существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения связано с отсутствием перспективной тепловой нагрузки.

ГЛАВА 5 МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

5.1 Часть 1. Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)

Рассмотрим два варианта развития централизованного теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения.

Вариант 1:

1. В рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 76, ДОК 7в, ДОК 7г) с выводом котельной № 25 из эксплуатации.

В ходе выполнения этого мероприятия установлены двухконтурные индивидуальные газовые котлы в каждой квартире. Осуществлено подключение котлов к системе газоснабжения. В 2022 году планируется в каждой квартире осуществить подключение отопительных приборов к котлу.

2. В период 2023-2026 гг. по результатам проектно-изыскательских работ планируется строительство одного из двух объектов для обеспечения тепловой энергией с заданной надёжностью потребителей первой категории в г. Сланцы:

- резервное топливное хозяйство для котельной № 16;
- газовая котельную установленной тепловой мощностью 70,0 МВт.

Это мероприятие позволит исключить из реестра объектов, обеспечивающих надёжность потребителей первой категории, теплотрассу Ду500 мм от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», которая находится в неработоспособном состоянии.

3. Строительство двух блочно-модульных котельных (БМК) 20,0 МВт каждая для оказания услуги централизованного теплоснабжения потребителям микрорайона Б. Лучки. Это связано с экспертным заключением о нецелесообразности осуществления теплоснабжения от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ».

4. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

5. Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующей тепловой нагрузки;

6. Реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения.

Вариант 2:

1. В рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 76, ДОК 7в, ДОК 7г) с выводом котельной № 25 из эксплуатации.

В ходе выполнения этого мероприятия установлены двухконтурные индивидуальные газовые котлы в каждой квартире. Осуществлено подключение котлов к системе газоснабжения. В 2022 году планируется в каждой квартире осуществить подключение отопительных приборов к котлу.

2. Восстановление работоспособности резервной теплотрассы Ду500 мм от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» протяжённостью 9 км в двухтрубном исполнении;

3. Модернизация Бойлерной «А» от ТЭЦ ООО «Сланцы»;

4. Реконструкция тепловых сетей от ТЭЦ ООО «Сланцы» до Бойлерной «А» для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;
5. Реконструкция (модернизация) оборудования ТЭЦ ООО «Сланцы»;
6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса;
7. Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующей тепловой нагрузки;
8. Реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

5.2 Часть 2. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Техничко-экономическое сравнение двух вариантов перспективного развития систем теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения приведено в таблице 47.

Таблица 47 – Техничко-экономическое сравнение двух вариантов перспективного развития систем теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения

№ п/п	Наименование мероприятия	Величина финансирования, млн. руб. без учёта НДС
	Вариант 1	1 131,80 (*или 1 191,8)
1.1.	В рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 7б, ДОК 7в, ДОК 7г) с выводом котельной № 25 из эксплуатации. В ходе выполнения этого мероприятия установлены двухконтурные индивидуальные газовые котлы в каждой квартире. Осуществлено подключение котлов к системе газоснабжения. В 2022 году планируется в каждой квартире осуществить подключение отопительных приборов к котлу.	Финансирование проведено ранее.
1.2.	Строительство резервного топливного хозяйства для котельной № 16. Это мероприятие позволит исключить из реестра объектов, обеспечивающих надёжность потребителей первой категории, теплотрассу Ду500 мм от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», которая находится в неработоспособном состоянии.	150,00*
**или	Строительство газовой котельной установленной тепловой мощностью 70,0 МВт	210,00*
1.3.	Строительство двух блочно-модульных котельных (БМК) 20,0 МВт каждая для оказания услуги централизованного теплоснабжения потребителям микрорайоне Б. Лучки. Это связано с экспертным заключением о нецелесообразности осуществления теплоснабжения от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»	160,00*
1.4.	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса	626,31
1.5.	Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующей тепловой нагрузки	61,18
1.6.	Реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	134,31
	Вариант 2	1 201,94
2.1.	В рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 7б, ДОК 7в, ДОК 7г) с выводом котельной № 25 из эксплуатации.	Финансирование проведено ранее.

№ п/п	Наименование мероприятия	Величина финансирования, млн. руб. без учёта НДС
	В ходе выполнения этого мероприятия установлены двухконтурные индивидуальные газовые котлы в каждой квартире. Осуществлено подключение котлов к системе газоснабжения. В 2022 году планируется в каждой квартире осуществить подключение отопительных приборов к котлу.	
2.2.	Восстановление работоспособности резервной теплотрассы Ду500 мм от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» протяжённостью 9 км в двухтрубном исполнении	271,00*
2.3.	Модернизация Бойлерной «А» от ТЭЦ ООО «Сланцы»	62,42*
2.4.	Реконструкция тепловых сетей от ТЭЦ ООО «Сланцы» до Бойлерной «А» для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения	46,72
2.5.	Реконструкция (модернизация) оборудования ТЭЦ ООО «Сланцы»	необходимо, но отсутствуют сведения
2.6.	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса	626,31
2.7.	Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующей тепловой нагрузки	61,18
2.8.	Реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения	134,31

* Точная величина финансирования мероприятия будет определена на этапе выполнения проектных работ.

** В случае принятия решения об отказе строительства резервного топливного хозяйства при котельной № 16.

5.3 Часть 3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

При сравнении двух вариантов ориентировочных значений капитальных вложений в модернизацию системы централизованного теплоснабжения Сланцевского городского поселения наиболее приемлемым является вариант 1 в связи с меньшими значениями капитальных затрат.

При реализации мероприятий варианта 1 также повышается надёжность теплоснабжения потребителей.

5.4 Часть 4. Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Приоритетным вариантом перспективного развития систем теплоснабжения Сланцевского городского поселения утверждённой Схемы теплоснабжения предлагалось принять до следующей актуализации вариант 2, который предусматривает сохранение существующей схемы теплоснабжения с модернизацией котельного оборудования для повышения энергоэффективности:

Вариант 2 предусматривает осуществление теплоснабжение центрального жилого района от котельной № 16, теплоснабжение микрорайона Большие Лучки - от Бойлерной

«А» от ТЭЦ ООО «Сланцы».

В актуализируемой Схеме теплоснабжения предлагается к реализации Вариант 1:

1. В рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 7б, ДОК 7в, ДОК 7г) с выводом котельной № 25 из эксплуатации.

В ходе выполнения этого мероприятия установлены двухконтурные индивидуальные газовые котлы в каждой квартире. Осуществлено подключение котлов к системе газоснабжения. В 2022 году планируется в каждой квартире осуществить подключение отопительных приборов к котлу.

2. По результатам проектно-изыскательских работ в период 2023-2026 гг. планируется строительство резервного топливного хозяйства для котельной № 16 или строительство газовой котельной установленной тепловой мощностью 70,0 МВт для обеспечения тепловой энергией с заданной надёжностью потребителей первой категории в г. Сланцы. Это мероприятие позволит исключить из реестра объектов, обеспечивающих надёжность потребителей первой категории, теплотрассу Ду500 мм от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», которая находится в неработоспособном состоянии.

3. Строительство двух блочно-модульных котельных (БМК) 20,0 МВт каждая для оказания услуги централизованного теплоснабжения потребителям микрорайона Б. Лучки. Это связано с экспертным заключением о нецелесообразности осуществления теплоснабжения от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ».

4. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

5. Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующей тепловой нагрузки;

6. Реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения.

ГЛАВА 6 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

6.1 Часть 1. Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

Расчет нормативов технологических потерь на 2030 год при передаче тепловой энергии выполнен в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают в себя технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с утечкой.

К технологическим потерям, как необходимым для обеспечения нормальных режимов работы систем теплоснабжения, относятся количество воды на пусковое заполнение трубопроводов теплосети после проведения планового ремонта и подключения новых участков сети и потребителей, проведение плановых эксплуатационных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей и другие регламентные работы, промывку и дезинфекцию.

К потерям сетевой воды с утечкой относятся технически неизбежные в процессе передачи, распределения и потребления тепловой энергии потери сетевой воды с утечкой.

Согласно Инструкции, к нормируемым технологическим затратам теплоносителя (теплоноситель – вода) относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы;
- технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Нормативные значения потерь теплоносителя за год (м^3) с его нормируемой утечкой определяются по формуле:

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

где:

a – норма среднегодовой утечки теплоносителя, $\text{м}^3/(\text{ч} \times \text{м}^3)$, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, принимается в размере 0,25% от среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения;

$V_{\text{ср.г}}$ – среднегодовой объем сетевой воды в трубопроводах тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³;

$n_{\text{год}}$ – число часов работы системы теплоснабжения в течение года, ч;

$m_{\text{ут.год.н}}$ – среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/ч.

Затраты теплоносителя на пусковое заполнение тепловых сетей, обусловленные вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после плановых ремонтов или реконструкции, принимаются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей по формуле:

$$G_{\text{п.п}}^{\text{P}} = 1,5 \times V_{\text{ЭТС}}$$

где:

$V_{\text{ЭТС}}$ – объем трубопроводов тепловой сети, на обслуживании, м³.

Расчетные годовые потери сетевой воды на регламентные испытания определяются по формуле:

$$G_{\text{п.и}}^{\text{P}} = 2 \times V_{\text{ЭТС}}$$

Результаты расчета величины нормативных потерь сетевой воды по каждому источнику тепловой энергии приведены в таблице 48.

Таблица 48 – Расчётная величина нормативных потерь сетевой воды в тепловых сетях на территории Сланцевского городского поселения

Котельная	Нормативные годовые потери теплоносителя с утечкой	Технологические потери теплоносителя			Тепловые потери в Zulu	
	м ³	Пусковое заполнение м ³	Регламентные испытания м ³	Сливы из САРЗ м ³	Гкал/ч	Гкал/год
	2021 г.					
Котельная №16	85102,28	5828,92	1942,97		5,69	30292,44
Бойлерная «А» ТЭЦ	17377,28	2088,62	696,21		4,92	16824,00
Котельная №25 ДОК	0,00	0,00	0,00		0,00	
ИТОГО по Сланцевскому городскому поселению	102479,56				10,60	47116,45

6.2 Часть 2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

На территории Сланцевского городского поселения система горячего водоснабжения «закрытая». В связи с этим данный пункт не рассматривается.

6.3 Часть 3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов

Баки-аккумуляторы для сглаживания пиков нагрузок разбора и обеспечения аварийного запаса подпиточной воды на источниках тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

6.4 Часть 4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

Принцип расчета перспективных балансов производительности ВПУ и

максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, отражен в п. 1.7 Часть 7. Балансы теплоносителя данной Книги.

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусматривается дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принят равным 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

Аварийные режимы подпитки теплосети осуществляются с помощью дополнительного расхода «сырой» воды по штатным аварийным врезкам в трубопроводы сетевой воды. Такие режимы являются крайне нежелательными с точки зрения надежной эксплуатации тепловых сетей, поскольку качество «сырой» воды по своему химическому составу значительно уступает нормам для подпиточной воды и, как следствие, ведет к ускоренному износу трубопроводов сетевой воды.

Перспективные эксплуатационные и аварийные расходы подпиточной воды на территории Сланцевского городского поселения представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Перспективные эксплуатационные и аварийные расходы подпиточной воды на территории Сланцевского городского поселения

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2021 год, факт	Перспектива, расчёт	
				2028	2029-2030
1.	Котельная № 16				
1.1.	Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	172,559	153,330	153,330
1.2.	Объем водопотребления, всего	тыс. м ³	88,702	104,72	104,72
1.3.	Удельная норма расхода на выработку тепловой энергии	м ³ /Гкал	0,614	0,614	0,614
1.4.	Вода для технологических целей предприятию	тыс. м ³	88,207	104,72	104,72
1.4.1.	Собственная вода	тыс. м ³			
1.4.2.	Покупная вода	тыс. м ³	74,099	104,72	104,72
1.4.3.	Удельный расход воды на выработку тепловой энергию	м ³ /Гкал	0,429	0,614	0,614
2.	БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского				
2.1.	Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал		17,605	33,607
2.2.	Объем водопотребления по предприятию, всего	тыс. м ³		7,98	15,96
2.3.	Удельная норма расхода на выработку тепловой энергии	м ³ /Гкал		0,454	0,475
2.4.	Вода для технологических целей предприятию	тыс. м ³		7,98	15,96
2.4.1.	Собственная вода	тыс. м ³			
2.4.2.	Покупная вода	тыс. м ³		7,98	15,96
2.4.3.	Удельный расход воды на выработку тепловой энергию	м ³ /Гкал		0,454	0,475
3.	БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4				
3.1.	Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал		16,192	30,910
3.2.	Объем водопотребления, всего	тыс. м ³		6,47	12,94
3.3.	Удельная норма расхода на выработку тепловой энергии	м ³ /Гкал		0,400	0,419
3.4.	Вода для технологических целей предприятию	тыс. м ³		6,47	12,94
3.4.1.	Собственная вода	тыс. м ³			
3.4.2.	Покупная вода	тыс. м ³		6,47	12,94
3.4.3.	Удельный расход воды на выработку тепловой энергию	м ³ /Гкал		0,400	0,419
4.	ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»				
4.1.	Данные по выработке тепловой энергии	тыс. Гкал	131,64	184,74	
4.2.	Данные по расходу тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0	0	
4.3.	Данные по отпуску в сеть тепловой энергии	тыс. Гкал	117,977	171,340	
4.4.	Данные по расходу воды на подпитку тепловой сети (Бойлерная «А»)	тыс. м ³	46,097	50,000	
4.5.	Удельный расход воды на подпитку тепловой сети (Бойлерная «А»)	м ³ /Гкал	0,39	0,30	

6.5 Часть 5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения

Оборудование и сооружения системы подачи исходной воды для подпитки теплосети ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» эксплуатируются с 1952 г. Установлен деаэратор атмосферного типа ДС-200, год ввода в эксплуатацию - 1952, и натрий-катионитовые фильтры ФИПа-I-2,0-0,6 производительность 16-63 м³/ч (по паспортным данным 75 м³/ч), год ввода в эксплуатацию - 1966.

В Котельной № 16 установлен деаэратор атмосферного типа ДСА-100//50, механические и катионитовые фильтры общей производительность 60 м³/ч, год ввода в эксплуатацию - 2011.

Так как строительство тепловых сетей для подключения новых потребителей из-за отсутствия перспективных тепловых нагрузок не предусматривается, то существующий баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя на перспективу не изменится (таблица 50).

Таблица 50 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя

№ п/п	Наименование теплоисточника	Производительность ВПУ, м ³ /ч	Аварийная подпитка, м ³ /ч	Резерв производительности в аварийном режиме	
				м ³ /ч	%
1	Котельная № 16	60,0	41,7	18,3	30,5
2	БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	40,0	28,3	11,7	29,3
3	БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	40,0	26,5	13,5	33,8
4	ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»	63,0	54,8	8,2	13,0

6.6 Часть 6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В утверждённой Схеме теплоснабжения Сланцевского городского поселения на перспективу предусматривалось подключение новых потребителей.

На основании данных, предоставленных администрацией Сланцевского городского поселения, строительство объектов не планируется. Часть фундаментов планируемой жилой застройки (так называемые «недострои») на момент актуализации Схемы проданы и даже изменен вид разрешенного использования земельных участков. Также на момент актуализации Схемы идет работа по внесению изменений в генеральный план Сланцевского городского поселения, и данные по перспективной застройке корректируются.

В связи с этим, изменение существующих и перспективных балансов производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, связано с отсутствием перспективной тепловой нагрузки и изменений в конфигурации тепловых сетей.

Изменения в перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя связаны с планируемым строительством двух БМК-20,0 МВт для теплоснабжения потребителей в микрорайоне

6.7 Часть 7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Сравнение расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения приведено в таблице 51.

Таблица 51 – Сравнение расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2021 год, факт	Перспектива, расчёт	
				2028	2029-2030
1.	Котельная № 16				
1.1.	Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	172,559	153,330	153,330
1.2.	Объем водопотребления, всего	тыс. м ³	88,702	104,72	104,72
1.3.	Удельная норма расхода на выработку тепловой энергии	м ³ /Гкал	0,614	0,614	0,614
1.4.	Вода для технологических целей предприятию	тыс. м ³	88,207	104,72	104,72
1.4.1.	Собственная вода	тыс. м ³			
1.4.2.	Покупная вода	тыс. м ³	74,099	104,72	104,72
1.4.3.	Удельный расход воды на выработку тепловой энергию	м ³ /Гкал	0,429	0,614	0,614
2.	БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского				
2.1.	Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал		17,605	33,607
2.2.	Объем водопотребления по предприятию, всего	тыс. м ³		7,98	15,96
2.3.	Удельная норма расхода на выработку тепловой энергии	м ³ /Гкал		0,454	0,475
2.4.	Вода для технологических целей предприятию	тыс. м ³		7,98	15,96
2.4.1.	Собственная вода	тыс. м ³			
2.4.2.	Покупная вода	тыс. м ³		7,98	15,96
2.4.3.	Удельный расход воды на выработку тепловой энергию	м ³ /Гкал		0,454	0,475
3.	БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4				
3.1.	Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал		16,192	30,910
3.2.	Объем водопотребления, всего	тыс. м ³		6,47	12,94
3.3.	Удельная норма расхода на выработку тепловой энергии	м ³ /Гкал		0,400	0,419
3.4.	Вода для технологических целей предприятию	тыс. м ³		6,47	12,94
3.4.1.	Собственная вода	тыс. м ³			
3.4.2.	Покупная вода	тыс. м ³		6,47	12,94
3.4.3.	Удельный расход воды на выработку тепловой энергию	м ³ /Гкал		0,400	0,419
4.	ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»				
4.1.	Данные по выработке тепловой энергии	тыс. Гкал	131,64	184,74	
4.2.	Данные по расходу тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0	0	
4.3.	Данные по отпуску в сеть тепловой энергии	тыс. Гкал	117,977	171,340	
4.4.	Данные по расходу воды на подпитку тепловой сети (Бойлерная «А»)	тыс. м ³	46,097	50,000	
4.5.	Удельный расход воды на подпитку тепловой сети (Бойлерная «А»)	м ³ /Гкал	0,39	0,30	

ГЛАВА 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

7.1 Часть 1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения предусмотрена модернизация систем централизованного теплоснабжения, так как расширение зон действия существующих котельных не предполагается.

Определение условий организации централизованного теплоснабжения

У централизованных систем теплоснабжения есть неоспоримые преимущества:

- вывод взрывоопасного технологического оборудования из жилых домов;
- точечная концентрация вредных выбросов на источниках, где с ними можно эффективно бороться;
- возможность работы на разных видах топлива, включая местное, мусор, а также возобновляемых энергоресурсах.

Критерием отказа от централизации, является удельная стоимость системы центрального теплоснабжения, которая в свою очередь зависит от плотности нагрузки. Централизованные системы теплоснабжения оправданы при удельной нагрузке от 30 Гкал/км².

Можно оценивать перспективность системы центрального теплоснабжения через удельную материальную характеристику.

Считается, что в муниципальных образованиях с удельной характеристикой больше 200 м²/Гкал/ч централизация противопоказана – небольшие доходы от реализации тепловой энергии при значительных капитальных затратах делают системы централизованного теплоснабжения неконкурентоспособными.

Непременное условие существования и развития систем централизованного теплоснабжения – высокая плотность тепловой нагрузки.

В целях обеспечения централизованного теплоснабжения, в рамках реализации Схемы теплоснабжения, предусмотрено увеличение установленной тепловой мощности существующих источников тепловой энергии.

Децентрализованные системы отопления оправданы в зонах за пределами радиуса эффективного теплоснабжения и в зонах с малой удельной нагрузкой отопления.

В зонах неплотной застройки локальные источники, такие как автономные источники теплоснабжения, объективная необходимость и они составляют конкуренцию вариантам поквартирного отопления.

Определение условий организации индивидуального теплоснабжения

Ниже приведены условия организации индивидуального теплоснабжения.

Индивидуальное теплоснабжение не имеет альтернативы в зонах индивидуальной малоэтажной застройки. Централизованное теплоснабжение в этих зонах нерентабельно из-за высоких тепловых потерь на транспортировку теплоносителя. При небольшой присоединенной тепловой нагрузке малоэтажной застройки наблюдается значительная протяженность квартальных тепловых сетей, что характеризуется высокими тепловыми потерями. Таким образом, теплоснабжения вновь строящихся индивидуальных и

малоэтажных жилых зданий предусматривается путем установки индивидуальных газовых котлов.

Необходимые условия для организации индивидуального теплоснабжения:

- резервные мощности на электрических сетях для возможного подключения электрических котлов;
- развитие топливной базы, такой как традиционное топливо (уголь, дрова, горючие жидкости и газы), так и альтернативные источники энергии (солнечные батареи, ветровые генераторы, мини гидротурбины, тепловые насосы и т.д.).

Поквартирное отопление является разновидностью индивидуального теплоснабжения и характеризуется тем, что генерация тепла происходит непосредственно у потребителя в квартире. Условия организации поквартирного отопления во многом схожи с условиями создания индивидуального теплоснабжения.

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СП 54.13330.2016 «Свод правил Здания жилые многоквартирные» Актуализированная редакция СНиП 31-01-2003) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире.

Необходимые условия для организации поквартирного отопления:

- развитая сеть трубопроводов (для подключения квартир к общедомовым стоякам через индивидуальный узел ввода);
- организованная сеть газоснабжения (для возможности установки в квартирах индивидуальных газовых отопительных котлов);
- строительство нового или реконструкция существующего жилья с возможностью организации поквартирного отопления.

Поквартирные системы отопления при всех их достоинствах имеют специфические проблемы:

- Недопустимо использование поквартирного отопления только в отдельных квартирах многоквартирных жилых домов. Дымоход приходится делать на стену здания, при этом продукты сгорания могут попадать в вышерасположенные квартиры.

- Допустимо применение котлов только с закрытой камерой сгорания и выделенным воздухопроводом для забора воздуха с улицы.

- Должна быть обеспечена возможность доступа в квартиру при длительном отсутствии жильцов. Недопустимо длительное отключение котлов самими жителями в зимний период.

- Система поквартирного отопления не должна применяться в зданиях типовых серий. Работа любых котлов, установленных в квартирах, будет периодической, то есть в режиме включено-выключено. Это определяется тем, что мощность котла подбирается не по нагрузке отопления, а по пиковой нагрузке ГВС превышающей в несколько раз отопительную, а глубина регулирования мощности большинства котлов от 40 до 100%.

- Проблемы дымоудаления особенно обостряются в высотных зданиях, т.к. тяга не регулируется и меняется в больших пределах по высоте здания, а также при изменении погоды.

- Необходимость значительной мощности квартирного котла для обеспечения максимального расхода горячей воды определяет то обстоятельство, что суммарная мощность квартирных котлов в 2-2,5 раза превышает мощность альтернативной домовой котельной.

- Серьезной проблемой является свободный, неконтролируемый доступ к котлам детей и людей с поврежденной психикой. С другой стороны, доступ специалистов для обслуживания часто бывает затруднен.

- Срок службы котлов 15-20 лет, но в наших условиях серьезные поломки происходят гораздо быстрее. Объем технического обслуживания обычно определяют сами жильцы, причем имеют право от него отказаться. Фактически поквартирное отопление здания - это жестко взаимозависимая по газу, воде, дымоудалению и теплоперетокам система с распределенным сжиганием.

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 7б, ДОК 7в, ДОК 7г).

В ходе выполнения этого мероприятия установлены двухконтурные индивидуальные газовые котлы в каждой квартире. Осуществлено подключение котлов к системе газоснабжения. В 2022 году планируется в каждой квартире осуществить подключение отопительных приборов к котлу.

Данное мероприятие выполняется в рамках договора 2015 года на выполнение работ по капитальному ремонту системы теплоснабжения по адресу: Ленинградская область, г. Сланцы, ул. ДОК, д. 7б, д. 7в, д. 7г. Планируемый объём финансирования по договору – 3 121 277 рублей.

7.2 Часть 2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

В Сланцевском городском поселении отсутствуют генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

7.3 Часть 3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

В Сланцевском городском поселении отсутствуют генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

По результатам проектно-изыскательских работ в период 2023-2026 гг. планируется строительство резервного топливного хозяйства для котельной № 16 или строительство газовой котельной установленной тепловой мощностью 70,0 МВт для обеспечения тепловой энергией с заданной надёжностью потребителей первой категории в г. Сланцы. Это мероприятие позволит исключить из реестра объектов, обеспечивающих надёжность

потребителей первой категории, теплотрассу Ду500 мм от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», которая находится в неработоспособном состоянии.

7.4 Часть 4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок на территории Сланцевского городского поселения не предполагается.

На территории Сланцевского городского поселения в 2028 году планируется строительство двух блочно-модульных котельных (БМК) 20,0 МВт каждая для оказания услуги централизованного теплоснабжения потребителям микрорайона Б. Лучки.

7.5 Часть 5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

На момент актуализации Схемы на территории Сланцевского городского поселения в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии функционирует ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ». Оборудование ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» имеет большой срок эксплуатации (около 30 лет) и требует модернизации с целью повышения надежности теплоснабжения как существующих, так и перспективных потребителей.

Выполнение мероприятий по продлению ресурса основного энергетического оборудования ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» - текущих ремонтов – выполняется за свой счёт на основании результатов технического освидетельствования и согласно графикам ППР.

Тепловая энергия от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» для теплоснабжения потребителей микрорайона Большие Лучки передаётся филиалу АО «Нева Энергия» через Бойлерную «А».

7.6 Часть 6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Переоборудование котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок на территории Сланцевского городского поселения не предполагается.

7.7 Часть 7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Реконструкция и (или) модернизация котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения не предусматривается.

7.8 Часть 8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

На территории Сланцевского городского поселения осуществляет свою деятельность источник тепловой энергии, функционирующий в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ».

Перевод в пиковый режим работы котельных по отношению к ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», функционирующей в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения, не предусматривается.

7.9 Часть 9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

На территории Сланцевского городского поселения осуществляет свою деятельность источник тепловой энергии, функционирующий в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ».

Расширение зоны действия ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» не предполагается.

7.10 Часть 10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

На территории Сланцевского городского поселения в 2022 году предусматривается вывод из эксплуатации котельной № 25. Потребители котельной № 25 будут переведены на индивидуальные источники теплоснабжения - газовые котлы.

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 7б, ДОК 7в, ДОК 7г).

В ходе выполнения этого мероприятия установлены двухконтурные индивидуальные газовые котлы в каждой квартире. Осуществлено подключение котлов к системе газоснабжения. В 2022 году планируется в каждой квартире осуществить подключение отопительных приборов к котлу.

7.11 Часть 11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, городского округа, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями

Индивидуальное теплоснабжение применяется в зонах с индивидуальным жилищным фондом или в зонах малоэтажной застройки. При низкой плотности тепловой

нагрузки более эффективно использование индивидуальных источников тепловой энергии. Такая организация позволяет потребителям в зонах малоэтажной застройки получать более эффективное, качественное и надежное теплоснабжение. В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации от 29.12.2012 № 565/667, предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать только в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/га. Учитывая данное требование, теплоснабжение всей перспективной индивидуальной застройки на территории Сланцевского городского поселения, планируется осуществлять децентрализованно, т.е., применяя индивидуальные источники тепловой энергии.

Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство: отпадает необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии; становится возможным вести жилищное строительство в районах, не обеспеченных развитой инфраструктурой тепловых сетей, снимается проблема окупаемости системы отопления, т.к. погашение стоимости происходит в момент покупки жилья.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения тепловой энергией и горячей водой; снимается проблема перебоев в поставках тепловой энергии и горячей воды по техническим, организационным и сезонным причинам.

Индивидуальное теплоснабжение в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями организовывается в зонах, где отсутствует централизованное теплоснабжение. Централизованное теплоснабжение в этих зонах нерентабельно из-за высоких тепловых потерь на транспортировку теплоносителя. При небольшой присоединенной тепловой нагрузке малоэтажной застройки наблюдается значительная протяженность квартальных тепловых сетей, что характеризуется высокими тепловыми потерями.

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

В конечном счете, вопрос технико-экономического обоснования подключения потребителя к системе централизованного теплоснабжения, автономной котельной, либо установки поквартирных индивидуальных источников тепла во многом определяется величиной капитальных затрат. Кроме того, при выборе индивидуальных источников теплоты необходимо принимать к рассмотрению те варианты, которые обеспечивают не только минимальные капитальные затраты, но и качественное оборудование и гарантированное сервисное обслуживание.

Теплоснабжение вновь строящихся индивидуальных и малоэтажных жилых зданий предусматривается путем установки индивидуальных источников тепловой энергии. Основанием для принятия такого решения является удаленность планируемых районов застройки указанных типов от существующих сетей систем централизованного теплоснабжения и низкая плотность тепловой нагрузки в этих зонах, что приводит к существенному увеличению затрат и снижению эффективности централизованного теплоснабжения.

На территории Сланцевского городского поселения в 2022 году предусматривается

вывод из эксплуатации котельной № 25. Потребители котельной № 25 будут переведены на индивидуальные источники теплоснабжения - газовые котлы.

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 7б, ДОК 7в, ДОК 7г).

В ходе выполнения этого мероприятия установлены двухконтурные индивидуальные газовые котлы в каждой квартире. Осуществлено подключение котлов к системе газоснабжения. В 2022 году планируется в каждой квартире осуществить подключение отопительных приборов к котлу.

Данное мероприятие выполняется в рамках договора 2015 года на выполнение работ по капитальному ремонту системы теплоснабжения по адресу: Ленинградская область, г. Сланцы, ул. ДОК, д. 7б, д. 7в, д. 7г. Планируемый объём финансирования по договору – 3 121 277 рублей.

7.12 Часть 12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Перспективные балансы тепловой мощности тепловых источников приведены в Главе 4 «Перспективные балансы тепловой мощности потребителей и источников тепловой энергии».

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки, а также распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии подробно рассмотрены в Главе 4, Часть 1. В перспективных балансах тепловой мощности так же учтены решения о распределении тепловой нагрузки между существующими и предлагаемыми к строительству источниками тепловой энергии.

7.13 Часть 13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Основным направлением развития системы централизованного теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения является реализация мероприятий по сохранению существующей системы, с проведением работ по модернизации устаревшего оборудования и заменой ветхих участков тепловых сетей.

К возобновляемым источникам энергии (далее – ВИЭ) относятся гидро-, солнечная, ветровая, геотермальная, гидравлическая энергия, энергия морских течений, волн, приливов, температурного градиента морской воды, разности температур между воздушной массой и океаном, тепла Земли, биомассы животного, растительного и бытового происхождения.

Основным видом топлива для источников теплоснабжения в Сланцевском городском поселении является газ природный, с низшей теплотой сгорания $Q_{рн}=8500$ ккал/кг, который по договорам поставки доставляется до источников тепловой энергии по магистральным газопроводам.

Исходя из географического положения и климатических условий, в которых расположена территория Сланцевского городского поселения, отсутствует возможность

использования видов энергии, относимых к ВИЭ. При наличии в качестве основного топлива для источников теплоты природного газа использование иных видов топлива, относящихся к ВИЭ, будет экономически не эффективно и технически сложно осуществимым, приведет к удорожанию выработки тепловой энергии. Исходя из этого, при разработке схемы теплоснабжения использование возобновляемых источников энергии для действующих и вводимого нового источников теплоснабжения признано нецелесообразным и на период 2022-2030 года использование возобновляемых источников энергии не предполагается.

7.14 Часть 14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа, города федерального значения

Количественное развитие существующих промышленных предприятий в промышленных районах на территории Сланцевского городского поселения в рассматриваемой перспективе не предусматривается. На территориях промышленных зон предусматривается сохранение теплопотребления на существующем уровне, перепрофилирование не предусмотрено. В соответствии с полученной информацией, в период действия схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения не планируется перепрофилирование производственных зон с выводом промышленных предприятий и формированием новой застройки на высвобождаемых территориях.

В соответствии с решениями, принятыми при разработке схемы теплоснабжения до 2030 года, не предусматривается переключение тепловой нагрузки потребителей жилищно-коммунального и культурно-бытового секторов на обслуживание от промышленных (ведомственных) котельных. Не предполагается также переключение потребителей промышленного сектора, получающих тепловую энергию от собственных источников, на другие источники централизованного теплоснабжения города. Теплоснабжение промышленных объектов, расположенных на территориях промышленных зон, будет осуществляться от действующих промышленных, производственных и ведомственных котельных.

7.15 Часть 15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

Одним из методов определения сбалансированности тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения является определение эффективного радиуса теплоснабжения.

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

Иными словами, эффективный радиус теплоснабжения определяет условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно по причинам роста совокупных расходов в указанной системе. Учет данного показателя позволит избежать высоких потерь в сетях, улучшит качество теплоснабжения и положительно скажется на снижении расходов.

С понятием эффективного радиуса тесно связана величина максимального радиуса теплоснабжения $R_{\max}$, который определяет длину теплопровода от источника до наиболее удаленного потребителя.

В Федеральном законе от 27.07.2011 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» введено понятие об эффективном радиусе теплоснабжения.

Расчет эффективного радиуса теплоснабжения целесообразно выполнять для существующих источников тепловой энергии, имеющих резерв тепловой мощности или подлежащих реконструкции с её увеличением. В случаях же, когда существующая котельная не модернизируется, либо у неё не планируется увеличение количества потребителей с прокладкой новых тепловых сетей, расчёт радиуса эффективного теплоснабжения не актуален.

Расчет эффективного радиуса теплоснабжения по целевой функции минимума себестоимости полезно отпущенной тепловой энергии является затруднительным и не всегда оказывается достоверным.

В нашем случае, для расчета радиусов эффективного теплоснабжения использована методика, которая изложена в статье «К вопросу определения радиуса эффективного теплоснабжения» журнала «Новости теплоснабжения» № 8 за 2012 г. (авторы – Д.А. Волков, Ю.В. Кожарин). Предлагаемая методика расчета эффективного радиуса теплоснабжения основывается на определении допустимого расстояния от источника тепла двухтрубной теплотрассы с заданным уровнем потерь. Согласно этой методике для определения максимального радиуса подключения новых потребителей к существующей тепловой сети вначале для подключаемой нагрузки при задаваемой величине удельного падения давления $5 \text{ кгс}/(\text{м}^2 \cdot \text{м})$ определяется необходимый диаметр трубопровода. Далее для этого трубопровода определяются годовые тепловые потери (или мощность потерь). Принимается, что эффективность теплопровода, с точки зрения тепловых потерь, равной величине 5% от годового отпуска тепла к подключаемому потребителю, допустимый для данной сети уровень тепловых потерь (в процентах от годового отпуска тепла к подключенному потребителю). Далее по расчету норматива годовых потерь на 100 м длины трубопровода и допустимому уровню потерь (в Гкал/год) по формуле определяем радиус теплоснабжения:

$$L=100Q_{\text{пот}}/Q_{100}$$

где:

- $Q_{\text{пот}}$ – годовые тепловые потери подключаемого трубопровода;
- Q_{100} – нормативные годовые потери трубопровода на 100 м длины.

В связи с тем, что на территории Сланцевского городского поселения на момент актуализации Схемы отсутствуют планы на перспективу по подключению перспективных потребителей, зоны действия существующих источников теплоснабжения и радиусы эффективного теплоснабжения не изменятся.

В Приложении 2 и на рисунке 48 приведены результаты расчетов по определению перспективного эффективного радиуса теплоснабжения потребителей на территории Сланцевского городского поселения.

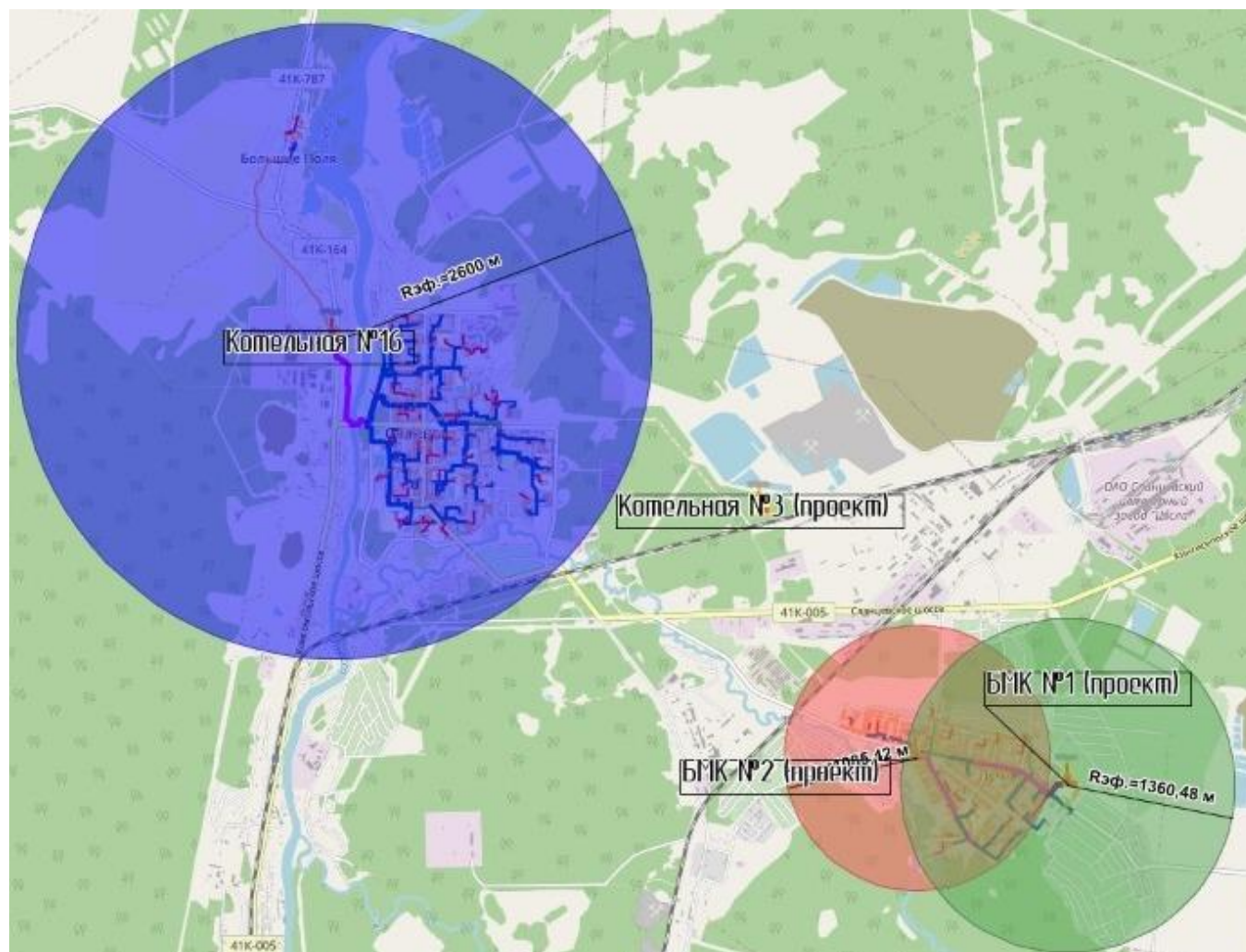


Рисунок 47 – Результаты расчетов по определению перспективного эффективного радиуса теплоснабжения потребителей на территории Сланцевского городского поселения

7.16 Часть 16. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии

В утверждённой Схеме предложены следующие мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения:

- реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок (ТЭЦ «ООО «Сланцы»);
- реконструкция действующих котельных №№ 16, 25 для повышения эффективности работы;
- реконструкция действующих котельных №№ 16, 25 в связи с физическим износом оборудования.

В актуализируемой Схеме приростов тепловых нагрузок не планируется (см. Главу 2, п. 2.3).

На момент актуализации Схемы выполнение мероприятий по продлению ресурса основного энергетического оборудования ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» - текущих ремонтов – выполняется за свой счёт на основании результатов технического освидетельствования и согласно графикам ППР.

В связи с вышеперечисленным, в актуализируемой Схеме предлагаются следующие мероприятия:

- реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок (ТЭЦ «ООО «Сланцы»);
- в 2028 году планируется строительство двух блочно-модульных котельных (БМК) 20,0 МВт каждая для оказания услуги централизованного теплоснабжения потребителям микрорайона Б. Лучки. Это связано с экспертным заключением о нецелесообразности осуществления теплоснабжения от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»;
- в 2022 году предусматривается вывод из эксплуатации котельной № 25. Потребители котельной № 25 будут переведены на индивидуальные источники теплоснабжения - газовые котлы;
- в период 2023-2026 гг. по результатам проектно-изыскательских работ планируется строительство одного из двух объектов для обеспечения тепловой энергией с заданной надёжностью потребителей первой категории в г. Сланцы:
 - резервное топливное хозяйство для котельной № 16;
 - газовая котельную установленной тепловой мощностью 70,0 МВт.

Это мероприятие позволит исключить из реестра объектов, обеспечивающих надёжность потребителей первой категории, теплотрассу Ду500 мм от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», которая находится в неработоспособном состоянии.

ГЛАВА 8 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

8.1 Часть 1. Обоснование предложений по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности на территории Сланцевского городского поселения не планируется. В связи с этим, реконструкция и (или) модернизация, строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности не требуется.

8.2 Часть 2. Обоснование предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения

Подключение новой тепловой нагрузки на территории Сланцевского городского поселения не планируется. В связи с этим, строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку не требуется.

8.3 Часть 3. Обоснование предложений по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения не планируется.

8.4 Часть 4. Обоснование предложений по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Перевод котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных на территории Сланцевского городского поселения не планируется. Для этих целей строительство, реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей не требуется.

8.5 Часть 5. Обоснование предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения не планируется.

На территории Сланцевского городского поселения планируется реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

В таблице 52 и Приложении 3 приведены сведения о реконструкции тепловых сетей

для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

Таблица 52 – Сведения о реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения

Ду, мм	Протяжённость в двухтрубном исполнении, м
Котельная № 16	
25	76,36
40	179,63
50	278,92
70	1033
80	1158,99
100	1656,75
150	102,99
ИТОГО:	4486,64
Бойлерная «А» ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»	
50	459,83
70	100
80	364,04
100	694,6
	1618,47

При проведении расчета надежности в ПРК ZULU THERMO тепловые сети, представленные в таблице 51, показали высокую вероятность отказа.

8.6 Часть 6. Обоснование предложений по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

На территории Сланцевского городского поселения планируется реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующей тепловой нагрузки.

В таблице 53 представлен полный перечень тепловых сетей по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов на территории Сланцевского городского поселения.

Таблица 53 – Полный перечень тепловых сетей по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов на территории Сланцевского городского поселения

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр трубы ПТ после перекладки, мм	Диаметр трубы ОТ после перекладки, мм	Вид прокладки тепловой сети
381	2,00	расширение	123,42	0,25	0,25	2008	0,35	0,35	Подземная бесканальная
505	2,00	расширение	134,77	0,25	0,25	2008	0,35	0,35	Подземная бесканальная
507	2,00	расширение	22,00	0,30	0,30	2008	0,35	0,35	Подземная бесканальная
789	2,00	расширение	21,82	0,05	0,05	1952	0,07	0,07	Надземная
793	2,00	расширение	37,70	0,05	0,05	1952	0,07	0,07	Надземная
1128	2,00	расширение	50,00	0,15	0,15	2008	0,20	0,20	Подземная бесканальная
1132	2,00	расширение	32,00	0,15	0,15	2008	0,20	0,20	Подземная бесканальная
1136	2,00	расширение	40,00	0,15	0,15	2008	0,20	0,20	Подземная бесканальная
1142	2,00	расширение	9,00	0,15	0,15	2008	0,20	0,20	Подземная бесканальная
1146	2,00	расширение	22,00	0,15	0,15	2008	0,20	0,20	Подземная бесканальная
1675	2,00	расширение	30,00	0,30	0,30	2008	0,35	0,35	Подземная бесканальная
1677	2,00	расширение	38,00	0,30	0,30	2008	0,40	0,40	Надземная
1765	2,00	расширение	27,15	0,15	0,15	2008	0,20	0,20	Подземная бесканальная
1767	2,00	расширение	52,00	0,15	0,15	2008	0,20	0,20	Подземная бесканальная
1770	2,00	расширение	30,00	0,15	0,15	2008	0,20	0,20	Подземная бесканальная
1827	1,00	расширение	828,15	0,50	0,50	2008	0,60	0,60	Надземная
1830	1,00	расширение	78,22	0,50	0,50	2008	0,60	0,60	Подземная бесканальная
1835	1,00	расширение	70,89	0,50	0,50	2008	0,60	0,60	Подземная бесканальная
2324	1,00	расширение	21,91	0,05	0,05	1952	0,07	0,07	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр трубы ПТ после перекладки, мм	Диаметр трубы ОТ после перекладки, мм	Вид прокладки тепловой сети
2658	1,00	расширение	11,82	0,10	0,10	1952	0,15	0,15	Подземная бесканальная
3041	1,00	расширение	4,83	0,05	0,05	1974	0,07	0,07	Надземная
3150	2,00	расширение	2180,77	0,30	0,30	2008	0,40	0,40	Надземная
			3 866,45						

8.7 Часть 7. Обоснование предложений по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса

В системе централизованного теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения для теплоснабжения потребителей от котельной № 16, Бойлерной «А» (от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ») проложены сети теплоснабжения общей протяжённостью 61,81 км, из них 31,86 км срок эксплуатации составляет от 20 лет и выше. На перспективу требуется их перекладка. Сводный перечень тепловых сетей для перекладки в связи с истечением нормативного срока службы представлен в таблицах 54-55. Полный перечень тепловых сетей для перекладки в связи с истечением нормативного срока службы представлен в Приложении 4.

Таблица 54 – Сводный перечень тепловых сетей для перекладки в связи с истечением нормативного срока службы на территории Сланцевского городского поселения

Ду, мм	Протяжённость, м
Котельная №16	
32	289,35
40	425,32
50	3124,55
65	268,52
70	917,53
80	3664,22
100	2365,04
125	2447,6
ИТОГО:	13502,13
Бойлерная «А» ТЭЦ	
25	53,5
32	55,59
40	419,81
50	7431,68
70	2263,47
80	2851,46
100	4509,64
125	47
Итого	17632,15

Таблица 55 – Сводный перечень тепловых сетей для перекладки в связи с истечением нормативного срока службы на территории Сланцевского городского поселения в разрезе года прокладки, условного диаметра и протяжённости

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжённость, м
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125	
1952	Общая протяжённость	м	398,44	729,90	8 778,79	1 675,32	2 627,69	3 765,42	0,00	17 975,56
подземная, бесканальная	протяжённость	м			23,03	1 675,32	2 627,69	3 765,42		8 091,46
надземная	протяжённость	м	398,44	729,90	8 755,76					9 884,10
1953	Общая протяжённость	м	0,00	7,82	147,54	203,39	24,00	129,03	0,00	511,78
подземная, бесканальная	протяжённость	м				203,39	24,00	129,03		356,42
надземная	протяжённость	м		7,82	147,54					155,36
1954	Общая протяжённость	м	0,00	39,46	203,50	62,36	0,00	26,00	0,00	331,32
подземная, бесканальная	протяжённость	м				62,36		26,00		88,36
надземная	протяжённость	м		39,46	203,50					242,96
1955	Общая протяжённость	м	0,00	35,03	93,54	88,72	74,11	67,22	0,00	358,62
подземная, бесканальная	протяжённость	м				88,72	74,11	67,22		230,05
надземная	протяжённость	м		35,03	93,54					128,57
1956	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	153,25	32,80	69,82	195,72	0,00	451,59
подземная, бесканальная	протяжённость	м				32,80	69,82	195,72		298,34
надземная	протяжённость	м			153,25					153,25
1957	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	24,68	152,66	144,23	308,77	0,00	630,34
подземная, бесканальная	протяжённость	м				152,66	144,23	308,77		605,66
надземная	протяжённость	м			24,68					24,68
1958	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	257,12	77,00	133,86	137,93	0,00	605,91
подземная, бесканальная	протяжённость	м				77,00	133,86	137,93		348,79
надземная	протяжённость	м			257,12					257,12
1959	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	84,51	99,31	82,00	81,39	0,00	347,21
подземная, бесканальная	протяжённость	м				99,31	82,00	81,39		262,70
надземная	протяжённость	м			84,51					84,51
1960	Общая протяжённость	м	0,00	20,00	179,89	0,00	114,13	165,98	0,00	480,00
подземная, бесканальная	протяжённость	м					114,13	165,98		280,11
надземная	протяжённость	м		20,00	179,89					199,89
1961	Общая протяжённость	м	0,00	12,92	132,92	97,64	104,84	236,94	0,00	585,26
подземная, бесканальная	протяжённость	м				97,64	104,84	236,94		439,42
надземная	протяжённость	м		12,92	132,92					145,84
1962	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	150,58	11,35	207,66	20,15	0,00	389,74
подземная, бесканальная	протяжённость	м				11,35	207,66	20,15		239,16
надземная	протяжённость	м			150,58					150,58
1963			0,00	0,00	39,64	0,00	69,00	0,00	0,00	108,64

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжённость, м
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125	
подземная, бесканальная	протяжённость	м					69,00			69,00
надземная	протяжённость	м			39,64					39,64
1964	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	33,90	0,00	93,00	63,03	0,00	189,93
подземная, бесканальная	протяжённость	м					93,00	63,03		156,03
надземная	протяжённость	м			33,90					33,90
1965	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	218,04	75,34	0,00	293,38
подземная, бесканальная	протяжённость	м					218,04	75,34		293,38
надземная	протяжённость	м								0,00
1966	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	86,54	92,21	0,00	178,75
подземная, бесканальная	протяжённость	м					86,54	92,21		178,75
надземная	протяжённость	м								0,00
1967	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	17,88	40,72	61,79	0,00	0,00	120,39
подземная, бесканальная	протяжённость	м				40,72	61,79			102,51
надземная	протяжённость	м			17,88					17,88
1968	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	93,61	87,87	51,72	0,00	233,20
подземная, бесканальная	протяжённость	м				93,61	87,87	51,72		233,20
надземная	протяжённость	м								0,00
1969	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	34,27	98,15	206,39	0,00	338,81
подземная, бесканальная	протяжённость	м				34,27	98,15	206,39		338,81
надземная	протяжённость	м								0,00
1970	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	47,22	37,54	35,34	0,00	120,10
подземная, бесканальная	протяжённость	м				47,22	37,54	35,34		120,10
надземная	протяжённость	м								0,00
1971	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	14,37	250,53	6,12	0,00	271,02
подземная, бесканальная	протяжённость	м				14,37	250,53	6,12		271,02
надземная	протяжённость	м								0,00
1972	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	42,95	192,04	19,93	0,00	0,00	254,92
подземная, бесканальная	протяжённость	м				192,04	19,93			211,97
надземная	протяжённость	м			42,95					42,95
1973	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	171,35	85,17	22,08	0,00	278,60
подземная, бесканальная	протяжённость	м				171,35	85,17	22,08		278,60
надземная	протяжённость	м								0,00
1974	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	10,00	0,00	127,56	20,66	0,00	158,22
подземная, бесканальная	протяжённость	м					127,56	20,66		148,22
надземная	протяжённость	м			10,00					10,00
1975	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	89,47	97,60	0,00	0,00	187,07

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжённость, м
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125	
подземная, бесканальная	протяжённость	м				89,47	97,60			187,07
надземная	протяжённость	м								0,00
1976	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	34,43	76,40	0,00	0,00	110,83
подземная, бесканальная	протяжённость	м				34,43	76,40			110,83
надземная	протяжённость	м								0,00
1977	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	23,22	121,67	0,00	144,89
подземная, бесканальная	протяжённость	м					23,22	121,67		144,89
надземная	протяжённость	м								0,00
1978	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	64,32	0,00	0,00	64,32
подземная, бесканальная	протяжённость	м					64,32			64,32
надземная	протяжённость	м								0,00
1979	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,14	0,00	6,14
подземная, бесканальная	протяжённость	м						6,14		6,14
надземная	протяжённость	м								0,00
1980	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	157,76	0,00	0,00	157,76
подземная, бесканальная	протяжённость	м					157,76			157,76
надземная	протяжённость	м								0,00
1981	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	143,36	0,00	0,00	143,36
подземная, бесканальная	протяжённость	м					143,36			143,36
надземная	протяжённость	м								0,00
1982	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	29,94	48,01	0,00	86,85	0,00	164,80
подземная, бесканальная	протяжённость	м				48,01		86,85		134,86
надземная	протяжённость	м			29,94					29,94
1983	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	162,31	39,56	0,00	201,87
подземная, бесканальная	протяжённость	м					162,31	39,56		201,87
надземная	протяжённость	м								0,00
1984	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	118,18	0,00	57,44	0,00	0,00	175,62
подземная, бесканальная	протяжённость	м					57,44			57,44
надземная	протяжённость	м			118,18					118,18
1985	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	121,23	0,00	0,00	121,23
подземная, бесканальная	протяжённость	м					121,23			121,23
надземная	протяжённость	м								0,00
1986	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	30,38	146,64	0,00	0,00	177,02
подземная, бесканальная	протяжённость	м				30,38	146,64			177,02
надземная	протяжённость	м								0,00
1987	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	149,21	221,62	0,00	370,83

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжённость, м
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125	
подземная, бесканальная	протяжённость	м					149,21	221,62		370,83
надземная	протяжённость	м								0,00
1988	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	20,75	189,59	31,64	0,00	241,98
подземная, бесканальная	протяжённость	м				20,75	189,59	31,64		241,98
надземная	протяжённость	м								0,00
1989	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	21,42	165,20	0,00	186,62
подземная, бесканальная	протяжённость	м					21,42	165,20		186,62
надземная	протяжённость	м								0,00
1990	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	26,02	0,00	134,07	164,92	0,00	325,01
подземная, бесканальная	протяжённость	м					134,07	164,92		298,99
надземная	протяжённость	м			26,02					26,02
1991	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	54,43	0,00	0,00	44,50	0,00	98,93
подземная, бесканальная	протяжённость	м						44,50		44,50
надземная	протяжённость	м			54,43					54,43
1992	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	128,97	0,00	128,97
подземная, бесканальная	протяжённость	м						128,97		128,97
надземная	протяжённость	м								0,00
1993	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	110,42	0,00	0,00	110,42
подземная, бесканальная	протяжённость	м					110,42			110,42
надземная	протяжённость	м								0,00
1994	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	65,62	6,28	62,38	0,00	134,28
подземная, бесканальная	протяжённость	м				65,62	6,28	62,38		134,28
надземная	протяжённость	м								0,00
1996	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	0,00	36,95	93,79	0,00	130,74
подземная, бесканальная	протяжённость	м					36,95	93,79		130,74
надземная	протяжённость	м								0,00
1997	Общая протяжённость	м	0,00	0,00	0,00	66,73	0,00	0,00	2 494,60	2 561,33
подземная, бесканальная	протяжённость	м				66,73			2 494,60	2 561,33
надземная	протяжённость	м								0,00
ИТОГО	Общая протяжённость	м	398,44	845,13	10 579,26	3 449,52	6 515,68	6 874,68	2 494,60	31 157,31
подземная, бесканальная	протяжённость	м	0,00	0,00	23,03	3 449,52	6 515,68	6 874,68	2 494,60	19 357,51
надземная	протяжённость	м	398,44	845,13	10 556,23	0,00	0,00	0,00	0,00	11 799,80

Для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей первой категории от котельной № 16 на территории г. Сланцы одним из вариантов развития системы централизованного теплоснабжения предусматривается строительство резервного топливного хозяйства. Это мероприятие позволит исключить из реестра объектов, обеспечивающих надёжность потребителей первой категории, теплотрассу Ду500 мм от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», которая находится в неработоспособном состоянии. Неудовлетворительное техническое состояние теплотрассы протяженностью 9 км подтверждается актом.

Обследованный участок тепловых сетей находится в нерабочем состоянии, так как с момента ввода в эксплуатацию – 1993 г. капитальный ремонт данного участка тепловой сети не проводился (в соответствии с постановлением от 29.12.1973 № 279 (приложение 7 п. II) периодичность проведения капитальных ремонтов трубопроводов теплоснабжения составляет 15 лет). Также выработан нормативный ресурс трубопровода, так как нормативный срок магистральных трубопроводов составляет 25 лет (СП 124.13330.2012 СВОД ПРАВИЛ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Данная теплотрасса не эксплуатируется более 10 лет, начиная с 2012 года, вследствие чего происходит деградация металла, проявляется массовый характер повреждений в виде разрушений металла в результате химического воздействия окружающей среды, причиной которых являются воздействие атмосферной коррозии, кислородных процессов и коррозионного износа.

Учитывая вышеперечисленные обстоятельства, проведение ремонта данного трубопровода нецелесообразно.

Таким образом, учитывая, что магистральная теплотрасса Ду500 мм от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» находится в нерабочем состоянии, необходимо строительство новой теплотрассы в соответствии с действующими требованиями Российского законодательства.

8.8 Часть 8. Обоснование предложений по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций

Строительство, реконструкция и (или) модернизация насосных станций на территории Сланцевского городского поселения не планируется.

8.9 Часть 9. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них

В утвержденной Схеме теплоснабжения Сланцевского городского поселения предлагались следующие мероприятия:

1. строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;
2. реконструкция тепловых сетей и тепловых пунктов с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
3. реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

В связи с тем, что на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют планы по новому строительству, подключению новых объектов к системе централизованного теплоснабжения, а также перевод котельных в пиковый режим работы или ликвидация котельных, в актуализированной Схеме предлагаются следующие мероприятия:

1. реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
2. реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующей тепловой нагрузки;
3. реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

ГЛАВА 9 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

9.1 Часть 1. Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

На территории Сланцевского городского поселения функционирует закрытая система горячего водоснабжения. В связи с этим, данный пункт не разрабатывается.

9.2 Часть 2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии

Метод регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения останется без изменения:

1. В Бойлерной «А» и котельной № 16 качественно-количественное регулирование отпуска тепловой энергии, в Котельной № 25 – качественное.

2. Температурный график отпуска теплоносителя в Котельной № 25 – 95/70 °С, является оптимальным для котельных малой мощности при центральном качественном регулировании.

3. Температурный график отпуска теплоносителя на Котельной № 16 и Бойлерной ТЭЦ – 100/70 °С.

9.3 Часть 3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения не требуются.

9.4 Часть 4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения

Потребность инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения отсутствует.

9.5 Часть 5. Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения

На территории Сланцевского городского поселения функционирует закрытая система горячего водоснабжения. В связи с этим, данный пункт не разрабатывается.

9.6 Часть 6. Предложения по источникам инвестиций

На территории Сланцевского городского поселения функционирует закрытая

система горячего водоснабжения. В связи с этим, данный пункт не разрабатывается.

9.7 Часть 7. Описание актуальных изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов

На территории Сланцевского городского поселения функционирует закрытая система горячего водоснабжения. В связи с этим, данный пункт не разрабатывается.

ГЛАВА 10 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

10.1. Часть 1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа, города федерального значения

В таблице 56 представлены перспективные топливные балансы по каждому источнику тепловой энергии с указанием максимальных часовых и годовых расходов топлива на территории Сланцевского городского поселения.

Таблица 56 – Перспективные топливные балансы по каждому источнику тепловой энергии с указанием максимальных часовых и годовых расходов топлива на территории Сланцевского городского поселения

Статья баланса	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16										
Выработка тепловой энергии	Гкал	170 677	172 302	169 309	166 419	163 625	160 924	158 310	155 780	153 330
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	4 127	4 166	4 094	4 024	3 956	3 891	3 828	3 767	3 708
	%	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	168 136	168 136	165 215	162 395	159 669	157 033	154 482	152 013	149 622
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал	33 476	33 476	30 555	27 735	25 009	22 373	19 822	17 353	14 962
	%	19,91	19,91	18,49	17,08	15,66	14,25	12,83	11,42	10,00
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	134 660	134 660	134 660	134 660	134 660	134 660	134 660	134 660	134 660
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг у. т./ Гкал	156,21	156,21	156,21	156,21	156,21	156,21	156,21	156,21	156,21
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у. т./ Гкал	158,57	160,08	160,08	160,08	160,08	160,08	160,08	160,08	160,08
Потребление топлива на выработку тепловой энергии	тыс. м³	23 183,87	23 404,62	22 998,09	22 605,45	22 225,98	21 859,05	21 504,04	21 160,37	20 827,51
	т у. т.	26 661,45	26 915,31	26 447,81	25 996,26	25 559,88	25 137,91	24 729,64	24 334,42	23 951,64
Максимальная тепловая нагрузка	Гкал/ч	98,58	98,58	96,86	95,21	93,61	92,07	90,57	89,12	87,72
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	тыс. м³/ч	12,74	12,74	12,52	12,30	12,10	11,90	11,70	11,52	11,34
Котельная № 25 (ДОК)										
Выработка тепловой энергии	Гкал	222								
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	0								
	%	0,00								
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	222								
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал	0								
	%	0								
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	222								
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг у. т./ Гкал	150,70								
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у. т./ Гкал	150,70								
Потребление топлива на выработку тепловой энергии	тыс. м³	272,00								
	т у. т.	33,46								
Максимальная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,15								
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	тыс. м³/ч	0,18								

Статья баланса	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ТЭЦ ООО «Сланцы»										
Выработка тепловой энергии	Гкал	194 430	184 740	184 740	184 740	184 740	184 740	184 740	184 741	184 742
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	24 860	13 400	13 400	13 400	13 400	13 400	13 400	13 400	13 400
	%	12,79	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	169 570	171 340	171 340	171 340	171 340	171 340	171 340	171 341	171 342
Отпуск тепловой энергии в сеть ТСО	Гкал	72 500	72 500	72 126	71 755	71 388	71 025	35 293		
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	0	0	0	0	0	0	0		
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал	14 435	14 435	14 060	13 690	13 323	12 960	6 293		
	%	19,91	19,91	19,49	19,08	18,66	18,25	17,83		
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	58 065	58 065	58 065	58 065	58 065	58 065	29 000		
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг у. т./ Гкал	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у. т./ Гкал	192,63	181,14	181,14	181,14	181,14	181,14	181,14	181,14	181,14
Потребление топлива на выработку тепловой энергии	тыс. м³	28 403,69	26 988,10	26 988,10	26 988,10	26 988,10	26 988,10	26 988,10	26 988,25	26 988,40
	т у. т.	32 664,24	31 036,32	31 036,32	31 036,32	31 036,32	31 036,32	31 036,32	31 036,49	31 036,66
Максимальная тепловая нагрузка	Гкал/ч	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	тыс. м³/ч	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского										
Выработка тепловой энергии	Гкал							17 605	34 145	33 607
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал							0,00	0,00	0,00
	%							0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал							17 605	34 145	33 607
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал							2 465	3 899	3 361
	%							14,00	11,42	10,00
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал							15 140	30 246	30 246
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг у. т./ Гкал							158,00	158,00	158,00
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у. т./ Гкал							158,00	158,00	158,00
Потребление топлива на выработку тепловой энергии	тыс. м³							2 418,73	4 691,28	4 617,26
	т у. т.							2 781,53	5 394,97	5 309,85
Максимальная тепловая нагрузка	Гкал/ч							13,02	13,02	12,81
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	тыс. м³/ч							1,68	1,68	1,66

Статья баланса	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
БМК 20,0 МВт, ул. Лермонтова, 4										
Выработка тепловой энергии	Гкал							16 192	31 406	30 910
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал							0,00	0,00	0,00
	%							0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал							16 192	31 406	30 910
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал							2 267	3 587	3 091
	%							14,00	11,42	10,00
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал							13 925	27 819	27 819
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг у. т./ Гкал							158,00	158,00	158,00
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у. т./ Гкал							158,00	158,00	158,00
Потребление топлива на выработку тепловой энергии	тыс. м ³							2 224,62	4 314,84	4 246,77
	т у. т.							2 558,31	4 962,07	4 883,78
Максимальная тепловая нагрузка	Гкал/ч							12,81	12,81	12,61
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	тыс. м ³ /ч							1,66	1,66	1,63

10.2. Часть 2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

Резервное топливо у котельной № 16 отсутствует, у ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» имеется резервное топливо – сланцевое масло (местный вид топлива), но на ТЭЦ отсутствуют горелки для использования аварийного вида топлива.

Расчёты нормативных запасов топлива для источников теплогенерации на территории Сланцевского городского поселения не производились и не утверждались.

Для обеспечения тепловой энергией с заданной надёжностью потребителей первой категории в г. Сланцы по результатам проектно-изыскательских работ для котельной № 16 в 2023-2026 гг. планируется строительство резервного топливного хозяйства.

Расчёт объёмов резервного топлива проведён на основании Приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 10.08.2012 № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

$ОНЗT_{\text{мазут}}=0,490$ тыс. т, в том числе:

$ННЗT_{\text{мазут}}=0,159$ тыс. т.;

$НЭЗT_{\text{мазут}}=0,331$ тыс. т.

$ОНЗT_{\text{д/т}}=0,518$ тыс. т, в том числе:

$ННЗT_{\text{д/т}}=0,168$ тыс. т.;

$НЭЗT_{\text{д/т}}=0,351$ тыс. т.

$ОНЗT_{\text{СУГ}}=0,467$ тыс. т, в том числе:

$ННЗT_{\text{СУГ}}=0,151$ тыс. т.;

$НЭЗT_{\text{СУГ}}=0,316$ тыс. т.

Более точный расчёт необходимо провести при выполнении проектно-изыскательских работ.

10.3. Часть 3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Для выработки тепловой энергии на всех объектах теплогенерации (100%) на территории Сланцевского городского поселения используется сетевой природный газ с нижней теплотой сгорания 8 050 ккал/м³.

Возобновляемые источники энергии и местные виды топлива для выработки тепловой энергии на объектах теплогенерации на территории Сланцевского городского поселения не используются.

10.4. Часть 4. Виды 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 долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Для выработки тепловой энергии на всех объектах теплогенерации (100%) на территории Сланцевского городского поселения используется сетевой природный газ с низшей теплотой сгорания 8 050 ккал/м³.

10.5. Часть 5. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

Преобладающим видом топлива в Сланцевском городском поселении является сетевой природный газ.

10.6. Часть 6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа

Приоритетным направлением развития топливного баланса в Сланцевском городском поселении является дальнейшее использование сетевого природного газа в качестве топлива.

10.7. Часть 7. Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии

Перспективные топливные балансы источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменились вследствие принятия варианта развития, отличного от указанного в утверждённой Схеме.

ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1. Часть 1. Обоснование метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 «Требований к схемам теплоснабжения». Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность». В СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

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

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

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течении отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также – числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Минимально допустимый показатель готовности систем централизованного теплоснабжения к исправной работе K_g принимается 0,97.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- потребители первой категории, не допускающие снижение температуры воздуха в помещениях, ниже предусмотренных ГОСТ 30494 (больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты);
- потребители второй категории, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий до 12°C , промышленных зданий до 8°C , на период ликвидации аварии, но не более 54 часов;
- потребители третьей категории – прочие.

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций. Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Расчет показателей надежности проводится по методологии МДС 41-6.2000. Расчет

перспективных показателей надежности системы теплоснабжения выполнен исходя из показателей надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии с учетом мероприятий, предусмотренных настоящей схемой теплоснабжения.

Отказов на тепловых сетях, приведших к нарушению теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения, не зарегистрировано.

11.2. Часть 2. Обоснование метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети, а также времени, затраченного на согласование раскопок с собственниками смежных коммуникаций.

Время восстановления трубопровода тепловых сетей складывается из продолжительности слива теплоносителя (7-8%), времени собственного ремонта (76-79%) и времени заполнения трубопровода теплоносителем (14-15%).

При отсутствии достоверных данных, о времени восстановления теплоснабжения потребителей при устранении отказов, ориентировочно время необходимое для ликвидации поврежденного участка тепловой сети, можно рассчитать по эмпирической зависимости, предложенной Соколовым Е.Я.:

$$Z_p \approx a * [1 + (b + c * l_{с.з.}) * d^{1,2}], \text{ ч}$$

где:

d – условный диаметр трубопровода, м;

$l_{с.з.}$ – расстояние между секционирующими задвижками, м;

a, b, c – постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ. Для подземного способа, при прокладке в непроходных каналах, значения коэффициентов составляют: $a=6,0$, $b=0,5$ и $c=0,0015$.

Перерыв теплоснабжения, с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения со вскрытием канала и начала операций по локализации поврежденного трубопровода, представлен в таблице 57.

Таблица 57 – Перерыв теплоснабжения по локализации поврежденного трубопровода

Условный диаметр отключенного трубопровода, мм	Среднее время на восстановление теплоснабжения при отключении тепловой сети, ч
800	15,2
700	13,8
600	12,5
500	11,2
400	10
300	8,8
250	8,3
200	7,7

Условный диаметр отключенного трубопровода, мм	Среднее время на восстановление теплоснабжения при отключении тепловой сети, ч
150	7,2
125	7
100	6,8
80	6,6
65	6,5
50	6,3

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей и теплоснабжения потребителей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях (15 ч., согласно п. 6.10 СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003») и составляет 6,3 часа за период с 2017 года по 2021 год:

2017 год – 5,6 ч.;
2018 год – 13,8 ч.;
2019 год – 4,9 ч.;
2020 год – 5,0 ч.;
2021 год – 4,8 ч.

Статистика восстановлений теплоснабжения потребителей на территории Сланцевского городского поселения после аварий отсутствует.

11.3. Часть 3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Все тепловые сети источников теплогенерации на территории Сланцевского городского поселения попадают в категорию магистральных и распределительных. В местах ответвлений трубопроводов установлена запорная арматура. При этом используются стальные задвижки, шаровые клапаны, и дисковые затворы. В последние годы при капитальном ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей предпочтение отдается в установке шаровых клапанов.

Для обеспечения возможности оперативного переключения на сетях предусмотрена установка секционирующих отключающих устройств. Количество секционирующих устройств, для линейных частей магистрали, определены требованиям СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» и особенностями топологии каждой системы. Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке в сетях установлены теплофикационные камеры.

Для оценки надежности теплоснабжения в электронной модели были проведены гидравлические расчеты в смоделированных аварийных ситуациях.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- потребители первой категории, не допускающие снижение температуры воздуха в помещениях, ниже предусмотренных ГОСТ 30494 (больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты);

- потребители второй категории, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий до 12°C, промышленных зданий до 8°C, на период ликвидации аварии, но не более 54 часов;

- потребители третьей категории – прочие.

По СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» при авариях (отказах) на источнике теплоты на его выходных коллекторах в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться:

- подача 100% необходимой теплоты потребителям первой категории (если иные режимы не предусмотрены договором);

- подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размере 87% для расчетной температуры -30°C;

- заданный потребителем аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;

- заданный потребителем аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;

- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

11.4. Часть 4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Нарушения подачи теплоты на отопление и вентиляцию могут привести к катастрофическим последствиям, а ограничения нагрузки горячего водоснабжения лишь к временному снижению комфорта, поэтому показатели рассчитываются для отопительно-вентиляционной нагрузки.

Надежность расчетного уровня теплоснабжения оценивается коэффициентами готовности, определяемыми для каждого узла-потребителя и представляющими собой вероятности того, что в произвольный момент времени в течение отопительного периода в j-й узел будет обеспечена подача расчетного количества тепла. Иначе, среднее значение доли отопительного сезона, в течение которой теплоснабжение потребителя в j-м узле не нарушается.

Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения потребителя (определяется для каждого потребителя расчетной схемы):

$$K_j = p_0 + \sum_{f \in F_j} p_f,$$

В СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» значение минимально допустимого показателя готовности системы теплоснабжения в целом принято равным 0,97 без выделения долей источника теплоты, тепловых сетей и потребителей.

Пропускная способность трубопроводов достаточна для пропуска расчетного расхода теплоносителя. На показатель готовности системы теплоснабжения больше всего влияют наличие участков тепловых сетей с сроком эксплуатации более 20-25 лет. В схеме теплоснабжения предусмотрены инвестиции на реконструкцию участков тепловых сетей, в первую очередь имеющих повышенный срок эксплуатации (свыше 17 лет), то есть являющихся потенциально опасными. Участки тепловой сети, рекомендуемые к замене, для

повышения эффективности и безаварийности работы тепловой сети представлены в Главе 8.

11.5. Часть 5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Показатель уровня надежности, определяемый суммарным приведенным объемом неотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период (P_o), рассчитывается по формуле:

$$P_o = \sum_{j=1}^{M_{\text{то}}} Q_j / L,$$

где:

Q_j – объем недоотпущенной / недопоставленной тепловой энергии при j -ом нарушении в подаче тепловой энергии за отопительный сезон расчетного периода регулирования (в Гкал), которая определяется на основании данных, подготовленных регулируемой организацией.

Начиная с 2013 года, вычисляется дополнительный показатель уровня надежности $P_{\text{ом}}$, определяемый объемом неотпуска тепловой энергии в межотопительный период. Оценку недоотпуска тепловой энергии потребителям вычисляется в соответствии с формулой:

$$\Delta Q_n = Q_{\text{пр}} \times T_{\text{он}} \times Q_{\text{мп}}$$

где:

$Q_{\text{пр}}$ – среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо по-другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;

$T_{\text{он}}$ – продолжительность отопительного периода, ч;

$Q_{\text{мп}}$ – вероятность отказа теплопровода.

Данный показатель может быть, рассчитан в том случае, если по каждому участку можно определить место повреждения с указанием времени отключения потребителя от сети.

Однако теплоснабжающими организациями, расположенными на территории Сланцевского городского поселения, не предоставлена база данных, содержащая исчерпывающую информацию по повреждениям, сформированная по фактическим отказам на тепловых сетях, для проведения математических расчетов.

В соответствии с данными теплоснабжающих организаций, расположенных на территории Сланцевского городского поселения, недоотпуск тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии отсутствует.

Результаты расчётов перспективных показателей надёжности систем теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения приведены в таблице 58.

По результатам расчётов перспективных показателей надёжности системы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения являются надёжными в целом по поселению и каждая в отдельности.

Таблица 58 – Результаты расчётов перспективных показателей надёжности систем теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения

Наименование котельной	Кэ	Кв	Кт	Кб	Кр	Кс	Котк	Кнед	Кж	Кнад	Q	К _{над} ^{сист} Сланцевского городского поселения
Котельная № 16	1	0,6	1	1	1	0,8	1	1	1	0,9333	79,19	0,9293
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	1	0,7	0,7	1	1	0,8	1	1	1	0,9111	11,53	
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	1	0,7	0,7	1	1	0,8	1	1	1	0,9111	11,35	
Бойлерная «А» от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»	1	0,6	1	1	1	0,8	1	1	1	0,9333	22,88	

Данные по расчету коэффициента надежности по каждой системе теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения на перспективу приведены в таблице 59.

Таблица 59 – Показатели надежности про каждой системе теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения на перспективу

Sys	№ элемента	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр условный, мм	Время восстановления, ч	Интенсивность отказов в существующем положении, 1/(км*ч)	Поток отказов в существующем положении, 1/ч	Относительный поток отказов участка тепловой сети в существующем положении, Р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в существующем положении, Р	Интенсивность отказов в перспективном положении, 1/(км*ч)	Относительный поток отказов участка тепловой сети в перспективном положении, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в перспективном положении, Р
Котельная № 16													
1824	2	т.2-13-1	т.2-13-2	87	0,080	6	160217001	13858771	13858771	0,990387	0,0000114	0,000001	0,9999944
1858	5	т.51-5	т.51-6	56	0,100	7	160217001	8994582	8994582	0,992845	0,0000114	0,0000006	0,9999958
1871	11	т.51-1	П-87	53	0,080	6	160217001	8417801	8417801	0,994111	0,0000114	0,0000006	0,9999965
1873	12	т.51-1	П-86	49	0,100	7	160217001	7837815	7837815	0,993765	0,0000114	0,0000006	0,9999963
1874	13	т.51-1	т.51-2	191	0,100	7	160217001	30593436	30593436	0,975663	0,0000114	0,0000022	0,9999857
1941	30	ТК-30	П-74	80	0,100	7	160217001	12823769	12823769	0,989656	0,0000114	0,0000009	0,9999939
1943	31	ТК127-2	П-14 шв. фаб.	130	0,100	7	160217001	20825005	20825005	0,983415	0,0000114	0,0000015	0,9999903
1952	33	ТК67-2	ТК67-2-1	103	0,100	7	160217001	16500749	16500749	0,98674	0,0000114	0,0000012	0,9999894
1959	36	ТК67-2	т.67-2-1	40	0,100	7	160217001	6341389	6341389	0,994904	0,0000114	0,0000005	0,999997
2024	42	ТК-18-2	П-201	84	0,100	7	160217001	13458228	13458228	0,989158	0,0000114	0,000001	0,9999936
2067	45	ТК-21	т.-21-1	90	0,080	6	160217001	14366658	14366658	0,989425	0,0000114	0,000001	0,9999941
2093	53	т.9-9	т.9-10	45	0,080	6	160217001	7171313	7171313	0,994989	0,0000114	0,0000005	0,9999971
2113	59	т.9-4	т.9-5	41	0,100	7	160217001	6634586	6634586	0,994674	0,0000114	0,0000005	0,9999969
2114	60	т.9-5	т.9-6	54	0,100	7	160217001	8717407	8717407	0,993002	0,0000114	0,0000006	0,9999959
2115	61	т.9-6	т.9-7	53	0,100	7	160217001	8504319	8504319	0,993173	0,0000114	0,0000006	0,999996

Sys	№ элемента	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр условный, мм	Время восстановления, ч	Интенсивность отказов в существующем положении, 1/(км*ч)	Поток отказов в существующем положении, 1/ч	Относительный поток отказов участка тепловой сети в существующем положении, Р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в существующем положении, Р	Интенсивность отказов в перспективном положении, 1/(км*ч)	Относительный поток отказов участка тепловой сети в перспективном положении, Р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в перспективном положении, Р
2180	86	т.51-2-1	т.51-2-2	46	0,100	7	160217001	7416445	7416445	0,994039	0,0000114	0,0000005	0,9999965
2223	94	т.141-1	т.-141-2	186	0,080	6	160217001	29768319	29768319	0,979352	0,0000114	0,0000021	0,9999879
2289	103	TK-146	т.-146-1	78	0,080	6	160217001	12501732	12501732	0,991198	0,0000114	0,0000009	0,9999948
2293	104	TK-144-4	TK-144-5	69	0,100	7	160217001	11059779	11059779	0,991087	0,0000114	0,0000008	0,9999948
2295	106	TK-144-6	TK-14-12	63	0,080	6	160217001	10082456	10082456	0,992965	0,0000114	0,0000007	0,9999959
2299	108	TK-144-6	П-253 Ст. №1	47	0,080	6	160217001	7520586	7520586	0,994752	0,0000114	0,0000005	0,9999969
2319	118	т.2-13-1	т.2-13-1-1	92	0,080	6	160217001	14731953	14731953	0,989781	0,0000114	0,0000001	0,999994
2356	127	TK-160	TK-161	55	0,080	6	160217001	8888839	8888839	0,993807	0,0000114	0,0000006	0,9999964
2419	140	TK-153	нерабочая	60	0,100	7	160217001	9598601	9598601	0,99225	0,0000114	0,0000007	0,9999955
2466	148	TK-73	т.73-1	59	0,100	7	160217001	9478438	9478438	0,992352	0,0000114	0,0000007	0,9999955
2501	151	TK-114	П-28	60	0,100	7	160217001	9641859	9641859	0,992215	0,0000114	0,0000007	0,9999954
2583	158	TK-125	П-18	106	0,080	6	160217001	16939744	16939744	0,988178	0,0000114	0,0000012	0,9999931
2656	165	TK-144-2	П-246 техникум	64	0,100	7	160217001	10197812	10197812	0,991796	0,0000114	0,0000007	0,9999952
2696	170	TK-118	TK-119	63	0,080	6	160217001	10021573	10021573	0,993032	0,0000114	0,0000007	0,9999959
2699	171	TK-119	П-1	58	0,080	6	160217001	9350264	9350264	0,993499	0,0000114	0,0000007	0,9999962
2748	178	TK-115-2	смотровая	45	0,080	6	160217001	7180926	7180926	0,994978	0,0000114	0,0000005	0,9999971
2764	179	TK-129в	пустая	45	0,100	7	160217001	7144076	7144076	0,994227	0,0000114	0,0000005	0,9999966
2777	180	т.-127-4	TK-127-3	92	0,100	7	160217001	14754383	14754383	0,98825	0,0000114	0,0000001	0,9999931
2782	181	TK-127-3	TK127-2	91	0,100	7	160217001	14578145	14578145	0,98839	0,0000114	0,0000001	0,9999932
2803	183	TK-18-2	П-152 д/сад №22	45	0,080	6	160217001	7227389	7227389	0,994949	0,0000114	0,0000005	0,999997
2936	191	TK-17	TK-17-1	83	0,100	7	160217001	13352484	13352484	0,989425	0,0000114	0,0000001	0,9999938
2944	194	TK-17-1	т.2939	138	0,100	7	160217001	22029838	22029838	0,982553	0,0000114	0,0000016	0,9999898
2968	203	т.2966	TK-17-2	72	0,100	7	160217001	11457118	11457118	0,990926	0,0000114	0,0000008	0,9999947
3198	224	TK-156-2	TK-160	48	0,080	6	160217001	7661577	7661577	0,994662	0,0000114	0,0000005	0,9999969
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского													
383	181	TK2-12	TK2-135	48	0,100	7	160217001	7690416	7690416	0,9960126	0,0000114	0,0000005	0,9999964
387	183	TK2-135	TK2-136	34	0,100	7	160217001	5447378	5447378	0,9971756	0,0000114	0,0000004	0,9999974
415	195	TK2-140	т.2-140-1	90	0,100	7	160217001	14419530	14419530	0,9925055	0,0000114	0,0000001	0,9999932
443	209	TK2-12	TK2-12-1	78	0,100	7	160217001	12535378	12535378	0,9935006	0,0000114	0,0000009	0,9999941
977	464	TK2-40	0	33	0,100	7	13789	459	459	0,9999998	0,0000114	0,0000004	0,9999974
993	472	TK2-36	0	20	0,100	7	222516	4457	4457	0,9999977	0,0000114	0,0000002	0,9999985
1001	476	TK2-34	0	23	0,100	7	160217001	3753884	3753884	0,9980344	0,0000114	0,0000003	0,9999982
1021	486	TK2-2-2	0	35	0,100	7	53290	1844	1844	0,999999	0,0000114	0,0000004	0,9999973

Sys	№ элемента	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр условный, мм	Время восстановления, ч	Интенсивность отказов в существующем положении, 1/(км*ч)	Поток отказов в существующем положении, 1/ч	Относительный поток отказов участка тепловой сети в существующем положении, Р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в существующем положении, Р	Интенсивность отказов в перспективном положении, 1/(км*ч)	Относительный поток отказов участка тепловой сети в перспективном положении, р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в перспективном положении, Р
1048	500	TK2-23	Спецшк.	83	0,100	7	53290	4423	4423	0,9999977	0,0000114	0,0000009	0,9999937
1154	550	TK2-56	TK2-57	44	0,100	7	13789	601	601	0,9999997	0,0000114	0,0000005	0,9999967
1158	552	TK2-57	TK2-58	61	0,100	7	13789	841	841	0,9999996	0,0000114	0,0000007	0,9999954
1178	562	TK2-11	TK2-120	56	0,100	7	160217001	8972152	8972152	0,995341	0,0000114	0,0000006	0,9999957
1180	563	TK2-120	TK2-121	42	0,100	7	160217001	6729114	6729114	0,9965058	0,0000114	0,0000005	0,9999968
1184	565	TK2-121	TK2-122	32	0,100	7	160217001	5126944	5126944	0,9973377	0,0000114	0,0000004	0,9999976
1188	567	TK2-122	т.2-122-1	3	0,100	7	160217001	448608	448608	0,9997671	0,0000114	0	0,9999998
1190	568	т.2-122-1	т.2-122-2	3	0,100	7	160217001	430984	430984	0,9997762	0,0000114	0	0,9999998
1196	570	т.2-122-2	т.2-122-3	50	0,100	7	160217001	8010850	8010850	0,9958402	0,0000114	0,0000006	0,9999962
1298	618	TK2-104	TK2-105	44	0,100	7	160217001	7049548	7049548	0,9963808	0,0000114	0,0000005	0,9999967
1302	620	TK2-105	TK2-106	30	0,100	7	160217001	4806510	4806510	0,9975323	0,0000114	0,0000003	0,9999977
1306	622	TK2-106	TK2-107	22	0,100	7	160217001	3524774	3524774	0,9981904	0,0000114	0,0000003	0,9999983
1310	624	TK2-107	TK2-108	52	0,100	7	160217001	8331284	8331284	0,9957227	0,0000114	0,0000006	0,9999961
1314	625	TK2-108	т.2-108-1	18	0,100	7	160217001	2811808	2811808	0,9985564	0,0000114	0,0000002	0,9999987
1318	627	т.2-108-1	т.2-108-2	35	0,100	7	160217001	5593175	5593175	0,9971285	0,0000114	0,0000004	0,9999974
1322	629	TK2-108	TK2-109	18	0,100	7	160217001	2883906	2883906	0,9985194	0,0000114	0,0000002	0,9999986
1326	631	TK2-109	TK2-110	34	0,100	7	160217001	5447378	5447378	0,9972033	0,0000114	0,0000004	0,9999974
1330	633	TK2-110	TK2-111	33	0,100	7	160217001	5210257	5210257	0,9973251	0,0000114	0,0000004	0,9999976
1340	638	TK2-111	TK2-112	34	0,100	7	160217001	5447378	5447378	0,9972033	0,0000114	0,0000004	0,9999974
1344	640	TK2-112	TK2-113	42	0,100	7	160217001	6729114	6729114	0,9965453	0,0000114	0,0000005	0,9999968
1354	645	т.2-108-2	т.108-3	44	0,100	7	160217001	6979053	6979053	0,9964169	0,0000114	0,0000005	0,9999967
1392	663	TK2-8	т.2-8-1	31	0,100	7	160217001	4966727	4966727	0,9974845	0,0000114	0,0000004	0,9999977
1394	664	т.2-8-1	т.2-8-2	30	0,100	7	160217001	4806510	4806510	0,9975657	0,0000114	0,0000003	0,9999978
1398	666	т.2-8-2	TK2-8-3	9	0,100	7	160217001	1441953	1441953	0,9992697	0,0000114	0,0000001	0,9999993
1400	667	TK2-8-3	TK2-8-4	16	0,100	7	160217001	2507396	2507396	0,9987301	0,0000114	0,0000002	0,9999988
1402	668	TK2-8-4	т.2-8-5	33	0,100	7	160217001	5312796	5312796	0,9973093	0,0000114	0,0000004	0,9999975
1404	669	т.2-8-5	0	22	0,100	7	160217001	3492731	3492731	0,9982311	0,0000114	0,0000002	0,9999984
1408	670	т.2-8-5	т.2-8-6	6	0,100	7	160217001	902022	902022	0,9995432	0,0000114	0,0000001	0,9999996
1410	671	т.2-8-6	0	26	0,100	7	160217001	4207298	4207298	0,9978692	0,0000114	0,0000003	0,9999981
1412	672	т.2-8-6	0	52	0,100	7	160217001	8371338	8371338	0,9957602	0,0000114	0,0000006	0,9999961
1414	673	т.2-8-1	TK2-8-7	32	0,100	7	160217001	5126944	5126944	0,9974034	0,0000114	0,0000004	0,9999976
1418	675	TK2-8-7	т.2-8-8	36	0,100	7	160217001	5767812	5767812	0,9970788	0,0000114	0,0000004	0,9999973
1422	677	т.2-8-8	TK2-8-9	9	0,100	7	160217001	1494825	1494825	0,9992429	0,0000114	0,0000001	0,9999993

Sys	№ элемента	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр условный, мм	Время восстановления, ч	Интенсивность отказов в существующем положении, 1/(км*ч)	Поток отказов в существующем положении, 1/ч	Относительный поток отказов участка тепловой сети в существующем положении, Р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в существующем положении, Р	Интенсивность отказов в перспективном положении, 1/(км*ч)	Относительный поток отказов участка тепловой сети в перспективном положении, р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в перспективном положении, Р
1426	679	TK2-8-9	0	49	0,100	7	160217001	7850633	7850633	0,9960239	0,0000114	0,0000006	0,9999964
1438	685	TK2-62	TK2-63	33	0,100	7	160217001	5287161	5287161	0,9972396	0,0000114	0,0000004	0,9999975
1444	687	TK2-63	TK2-64	47	0,100	7	160217001	7530199	7530199	0,9960685	0,0000114	0,0000005	0,9999964
1469	699	TK2-9	TK2-81	47	0,100	7	160217001	7530199	7530199	0,9960619	0,0000114	0,0000005	0,9999964
1549	739	т.2-140-1	т.2-140-8	60	0,100	7	160217001	9649870	9649870	0,9949845	0,0000114	0,0000007	0,9999954
1551	740	т.2-140-8	TK2-141	17	0,100	7	160217001	2797389	2797389	0,9985461	0,0000114	0,0000002	0,9999987
1573	751	TK2-8	TK2-65	43	0,100	7	160217001	6889331	6889331	0,9965108	0,0000114	0,0000005	0,9999968
1575	752	TK2-65	TK2-66	28	0,100	7	160217001	4486076	4486076	0,997728	0,0000114	0,0000003	0,9999979
1579	754	TK2-66	TK2-67	50	0,100	7	160217001	8010850	8010850	0,9959428	0,0000114	0,0000006	0,9999963
1581	755	TK2-67	TK2-67	15	0,100	7	160217001	2403255	2403255	0,9987828	0,0000114	0,0000002	0,9999989
1583	756	TK2-67	0	6	0,100	7	160217001	972517	972517	0,9995075	0,0000114	0,0000001	0,9999995
1585	757	TK2-67	т.2-67-1	3	0,100	7	160217001	520705	520705	0,9997363	0,0000114	0	0,9999998
1589	759	т.2-67-1	TK2-68	40	0,100	7	160217001	6408680	6408680	0,9967542	0,0000114	0,0000005	0,999997
1591	760	TK2-68	TK2-69	7	0,100	7	160217001	1187208	1187208	0,9993987	0,0000114	0,0000001	0,9999995
1593	761	TK2-69	0	6	0,100	7	160217001	964506	964506	0,9995115	0,0000114	0,0000001	0,9999996
1597	762	TK2-69	TK2-70	36	0,100	7	160217001	5767812	5767812	0,9970788	0,0000114	0,0000004	0,9999973
1603	763	TK2-70	0	10	0,100	7	26921143	257635	257635	0,9998695	0,0000114	0,0000001	0,9999993
1605	764	TK2-70	TK2-71	35	0,100	7	160217001	5673284	5673284	0,9971267	0,0000114	0,0000004	0,9999974
1607	765	TK2-71	TK2-72	3	0,100	7	160217001	483855	483855	0,9997549	0,0000114	0	0,9999998
1611	767	TK2-72	т.2-73	30	0,100	7	160217001	4748832	4748832	0,9975949	0,0000114	0,0000003	0,9999978
1779	846	TK2-136	TK2-137	55	0,100	7	160217001	8738235	8738235	0,9954694	0,0000114	0,0000006	0,9999959
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4													
5	2	TK3-21	TK3-22	53	0,100	6	160217001	8486695	8486695	0,9957447	0,0000114	0,0000006	0,9999961
9	4	TK3-20	TK3-21	11	0,100	6	160217001	1762387	1762387	0,9991163	0,0000114	0,0000001	0,9999992
11	5	TK3-19	TK3-20	13	0,100	6	160217001	2082821	2082821	0,9989556	0,0000114	0,0000001	0,999999
15	6	TK3-18	TK3-19	21	0,100	6	160217001	3358148	3358148	0,9983162	0,0000114	0,0000002	0,9999985
19	8	TK3-17	TK3-18	50	0,100	6	160217001	8010850	8010850	0,9959833	0,0000114	0,0000006	0,9999963
23	10	TK3-16	TK3-17	30	0,100	6	160217001	4806510	4806510	0,99759	0,0000114	0,0000003	0,9999978
25	11	TK3-16	т.3-16-0	4	0,100	6	160217001	621642	621642	0,9996883	0,0000114	0	0,9999997
29	13	т.3-16-1	т.3-16-2	28	0,100	6	160217001	4434807	4434807	0,9977763	0,0000114	0,0000003	0,999998
33	15	т.3-16-2	т.3-16-3	6	0,100	6	160217001	921248	921248	0,9995381	0,0000114	0,0000001	0,9999996
38	17	т.3-16-0	т.3-16-1	7	0,100	6	160217001	1108702	1108702	0,9994441	0,0000114	0,0000001	0,9999995
41	18	т.3-16-3	т.3-16-4	30	0,100	6	160217001	4737617	4737617	0,9976245	0,0000114	0,0000003	0,9999978

Sys	№ элемента	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр условный, мм	Время восстановления, ч	Интенсивность отказов в существующем положении, 1/(км*ч)	Поток отказов в существующем положении, 1/ч	Относительный поток отказов участка тепловой сети в существующем положении, Р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в существующем положении, Р	Интенсивность отказов в перспективном положении, 1/(км*ч)	Относительный поток отказов участка тепловой сети в перспективном положении, р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в перспективном положении, Р
45	20	т.3-16-4	т.3-16-5	8	0,100	6	160217001	1264112	1264112	0,9993662	0,0000114	0,0000001	0,9999994
49	22	т.3-16-5	т.3-16-6	25	0,100	6	160217001	4061501	4061501	0,9979635	0,0000114	0,0000003	0,9999981
53	24	т.3-16-6	т.3-16-7	8	0,100	6	160217001	1349027	1349027	0,9993236	0,0000114	0,0000001	0,9999994
57	26	т.3-16-7	ТК3-16-8	12	0,100	6	160217001	1927410	1927410	0,9990336	0,0000114	0,0000001	0,9999991
63	29	ТК3-20	ТК3-20-0	11	0,100	6	160217001	1789624	1789624	0,9991027	0,0000114	0,0000001	0,9999992
70	31	ТК3-20-0	т.3-20-1	16	0,100	6	160217001	2606731	2606731	0,998693	0,0000114	0,0000002	0,9999988
72	32	т.3-20-1	т.3-20-2	67	0,100	6	160217001	10697689	10697689	0,994636	0,0000114	0,0000008	0,9999951
76	34	т.3-20-3	т.3-20-4	54	0,100	6	160217001	8574814	8574814	0,9957005	0,0000114	0,0000006	0,9999959
78	35	т.3-20-4	т.3-20-5	4	0,100	6	160217001	669707	669707	0,9996642	0,0000114	0	0,9999997
84	38	т.3-20-4	т.3-20-6	24	0,100	6	160217001	3907693	3907693	0,9980406	0,0000114	0,0000003	0,9999981
90	40	т.3-20-6	т.3-20-7	7	0,100	6	160217001	1161573	1161573	0,9994176	0,0000114	0,0000001	0,9999994
94	42	т.3-20-7	т.3-20-8	18	0,100	6	160217001	2920756	2920756	0,9985355	0,0000114	0,0000002	0,9999986
104	45	ТК3-19	ТК3-19-0	4	0,100	6	160217001	597609	597609	0,9997004	0,0000114	0	0,9999997
106	46	ТК3-19-0	т.3-19-1	2	0,100	6	160217001	387725	387725	0,9998056	0,0000114	0	0,9999998
110	48	т.3-19-1	т.3-19-2	34	0,100	6	160217001	5519476	5519476	0,9972325	0,0000114	0,0000004	0,9999975
114	50	т.3-19-2	т.3-19-3	7	0,100	6	160217001	1087873	1087873	0,9994545	0,0000114	0,0000001	0,9999995
118	52	т.3-19-3	т.3-19-4	52	0,100	6	160217001	8336090	8336090	0,9958202	0,0000114	0,0000006	0,9999962
122	54	т.3-19-4	т.3-19-5	4	0,100	6	160217001	570373	570373	0,999714	0,0000114	0	0,9999997
126	56	т.3-19-5	т.3-19-6	12	0,100	6	160217001	1856915	1856915	0,9990689	0,0000114	0,0000001	0,9999991
131	59	т.3-19-6	т.3-19-7	7	0,100	6	160217001	1059034	1059034	0,99946900	0,0000114	0,0000001	0,9999995
134	60	т.3-19-6	т.3-19-8	21	0,100	6	160217001	3337320	3337320	0,99832660	0,0000114	0,0000002	0,9999985
141	63	ТК3-15	ТК3-16	30	0,100	6	160217001	4806510	4806510	0,99759	0,0000114	0,0000003	0,9999978
182	83	ТК3-15	ТК3-15-1	11	0,100	6	160217001	1773602	1773602	0,9991107	0,0000114	0,0000001	0,9999992
184	84	ТК3-15-1	ТК3-15-2	19	0,100	6	160217001	3023295	3023295	0,9984841	0,0000114	0,0000002	0,9999986
195	90	ТК3-15-2	ТК3-15-5	67	0,100	6	160217001	10684872	10684872	0,9946425	0,0000114	0,0000008	0,9999951
203	94	ТК3-15-5	ТК3-15-7	31	0,100	6	160217001	4989157	4989157	0,9974984	0,0000114	0,0000004	0,9999977
207	96	ТК3-15-7	т.3-15-8	36	0,100	6	160217001	5721349	5721349	0,9971312	0,0000114	0,0000004	0,9999974
521	246	ТК3-23	ТК3-23-1	16	0,100	7	160217001	2563472	2563472	0,9986572	0,0000114	0,0000002	0,9999988
539	255	ТК3-24-1	ТК3-24-2	32	0,100	7	160217001	5126944	5126944	0,9973167	0,0000114	0,0000004	0,9999975
571	271	т.3-24-9	т.3-24-10	75	0,100	7	160217001	12016275	12016275	0,9937248	0,0000114	0,0000009	0,9999943
629	300	ТК3-25	т.3-25-1	26	0,100	7	26921143	701834	701834	0,9996345	0,0000114	0,0000003	0,999998
631	301	т.3-25-1	ТК3-25-2	30	0,100	7	26921143	807634	807634	0,9995794	0,0000114	0,0000003	0,9999977
635	303	ТК3-25-2	т.3-25-3	46	0,100	7	26921143	1237296	1237296	0,9993556	0,0000114	0,0000005	0,9999965

Sys	№ элемента	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр условный, мм	Время восстановления, ч	Интенсивность отказов в существующем положении, 1/(км*ч)	Поток отказов в существующем положении, 1/ч	Относительный поток отказов участка тепловой сети в существующем положении, Р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в существующем положении, Р	Интенсивность отказов в перспективном положении, 1/(км*ч)	Относительный поток отказов участка тепловой сети в перспективном положении, р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в перспективном положении, Р
637	304	Т.3-25-3	Т3-25-3-6	13	0,100	7	4978358	62329	62329	0,9999675	0,0000114	0,0000001	0,999999
639	305	Т3-25-3-6	0	13	0,100	7	4978358	67108	67108	0,999965	0,0000114	0,0000002	0,999999
663	317	ТК3-26	ТК3-26-1	48	0,100	7	160217001	7655168	7655168	0,9960086	0,0000114	0,0000005	0,9999964
667	319	ТК3-26-1	ТК3-26-2	41	0,100	7	160217001	6552876	6552876	0,9965834	0,0000114	0,0000005	0,9999969
675	322	ТК3-26-2	т.3-26-3	17	0,100	7	26921143	469236	469236	0,9997553	0,0000114	0,0000002	0,9999987
685	327	ТК3-28	Дзерж.	63	0,100	7	160217001	10055219	10055219	0,9947456	0,0000114	0,0000007	0,9999952
699	333	ТК3-30	ТК3-30-1	23	0,100	7	160217001	3649743	3649743	0,9981344	0,0000114	0,0000003	0,9999983
701	334	ТК3-30-1	0	34	0,100	7	1008150	34287	34287	0,9999825	0,0000114	0,0000004	0,9999975
703	335	ТК3-30-1	ТК3-30-2	26	0,100	7	160217001	4143212	4143212	0,9978821	0,0000114	0,0000003	0,9999981
705	336	ТК3-30-2	0	4	0,100	7	160217001	637664	637664	0,999674	0,0000114	0	0,9999997
707	337	ТК3-30-2	ТК3-30-3	36	0,100	7	160217001	5716543	5716543	0,9970779	0,0000114	0,0000004	0,9999973
709	338	ТК3-30-3	0	8	0,100	7	160217001	1276929	1276929	0,9993473	0,0000114	0,0000001	0,9999994
711	339	ТК3-30-3	ТК3-30-4	43	0,100	7	160217001	6948611	6948611	0,9964481	0,0000114	0,0000005	0,9999968
713	340	ТК3-30-4	0	8	0,100	7	160217001	1336210	1336210	0,999317	0,0000114	0,0000001	0,9999994
735	350	ТК3-30-13	т.3-30-14	16	0,100	7	160217001	2563472	2563472	0,9986667	0,0000114	0,0000002	0,9999988
739	352	т.3-30-14	ТК3-30-15	2	0,100	7	160217001	320434	320434	0,9998333	0,0000114	0	0,9999998
741	353	ТК3-30-15	ТК3-30-16	63	0,100	7	160217001	10093671	10093671	0,9947502	0,0000114	0,0000007	0,9999952
745	355	ТК3-30-15	ТК3-30-17	26	0,100	7	160217001	4165642	4165642	0,9978334	0,0000114	0,0000003	0,9999998
749	357	ТК3-30-17	т.3-30-18	15	0,100	7	160217001	2403255	2403255	0,99875	0,0000114	0,0000002	0,9999989
753	359	т.3-30-18	т.3-30-19	32	0,100	7	160217001	5126944	5126944	0,9973334	0,0000114	0,0000004	0,9999976
775	368	ТК3-31-1	0	9	0,100	7	160217001	1390684	1390684	0,9992722	0,0000114	0,0000001	0,9999993
777	369	ТК3-31-1	ТК3-31-2	26	0,100	7	160217001	4178459	4178459	0,9978134	0,0000114	0,0000003	0,9999998
797	378	ТК3-30-4	ТК3-30-5	35	0,100	7	160217001	5586767	5586767	0,9971442	0,0000114	0,0000004	0,9999974
799	379	ТК3-30-5	0	17	0,100	7	160217001	2707667	2707667	0,9986159	0,0000114	0,0000002	0,9999987
801	380	ТК3-30-5	0	22	0,100	7	160217001	3577646	3577646	0,9981712	0,0000114	0,0000003	0,9999983
803	381	ТК3-30-5	ТК3-30-6	53	0,100	7	160217001	8555588	8555588	0,9956266	0,0000114	0,0000006	0,9999996
805	382	ТК3-30-6	0	28	0,100	7	160217001	4562980	4562980	0,9976675	0,0000114	0,0000003	0,9999979
807	383	ТК3-30-6	ТК3-30-7	69	0,100	7	160217001	11040554	11040554	0,9943564	0,0000114	0,0000008	0,9999948
809	384	ТК3-30-7	0	33	0,100	7	1008150	33481	33481	0,9999829	0,0000114	0,0000004	0,9999975
811	385	ТК3-30-7	0	48	0,100	7	160217001	7629533	7629533	0,9961	0,0000114	0,0000005	0,9999964
825	392	ТК3-32-2	ТК3-32-3	159	0,100	7	222516	35380	35380	0,9999816	0,0000114	0,0000018	0,9999879
849	404	ТК3-33-2	ТК3-33-3	30	0,100	7	53290	1599	1599	0,9999992	0,0000114	0,0000003	0,9999977
853	406	ТК3-33-3	ТК3-33-4	21	0,100	7	53290	1122	1122	0,9999994	0,0000114	0,0000002	0,9999984

Sys	№ элемента	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр условный, мм	Время восстановления, ч	Интенсивность отказов в существующем положении, 1/(км*ч)	Поток отказов в существующем положении, 1/ч	Относительный поток отказов участка тепловой сети в существующем положении, Р	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в существующем положении, Р	Интенсивность отказов в перспективном положении, 1/(км*ч)	Относительный поток отказов участка тепловой сети в перспективном положении, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети в перспективном положении, Р
855	407	ТК3-33-4	0	23	0,100	7	53290	1226	1226	0,9999994	0,0000114	0,0000003	0,9999983
857	408	ТК3-33-2	ТК3-33-5	49	0,100	7	160217001	7850633	7850633	0,9959424	0,0000114	0,0000006	0,9999963
859	409	ТК3-33-5	0	26	0,100	7	3840	98	98	0,9999999	0,0000114	0,0000003	0,9999981
861	410	ТК3-33-5	т.3-33-6	20	0,100	7	160217001	3204340	3204340	0,9983438	0,0000114	0,0000002	0,9999985
865	412	т.3-33-6	ТК3-33-7	50	0,100	7	160217001	8010850	8010850	0,9958596	0,0000114	0,0000006	0,9999962
867	413	ТК3-33-7	0	18	0,100	7	160217001	2951197	2951197	0,9984747	0,0000114	0,0000002	0,9999986
871	415	ТК3-34	0	12	0,100	7	222516	2686	2686	0,9999986	0,0000114	0,0000001	0,9999991
907	431	ТК3-33-10	0	45	0,100	7	53290	2398	2398	0,9999988	0,0000114	0,0000005	0,9999966
909	432	ТК3-33-10	ТК3-33-11	15	0,100	7	160217001	2403255	2403255	0,9987506	0,0000114	0,0000002	0,9999989
911	433	ТК3-33-11	Адм-я	63	0,100	7	160217001	10093671	10093671	0,9947523	0,0000114	0,0000007	0,9999952
915	435	ТК3-33-10	т.3-33-10-1	39	0,100	7	53290	2078	2078	0,9999989	0,0000114	0,0000004	0,9999997
919	437	ТК3-38	Д/сад №3	36	0,100	7	160217001	5692510	5692510	0,9970212	0,0000114	0,0000004	0,9999973
3142	885	т.3-20-8	т.3-20-9	9	0,100	6	160217001	1493222	1493222	0,9992513	0,0000114	0,0000001	0,9999993

11.6. Часть 6. Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения

11.6.1 Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования

Применение рациональных тепловых схем, обеспечивающих заданный уровень готовности энергетического оборудования источников теплоты, выполняется на этапе их проектирования. При этом топливо-, электро- и водоснабжение источников теплоты, обеспечивающих теплоснабжение потребителей первой категории, предусматривается по двум независимым вводам от разных источников, а также использование запасов резервного топлива. Источники теплоты, обеспечивающие теплоснабжение потребителей второй и третьей категории, обеспечиваются электро- и водоснабжением по двум независимым вводам от разных источников и запасами резервного топлива. Кроме того, для теплоснабжения потребителей первой категории устанавливаются местные резервные (аварийные) источники теплоты стационарные или передвижные. При этом допускается 100% резервирование, обеспечивающее в аварийных ситуациях подачу теплоты от других тепловых сетей. При резервировании теплоснабжения промышленных предприятий, как правило, используются местные резервные (аварийные) источники теплоты.

Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий не планируется.

11.6.2 Установка резервного оборудования

На расчетный срок установка резервного оборудования в системах централизованного теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения не требуется и не предусматривается.

11.6.3 Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть на территории Сланцевского городского поселения не планируется.

11.6.4 Резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа, города федерального значения

Структурное резервирование разветвленных тупиковых тепловых сетей осуществляется делением последовательно соединенных участков теплопроводов секционирующими задвижками. К полному отказу тупиковой тепловой сети приводят лишь отказы головного участка и головной задвижки теплосети. Отказы других элементов основного ствола и головных элементов основных ответвлений теплосети приводят к существенным нарушениям ее работы, но при этом остальная часть потребителей получает тепло в необходимых количествах. Отказы на участках небольших ответвлений приводят только к незначительным нарушениям теплоснабжения, и отражается на обеспечении теплом небольшого количества потребителей. Возможность подачи тепла не отключенным потребителям в аварийных ситуациях обеспечивается использованием секционирующих задвижек. Задвижки устанавливаются по ходу теплоносителя в начале участка после ответвления к потребителю. Такое расположение позволяет подавать теплоноситель

потребителю по этому ответвлению при отказе последующего участка теплопровода.

При условии реализации предлагаемых мероприятий по замене трубопроводов тепловых сетей с целью повышения показателей надежности, к концу рассматриваемого периода показатели вероятности безотказной работы потребителей будут соответствовать нормативным величинам, требуемым в СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

11.6.5 Устройство резервных насосных станций

На территории Сланцевского городского поселения устройство резервных насосных станций на расчетный срок не предусматривается в связи с отсутствием необходимости.

11.6.6 Установка баков-аккумуляторов

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение баков-аккумуляторов, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулирующие свойства отапливаемых зданий. Размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно, как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления. Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50% рабочего объема.

Сведения о наличии и количестве баков-аккумуляторов на источниках централизованного теплоснабжения, для сглаживания пиков нагрузок разбора горячего водоснабжения и обеспечения аварийного запаса подпиточной воды, приведены в книге 6 в п 6.3.

Установка дополнительных баков-аккумуляторов на расчетный срок не предусматривается в связи с отсутствием необходимости и экономической целесообразности.

11.7. Часть 6. Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них

Согласно предоставленным данным, за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, изменения в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

Закключение

На момент актуализации Схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения наиболее эффективным методом повышения надежности системы теплоснабжения следует считать отбраковку в летний период ослабленных коррозией участков теплосети, которая производится путем гидравлического испытания отдельных участков трубопроводов при повышенном давлении. С целью сохранения и повышения надежности систем теплоснабжения на тепловых сетях можно рекомендовать следующие мероприятия:

1. Произвести полную инвентаризацию всего оборудования и тепловых сетей, находящихся в ведении теплоснабжающих организаций. Базы данных должны содержать полную информацию о каждом участке тепловых сетей: год строительства и последнего капитального ремонта, рабочие режимы (температура, давление), способ прокладки,

сведения о материале труб и тепловой изоляции, даты и характер повреждений, способы их устранения, а также результаты диагностики с информацией об остаточном ресурсе каждого участка.

2. Время ликвидации аварий в значительной мере зависит от наличия запасных частей и материалов, необходимых для этого. Поэтому особое внимание необходимо уделять поддержанию необходимого запаса материалов, деталей, узлов и оборудования.

3. Оснастить аварийные бригады передвижными диагностическими лабораториями, оснащенные аппаратурой для точного определения места повреждения.

4. Скорректировать подход к планированию и проведению планово-предупредительных ремонтов на тепловых сетях. При составлении планов капитальных ремонтов и модернизации одновременно должны учитываться срок службы теплосети, диапазон рабочих давлений и температур, статистика аварийных повреждений, результаты тепловой аэрофотосъемки и результаты диагностики.

5. По результатам проведенной диагностики заменить наиболее изношенные трубопроводы, изолированные минеральной ватой, трубопроводами, выполненными по современной технологии, изолированные пенополиуретаном и имеющие специальную полиэтиленовую оболочку, особую конструкцию стыковых соединений и систему сигнализации.

6. Проанализировать существующие методы по защите от коррозии трубопроводов в наиболее проблемных зонах, расположенных вблизи путей электротранспорта, силовых кабелей, в зонах действия станций катодной защиты других подземных металлоконструкций и трубопроводов. Критерием опасной коррозии для тепловых сетей, также является высокая коррозионная агрессивность грунта и наличие воды в канале (или заливания канала) при канальной прокладке. Поэтому необходимо принять меры по противокоррозионной защите установкой, например, на трубопровод анодов-протекторов и изолирующих фланцев в случае их отсутствия или ненадлежащей установки.

Пристальное внимание уделять предварительной подготовке трубопроводов и материалов, которые используются при проведении аварийного ремонта. Детали и элементы трубопроводов должны иметь защитное противокоррозионное покрытие, нанесенное в заводских условиях в соответствии с требованиями технических условий и проектной документации согласно требованиям СП 74.13330.2011 «Свод правил Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 3.05.03-85» и СП 72.13330.2016 «Свод правил Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 3.04.03-05».

ГЛАВА 12 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

В данной главе отражены следующие вопросы:

- а) выполнена оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей поселения;
- б) приведены предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для развития системы теплоснабжения муниципального образования;
- в) выполнены расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по развитию системы теплоснабжения городского поселения;
- г) проведены расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий развития системы теплоснабжения городского поселения.

12.1 Часть 1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Объем финансовых потребностей на реализацию плана развития схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения определен посредством суммирования финансовых потребностей на реализацию каждого мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению.

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главе 7 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии», Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

Оценка стоимости капитальных вложений в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии выполнена на основании предоставленных заводами-изготовителями данных об ориентировочной стоимости основного и вспомогательного оборудования, а также укрупненных нормативов цены строительства (НЦС 81-02-19-2022) для тепловых сетей, утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 29.03.2022 № 217/пр.

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей осуществлялась на основании укрупненных нормативов цены строительства (НЦС 81-02-13-2022) для тепловых сетей, утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28.03.2022 № 205/пр.

В указанном документе приведены укрупненные стоимости строительства тепловых сетей для различных диаметров, способов прокладки трубопроводов и различных типов изоляции. Также в указанном документе приведены величины значения дополнительной стоимости перевозки грунта при выполнении работ по строительству тепловых сетей.

Укрупненные удельные стоимости строительства тепловых сетей были определены для подземной прокладки трубопроводов на глубине до 2-х метров с вывозом автотранспортом лишнего грунта на расстояние до 15 км и привозом сухого грунта для

обратной засыпки траншеи на расстоянии 1 км. С учетом поправочного коэффициента 1,06 на сложность проведения работ в плотной городской застройке построены графики зависимости стоимости прокладки трубопровода от диаметра и определены функции этих зависимостей для трубопроводов надземной прокладки, прокладки в непроходном канале и бесканальной прокладки. Для получения данных для значений диаметров, не указанных в документе, была выполнена экстраполяция графиков.

Здесь, следует отметить, что в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» схема теплоснабжения является предпроектным документом, на основании которого осуществляется развитие систем теплоснабжения муниципального образования. Стоимость реализации мероприятий, указанных в схеме теплоснабжения в результате разработки проектов может быть существенно скорректирована под влиянием различных факторов: условий прокладки трубопроводов, сроков строительства, сложности прокладки трубопроводов в границах земельных участков, насыщенных инженерными коммуникациями и инфраструктурными объектами, характера грунтов в местах прокладки, трассировки трубопроводов и т.д.

Укрупненные нормативы цен строительства также не учитывают ряд факторов, влияющих на стоимость реализации проектов (затраты подрядных организаций, не относящиеся к строительно-монтажным работам, плата за землю и земельный налог в период строительства, снос зданий, перенос инженерных сетей и т.д.). Данные затраты также необходимо учитывать при определении сметной стоимости работ.

Поэтому, объемы инвестиций в реконструкцию тепловых сетей, приведенные в Схеме теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения, определенные по укрупненным показателям, должны быть уточнены на стадиях проектирования.

В мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии входят три группы проектов, в том числе:

- Первая группа проектов – строительство новых котельных для обеспечения существующих тепловых нагрузок;
- Вторая группа проектов - реконструкция действующих котельных для повышения эффективности работы;
- Третья группа проектов – вывод из эксплуатации малоэффективных котельных с переводом потребителей на индивидуальное отопление.

Прогнозируемые объемы капитальных затрат, определенные по укрупненным показателям по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии по данным удельной стоимости согласно НЦС 81-02-19-2022, приведены в таблице 60.

Таблица 60 – Прогнозируемые объемы капитальных затрат, определенные по укрупненным показателям по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии согласно удельной стоимости по НЦС 81-02-13-2022, тыс. руб. без учёта НДС

№ п/п	Наименование мероприятия	Величина финансирования, млн. руб. без учёта НДС	Год реализации								
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1.	Первая группа проектов										
1.1.	Строительство двух блочно-модульных котельных (БМК) 20,0 МВт каждая для оказания услуги централизованного теплоснабжения потребителям микрорайона Б. Лучки	160,00*						40,00	120,00		
2.	Вторая группа проектов										
2.1.	Строительство резервного топливного хозяйства для котельной № 16	150,00*		15,00	25,00	110,00					
**ил и	Строительство газовой котельной установленной тепловой мощностью 70,0 МВт	(210,00*)			(10,00)	(200,00)					
3.	Третья группа проектов										
3.1.	В рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 7б, ДОК 7в, ДОК 7г) с выводом котельной № 25 из эксплуатации. В ходе выполнения этого мероприятия установлены двухконтурные индивидуальные газовые котлы в каждой квартире. Осуществлено подключение котлов к системе газоснабжения. В 2022 году планируется в каждой квартире осуществить подключение отопительных приборов к котлу.	Финансирование проведено ранее	Финансирование проведено ранее								
	ИТОГО	310,00		15,00	25,00	110,00		40,00	120,00		
**		(370,00)			(10,00)	(200,00)		(40,00)	(120,00)		

* Точная величина финансирования мероприятия будет определена на этапе выполнения проектных работ.

** В случае принятия решения об отказе строительства резервного топливного хозяйства при котельной № 16.

Предложения по развитию систем теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения в части тепловых сетей сформированы, в составе трёх групп инвестиционных проектов:

- Первая группа – реконструкция тепловых сетей и сооружений на них, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- Вторая группа – строительство и (или) реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;
- Третья группа - реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующей тепловой нагрузки.

Все затраты, реализация которых намечена на период 2023-2030 гг., рассчитаны в ценах соответствующих лет с использованием прогнозных индексов удорожания материалов, работ и оборудования в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года.

Прогнозируемые объемы капитальных затрат, определенные по укрупненным показателям для первой группы инвестиционного проекта по данным удельной стоимости согласно НЦС 81-02-13-2022, приведены в таблице 61.

Прогнозируемые объемы капитальных затрат, определенные по укрупненным показателям для второй группы инвестиционного проекта по данным удельной стоимости согласно НЦС 81-02-13-2022, приведены в таблице 62.

Прогнозируемые объемы капитальных затрат, определенные по укрупненным показателям для третьей группы инвестиционного проекта по данным удельной стоимости согласно НЦС 81-02-13-2022, приведены в таблице 63.

Таблица 61 – Прогнозируемые объемы капитальных затрат, определенные по укрупненным показателям для первой группы инвестиционного проекта по данным удельной стоимости согласно НЦС 81-02-13-2022, тыс. руб. без учёта НДС

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжён -ность, м	Кап. вложения, тыс. руб.	Год реализации						
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1952			398,44	729,90	8 778,79	1 675,32	2 627,69	3 765,42	0,00	17 975,56								
подземная, бесканальная	протяжённость	м			23,03	1 675,32	2 627,69	3 765,42		8 091,46								
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	297,45	30 293,19	54 301,69	84 273,24	0,00		169 165,57		9 950,00	103 000,00	56 215,57			
надземная	протяжённость	м	398,44	729,90	8 755,76					9 884,10								
	кап. вложения	тыс. руб.	4 319,93	10 551,54	158 218,16	0,00	0,00	0,00	0,00		173 089,63				46 784,43	103 000,00	23 305,20	
всего	кап. вложения	тыс. руб.	4 319,93	10 551,54	158 515,61	30 293,19	54 301,69	84 273,24	0,00		342 255,20							
1953			0,00	7,82	147,54	203,39	24,00	129,03	0,00	511,78								
подземная, бесканальная	протяжённость	м				203,39	24,00	129,03		356,42								
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	3 677,70	495,96	2 887,80	0,00		7 061,47					7 061,47		
надземная	протяжённость	м		7,82	147,54					155,36								
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	113,05	2 666,07	0,00	0,00	0,00	0,00		2 779,12					2 779,12		
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	113,05	2 666,07	3 677,70	495,96	2 887,80	0,00		9 840,59							
1954			0,00	39,46	203,50	62,36	0,00	26,00	0,00	331,32								
подземная, бесканальная	протяжённость	м				62,36		26,00		88,36								
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 127,60	0,00	581,90	0,00		1 709,50					1 709,50		
надземная	протяжённость	м		39,46	203,50					242,96								
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	570,44	3 677,28	0,00	0,00	0,00	0,00		4 247,72					4 247,72		
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	570,44	3 677,28	1 127,60	0,00	581,90	0,00		5 957,22							
1955			0,00	35,03	93,54	88,72	74,11	67,22	0,00	358,62								
подземная, бесканальная	протяжённость	м				88,72	74,11	67,22		230,05								
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 604,24	1 531,50	1 504,44	0,00		4 640,17					4 640,17		
надземная	протяжённость	м		35,03	93,54					128,57								
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	506,40	1 690,28	0,00	0,00	0,00	0,00		2 196,68					2 196,68		
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	506,40	1 690,28	1 604,24	1 531,50	1 504,44	0,00		6 836,86							
1956			0,00	0,00	153,25	32,80	69,82	195,72	0,00	451,59								
подземная, бесканальная	протяжённость	м				32,80	69,82	195,72		298,34								
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	593,09	1 442,84	4 380,38	0,00		6 416,31					6 416,31		
надземная	протяжённость	м			153,25					153,25								
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	2 769,26	0,00	0,00	0,00	0,00		2 769,26					2 769,26		
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	2 769,26	593,09	1 442,84	4 380,38	0,00		9 185,57							
1957			0,00	0,00	24,68	152,66	144,23	308,77	0,00	630,34								
подземная, бесканальная	протяжённость	м				152,66	144,23	308,77		605,66								
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	2 760,40	2 980,54	6 910,53	0,00		12 651,47					12 651,47		

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжён-ность, м	Кап. вложения, тыс. руб.	Год реализации							
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
надземная	протяжённость	м			24,68					24,68									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	445,97	0,00	0,00	0,00	0,00		445,97						445,97		
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	445,97	2 760,40	2 980,54	6 910,53	0,00		13 097,44								
1958			0,00	0,00	257,12	77,00	133,86	137,93	0,00	605,91									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				77,00	133,86	137,93		348,79									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 392,32	2 766,24	3 086,99	0,00		7 245,55						7 245,55		
надземная	протяжённость	м			257,12					257,12									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	4 646,20	0,00	0,00	0,00	0,00		4 646,20						4 646,20		
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	4 646,20	1 392,32	2 766,24	3 086,99	0,00		11 891,75								
1959			0,00	0,00	84,51	99,31	82,00	81,39	0,00	347,21									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				99,31	82,00	81,39		262,70									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 795,73	1 694,54	1 821,58	0,00		5 311,85						5 311,85		
надземная	протяжённость	м			84,51					84,51									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	1 527,11	0,00	0,00	0,00	0,00		1 527,11						1 527,11		
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	1 527,11	1 795,73	1 694,54	1 821,58	0,00		6 838,96								
1960			0,00	20,00	179,89	0,00	114,13	165,98	0,00	480,00									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					114,13	165,98		280,11									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	2 358,52	3 714,77	0,00		6 073,29						6 073,29		
надземная	протяжённость	м		20,00	179,89					199,89									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	289,12	3 250,64	0,00	0,00	0,00	0,00		3 539,77						3 539,77		
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	289,12	3 250,64	0,00	2 358,52	3 714,77	0,00		9 613,06								
1961			0,00	12,92	132,92	97,64	104,84	236,94	0,00	585,26									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				97,64	104,84	236,94		439,42									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 765,53	2 166,54	5 302,91	0,00		9 234,98						6 433,33	2 801,65	
надземная	протяжённость	м		12,92	132,92					145,84									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	186,77	2 401,89	0,00	0,00	0,00	0,00		2 588,66							2 588,66	
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	186,77	2 401,89	1 765,53	2 166,54	5 302,91	0,00		11 823,64								
1962			0,00	0,00	150,58	11,35	207,66	20,15	0,00	389,74									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				11,35	207,66	20,15		239,16									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	205,23	4 291,33	450,97	0,00		4 947,54							4 947,54	
надземная	протяжённость	м			150,58					150,58									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	2 721,01	0,00	0,00	0,00	0,00		2 721,01							2 721,01	
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	2 721,01	205,23	4 291,33	450,97	0,00		7 668,54								
1963			0,00	0,00	39,64	0,00	69,00	0,00	0,00	108,64									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					69,00			69,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	1 425,90	0,00	0,00		1 425,90							1 425,90	
надземная	протяжённость	м			39,64					39,64									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	716,30	0,00	0,00	0,00	0,00		716,30							716,30	
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	716,30	0,00	1 425,90	0,00	0,00		2 142,20								
1964			0,00	0,00	33,90	0,00	93,00	63,03	0,00	189,93									

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжён- ность, м	Кап. вложения, тыс. руб.	Год реализации							
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
подземная, бесканальная	протяжённость	м					93,00	63,03		156,03									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	1 921,86	1 410,66	0,00		3 332,53							3 332,53	
надземная	протяжённость	м			33,90					33,90									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	612,58	0,00	0,00	0,00	0,00		612,58							612,58	
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	612,58	0,00	1 921,86	1 410,66	0,00		3 945,10								
1965			0,00	0,00	0,00	0,00	218,04	75,34	0,00	293,38									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					218,04	75,34		293,38									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	4 505,84	1 686,17	0,00		6 192,01							6 192,01	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	4 505,84	1 686,17	0,00		6 192,01								
1966			0,00	0,00	0,00	0,00	86,54	92,21	0,00	178,75									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					86,54	92,21		178,75									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	1 788,36	2 063,74	0,00		3 852,10							3 852,10	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	1 788,36	2 063,74	0,00		3 852,10								
1967			0,00	0,00	17,88	40,72	61,79	0,00	0,00	120,39									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				40,72	61,79			102,51									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	736,30	1 276,90	0,00	0,00		2 013,20							2 013,20	
надземная	протяжённость	м			17,88					17,88									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	323,09	0,00	0,00	0,00	0,00		323,09							323,09	
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	323,09	736,30	1 276,90	0,00	0,00		2 336,30								
1968			0,00	0,00	0,00	93,61	87,87	51,72	0,00	233,20									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				93,61	87,87	51,72		233,20									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 692,66	1 815,85	1 157,54	0,00		4 666,05							4 666,05	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 692,66	1 815,85	1 157,54	0,00		4 666,05								
1969			0,00	0,00	0,00	34,27	98,15	206,39	0,00	338,81									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				34,27	98,15	206,39		338,81									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	619,67	2 028,29	4 619,18	0,00		7 267,14							7 267,14	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	619,67	2 028,29	4 619,18	0,00		7 267,14								
1970			0,00	0,00	0,00	47,22	37,54	35,34	0,00	120,10									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				47,22	37,54	35,34		120,10									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	853,83	775,77	790,94	0,00		2 420,54							2 420,54	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжён- ность, м	Кап. вложения, тыс. руб.	Год реализации							
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	853,83	775,77	790,94	0,00		2 420,54								
1971			0,00	0,00	0,00	14,37	250,53	6,12	0,00	271,02									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				14,37	250,53	6,12		271,02									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	259,84	5 177,25	136,97	0,00		5 574,06							5 574,06	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	259,84	5 177,25	136,97	0,00		5 574,06								
1972			0,00	0,00	42,95	192,04	19,93	0,00	0,00	254,92									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				192,04	19,93			211,97									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	3 472,47	411,86	0,00	0,00		3 884,33							3 884,33	
надземная	протяжённость	м			42,95					42,95									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	776,11	0,00	0,00	0,00	0,00		776,11							776,11	
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	776,11	3 472,47	411,86	0,00	0,00		4 660,45								
1973			0,00	0,00	0,00	171,35	85,17	22,08	0,00	278,60									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				171,35	85,17	22,08		278,60									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	3 098,36	1 760,05	494,17	0,00		5 352,58							5 352,58	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	3 098,36	1 760,05	494,17	0,00		5 352,58								
1974			0,00	0,00	10,00	0,00	127,56	20,66	0,00	158,22									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					127,56	20,66		148,22									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	2 636,05	462,39	0,00		3 098,44							3 098,44	
надземная	протяжённость	м			10,00					10,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	180,70	0,00	0,00	0,00	0,00		180,70							180,70	
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	180,70	0,00	2 636,05	462,39	0,00		3 279,14								
1975			0,00	0,00	0,00	89,47	97,60	0,00	0,00	187,07									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				89,47	97,60			187,07									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 617,80	2 016,92	0,00	0,00		3 634,72							3 634,72	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 617,80	2 016,92	0,00	0,00		3 634,72								
1976			0,00	0,00	0,00	34,43	76,40	0,00	0,00	110,83									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				34,43	76,40			110,83									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	622,56	1 578,82	0,00	0,00		2 201,38							2 201,38	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	622,56	1 578,82	0,00	0,00		2 201,38								
1977			0,00	0,00	0,00	0,00	23,22	121,67	0,00	144,89									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					23,22	121,67		144,89									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	479,85	2 723,08	0,00		3 202,92							3 202,92	

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжён -ность, м	Кап. вложения, тыс. руб.	Год реализации							
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	479,85	2 723,08	0,00		3 202,92								
1978			0,00	0,00	0,00	0,00	64,32	0,00	0,00	64,32									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					64,32			64,32									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	1 329,18	0,00	0,00		1 329,18							1 329,18	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	1 329,18	0,00	0,00		1 329,18								
1979			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,14	0,00	6,14									
подземная, бесканальная	протяжённость	м						6,14		6,14									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	137,42	0,00		137,42							137,42	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	137,42	0,00		137,42								
1980			0,00	0,00	0,00	0,00	157,76	0,00	0,00	157,76									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					157,76			157,76									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	3 260,14	0,00	0,00		3 260,14							3 260,14	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	3 260,14	0,00	0,00		3 260,14								
1981			0,00	0,00	0,00	0,00	143,36	0,00	0,00	143,36									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					143,36			143,36									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	2 962,56	0,00	0,00		2 962,56							2 962,56	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	2 962,56	0,00	0,00		2 962,56								
1982			0,00	0,00	29,94	48,01	0,00	86,85	0,00	164,80									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				48,01		86,85		134,86									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	868,12	0,00	1 943,78	0,00		2 811,89							2 811,89	
надземная	протяжённость	м			29,94					29,94									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	541,02	0,00	0,00	0,00	0,00		541,02							541,02	
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	541,02	868,12	0,00	1 943,78	0,00		3 352,92								
1983			0,00	0,00	0,00	0,00	162,31	39,56	0,00	201,87									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					162,31	39,56		201,87									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	3 354,17	885,39	0,00		4 239,55							4 239,55	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	3 354,17	885,39	0,00		4 239,55								
1984			0,00	0,00	118,18	0,00	57,44	0,00	0,00	175,62									

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжён-ность, м	Кап. вложения, тыс. руб.	Год реализации							
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
подземная, бесканальная	протяжённость	м					57,44			57,44									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	1 187,01	0,00	0,00		1 187,01							1 187,01	
надземная	протяжённость	м			118,18					118,18									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	2 135,53	0,00	0,00	0,00	0,00		2 135,53							2 135,53	
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	2 135,53	0,00	1 187,01	0,00	0,00		3 322,54								
1985			0,00	0,00	0,00	0,00	121,23	0,00	0,00	121,23									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					121,23			121,23									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	2 505,24	0,00	0,00		2 505,24							2 505,24	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	2 505,24	0,00	0,00		2 505,24								
1986			0,00	0,00	0,00	30,38	146,64	0,00	0,00	177,02									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				30,38	146,64			177,02									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	549,33	3 030,34	0,00	0,00		3 579,67							3 579,67	
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	549,33	3 030,34	0,00	0,00		3 579,67								
1987			0,00	0,00	0,00	0,00	149,21	221,62	0,00	370,83									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					149,21	221,62		370,83									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	3 083,45	4 960,04	0,00		8 043,49							2 705,25	5 338,24
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	3 083,45	4 960,04	0,00		8 043,49								
1988			0,00	0,00	0,00	20,75	189,59	31,64	0,00	241,98									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				20,75	189,59	31,64		241,98									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	375,20	3 917,91	708,13	0,00		5 001,24								5 001,24
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	375,20	3 917,91	708,13	0,00		5 001,24								
1989			0,00	0,00	0,00	0,00	21,42	165,20	0,00	186,62									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					21,42	165,20		186,62									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	442,65	3 697,31	0,00		4 139,96								4 139,96
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	442,65	3 697,31	0,00		4 139,96								
1990			0,00	0,00	26,02	0,00	134,07	164,92	0,00	325,01									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					134,07	164,92		298,99									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	2 770,58	3 691,05	0,00		6 461,63								6 461,63
надземная	протяжённость	м			26,02					26,02									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	470,19	0,00	0,00	0,00	0,00		470,19								470,19

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжён- ность, м	Кап. вложения, тыс. руб.	Год реализации							
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	470,19	0,00	2 770,58	3 691,05	0,00		6 931,81								
1991			0,00	0,00	54,43	0,00	0,00	44,50	0,00	98,93									
подземная, бесканальная	протяжённость	м						44,50		44,50									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	995,95	0,00		995,95								995,95
надземная	протяжённость	м			54,43					54,43									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	983,56	0,00	0,00	0,00	0,00		983,56								983,56
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	983,56	0,00	0,00	995,95	0,00		1 979,51								
1992			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	128,97	0,00	128,97									
подземная, бесканальная	протяжённость	м						128,97		128,97									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 886,46	0,00		2 886,46								2 886,46
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 886,46	0,00		2 886,46								
1993			0,00	0,00	0,00	0,00	110,42	0,00	0,00	110,42									
подземная, бесканальная	протяжённость	м						110,42		110,42									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	2 281,85	0,00	0,00		2 281,85								2 281,85
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	2 281,85	0,00	0,00		2 281,85								
1994			0,00	0,00	0,00	65,62	6,28	62,38	0,00	134,28									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				65,62	6,28	62,38		134,28									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 186,54	129,78	1 396,12	0,00		2 712,44								2 712,44
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 186,54	129,78	1 396,12	0,00		2 712,44								
1996			0,00	0,00	0,00	0,00	36,95	93,79	0,00	130,74									
подземная, бесканальная	протяжённость	м					36,95	93,79		130,74									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	763,58	2 099,10	0,00		2 862,68								2 862,68
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	763,58	2 099,10	0,00		2 862,68								
1997			0,00	0,00	0,00	66,73	0,00	0,00	2 494,60	2 561,33									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				66,73			2 494,60	2 561,33									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 206,61	0,00	0,00	67 843,05		69 049,66								69 049,66
надземная	протяжённость	м								0,00									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	1 206,61	0,00	0,00	67 843,05		69 049,66								

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м							Протяжён- ность, м	Кап. вложения, тыс. руб.	Год реализации							
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ИТОГО			398,44	845,13	10 579,26	3 449,52	6 515,68	6 874,68	2 494,60	31 157,31									
подземная, бесканальная	протяжённость	м	0,00	0,00	23,03	3 449,52	6 515,68	6 874,68	2 494,60	19 357,51									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	297,45	62 374,34	134 647,71	153 861,07	67 843,05		419 023,61								
надземная	протяжённость	м	398,44	845,13	10 556,23	0,00	0,00	0,00	0,00	11 799,80									
	кап. вложения	тыс. руб.	4 319,93	12 217,32	190 752,98	0,00	0,00	0,00	0,00		207 290,23								
всего	кап. вложения	тыс. руб.	4 319,93	12 217,32	191 050,43	62 374,34	134 647,71	153 861,07	67 843,05		626 313,84	0,00	9 950,00	103 000,00	103 000,00	103 000,00	102 999,97	101 180,02	103 183,85

Таблица 62 – Прогнозируемые объемы капитальных затрат, определенные по укрупненным показателям для второй группы инвестиционного проекта по данным удельной стоимости согласно НЦС 81-02-13-2022, тыс. руб. без учёта НДС

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м								Протяжён- ность, м	Кап. вложения, тыс. руб.	Год реализации							
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125	0,15			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1952			76,36	179,36	1 244,11	1 133,00	1 523,03	2 351,35	0,00	102,99	6 610,20									
подземная, бесканальная	протяжённость	м				1 133,00	1 523,03	2 351,35		102,99	5 110,37									
	кап. вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	20 486,94	31 473,69	52 625,17	0,00	3 819,16		108 404,97	102 700,00	5 704,97						
надземная	протяжённость	м	76,36	179,36	1 244,11						1 499,83									
	кап. вложения	тыс. руб.	827,90	2 592,85	22 481,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		25 902,05		25 902,05						
всего	кап. вложения	тыс. руб.	827,90	2 592,85	22 481,29	20 486,94	31 473,69	52 625,17	0,00	3 819,16		134 307,02	102 700,00	31 607,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Таблица 63 – Прогнозируемые объемы капитальных затрат, определенные по укрупненным показателям для третьей группы инвестиционного проекта по данным удельной стоимости согласно НЦС 81-02-13-2022, тыс. руб. без учёта НДС

Тип прокладки тепловой сети	Наименование	Ед. изм.	Условный диаметр, м								Протяжён- ность, м	Кап. вложения, тыс. руб.	Год реализации							
			0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,1	0,125	0,15			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			670,42	2 218,77	0,00	977,26	0,00	0,00	0,00	0,00	3 866,45									
подземная, бесканальная	протяжённость	м	584,16			149,11					733,27									
	кап. вложения	тыс. руб.	4 526,91	0,00	0,00	2 696,21	0,00	0,00	0,00	0,00		7 223,13	7 223,13							
надземная	протяжённость	м	86,26	2 218,77		828,15					3 133,18									
	кап. вложения	тыс. руб.	935,24	32 074,86	0,00	20 950,75	0,00	0,00	0,00	0,00		53 960,85	53 960,85							
всего	кап. вложения	тыс. руб.	5 462,15	32 074,86	0,00	23 646,96	0,00	0,00	0,00	0,00		61 183,97	0,00	61 183,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

12.2 Часть 2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Предложения по источникам инвестиций финансовых потребностей для осуществления мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них сформированы с учетом требований действующего законодательства:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- Постановление правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»;
- Приказ Федеральной Службы по Тарифам Российской Федерации от 13.06.2013 № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (далее по тексту – Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения);

В качестве источников финансирования, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления мероприятий, рассмотрены следующие:

- 1) Плата за подключение потребителей;
- 2) Тариф, в том числе:
 - а) амортизация производственных средств и нематериальных активов;
 - б) инвестиционная составляющая в тарифе;
 - в) прибыль нормативная (расходы на развитие производства по инвестиционной программе);
 - г) расходы на сырье и материалы;
 - д) расчетная предпринимательская прибыль.
- 3) Прочие источники финансирования, в том числе:
 - а) бюджетное финансирование;
 - б) привлеченные средства.

За счет амортизационных отчислений и прочих источников финансирования могут быть реализованы мероприятия по реконструкции ветхих сетей и замене теплогенерирующего оборудования, выработавшего ресурс. Мероприятия, направленные на реконструкцию котельных и тепловых сетей Филиала АО «Нева Энергия», не могут быть в полном объеме отнесены в состав мероприятий, реализуемых за счет амортизационных отчислений. Следовательно, наибольшую часть мероприятий по реконструкции следует отнести к другим источникам финансирования:

- инвестиционная составляющая в тарифе;
- прибыль нормативная (расходы на развитие производства по инвестиционной программе);
- расходы на сырье и материалы;
- расчетная предпринимательская прибыль;
- бюджетное финансирование;
- привлеченные средства.

В счет платы за подключение потребителей могут быть реализованы мероприятия по увеличению тепловой мощности и строительству источников тепловой энергии, мероприятия по строительству новых участков тепловых сетей, а также реконструкции существующих тепловых сетей с увеличением диаметров.

Инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию и прибыль,

направленная на инвестиции, могут быть применены для финансирования мероприятий, направленных на повышение эффективности функционирования источников тепловой энергии, систем транспорта тепловой энергии и систем теплоснабжения в целом.

Все мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, а также все мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей разделены на группы проектов в зависимости от вида и назначения предлагаемых к реализации мероприятий.

Источники финансирования определены для каждой выделенной группы проектов в разрезе по теплоснабжающим и/или теплосетевым организациям и представлены в таблицах 64-65.

Таблица 64 – Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование мероприятия	Источник финансирования
1.1.	В рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 7б, ДОК 7в, ДОК 7г) с выводом котельной № 25 из эксплуатации.	Финансирование проведено ранее. бюджетные средства
1.2.	По результатам проектно-изыскательских работ строительство одного из двух объектов для обеспечения тепловой энергией с заданной надёжностью потребителей первой категории в г. Сланцы: - резервное топливное хозяйство для котельной № 16; - газовая котельную установленной тепловой мощностью 70,0 МВт. Это мероприятие позволит исключить из реестра объектов, обеспечивающих надёжность потребителей первой категории, теплотрассу Ду500 мм от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», которая находится в неработоспособном состоянии.	инвестиционная составляющая в тарифе, прибыль, направленная на инвестиции, прочие источники
1.3.	Строительство двух блочно-модульных котельных (БМК) 20,0 МВт каждая для оказания услуги централизованного теплоснабжения потребителям микрорайона Б. Лучки. Это связано с экспертным заключением о нецелесообразности осуществления теплоснабжения от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»	бюджетные средства

Таблица 65 – Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции тепловых сетей

№ п/п	Наименование мероприятия	Источник финансирования
1.4.	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса	амортизация производственных средств и нематериальных активов, расходы на сырье и материалы, расчетная предпринимательская прибыль, инвестиционная составляющая в тарифе, прибыль, направленная на инвестиции, прочие источники
1.5.	Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующей тепловой нагрузки	плата за подключение к системе теплоснабжения, инвестиционная составляющая в тарифе, прибыль, направленная на инвестиции, прочие источники
1.6.	Реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	бюджетные средства

12.3 Часть 3. Расчеты экономической эффективности инвестиций

Расчет платы за подключение к системе теплоснабжения осуществляется на основании раздела IX.IX Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных Приказом Федеральной Службы по тарифам от 13.06.2013 N 760-э.

Плата за подключение состоит из следующих составляющих:

- расходы на строительство новых и реконструкцию существующих источников теплоснабжения;
- расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (перспективных потребителей);
- расходы на создание и реконструкцию тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (перспективных потребителей);
- расходы на создание и реконструкцию тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей;
- налог на прибыль.

Согласно п. 167 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных Приказом Федеральной Службы по тарифам от 13.06.2013 N 760-э:

«Расчет платы за подключение в расчете на единицу мощности подключаемой тепло-вой нагрузки производится по представленным в орган регулирования прогнозным данным о планируемых на календарный год расходах на подключение, определенных в соответствии с прогнозируемым спросом на основе представленных заявок на подключение в зонах существующей и будущей застройки на основании утвержденных в установленном порядке схемы теплоснабжения и (или) инвестиционной программы, а также с учетом положений пункта 173 настоящих Методических указаний».

Таким образом, при условии корректного расчета размера платы за подключение к системе теплоснабжения, инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий, направленных на подключение новых потребителей, будут являться эффективными. Реализация рассматриваемых мероприятий позволит выполнить присоединение перспективных потребителей и обеспечит прирост полезного отпуска тепловой энергии.

Инвестиции в мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых покрываются за счет ежегодных амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Расчет амортизационных отчислений произведён по линейному способу амортизационных отчислений с учетом прироста в связи с реализацией мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в период 2023-2030 гг.

Мероприятия, финансирование которых обеспечивается за счет амортизационных отчислений, являются обязательными и направлены на повышение надежности работы систем теплоснабжения и обновление основных фондов. Данные затраты необходимы для повышения надежности работы системы теплоснабжения потребителей, так как ухудшение

состояния оборудования и теплотрасс, приводит к авариям, а невозможность своевременного и качественного ремонта приводит к их росту. Увеличение аварийных ситуаций приводит к увеличению потерь энергии в сетях при транспортировке, в том числе сверхнормативных, что в свою очередь негативно влияет на качество, безопасность и бесперебойность энергоснабжения населения и других категорий потребителей.

В результате обновления оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей ожидается снижение потерь тепловой энергии при передаче по тепловым сетям, снижение удельных расходов топлива на производство тепловой энергии, в результате чего обеспечивается эффективность инвестиций.

Инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения

Источниками инвестиций, обеспечивающими финансовые потребности для реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения, являются:

- 1) инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию;
- 2) прибыль, направленная на инвестиции;
- 3) прочие источники финансирования.

При расчете инвестиционной составляющей в тарифе учитываются следующие показатели:

- расходы на реализацию мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и повышение качества оказываемых услуг;

- экономический эффект от реализации мероприятий.

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
- обеспечение развития инфраструктуры города, в том числе социально-значимых объектов;
- повышение качества и надежности теплоснабжения;
- снижение аварийности систем теплоснабжения;
- снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения;
- снижение уровня потерь тепловой энергии, в том числе за счет снижения сверхнормативных утечек теплоносителя в период ликвидации аварий;
- снижение удельных расходов топлива при производстве тепловой энергии;
- снижение численности ППП (при выводе котельных из эксплуатации и переоборудовании котельных в ЦТП).

12.4 Часть 4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения

Производственная программа

Производственная программа на каждый год расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения при расчете ценовых последствий для потребителей определена с учетом ежегодных изменений следующих показателей:

- отпуск тепловой энергии в сеть;
- покупка тепловой энергии;
- расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды;

- потери тепловой энергии в тепловых сетях;
- полезный отпуск тепловой энергии.

Изменения перечисленных выше величин обусловлены следующими факторами:

- прирост тепловой нагрузки в результате присоединения перспективных потребителей;
- изменение величины потерь тепловой энергии в тепловых сетях в результате изменения характеристик участков тепловых сетей (протяженность, диаметр, способ прокладки, период ввода в эксплуатацию);
- изменение балансов тепловой энергии в результате изменения зон теплоснабжения и переключения групп потребителей между источниками.

Производственные издержки на источниках тепловой энергии

Для каждого года расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения на источниках теплоснабжения произведен расчет изменения производственных издержек:

- затраты на топливо;
- затраты электрической энергии на отпуск тепловой энергии в сеть;
- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений;
- амортизационные отчисления, определяемые исходя из стоимости основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с «Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы», утверждённой Постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1;
- прочие затраты.

При расчете ценовых последствий производственные издержки на каждый год расчетного периода определены с учетом изменения перечисленных выше издержек, а также с применением индексов-дефляторов для приведения величины затрат в соответствии с ценами соответствующих лет.

Численность промышленно-производственного персонала источников комбинированной тепловой энергии определена на основании следующих документов:

- «Нормативы численности промышленно-производственного персонала ТЭС» (М., ОАО «ЦОТЭНЕРГО», 2004);
- «Единые межотраслевые нормы обслуживания оборудования тепловых электростанций и гидроэлектростанций» (М., Энергонот, 1989).

Численность промышленно-производственного персонала котельных определена на основании:

- «Нормативов численности промышленно-производственного персонала котельных в составе электростанций и сетей», М., ОАО «ЦОТЭНЕРГО», 2004;
- Рекомендаций по нормированию труда работников энергетического хозяйства», (М., ЦНИС, 1999);
- «Рекомендаций по определению численности эксплуатационного персонала котельных, оборудованных паровыми котлами до 1,4 МПа (14 кгс/см²) и водогрейными котлами с температурой до 200°С» (Сантехпроект, М., 1992);
- «Единых межотраслевых норм обслуживания рабочими оборудования тепловых электростанций» (М., 1973).

Затраты на топливо определены, исходя из годового расхода топлива и его цены с учетом индексов-дефляторов для соответствующего года. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии представлены в Главе 10 Обосновывающих материалов «Перспективные топливные балансы».

Производственные издержки по тепловым сетям

Производственные издержки по тепловым сетям включают в себя следующие элементы затрат:

- амортизационные отчисления по тепловой сети, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с «Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы», утверждённой Постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1;
- затраты на оплату труда персонала;
- затраты на ремонт;
- затраты электроэнергии на транспортировку теплоносителя;
- затраты на компенсацию потерь тепловой энергии в тепловой сети;
- прочие затраты.

Представленные расчеты ценовых последствий являются оценочными (предварительными) расчетами ценовых последствий при реализации мероприятий, с учетом прогнозных показателей социально-экономического развития и носят рекомендательную направленность.

Ценовые последствия рассчитаны исключительно для оценки эффективности предлагаемых программ развития и модернизации систем теплоснабжения муниципального образования и будут корректироваться ежегодно.

План капитальных вложений в ценах 2022 года без учёта НДС представлен в таблице 66.

Таблица 66 – План капитальных вложений в ценах 2022 года без учёта НДС

№ п/п	Наименование группы мероприятий	Величина финансирования, тыс. руб. без учёта НДС	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
1	Строительство, реконструкция и техническое перевооружение источников тепловой энергии	310 000,00	15 000,00	25 000,00	110 000,00	0,00	40 000,00	120 000,00	0,00	0,00	если строится топливное хозяйство
		370 000,00	0,00	10 000,00	200 000,00	0,00	40 000,00	120 000,00	0,00	0,00	если строится котельная 70,0 МВт
2	Реконструкция тепловых сетей и сооружений на них, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса	626 313,84	0,00	9 950,00	103 000,00	103 000,00	103 000,00	102 999,97	101 180,02	103 183,85	
3	Строительство и (или) реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	134 307,02	102 700,00	31 607,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
4	Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующей тепловой нагрузки	61 183,98	0,00	61 183,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	ИТОГО	1 131 804,84	117 700,00	127 741,00	213 000,00	103 000,00	143 000,00	222 999,97	101 180,02	103 183,85	если строится топливное хозяйство
		1 191 804,84	102 700,00	112 741,00	303 000,00	103 000,00	143 000,00	222 999,97	101 180,02	103 183,85	если строится котельная 70,0 МВт

12.5 Часть 5. Нормативные правовые акты и (или) договоры, подтверждающие наличие источников финансирования

Расчет ценовых последствий для потребителей выполнен в соответствии с требованиями действующего законодательства:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- Основы ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075;
- Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения (с изменениями и дополнениями), утверждены Приказом Федеральной службы по тарифам № 760-э от 13.06.2013.

Тариф на тепловую энергию, поставляемую потребителям

Расчет ценовых последствий для потребителей выполнен по зонам деятельности ЕТО. Согласно Главе 15 обосновывающих материалов «Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации», зона деятельности ЕТО Филиал АО «Нева Энергия» охватывает всю систему теплоснабжения Сланцевского городского поселения.

Ценовые последствия для потребителей тепловой энергии определены как изменение показателя «необходимая валовая выручка (далее по тексту - НВВ), отнесенная к полезному отпуску», в течение расчетного периода схемы теплоснабжения.

Данный показатель отражает изменения постоянных и переменных затрат на производство, передачу и сбыт тепловой энергии потребителям.

12.6 Часть 6. Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности

В ходе актуализации Схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения пересмотрены перспективные планы развития поселения, скорректированы мероприятия, а, соответственно, объёмы инвестиций (финансовых потребностей) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей.

ГЛАВА 13 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

13.1 Часть 1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях

Предлагаемые в схеме мероприятия по замене ветхих, выработавших эксплуатационный ресурс участков тепловых сетей на трубопроводы предварительно изолированных стальных труб в ППУ изоляции с использованием современных материалов и технологий повышают надежность и эффективность работы системы транспорта и распределения тепловой энергии. С учетом проводимых плановых ремонтов сетей предполагается, что в перспективе количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях не превысят 0,05 ед./км.

Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях (ед./км) на территории Сланцевского городского поселения в период действия Схемы теплоснабжения приведены в таблице 67.

Таблица 67 – Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на территории Сланцевского городского поселения, ед./км

Наименование котельной	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16	0,56	0,52	0,45	0,38	0,30	0,22	0,14	0,07	0,05
Котельная № 25	0	Наружные тепловые сети отсутствуют. Вывод из эксплуатации в 2022 году							
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						0,09	0,07	0,05
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						0,09	0,07	0,05
Бойлерная «А»	0,36	0,34	0,30	0,25	0,20	0,14	0,09		

13.2 Часть 2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии

Согласно данным статической годовой отчетности на источниках теплоснабжающих организациях технологических нарушений, приведших к прекращению подачи тепловой энергии – не зафиксировано. Отдельные остановки оборудования не влияли на качество предоставления услуги теплоснабжения для потребителей. Неполадки в работе оборудования устранялись силами ремонтного персонала эксплуатирующей организации в порядке текущей эксплуатации. В целом прекращение производства тепловой энергии не прекращалось. Последствия от происходивших инцидентов на котловом оборудовании решались за счёт переключений на имеющиеся резервные мощности. Восстановление оборудования источников производилось оперативно (менее чем за 8 часов).

Предлагаемые в схеме мероприятия по реконструкции котельных повышают надежность работы источников теплоснабжения.

Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии (ед./Гкал/ч в год) на территории Сланцевского городского поселения в период действия Схемы теплоснабжения приведены в таблице 68.

Таблица 68 – Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения, ед./Гкал/ч в год

Наименование котельной	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 25	0	Вывод из эксплуатации в 2022 году							
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						0	0	0
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						0	0	0
Бойлерная «А»	0	0	0	0	0	0	0		

13.3 Часть 3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных)

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии на территории на территории Сланцевского городского поселения, приведен в таблице 69.

Таблица 69 – Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии на территории на территории Сланцевского городского поселения, кг у. т./Гкал

Наименование котельной	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16	158,57	160,08	160,08	160,08	160,08	160,08	160,08	160,08	160,08
Котельная № 25	150,70	Вывод из эксплуатации в 2022 году							
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						159,07	159,07	159,07
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						159,07	159,07	159,07
ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» для Бойлерной «А»	192,63	181,14	181,14	181,14	181,14	181,14	181,14	181,14	181,14

13.4 Часть 4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети на территории Сланцевского городского поселения представлено в таблице 70.

Таблица 70 – Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети на территории Сланцевского городского поселения, Гкал/м²

Наименование котельной	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16	3,22	3,22	2,94	2,67	2,40	2,15	1,90	1,67	1,44
Котельная № 25	0	Наружные тепловые сети отсутствуют. Вывод из эксплуатации в 2022 году							
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						0,97	0,91	0,90
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						0,97	0,91	0,90
Бойлерная «А»	2,23	2,23	2,17	2,11	2,06	2,00	0,97		

13.5 Часть 5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности

Коэффициент использования установленной тепловой мощности (КИУМ) на территории Сланцевского городского поселения представлен в таблице 71.

Таблица 71 – Коэффициент использования установленной тепловой мощности на территории Сланцевского городского поселения, о.е.

Наименование котельной	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16	0,20	0,21	0,20	0,20	0,20	0,19	0,19	0,19	0,18
Котельная № 25		Вывод из эксплуатации в 2022 году							
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						0,20	0,20	0,20
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						0,19	0,18	0,18
Бойлерная «А»	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34		

13.6 Часть 6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке

Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке, на территории Сланцевского городского поселения представлена в таблице 72.

Таблица 72 – Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке, на территории Сланцевского городского поселения, м²/(Гкал/ч)

Наименование котельной	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16	131,41	131,41	131,41	131,41	131,41	131,41	131,41	131,41	131,41
Котельная № 25	0	Наружные тепловые сети отсутствуют. Вывод из эксплуатации в 2022 году							
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						171,3	171,3	171,3
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						182,2	182,2	182,2
Бойлерная «А»	282,95	282,95	282,95	282,95	282,95	282,95	282,95		

13.7 Часть 7. Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения)

На территории Сланцевского городского поселения источником с комбинированной выработки электрической и тепловой энергии является ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ». В связи с тем, что электрическая энергия, вырабатываемая на ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», отпускается только на собственные нужды ТЭЦ и нужды ОАО «Сланцевский цементный завод «ЦЕСЛА», комбинированный режим выработки электрической и тепловой энергии на ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» в Схеме теплоснабжения не рассматривается.

13.8 Часть 8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии

На территории Сланцевского городского поселения источником с комбинированной выработки электрической и тепловой энергии является ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ». В связи с тем, что электрическая энергия, вырабатываемая на ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», отпускается только на собственные нужды ТЭЦ и нужды ОАО «Сланцевский цементный завод «ЦЕСЛА», комбинированный режим выработки электрической и тепловой энергии на ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» в Схеме теплоснабжения не рассматривается.

13.9 Часть 9. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

На территории Сланцевского городского поселения источником с комбинированной выработки электрической и тепловой энергии является ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ». В связи с тем, что электрическая энергия, вырабатываемая на ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», отпускается только на собственные нужды ТЭЦ и нужды ОАО «Сланцевский цементный завод «ЦЕСЛА», комбинированный режим выработки электрической и тепловой энергии на ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ» в Схеме теплоснабжения не рассматривается.

13.10 Часть 10. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии

По состоянию на 31.12.2021 в Сланцевском городском поселении оборудованы приборами коммерческого учета тепловой энергии 114 тепловых ввода потребителей - в МКД установлены УУТЭ в количестве 44 единиц, у ЮЛ расчет ведется по 70 УУТЭ. Наиболее распространены узлы коммерческого учета на базе тепловычислителей производства ЗАО «НПФ «Логика», Холдинга «Теплоком» и ЗАО «Взлет», г. Санкт-Петербург.

Населению (МКД) в 2021 году отпущено тепловой энергии по приборам учета 31 472 Гкал, по нормативу – 120 483 Гкал.

Юридическим лицам (ЮЛ) в 2021 году отпущено тепловой энергии по приборам учета 17 305 Гкал, по нормативу – 9 882 Гкал.

Дальнейшее оснащение потребителей приборами учёта планируется осуществлять при наличии технической возможности и при капитальном ремонте.

Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения представлена в таблице 73.

Таблица 73 – Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения, %

Наименование котельной	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16	27,2	27,2	27,5	27,8	28,1	28,4	28,7	29,0	29,3
Котельная № 25	0	Вывод из эксплуатации в 2022 году							
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						28,7	29,0	29,3
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						28,7	29,0	29,3
Бойлерная «А»	27,2	27,2	27,5	27,8	28,1	28,4	28,7		

13.11 Часть 11. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)

Средневзвешенный срок эксплуатации тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения приведен в таблице 74.

Таблица 74 – Средневзвешенный срок эксплуатации тепловых сетей на территории Сланцевского городского поселения, лет

Наименование котельной	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16	23,9	23,4	22,8	22,3	21,9	21,5	20,8	20,2	18,9
Котельная № 25	0	Наружные тепловые сети отсутствуют. Вывод из эксплуатации в 2022 году							
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						22,6	20,2	18,9
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						24,2	20,2	18,9
Бойлерная «А»	35,9	35,0	34,1	33,1	30,8	27,8	23,3		

13.12 Часть 12. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения)

В таблице 75 приведены значения отношения материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловой сети котельных на территории Сланцевского городского поселения

Таблица 75 – Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловой сети котельных на территории Сланцевского городского поселения, %

Наименование котельной	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16	0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Котельная № 25	0	Наружные тепловые сети отсутствуют. Вывод из эксплуатации в 2022 году							
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						2,9	5,8	5,8
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						2,9	5,8	5,8
Бойлерная «А»	0	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	2,9		

13.13 Часть 13. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа, города федерального значения)

Отношение установленной тепловой мощности источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения, приведено в таблице 76.

Таблица 76 – Отношение установленной тепловой мощности источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

Наименование котельной	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная № 16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 25	0	Вывод из эксплуатации в 2022 году							

Наименование котельной	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						0	0	0
БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4	Ввод в эксплуатацию в 2028 году						0	0	0
Бойлерная «А»	0	0	0	0	0	0	0		

13.14 Часть 14. Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях

Зафиксированные факты нарушения антимонопольного законодательства (выданные предупреждения, предписания) в сфере теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.15 Часть 15. Целевые значения ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.15.1 Доля выполненных мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, необходимых для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения в соответствии с перечнем и сроками, которые указаны в схеме теплоснабжения

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.15.2 Количество аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках тепловой энергии и тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.15.3 Продолжительность планового перерыва в горячем водоснабжении в связи с производством ежегодных ремонтных и профилактических работ в централизованных сетях инженерно-технического обеспечения горячего водоснабжения в межотопительный период в ценовой зоне теплоснабжения

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.15.4 Коэффициент использования установленной тепловой мощности источников тепловой энергии в ценовой зоне теплоснабжения

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.15.5 Доля бесхозяйных тепловых сетей, находящихся на учете бесхозяйных недвижимых вещей более 1 года, в ценовой зоне теплоснабжения

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.15.6 Удовлетворенность потребителей качеством теплоснабжения в ценовой зоне теплоснабжения

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.15.7 Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.15.8 Снижение потерь тепловой энергии в тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.16 Часть 16. Существующие и перспективные значения целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского округа, подлежащие достижению каждой единой теплоснабжающей организацией, функционирующей на территории такого поселения, городского округа, к которым относятся:

13.16.1 Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в одноструйном исчислении сверх предела разрешенных отклонений

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.16.2 Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/ч установленной мощности сверх предела разрешенных отклонений

Ценовые зоны теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения отсутствуют.

13.17 Часть 17. Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, а в ценовых зонах теплоснабжения также изменений (фактических данных) в достижении ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии, целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского округа с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения

В утверждённой Схеме индикаторы развития системы теплоснабжения Сланцевского городского поселения разработаны для поселения в целом. В актуализируемой Схеме индикаторы развития системы теплоснабжения Сланцевского городского поселения разработаны для каждой системы теплоснабжения.

ГЛАВА 14 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

14.1 Часть 1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Показатели тарифно-балансовой модели по каждой системе теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения приведены в таблице 77.

Таблица 77 – Показатели тарифно-балансовой модели по каждой системе теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения

Показатели	Един. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Филиал АО «Нева Энергия» в г. Сланцы										
Отпуск тепловой энергии	Гкал/год	239 272	240 636	237 341	234 150	231 057	228 058	188 279	217 564	214 139
Тариф на производство тепловой энергии (сред) с учетом индексов МЭР	руб./Гкал	2 367,62	2 476,53	2 590,45	2 709,61	2 834,25	2 964,63	3 101,00	3 243,65	3 392,86
Доля капитальных затрат в тарифе, руб./Гкал	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	30%	0,000	128,068	129,846	131,615	133,377	135,131	163,681	141,649	143,914
	50%	0,000	213,446	216,409	219,359	222,295	225,218	272,802	236,081	239,857
	70%	0,000	298,825	302,973	307,102	311,213	315,305	381,923	330,513	335,800
	100%	0,000	426,892	432,819	438,717	444,590	450,436	545,604	472,162	479,715
Индекс-дефлятор МЭР (инфляция среднегодовая)	%	104	104	105	104,7	104,5	103,9	103,4	102,8	102,5
Прогнозный тариф с инвестиционной составляющей, руб./Гкал	0%	2 367,62	2 476,53	2 590,45	2 709,61	2 834,25	2 964,63	3 101,00	3 243,65	3 392,86
	30%	2 367,62	2 604,60	2 720,30	2 841,23	2 967,63	3 099,76	3 264,68	3 385,30	3 536,77
	50%	2 367,62	2 689,98	2 806,86	2 928,97	3 056,55	3 189,85	3 373,80	3 479,73	3 632,71
	70%	2 367,62	2 775,36	2 893,42	3 016,71	3 145,47	3 279,93	3 482,93	3 574,16	3 728,66
	100%	2 367,62	2 903,42	3 023,27	3 148,33	3 278,84	3 415,07	3 646,61	3 715,81	3 872,57

14.2 Часть 2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

На территории Сланцевского городского поселения статус единой теплоснабжающей организации присвоен ЗАО «Нева Энергия» (с 07.06.2017 – АО «Нева Энергия») Постановлением администрации муниципального образования Сланцевский муниципальный район Ленинградской области от 14.10.2013 № 1478-п «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области и присвоении статуса единой теплоснабжающей организации ЗАО «Нева Энергия».

Показатели тарифно-балансовой модели по единой теплоснабжающей организации на территории Сланцевского городского поселения

представлены в таблице 78.

Таблица 78 – Показатели тарифно-балансовой модели по единой теплоснабжающей организации на территории Сланцевского городского поселения

Показатели	Един. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ЕТО - Филиал АО «Нева Энергия» в г. Сланцы										
Отпуск тепловой энергии	Гкал/год	239 272	240 636	237 341	234 150	231 057	228 058	188 279	217 564	214 139
Тариф на производство тепловой энергии (сред) с учетом индексов МЭР	руб./Гкал	2 367,62	2 476,53	2 590,45	2 709,61	2 834,25	2 964,63	3 101,00	3 243,65	3 392,86
Доля капитальных затрат в тарифе, руб./Гкал	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	30%	0,000	128,068	129,846	131,615	133,377	135,131	163,681	141,649	143,914
	50%	0,000	213,446	216,409	219,359	222,295	225,218	272,802	236,081	239,857
	70%	0,000	298,825	302,973	307,102	311,213	315,305	381,923	330,513	335,800
	100%	0,000	426,892	432,819	438,717	444,590	450,436	545,604	472,162	479,715
Индекс-дефлятор МЭР (инфляция среднегодовая)	%	104	104	105	104,7	104,5	103,9	103,4	102,8	102,5
Прогнозный тариф с инвестиционной составляющей, руб./Гкал	0%	2 367,62	2 476,53	2 590,45	2 709,61	2 834,25	2 964,63	3 101,00	3 243,65	3 392,86
	30%	2 367,62	2 604,60	2 720,30	2 841,23	2 967,63	3 099,76	3 264,68	3 385,30	3 536,77
	50%	2 367,62	2 689,98	2 806,86	2 928,97	3 056,55	3 189,85	3 373,80	3 479,73	3 632,71
	70%	2 367,62	2 775,36	2 893,42	3 016,71	3 145,47	3 279,93	3 482,93	3 574,16	3 728,66
	100%	2 367,62	2 903,42	3 023,27	3 148,33	3 278,84	3 415,07	3 646,61	3 715,81	3 872,57

14.3 Часть 3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей

Основные параметры формирования тарифов:

- тариф ежегодно формируется и пересматривается;
- в необходимую валовую выручку для расчета тарифа включаются экономически обоснованные эксплуатационные затраты;
- исходя из утвержденных финансовых потребностей реализации проектов схемы, в течение установленного срока возврата инвестиций в тариф включается инвестиционная составляющая, складывающаяся из амортизации по объектам инвестирования и расходов на финансирование реализации проектов схемы из прибыли с учетом возникающих налогов;
- тарифный сценарий обеспечивает финансовые потребности планируемых проектов схемы и необходимость выполнения финансовых обязательств перед финансирующими организациями;
- для обеспечения доступности услуг потребителям должны быть выработаны меры сглаживания роста тарифов при инвестировании.

Таким образом, в рамках этой финансовой модели: тариф ежегодно пересматривается или индексируется, но исходя из утвержденной инвестиционной программы; определен долгосрочный период, в течение которого в тариф включается обоснованная инвестиционная составляющая, обеспечивающая финансовые потребности инвестиционной программы. При этом тарифное регулирование становится более предсказуемым и обеспечивает финансирование производственной деятельности организации коммунального комплекса по поставкам тепловой энергии и инвестиционной деятельности в рамках утвержденной инвестиционной программы.

В большинстве случаев источниками финансирования инвестиционной программы в коммунальной сфере являются заемные средства (не менее 80% инвестиционных затрат), привлекаемые на срок 5-6 лет; тарифное сглаживание может быть обеспечено также постепенным «нагрузением» тарифа инвестиционной составляющей, которая обеспечивает возврат и обслуживание привлеченных займов; при этом должен быть предусмотрен и согласован с банком индивидуальный график возврата займов неравными долями; это непривычно для банков, но достижимо и является самой эффективной и доступной мерой по сглаживанию тарифных последствий инвестирования; такая схема позволяет осуществить капитальные вложения (реконструкцию) в сжатые сроки, растянуть возврат инвестиций на 6-8 лет и обеспечить рост тарифной нагрузки на потребителей ежегодно на уровне 15-22% (после этого срока тариф снижается на величину порядка 20-30%).

14.4 Часть 4. Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения

Изменения (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения связаны с пересмотром программы мероприятий для реализации в рамках актуализированной Схемы теплоснабжения.

ГЛАВА 15 РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

15.1 Часть 1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах Сланцевского городского поселения, представлен в таблице 79.

Таблица 79 - Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах Сланцевского городского поселения

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Наименование системы теплоснабжения
1	Филиал АО «Нева Энергия» в г. Сланцы	
1.1	Котельная № 16	Центральный жилой район г. Сланцы
1.2	Котельная № 25 ДОК	
2	ООО «Сланцы»	
2.1	ТЭЦ ООО «Сланцы»	Микрорайон Большие Лучки

15.2 Часть 2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

На территории Сланцевского городского поселения статус единой теплоснабжающей организации присвоен филиалу АО «Нева Энергия» в г. Сланцы

Реестр единых теплоснабжающих организаций на территории Сланцевского городского поселения, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации, представлен в таблице 80.

Таблица 80 - Реестр единых теплоснабжающих организаций на территории Сланцевского городского поселения, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

№ п/п	Наименование единой теплоснабжающей организации	Наименование системы теплоснабжения
1	Филиал АО «Нева Энергия» в г. Сланцы	
1.1	Котельная № 16	Центральный жилой район г. Сланцы
1.2	Котельная № 25 ДОК	
1.3	Бойлерная «А» (от ТЭЦ ООО «Сланцы»)	Микрорайон Большие Лучки

15.3 Часть 3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

На территории Сланцевского городского поселения статус единой теплоснабжающей организации присвоен филиалу АО «Нева Энергия» в г. Сланцы.

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, приведенных в Постановлении Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, муниципального образования.

2. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

3. Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, муниципального образования лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

4. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

- размер собственного капитала;

- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

5. В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

6. В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном

основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

7. Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

8. В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

9. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

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

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

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

Деятельность Филиала АО «Нева Энергия» в г. Сланцы является профильной и позволяет обеспечить надежность и качество поставки тепловой энергии потребителям на территории Сланцевского городского поселения:

- в организации имеется в требуемом количестве квалифицированный персонал для обслуживания и ремонта котельного оборудования и тепловых сетей;

- в организации имеются необходимые приборы и инструмент для проведения ремонтных и наладочных работ на котельных и тепловых сетях;

- организация эксплуатирует на территории Сланцевского городского поселения в своих изолированных зонах источники тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловые сети с наибольшей емкостью.

15.4 Часть 4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

На территории Сланцевского городского поселения статус единой теплоснабжающей организации присвоен филиалу АО «Нева Энергия» в г. Сланцы.

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения заявок от других теплоснабжающих организаций на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не поступало.

15.5 Часть 5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

На момент актуализации схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения статус единой теплоснабжающей организации присвоен Филиалу АО «Нева Энергия» в г. Сланцы.

Границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации на территории Сланцевского городского поселения совпадают с зонами действия эксплуатируемых источников тепла.

15.6 Часть 6. Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений

За период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения, изменения в зонах деятельности Филиала АО «Нева Энергия» в г. Сланцы отсутствуют.

ГЛАВА 16 РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

16.1 Часть 1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения представлен в таблице 81.

Таблица 81 - Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии на территории Сланцевского городского поселения

№ п/п	Наименование мероприятия	Величина финансирования, млн. руб. без учёта НДС	Год выполнения
1.1.	В рамках актуализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления планируется для потребителей котельной № 25 - трёх домов по 8 квартир (ул. ДОК 7б, ДОК 7в, ДОК 7г) с выводом котельной № 25 из эксплуатации. В ходе выполнения этого мероприятия установлены двухконтурные индивидуальные газовые котлы в каждой квартире. Осуществлено подключение котлов к системе газоснабжения. В 2022 году планируется в каждой квартире осуществить подключение отопительных приборов к котлу.	Финансирование проведено ранее.	2022
1.2.	По результатам проектно-изыскательских работ планируется строительство одного из двух объектов для обеспечения тепловой энергией с заданной надёжностью потребителей первой категории в г. Сланцы: - резервное топливное хозяйство для котельной № 16; - газовая котельную установленной тепловой мощностью 70,0 МВт ** Это мероприятие позволит исключить из реестра объектов, обеспечивающих надёжность потребителей первой категории, теплотрассу Ду500 мм от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ», которая находится в неработоспособном состоянии.	150,00* (210,00)*	2023-2026 (2025-2026)
1.3.	Строительство двух блочно-модульных котельных (БМК) 20,0 МВт каждая для оказания услуги централизованного теплоснабжения потребителям микрорайона Б. Лучки. Это связано с экспертным заключением о нецелесообразности осуществления теплоснабжения от ТЭЦ ООО «СЛАНЦЫ»	160,00*	2027-2028

* Точная величина финансирования мероприятия будет определена на этапе выполнения проектных работ.

** В случае принятия решения об отказе строительства резервного топливного хозяйства при котельной № 16.

16.2 Часть 2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них на территории Сланцевского городского поселения представлен в таблице 82.

Таблица 82 - Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них на территории Сланцевского городского поселения

№ п/п	Наименование мероприятия	Величина финансирования, млн. руб. без учёта НДС	Год выполнения
1.4.	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса	626,31	2024-2030
1.5.	Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующей тепловой нагрузки	61,18	2024
1.6.	Реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	134,31	2023-2024

16.3 Часть 3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения

На территории Сланцевского городского поселения действует закрытая система горячего водоснабжения. В связи с этим мероприятия, обеспечивающие переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения, не разрабатываются.

ГЛАВА 17 ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

17.1 Часть 1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

17.2 Часть 2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

17.3 Часть 3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

ГЛАВА 18 СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

18.1. Часть 1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения

В ходе разработки Схемы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения рассмотрены перспективные планы развития поселения, скорректировано содержание всех книг с учетом предложений от теплоснабжающей организации, в разрезе планируемого и необходимого технического перевооружения источников тепловой энергии, системы транспорта, и распределения тепловой энергии. Кроме того, откорректированы значения технико-экономических показателей работы источников тепловой энергии с учетом состояния в базовом 2021 году.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно требованию, п. 8 статьи 23 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» обязательными критериями принятия решений в отношении развития систем теплоснабжения являются:

- обеспечение надёжности теплоснабжения потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение в расчёте на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
- учёт инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, указанных организаций, региональных программ, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также программами электрификации и газификации.

Описание текущего состояния системы теплоснабжения, возможные и оптимальные пути реализации мероприятий по развитию Сланцевского городского поселения, а также объем необходимых инвестиций для реализации выбранных вариантов развития отражены в актуализированном документе – «Схема теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения»

Предлагаемые в схеме теплоснабжения основные направления развития инфраструктуры централизованного теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения на срок действия Генерального плана Сланцевского городского поселения (до 2030 года) дают возможность принятия стратегических решений по развитию различных отраслей экономики Сланцевского городского поселения.

Развитие системы теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения в течение расчётного срока предлагается базировать на комплексе работ:

- на преимущественном использовании существующих источников тепловой энергии, находящихся в ведении организаций, занятых в сфере теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения;
- на установке приборов коммерческого учета тепловой энергии для проведения расчетов между теплоснабжающей организацией и потребителями (юридические и физические лица, управляющие компании) по фактическим значениям потребленной тепловой энергии.

В соответствии с «Требованиями к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждёнными Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», схема теплоснабжения подлежит ежегодно актуализации в отношении следующих данных:

- изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счёт перераспределения тепловой нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;
- внесение изменений в схему теплоснабжения или отказ от внесения изменений, в части включения в неё мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;
- строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в

связи с исчерпанием установленного и продлённого ресурсов;

- баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов резервных запасов топлива;
- финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники их покрытия.

Актуализация схем теплоснабжения осуществляется в соответствии с требованиями к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения. Уведомление о проведении ежегодной актуализации схемы теплоснабжения размещается не позднее 15 января года, предшествующего году, на который актуализируется схема. Актуализация схемы теплоснабжения должна быть осуществлена не позднее 1 июля года, предшествующего году актуализации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Работа выполнена на основании следующих документов:

1. Федеральный закон от 27.07.2010 N 190-ФЗ «О теплоснабжении» (редакция от 02.07.2021).
2. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ (с изменениями на 06.12.2021);
3. Федеральный закон от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в части внесения изменений в закон «О теплоснабжении» (в ред. Федеральных Законов от 30.12.2012 N 291-ФЗ, от 30.12.2012 N 318-ФЗ, от 23.07.2013 N 250-ФЗ, от 29.12.2014 N 458-ФЗ, от 29.07.2017 N 217-ФЗ);
4. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в ред. Федеральных законов от 08.05.2010 N 83-ФЗ, от 27.07.2010 N 191-ФЗ, от 27.07.2010 N 237-ФЗ, от 11.07.2011 N 197-ФЗ, от 11.07.2011 N 200-ФЗ, от 18.07.2011 N 242-ФЗ, от 03.12.2011 N 383-ФЗ, от 06.12.2011 N 402-ФЗ, от 07.12.2011 N 417-ФЗ, от 12.12.2011 N 426-ФЗ, от 25.06.2012 N 93-ФЗ, от 10.07.2012 N 109-ФЗ, от 25.12.2012 N 270-ФЗ, от 05.04.2013 N 44-ФЗ, от 07.06.2013 N 113-ФЗ, от 02.07.2013 N 185-ФЗ, от 28.12.2013 N 396-ФЗ, от 28.12.2013 N 399-ФЗ, от 28.12.2013 N 401-ФЗ, от 04.10.2014 N 291-ФЗ, от 04.11.2014 N 339-ФЗ, от 04.11.2014 N 344-ФЗ, от 29.12.2014 N 458-ФЗ, от 29.12.2014 N 466-ФЗ, от 29.06.2015 N 176-ФЗ, от 13.07.2015 N 233-ФЗ, от 03.07.2016 N 269-ФЗ, от 26.07.2017 N 196-ФЗ, от 29.07.2017 N 217-ФЗ, от 29.07.2017 N 279-ФЗ, от 23.04.2018 N 107-ФЗ, от 19.07.2018 N 221-ФЗ, от 29.07.2018 N 255-ФЗ, от 03.08.2018 N 340-ФЗ, от 27.12.2018 N 522-ФЗ, от 26.07.2019 N 241-ФЗ, от 11.06.2021 N 170-ФЗ);
5. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (с изменениями и дополнениями);
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 05.05.2010 N 340»;
7. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»;
8. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) от 12.03.2013 N 103 «Об утверждении Правил оценки готовности к отопительному периоду»;
9. Распоряжение Губернатора Ленинградской области от 30.04.2021 № 507-рг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021 - 2025 годы и признании утратившим силу распоряжения Губернатора Ленинградской области от 30 апреля 2020 года № 366-рг»;
10. Генеральный план муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области, утверждённый Решением совета депутатов муниципального образования № 352-гсд от 26.06.2012 с изменениями, внесёнными постановлением Правительства Ленинградской области от

25.12.2018 № 513 «О внесении изменений в Генеральный план муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области»;

11. Схема теплоснабжения Сланцевского городского поселения, утверждённая постановлением администрации муниципального образования Сланцевский муниципальный район Ленинградской области от 28.05.2019 № 708-п «Об утверждении актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования Сланцевское городское поселение до 2030 года»;

12. Схема водоснабжения и водоотведения Сланцевского городского поселения, утвержденная постановлением администрации муниципального образования Сланцевский муниципальный район Ленинградской области от 06.05.2021 № 585-п «Об утверждении актуализации схемы водоснабжения и водоотведения муниципального образования Сланцевское городское поселение Сланцевского муниципального района Ленинградской области до 2030 года»;

13. СП 89.13330.2016 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76;

14. СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003;

15. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003;

16. СП 131.13330.2020 Строительная климатология;

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Результаты расчетов по определению эффективного радиуса теплоснабжения потребителей на территории Сланцевского городского поселения

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZT, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZC, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
	Бойлерная «А»							
1	Ломоносова 1	0,070	2255,3	3,3723	0,158	0,000	0,00	2255,29
6	Ломоносова 3	0,070	2255,3	3318,7	0,158	0,232	1,47	0,00
16	Ломоносова 5	0,070	2255,3	3274	0,158	0,229	1,45	0,00
20	Ломоносова 7	0,080	2255,3	3226,7	0,180	0,258	1,43	0,00
26	Шахтеров 3	0,020	2255,3	3198,3	0,045	0,064	1,42	0,00
30	Шахтеров 5	0,010	2255,3	3227,9	0,023	0,032	1,43	0,00
34	Шахтеров 5	0,010	2255,3	3232,5	0,023	0,032	1,43	0,00
42	Шахтеров 7	0,010	2255,3	3259,9	0,023	0,033	1,45	0,00
46	Шахтеров 7	0,010	2255,3	3268	0,023	0,033	1,45	0,00
50	Шахтеров 9	0,010	2255,3	3296,2	0,023	0,033	1,46	0,00
54	Шахтеров 9	0,010	2255,3	3304,3	0,023	0,033	1,47	0,00
58	Шахтеров 11	0,020	2255,3	3323,6	0,045	0,066	1,47	0,00
60	1-го Мая 19	0,010	2255,3	3367,2	0,023	0,034	1,49	0,00
66	пер. Октябрьский	0,020	2255,3	3347,5	0,045	0,067	1,48	0,00
73	пер. Октябрьский	0,020	2255,3	3391,7	0,045	0,068	1,50	0,00
79	Пролетарская 6	0,010	2255,3	3449	0,023	0,034	1,53	0,00
81	Пролетарская 6	0,010	2255,3	3455,7	0,023	0,035	1,53	0,00
85	Пролетарская 8	0,010	2255,3	3468,8	0,023	0,035	1,54	0,00
91	Пролетарская 8	0,010	2255,3	3476,5	0,023	0,035	1,54	0,00
95	Пролетарская 9	0,010	2255,3	3503,9	0,023	0,035	1,55	0,00
99	Пролетарская 9	0,010	2255,3	3510,9	0,023	0,035	1,56	0,00
107	пер. Октябрьский	0,020	2255,3	3296,9	0,045	0,066	1,46	0,00
111	пер. Октябрьский	0,010	2255,3	3329,3	0,023	0,033	1,48	0,00
115	пер. Октябрьский	0,010	2255,3	3336,2	0,023	0,033	1,48	0,00
119	пер. Октябрьский	0,010	2255,3	3387,5	0,023	0,034	1,50	0,00
123	пер. Октябрьский	0,010	2255,3	3390,7	0,023	0,034	1,50	0,00
127	пер. Октябрьский	0,010	2255,3	3405,8	0,023	0,034	1,51	0,00
129	пер. Октябрьский	0,010	2255,3	3418,1	0,023	0,034	1,52	0,00
135	пер. Октябрьский	0,010	2255,3	3446,2	0,023	0,034	1,53	0,00
139	1 Мая 10	0,020	2255,3	3434,2	0,045	0,069	1,52	0,00
144	Ломоносова 9	0,070	2255,3	3155,7	0,158	0,221	1,40	2255,29

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
148	Ломоносова 11	0,070	2255,3	3118,4	0,158	0,218	1,38	2255,29
156	пер. Малый 3	0,020	2255,3	3118,1	0,045	0,062	1,38	2255,29
160	пер. Малый 5	0,020	2255,3	3155,5	0,045	0,063	1,40	2255,29
166	пер. Малый 7	0,020	2255,3	3186,1	0,045	0,064	1,41	0,00
170	1 Мая 16	0,080	2255,3	3198,2	0,180	0,256	1,42	0,00
177	1 Мая 18	0,080	2255,3	3221,9	0,180	0,258	1,43	0,00
179	1-го Мая 27	0,010	1936,5	3260	0,019	0,033	1,68	0,00
187	Шахтеров 2	0,020	2255,3	3198,6	0,045	0,064	1,42	0,00
191	Шахтеров 4	0,010	2255,3	3197,8	0,023	0,032	1,42	0,00
198	Шахтеров 6	0,020	2255,3	3264,6	0,045	0,065	1,45	0,00
200	Шахтеров 8	0,020	2255,3	3266	0,045	0,065	1,45	0,00
204	Шахтеров 10	0,010	2255,3	3292	0,023	0,033	1,46	0,00
208	1-го Мая 23	0,010	1936,5	3351	0,019	0,034	1,73	0,00
210	1-го Мая 21	0,010	1936,5	3337,4	0,019	0,033	1,72	0,00
212	Ломоносова 13	0,020	2255,3	3098,2	0,045	0,062	1,37	2255,29
216	Ломоносова 15	0,020	2255,3	3014,7	0,045	0,060	1,34	2255,29
222	пер. Малый	0,020	2255,3	3083,7	0,045	0,062	1,37	2255,29
228	пер. Малый	0,020	2255,3	3091,6	0,045	0,062	1,37	2255,29
232	пер. Малый	0,005	2255,3	3093,7	0,011	0,015	1,37	2255,29
236	пер. Малый	0,005	2255,3	3109,2	0,011	0,016	1,38	2255,29
240	пер. Малый	0,020	2255,3	3130,2	0,045	0,063	1,39	2255,29
242	1 Мая 20	0,010	2255,3	3141,1	0,023	0,031	1,39	2255,29
244	пер. Малый	0,010	2255,3	3122,7	0,023	0,031	1,38	2255,29
248	Ломоносова 17	0,080	2255,3	2946,9	0,180	0,236	1,31	2255,29
252	Ломоносова 19	0,070	2255,3	2933,2	0,158	0,205	1,30	2255,29
260	Строителей 6	0,020	2255,3	2960,1	0,045	0,059	1,31	2255,29
262	пер. Малый	0,010	2255,3	2951,6	0,023	0,030	1,31	2255,29
266	Строителей 8	0,020	2255,3	2967,8	0,045	0,059	1,32	2255,29
270	Строителей 10	0,020	2255,3	2998,1	0,045	0,060	1,33	2255,29
274	Строителей 12	0,020	2255,3	3036,4	0,045	0,061	1,35	2255,29
280	1 Мая 31	0,010	1936,5	3080,7	0,019	0,031	1,59	0,00
282	1 Мая 35	0,010	1936,5	3094,7	0,019	0,031	1,60	0,00
286	1 Мая 22	0,020	2255,3	3059	0,045	0,061	1,36	2255,29
288	1-го Мая 31	0,020	1936,5	3122,2	0,039	0,062	1,61	0,00
296	Строителей 3	0,020	2255,3	2865,5	0,045	0,057	1,27	2255,29

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
302	Строителей 5	0,020	2255,3	2875,4	0,045	0,058	1,27	2255,29
306	Строителей 7	0,020	2255,3	2908,1	0,045	0,058	1,29	2255,29
310	Строителей 9	0,020	2255,3	2962,7	0,045	0,059	1,31	2255,29
314	Строителей 11	0,020	1936,5	2972,8	0,039	0,059	1,54	0,00
318	1 Мая 28	0,010	1936,5	3013,6	0,019	0,030	1,56	0,00
320	1 Мая 30	0,020	1936,5	3043,8	0,039	0,061	1,57	0,00
324	Ломоносова 21	0,080	2255,3	2824,2	0,180	0,226	1,25	2255,29
328	Ломоносова 23	0,030	2255,3	2794,8	0,068	0,084	1,24	2255,29
332	Ломоносова 25	0,030	2255,3	2757,3	0,068	0,083	1,22	2255,29
336	Пионерский пер. 4	0,030	2255,3	2795,5	0,068	0,084	1,24	2255,29
338	Пионерский пер. 6	0,030	2255,3	2842,4	0,068	0,085	1,26	2255,29
344	Пионерский пер. 3	0,040	2255,3	2764,7	0,090	0,111	1,23	2255,29
346	Пионерский пер. 5	0,040	2255,3	2797,4	0,090	0,112	1,24	2255,29
354	Островского пер. 1	0,080	2255,3	2711,9	0,180	0,217	1,20	2255,29
358	Островского пер. 2	0,050	2255,3	2719,4	0,113	0,136	1,21	2255,29
360	Островского пер. 3	0,080	2255,3	2724	0,180	0,218	1,21	2255,29
362	Ломоносова 4	0,025	2255,3	2685,8	0,056	0,067	1,19	2255,29
372	Ломоносова 4	0,025	2255,3	2663,3	0,056	0,067	1,18	2255,29
376	Ломоносова 6	0,020	2255,3	2681,4	0,045	0,054	1,19	2255,29
384	Свободы 2	0,080	2255,3	2465,5	0,180	0,197	1,09	2255,29
390	Ломоносова 37	0,030	2255,3	2555,2	0,068	0,077	1,13	2255,29
392	Ломоносова 35	0,080	2255,3	2594	0,180	0,208	1,15	2255,29
402	Профсоюзный пер. 7	0,030	2255,3	2676,8	0,068	0,080	1,19	2255,29
404	Профсоюзный пер. 6	0,030	2255,3	2650,5	0,068	0,080	1,18	2255,29
406	Профсоюзный пер. 5	0,030	2255,3	2617,3	0,068	0,079	1,16	2255,29
408	Профсоюзный пер. 4	0,030	2255,3	2565,6	0,068	0,077	1,14	2255,29
416	Свободы 6	0,080	2255,3	2604	0,180	0,208	1,15	2255,29
418	Свободы 8	0,080	1936,5	2645,4	0,155	0,212	1,37	1936,50
424	1 Мая 42	0,020	1936,5	2801,1	0,039	0,056	1,45	0,00
426	1 Мая 44	0,010	1936,5	2783,5	0,019	0,028	1,44	0,00
428	1-го Мая 46	0,020	1936,5	2749,7	0,039	0,055	1,42	0,00
434	1-го Мая 48	0,020	1936,5	2748,4	0,039	0,055	1,42	0,00
438	1-го Мая 50	0,020	2255,3	2774,8	0,045	0,055	1,23	2255,29
440	1-го Мая 52	0,020	2255,3	2816,6	0,045	0,056	1,25	2255,29
446	Свободы 3	0,110	2255,3	2496,2	0,248	0,275	1,11	2255,29

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
450	Ломоносова 31	0,080	2255,3	2540,9	0,180	0,203	1,13	2255,29
454	Ломоносова 29	0,030	2255,3	2575,9	0,068	0,077	1,14	2255,29
458	Ломоносова 27	0,040	2255,3	2606	0,090	0,104	1,16	2255,29
464	Речной 4	0,030	2255,3	2623	0,068	0,079	1,16	2255,29
468	Ломоносова 25А	0,020	2255,3	2622,1	0,045	0,052	1,16	2255,29
480	Пионерский пер. 7	0,030	2255,3	2778,9	0,068	0,083	1,23	2255,29
482	пер. Пионерский 7	0,010	2255,3	2743,6	0,023	0,027	1,22	2255,29
484	Свободы	0,030	2255,3	2503,6	0,068	0,075	1,11	2255,29
490	Свободы 5	0,080	2255,3	2543,7	0,180	0,203	1,13	2255,29
494	Свободы 7	0,080	1936,5	2613	0,155	0,209	1,35	1936,50
500	1 Мая 34	0,010	1936,5	2636,7	0,019	0,026	1,36	1936,50
502	1 Мая 32	0,030	1936,5	2673,8	0,058	0,080	1,38	1936,50
510	Свободы 9	0,020	1936,5	2339,8	0,039	0,047	1,21	1936,50
514	Свободы 11	0,210	1936,5	2436	0,407	0,512	1,26	1936,50
522	Дзержинского 4	0,090	2255,3	2622,1	0,203	0,236	1,16	2255,29
528	Дзержинского 6	0,070	2255,3	2684,4	0,158	0,188	1,19	2255,29
532	Дзержинского 8	0,080	2394,5	2743,1	0,192	0,219	1,15	2394,50
536	Свердлова 2	0,120	2394,5	2802,2	0,287	0,336	1,17	2394,50
540	Свердлова 4	0,060	2394,5	2826,3	0,144	0,170	1,18	2394,50
544	Свердлова 6	0,060	2394,5	2865	0,144	0,172	1,20	2394,50
548	Свердлова 8	0,040	2394,5	2910,7	0,096	0,116	1,22	2394,50
552	Свердлова 10	0,060	2394,5	2956,6	0,144	0,177	1,23	2394,50
556	Свердлова 12	0,060	2394,5	3018	0,144	0,181	1,26	2394,50
560	Свердлова 14	0,080	2394,5	3093,5	0,192	0,247	1,29	2394,50
564	Дзержинского 3	0,080	2394,5	2817,3	0,192	0,225	1,18	2394,50
568	Дзержинского 5	0,050	2394,5	2876,3	0,120	0,144	1,20	2394,50
572	Дзержинского 9	0,040	2394,5	3021,5	0,096	0,121	1,26	2394,50
578	Дзержинского 11	0,070	2545,8	3082,5	0,178	0,216	1,21	2545,83
582	Дзержинского 13	0,040	2545,8	3129,9	0,102	0,125	1,23	2545,83
584	Дзержинского 15	0,080	2545,8	3168,9	0,204	0,254	1,24	2545,83
590	Свердлова	0,030	2545,8	3089	0,076	0,093	1,21	2545,83
592	Свердлова 12А	0,060	2394,5	3122,3	0,144	0,187	1,30	2394,50
594	Декабристов 5	0,070	2545,8	3161,7	0,178	0,221	1,24	2545,83
596	Ломоносова, 12А	0,060	2545,8	3061,8	0,153	0,184	1,20	2545,83
600	Островского	0,010	2394,5	2710,8	0,024	0,027	1,13	2394,50

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
606	Островского 3	0,010	2394,5	2757,3	0,024	0,028	1,15	2394,50
608	Островского 1	0,010	2394,5	2781,8	0,024	0,028	1,16	2394,50
614	пер. Клубный 4	0,010	2394,5	2759,9	0,024	0,028	1,15	2394,50
618	пер. Клубный 6	0,010	2394,5	2792,6	0,024	0,028	1,17	2394,50
622	Островского 7	0,010	2394,5	2812,7	0,024	0,028	1,17	2394,50
624	Островского 5	0,010	2394,5	2816,2	0,024	0,028	1,18	2394,50
632	Дзержинского 12	0,080	2394,5	2872,1	0,192	0,230	1,20	2394,50
638	Дзержинского 10	0,120	2394,5	2931,1	0,287	0,352	1,22	2394,50
642	Клубный пер. 3	0,060	2394,5	2963	0,144	0,178	1,24	2394,50
644	Клубный пер. 3А	0,050	2394,5	2973,4	0,120	0,149	1,24	2394,50
648	Островского 9	0,090	2394,5	2977,2	0,216	0,268	1,24	2394,50
650	Островского 11	0,130	2394,5	3015,1	0,311	0,392	1,26	2394,50
654	Дзержинского 14	0,060	2394,5	2861	0,144	0,172	1,19	2394,50
658	Дзержинского 16	0,090	2394,5	2892,6	0,216	0,260	1,21	2394,50
664	Дзержинского 18	0,140	2545,8	2947,7	0,356	0,413	1,16	2545,83
668	Дзержинского пер. 3	0,060	2545,8	3006,9	0,153	0,180	1,18	2545,83
670	Островского 15	0,080	2545,8	3022	0,204	0,242	1,19	2545,83
676	Дзержинского 16А	0,050	2545,8	3007,6	0,127	0,150	1,18	2545,83
678	Островского 13	0,140	2545,8	3059,6	0,356	0,428	1,20	2545,83
684	Дзержинского	0,010	2545,8	3091,8	0,025	0,031	1,21	2545,83
690	Дзержинского 20	0,020	2741,9	3071,9	0,055	0,061	1,12	2741,87
692	Дзержинского 24	0,020	2741,9	3122	0,055	0,062	1,14	2741,87
700	Дзержинского 26	0,070	2741,9	3187,5	0,192	0,223	1,16	2741,87
704	Дзержинского 28	0,070	2741,9	3183,4	0,192	0,223	1,16	2741,87
708	Дзержинского 30	0,040	2741,9	3223	0,110	0,129	1,18	2741,87
712	Дзержинского 32	0,040	2741,9	3266,8	0,110	0,131	1,19	2741,87
720	Дзержинского	0,070	2741,9	3280	0,192	0,230	1,20	2741,87
724	Дзержинского 19	0,070	2741,9	3354,3	0,192	0,235	1,22	2741,87
728	Декабристов 4	0,490	2741,9	3296	1,344	1,615	1,20	2741,87
730	Маяковского	0,020	2741,9	3339,4	0,055	0,067	1,22	2741,87
736	Ломоносова 18	0,030	2545,8	3368,5	0,076	0,101	1,32	2545,83
742	Свердлова 16	0,060	2545,8	3434	0,153	0,206	1,35	2545,83
746	Свердлова 18	0,040	2545,8	3415,2	0,102	0,137	1,34	2545,83
750	Свердлова 22	0,040	2545,8	3415,2	0,102	0,137	1,34	2545,83
754	Свердлова 24	0,040	2545,8	3452,7	0,102	0,138	1,36	2545,83

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
760	Свердлова 26	0,010	2545,8	3491	0,025	0,035	1,37	2545,83
764	Маяковского	0,010	2741,9	3488,3	0,027	0,035	1,27	2741,87
766	Маяковского	0,010	2545,8	3482,3	0,025	0,035	1,37	2545,83
768	Маяковского	0,010	2741,9	3309,7	0,027	0,033	1,21	2741,87
774	Чайковского 5	0,050	2959,7	3413,7	0,148	0,171	1,15	2959,72
778	Чайковского 7	0,040	2959,7	3466,7	0,118	0,139	1,17	2959,72
784	Чайковского 9	0,020	2959,7	3498,2	0,059	0,070	1,18	2959,72
790	Чайковского	0,010	2959,7	3585,3	0,030	0,036	1,21	2959,72
792	Чайковского 11	0,310	2959,7	3613,6	0,918	1,120	1,22	2959,72
794	Чайковского	0,020	2959,7	3619,1	0,059	0,072	1,22	2959,72
798	Чайковского 4	0,040	2959,7	3310,2	0,118	0,132	1,12	2959,72
800	Чайковского	0,020	2959,7	3315,6	0,059	0,066	1,12	2959,72
804	Чайковского	0,150	2959,7	3375,2	0,444	0,506	1,14	2959,72
808	Чайковского 8	0,040	2959,7	3448,8	0,118	0,138	1,17	2959,72
810	Чайковского	0,020	2741,9	3463,2	0,055	0,069	1,26	2741,87
814	Чайковского	0,020	2959,7	3459,1	0,059	0,069	1,17	2959,72
822	Маяковского 2	0,230	2959,7	3466,8	0,681	0,797	1,17	2959,72
826	Маяковского 6	0,160	2741,9	3621,3	0,439	0,579	1,32	2741,87
830	Маяковского 8	0,290	2741,9	3735,9	0,795	1,083	1,36	2741,87
834	Маяковского 6А	0,080	2741,9	3661,3	0,219	0,293	1,34	2741,87
836	Маяковского 8А	0,120	2741,9	3697	0,329	0,444	1,35	2741,87
838	Дзержинского 23	0,210	2959,7	3472	0,622	0,729	1,17	2959,72
842	Дзержинского 25	0,100	2959,7	3560	0,296	0,356	1,20	2959,72
850	Жуковского 3А	0,150	2959,7	3706,1	0,444	0,556	1,25	2959,72
854	Жуковского 7А	0,070	2959,7	3728,1	0,207	0,261	1,26	2959,72
858	Маяковского 2А	0,150	2959,7	3728,6	0,444	0,559	1,26	2959,72
862	Маяковского 4А	0,080	2959,7	3739,7	0,237	0,299	1,26	2959,72
866	Маяковского 4	0,160	2741,9	3791,4	0,439	0,607	1,38	2741,87
870	Жуковского 3	0,180	2959,7	3742,1	0,533	0,674	1,26	2959,72
874	Жуковского 2	0,170	2959,7	3795,5	0,503	0,645	1,28	2959,72
880	Жуковского 5	0,070	2959,7	3852,8	0,207	0,270	1,30	2959,72
884	Жуковского 7	0,220	2959,7	3905	0,651	0,859	1,32	2959,72
890	Жуковского 7Б	0,150	2741,9	3794,1	0,411	0,569	1,38	2741,87
898	Жуковского 9	0,220	2959,7	3939,4	0,651	0,867	1,33	2959,72
902	Свердлова 32	0,140	2741,9	3994	0,384	0,559	1,46	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
906	Свердлова 30	0,090	2741,9	3847	0,247	0,346	1,40	0,00
910	пл. Ленина, д.1	0,410	2741,9	3880	1,124	1,591	1,42	0,00
912	Свердлова 30А	0,070	2741,9	3854	0,192	0,270	1,41	0,00
914	Свердлова 30	0,090	2741,9	3854	0,247	0,347	1,41	0,00
918	Жуковского 6В	0,590	2959,7	3990	1,746	2,354	1,35	2959,72
920	Жуковского 2/1	0,020	2959,7	3794	0,059	0,076	1,28	2959,72
928	Свердлова 33	0,090	2741,9	4103,5	0,247	0,369	1,50	0,00
934	Жуковского 15	0,090	2741,9	4137,1	0,247	0,372	1,51	0,00
938	Жуковского 17	0,090	2741,9	4183,1	0,247	0,376	1,53	0,00
942	Жуковского 13А	0,120	2545,8	4235,7	0,305	0,508	1,66	0,00
949	Жуковского 6Б	0,230	2741,9	4108,4	0,631	0,945	1,50	0,00
951	Жуковского 6	0,210	2741,9	4181,8	0,576	0,878	1,53	0,00
955	Жуковского 6а	0,190	2741,9	4198,1	0,521	0,798	1,53	0,00
961	Жуковского 6В	0,100	2959,7	4289,8	0,296	0,429	1,45	0,00
963	Свердлова 31	0,150	2741,9	3290,5	0,411	0,494	1,20	2741,87
968	Свердлова 29	0,100	2741,9	3234,8	0,274	0,323	1,18	2741,87
972	Свердлова 29	0,100	2741,9	3196,6	0,274	0,320	1,17	2741,87
976	Маяковского 10	0,340	2545,8	3167,8	0,866	1,077	1,24	2545,83
980	Маяковского 10А	0,130	2545,8	3148	0,331	0,409	1,24	2545,83
984	Маяковского 12	0,170	2545,8	3076,7	0,433	0,523	1,21	2545,83
988	Маяковского 12А	0,080	2545,8	3037,8	0,204	0,243	1,19	2545,83
992	Маяковского 14	0,170	2394,5	2974,1	0,407	0,506	1,24	2394,50
996	Маяковского 14А	0,130	2545,8	3016	0,331	0,392	1,18	2545,83
1000	Ломоносова 36	0,230	2394,5	2923,5	0,551	0,672	1,22	2394,50
1006	Ломоносова 38	0,080	2394,5	2913	0,192	0,233	1,22	2394,50
1012	Ломоносова 42	0,080	2545,8	2991,9	0,204	0,239	1,18	2545,83
1020	Жуковского 17А	0,110	2545,8	3099,7	0,280	0,341	1,22	2545,83
1026	Жуковского 19	0,070	2741,9	3141,1	0,192	0,220	1,15	2741,87
1030	Жуковского 21	0,090	2545,8	3120,1	0,229	0,281	1,23	2545,83
1034	Жуковского 23	0,100	2545,8	3065,4	0,255	0,307	1,20	2545,83
1038	Ломоносова 44	0,090	2545,8	3049,6	0,229	0,274	1,20	2545,83
1045	Жуковского 10	0,260	2545,8	3115	0,662	0,810	1,22	2545,83
1047	Жуковского 8	0,320	2741,9	3188	0,877	1,020	1,16	2741,87
1055	Ломоносова 46	0,180	2545,8	3130,3	0,458	0,563	1,23	2545,83
1059	Жуковского 46А	0,170	2741,9	3196	0,466	0,543	1,17	2741,87

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1069	Ломоносова 48	0,190	2741,9	3218,5	0,521	0,612	1,17	2741,87
1071	Ломоносова 48А	0,160	2741,9	3275,4	0,439	0,524	1,19	2741,87
1075	Ломоносова 77	0,170	2741,9	3226,4	0,466	0,548	1,18	2741,87
1081	Ломоносова 50	0,180	2741,9	3245,1	0,494	0,584	1,18	2741,87
1087	Ломоносова 50А	0,180	2741,9	3412,5	0,494	0,614	1,24	2741,87
1091	Ломоносова 75А	0,010	2741,9	3366,3	0,027	0,034	1,23	2741,87
1093	Ломоносова 75А	0,020	2545,8	3399	0,051	0,068	1,34	2545,83
1099	Ломоносова 69	0,090	2394,5	2830,5	0,216	0,255	1,18	2394,50
1103	Ломоносова 71	0,090	2394,5	2874,5	0,216	0,259	1,20	2394,50
1107	Ломоносова 73	0,090	2394,5	2918,2	0,216	0,263	1,22	2394,50
1113	Ломоносова 75	0,090	2545,8	2977,2	0,229	0,268	1,17	2545,83
1115	Жуковского 29	0,210	2545,8	3007	0,535	0,631	1,18	2545,83
1121	Жуковского 31	0,170	2394,5	3059,9	0,407	0,520	1,28	2394,50
1123	1 Мая 94	0,170	2394,5	3049,4	0,407	0,518	1,27	2394,50
1129	Маяковского 22А	0,080	2255,3	2727,6	0,180	0,218	1,21	2255,29
1133	Маяковского 22	0,070	2255,3	2651,3	0,158	0,186	1,18	2255,29
1137	Маяковского	0,010	2255,3	2610	0,023	0,026	1,16	2255,29
1143	Маяковского 24	0,070	2255,3	2603,2	0,158	0,182	1,15	2255,29
1147	Маяковского	0,010	2255,3	2576,2	0,023	0,026	1,14	2255,29
1151	1 Мая 82	0,080	2255,3	2600,6	0,180	0,208	1,15	2255,29
1155	1 Мая 84	0,080	2255,3	2643,3	0,180	0,211	1,17	2255,29
1161	1 Мая 88	0,080	2394,5	2754,8	0,192	0,220	1,15	2394,50
1163	1 Мая 86	0,080	2255,3	2761,7	0,180	0,221	1,22	2255,29
1167	1 Мая 90	0,080	2394,5	2767,5	0,192	0,221	1,16	2394,50
1171	1 Мая 92	0,080	2394,5	2793,6	0,192	0,223	1,17	2394,50
1173	1-го Мая 92А	0,060	2394,5	2842,6	0,144	0,171	1,19	2394,50
1185	Ломоносова 43	0,080	2255,3	2849,6	0,180	0,228	1,26	2255,29
1191	Кутузова 3	0,010	2255,3	2845,8	0,023	0,028	1,26	2255,29
1197	Кутузова 5	0,010	2255,3	2887,5	0,023	0,029	1,28	2255,29
1201	Кутузова 7	0,020	2255,3	2929,1	0,045	0,059	1,30	2255,29
1207	Кутузова 9	0,020	2255,3	2950,5	0,045	0,059	1,31	2255,29
1215	Кутузова	0,010	2255,3	2901,6	0,023	0,029	1,29	2255,29
1219	Кутузова	0,010	2255,3	2947,6	0,023	0,029	1,31	2255,29
1223	Кутузова 6	0,020	2255,3	2931,7	0,045	0,059	1,30	2255,29
1227	Кутузова	0,020	2255,3	2960,9	0,045	0,059	1,31	2255,29

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1231	Кутузова	0,010	2255,3	2978,1	0,023	0,030	1,32	2255,29
1235	Кутузова 10	0,010	2255,3	2994,5	0,023	0,030	1,33	2255,29
1241	1-го Мая 54	0,020	2255,3	3020,9	0,045	0,060	1,34	2255,29
1249	Ломоносова 14	0,040	2255,3	2917,4	0,090	0,117	1,29	2255,29
1253	Ломоносова 12	0,080	2255,3	2994,2	0,180	0,240	1,33	2255,29
1255	Свердлова	0,010	2255,3	2972,2	0,023	0,030	1,32	2255,29
1259	Ломоносова 16	0,060	2255,3	2928,1	0,135	0,176	1,30	2255,29
1263	Свердлова	0,020	2394,5	2961,7	0,048	0,059	1,24	2394,50
1267	Свердлова	0,020	2394,5	2969,1	0,048	0,059	1,24	2394,50
1271	Свердлова 11	0,030	2394,5	2982,6	0,072	0,089	1,25	2394,50
1277	Свердлова 9	0,060	2394,5	3026,4	0,144	0,182	1,26	2394,50
1281	Свердлова 7	0,040	2394,5	3078,2	0,096	0,123	1,29	2394,50
1285	Свердлова 5	0,060	2394,5	3126	0,144	0,188	1,31	2394,50
1289	Свердлова 3	0,060	2255,3	3180,8	0,135	0,191	1,41	0,00
1293	Ломоносова 10	0,100	2255,3	3209,3	0,226	0,321	1,42	0,00
1295	Ломоносова 8	0,050	2255,3	3240,8	0,113	0,162	1,44	0,00
1299	Свердлова 13	0,060	2394,5	3064,5	0,144	0,184	1,28	2394,50
1303	Свердлова 15	0,080	2394,5	3098,6	0,192	0,248	1,29	2394,50
1307	Декабристов 11	0,010	2394,5	3133,7	0,024	0,031	1,31	2394,50
1315	Декабристов 20	0,010	2394,5	3184,1	0,024	0,032	1,33	2394,50
1319	Декабристов 22	0,010	2394,5	3218,4	0,024	0,032	1,34	2394,50
1323	Свердлова 17	0,060	2394,5	3187,3	0,144	0,191	1,33	2394,50
1327	Свердлова 19	0,040	2394,5	3220,7	0,096	0,129	1,35	2394,50
1331	Свердлова 21	0,040	2545,8	3252,3	0,102	0,130	1,28	2545,83
1335	Свердлова	0,010	2545,8	3254,2	0,025	0,033	1,28	2545,83
1337	Свердлова	0,010	2545,8	3256,4	0,025	0,033	1,28	2545,83
1341	Свердлова 23	0,040	2545,8	3284,7	0,102	0,131	1,29	2545,83
1345	Свердлова 25	0,170	2545,8	3337,2	0,433	0,567	1,31	2545,83
1349	Маяковского 7	0,060	2545,8	3391,8	0,153	0,204	1,33	2545,83
1351	пер. Новый 6	0,010	2394,5	3423,1	0,024	0,034	1,43	0,00
1357	пер. Новый 4	0,010	2394,5	3264,4	0,024	0,033	1,36	2394,50
1359	пер. Новый 5	0,010	2394,5	3319,7	0,024	0,033	1,39	2394,50
1363	Декабристов	0,020	2255,3	2974,7	0,045	0,059	1,32	2255,29
1367	Ломоносова 20	0,040	2255,3	2975,7	0,090	0,119	1,32	2255,29
1369	Декабристов	0,010	2255,3	2976,7	0,023	0,030	1,32	2255,29

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1375	Декабристов	0,010	2255,3	3018	0,023	0,030	1,34	2255,29
1379	Декабристов 13	0,060	2394,5	3071	0,144	0,184	1,28	2394,50
1383	Ломоносова 24	0,060	2255,3	3069,2	0,135	0,184	1,36	2255,29
1385	Декабристов 15	0,010	2394,5	3113,5	0,024	0,031	1,30	2394,50
1395	Ломоносова 26	0,060	2394,5	3196,5	0,144	0,192	1,33	2394,50
1403	Декабристов 26	0,005	2394,5	3264,6	0,012	0,016	1,36	2394,50
1409	пер. Новый 2	0,010	2394,5	3274,7	0,024	0,033	1,37	2394,50
1411	Декабристов 24	0,010	2394,5	3300,7	0,024	0,033	1,38	2394,50
1415	Ломоносова 28	0,040	2394,5	3197,8	0,096	0,128	1,34	2394,50
1419	Ломоносова 30	0,040	2394,5	3235,5	0,096	0,129	1,35	2394,50
1423	пер. Новый 1	0,010	2394,5	3297,4	0,024	0,033	1,38	2394,50
1425	Ломоносова 32	0,040	2394,5	3281,3	0,096	0,131	1,37	2394,50
1431	Ломоносова 34	0,040	2394,5	3303,7	0,096	0,132	1,38	2394,50
1435	Маяковского 13	0,040	2394,5	3322,4	0,096	0,133	1,39	2394,50
1439	Маяковского 11	0,060	2394,5	3360,7	0,144	0,202	1,40	0,00
1445	Маяковского 9	0,100	2394,5	3402,1	0,239	0,340	1,42	0,00
1447	Маяковского 9	0,100	2394,5	3428	0,239	0,343	1,43	0,00
1454	Ломоносова 45	0,080	2255,3	2909,7	0,180	0,233	1,29	2255,29
1460	Ломоносова 47	0,030	2255,3	2932,2	0,068	0,088	1,30	2255,29
1464	Ломоносова	0,020	2255,3	2964,5	0,045	0,059	1,31	2255,29
1466	1-го Мая 58	0,020	2255,3	3104,7	0,045	0,062	1,38	2255,29
1472	Ломоносова 49	0,090	2255,3	3015,2	0,203	0,271	1,34	2255,29
1478	пер. Детский 5	0,020	2255,3	3055,3	0,045	0,061	1,35	2255,29
1482	пер. Детский 3	0,020	2255,3	3097,3	0,045	0,062	1,37	2255,29
1486	пер. Детский 1	0,020	2255,3	3147,3	0,045	0,063	1,40	2255,29
1490	1-го Мая 62	0,020	2255,3	3250,3	0,045	0,065	1,44	0,00
1492	1-го Мая 64	0,020	2255,3	3298,3	0,045	0,066	1,46	0,00
1500	пер. Детский 6	0,020	2255,3	3034	0,045	0,061	1,35	2255,29
1504	пер. Детский 4	0,020	2255,3	3061	0,045	0,061	1,36	2255,29
1506	пер. Детский 2	0,020	2255,3	3105	0,045	0,062	1,38	2255,29
1510	Ломоносова 51	0,070	2255,3	3023,2	0,158	0,212	1,34	2255,29
1514	Ломоносова 53	0,030	2255,3	3053,4	0,068	0,092	1,35	2255,29
1520	Ломоносова 55	0,080	2255,3	3091,7	0,180	0,247	1,37	2255,29
1526	Декабристов 21	0,010	2255,3	3121,5	0,023	0,031	1,38	2255,29
1530	Декабристов 23	0,020	2255,3	3136,1	0,045	0,063	1,39	2255,29

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1534	Декабристов 25	0,020	2255,3	3168,4	0,045	0,063	1,40	0,00
1538	Декабристов 27	0,020	2255,3	3203	0,045	0,064	1,42	0,00
1542	1-го Мая 29	0,020	2255,3	3235,5	0,045	0,065	1,43	0,00
1544	1-го Мая 71	0,010	1936,5	3449,7	0,019	0,034	1,78	0,00
1556	1-го Мая 57	0,020	1936,5	2812,1	0,039	0,056	1,45	0,00
1560	1 Мая 57 г	0,010	1936,5	2857,8	0,019	0,029	1,48	0,00
1564	1-го Мая 59	0,020	1936,5	2858,9	0,039	0,057	1,48	0,00
1568	1-го Мая	0,010	1936,5	2884,8	0,019	0,029	1,49	0,00
1570	1-го Мая 61	0,020	1936,5	2891,2	0,039	0,058	1,49	0,00
1576	Ломоносова 59	0,040	2255,3	3203,8	0,090	0,128	1,42	0,00
1582	Ломоносова 61	0,010	2255,3	3266	0,023	0,033	1,45	0,00
1586	Ломоносова	0,010	2255,3	3260,1	0,023	0,033	1,45	0,00
1592	Ломоносова 63	0,040	2255,3	3301,6	0,090	0,132	1,46	0,00
1602	Ломоносова 65	0,080	2394,5	3341,2	0,192	0,267	1,40	2394,50
1608	Маяковского	0,010	2255,3	3374,2	0,023	0,034	1,50	0,00
1612	Маяковского	0,010	2255,3	3404,9	0,023	0,034	1,51	0,00
1614	Маяковского	0,010	2255,3	3446	0,023	0,034	1,53	0,00
1620	Ломоносова 57	0,080	2255,3	3199,4	0,180	0,256	1,42	0,00
1626	Декабристов 32	0,010	2255,3	3234,7	0,023	0,032	1,43	0,00
1630	Декабристов 34	0,010	2255,3	3267,3	0,023	0,033	1,45	0,00
1634	Декабристов 36	0,010	2255,3	3302,4	0,023	0,033	1,46	0,00
1644	1-го Мая	0,010	2255,3	3344,9	0,023	0,033	1,48	0,00
1646	1-го Мая	0,010	2255,3	3388,1	0,023	0,034	1,50	0,00
1650	Декабристов 38	0,010	2255,3	3330,6	0,023	0,033	1,48	0,00
1656	Декабристов 40	0,010	2255,3	3367,3	0,023	0,034	1,49	0,00
1658	1-го Мая 81	0,010	2255,3	3454,3	0,023	0,035	1,53	0,00
1660	Свободы 10	0,020	1936,5	2290,9	0,039	0,046	1,18	1936,50
1666	1 мая 53	0,080	1936,5	2359,3	0,155	0,189	1,22	1936,50
1668	1 мая 53	0,070	1936,5	2359,3	0,136	0,165	1,22	1936,50
1672	Свободы	0,020	1936,5	2314,7	0,039	0,046	1,20	1936,50
1678	Свободы	0,020	1936,5	2332,8	0,039	0,047	1,20	1936,50
1688	1-го Мая 74	0,010	2255,3	2540,4	0,023	0,025	1,13	2255,29
1692	1-го Мая 78	0,010	2255,3	2471	0,023	0,025	1,10	2255,29
1698	1-го Мая	0,010	2255,3	2563,9	0,023	0,026	1,14	2255,29
1702	1-го Мая	0,005	2255,3	2574,8	0,011	0,013	1,14	2255,29

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1708	1-го Мая	0,005	2255,3	2578,1	0,011	0,013	1,14	2255,29
1714	1-го Мая	0,003	2255,3	2645,1	0,007	0,009	1,17	2255,29
1716	1-го Мая	0,003	2255,3	2626,1	0,007	0,009	1,16	2255,29
1718	1-го Мая	0,003	2255,3	2625,1	0,007	0,009	1,16	2255,29
1722	1-го Мая 95	0,020	2255,3	2368,5	0,045	0,047	1,05	2255,29
1728	1-го Мая 93	0,010	2255,3	2385,8	0,023	0,024	1,06	2255,29
1732	1-го Мая 93	0,010	2255,3	2389,8	0,023	0,024	1,06	2255,29
1736	1-го Мая 91	0,010	2255,3	2411,5	0,023	0,024	1,07	2255,29
1740	1-го Мая 91	0,010	2255,3	2416	0,023	0,024	1,07	2255,29
1744	1-го Мая 87	0,005	2255,3	2461,9	0,011	0,012	1,09	2255,29
1748	1-го Мая 87	0,005	2255,3	2464,9	0,011	0,012	1,09	2255,29
1752	1-го Мая 85	0,005	2255,3	2486,1	0,011	0,012	1,10	2255,29
1756	1-го Мая 85	0,005	2255,3	2489,5	0,011	0,012	1,10	2255,29
1758	1-го Мая 83	0,005	2255,3	2518,2	0,011	0,013	1,12	2255,29
1762	1-го Мая 72	0,010	2255,3	2502,5	0,023	0,025	1,11	2255,29
1773	1 Мая	0,020	2255,3	2401,5	0,045	0,048	1,06	2255,29
1775	1 Мая	0,030	2255,3	2393,6	0,068	0,072	1,06	2255,29
1782	Дзержинского 7	0,070	2394,5	2949,8	0,168	0,206	1,23	2394,50
1790	Ломоносова 39	0,220	2255,3	2771,7	0,496	0,610	1,23	2255,29
1794	Ломоносова 39	0,010	2255,3	2787,2	0,023	0,028	1,24	2255,29
1798	пер. Профсоюзный	0,010	2255,3	2801,4	0,023	0,028	1,24	2255,29
1804	пер. Профсоюзный	0,010	2255,3	2809,2	0,023	0,028	1,25	2255,29
1806	Ломоносова, 39 спортзал	0,010	2255,3	2817,9	0,023	0,028	1,25	2255,29
1810	пер. Профсоюзный	0,010	2255,3	2837,8	0,023	0,028	1,26	2255,29
1812	пер. Профсоюзный 8	0,020	2255,3	2845	0,045	0,057	1,26	2255,29
1816	Декабристов 14	0,040	2545,8	3446,9	0,102	0,138	1,35	2545,83
1821	Проходная б. Поля	0,012	1923,3	2514,9	0,023	0,030	1,31	1923,25
1822	Администрация б. Поля	0,222	1923,3	2493,8	0,427	0,554	1,30	1923,25
1847	Чкалова 5	0,069	723,3	1545,5	0,050	0,107	2,14	0,00
1851	Партизанская 13а	0,120	723,3	1583,2	0,087	0,190	2,19	0,00
1853	Чкалова 3	0,097	723,3	1520,4	0,070	0,147	2,10	0,00
1855	Чкалова 1	0,094	723,3	1585,6	0,068	0,149	2,19	0,00
1857	Кирова 23 гараж	0,102	990,2	1939,4	0,101	0,198	1,96	0,00
1860	Грибоедова 9а	0,105	723,3	1860,8	0,076	0,195	2,57	0,00
1863	Чкалова 7	0,110	723,3	1850,5	0,080	0,204	2,56	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1865	Чкалова 9	0,022	990,2	1878,5	0,022	0,041	1,90	0,00
1870	Партизанская 6	0,277	723,3	1663,4	0,200	0,461	2,30	0,00
1872	Партизанская 6а	0,310	723,3	1659,8	0,224	0,515	2,29	0,00
1897	Чкалова 9	0,165	990,2	1617,1	0,163	0,267	1,63	0,00
1900	Кирова 19а	0,025	723,3	1836,7	0,018	0,046	2,54	0,00
1902	Кирова 19	0,043	990,2	1827	0,043	0,079	1,85	0,00
1904	Кирова 21	0,109	990,2	1871,3	0,108	0,204	1,89	0,00
ТЭЦ Бойлерная «А»		25,19			60,62	78,44	1,40	
	Эффективный радиус теплоснабжения, Rэфф, м	2959,72						
	Котельная № 16							
1821	Проходная б. Поля	0,012	1923,3	2,5149	0,023	0,000	0,00	2600,00
1822	Администрация б. Поля	0,222	1923,3	2493,8	0,427	0,554	1,30	2600,00
1847	Чкалова 5	0,069	723,3	1545,5	0,050	0,107	2,14	0,00
1851	Партизанская 13а	0,120	723,3	1583,2	0,087	0,190	2,19	0,00
1853	Чкалова 3	0,097	723,3	1520,4	0,070	0,147	2,10	0,00
1855	Чкалова 1	0,094	723,3	1585,6	0,068	0,149	2,19	0,00
1857	Кирова 23 гараж	0,102	990,2	1939,4	0,101	0,198	1,96	0,00
1860	Грибоедова 9а	0,105	723,3	1860,8	0,076	0,195	2,57	0,00
1863	Чкалова 7	0,110	723,3	1850,5	0,080	0,204	2,56	0,00
1865	Чкалова 9	0,022	990,2	1878,5	0,022	0,041	1,90	0,00
1870	Партизанская 6	0,277	723,3	1663,4	0,200	0,461	2,30	0,00
1872	Партизанская 6а	0,310	723,3	1659,8	0,224	0,515	2,29	0,00
1897	Чкалова 9	0,165	990,2	1617,1	0,163	0,267	1,63	0,00
1900	Кирова 19а	0,025	723,3	1836,7	0,018	0,046	2,54	0,00
1902	Кирова 19	0,043	990,2	1827	0,043	0,079	1,85	0,00
1904	Кирова 21	0,109	990,2	1871,3	0,108	0,204	1,89	0,00
1910	Кирова 23	0,114	990,2	1957,6	0,113	0,223	1,98	0,00
1912	Кирова 25	0,097	990,2	1935,7	0,096	0,188	1,95	0,00
1914	Кирова 27	0,146	990,2	1966,6	0,145	0,287	1,99	0,00
1916	Кирова 23 гараж	0,052	990,2	1885,5	0,051	0,098	1,90	0,00
1919	Кирова 20	0,186	990,2	2082,9	0,184	0,387	2,10	0,00
1929	Чкалова 15	0,092	1247,9	2269,6	0,115	0,209	1,82	0,00
1931	Чкалова 15а	0,032	990,2	2269,1	0,032	0,073	2,29	0,00
1935	Чкалова 13	0,270	990,2	2329,7	0,267	0,629	2,35	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1938	Кирова 22	0,204	990,2	2331,3	0,202	0,476	2,35	0,00
1940	Кирова 20а	0,314	990,2	2393,4	0,311	0,752	2,42	0,00
1942	Баранова 20	0,212	1247,9	2613,4	0,265	0,554	2,09	0,00
1945	Ленина 21а	0,424	1247,9	2466,2	0,529	1,046	1,98	0,00
1948	Ленина	0,012	1589,9	2782	0,019	0,033	1,75	0,00
1953	Ленина 25/8	0,714	1589,9	2744,8	1,135	1,960	1,73	0,00
1955	Ленина 25/7	0,089	1589,9	2755,5	0,142	0,245	1,73	0,00
1957	Ленина 25/6	0,762	1589,9	2662	1,212	2,028	1,67	0,00
1974	Ленина 23	0,372	1589,9	2402,6	0,591	0,894	1,51	0,00
1978	Ленина 25/1	0,217	1589,9	2459,4	0,345	0,534	1,55	0,00
1980	Ленина 25/5	0,072	1589,9	2643,4	0,114	0,190	1,66	0,00
1984	Ленина 25/4	0,585	1589,9	2504	0,930	1,465	1,57	0,00
1986	Ленина 30	0,092	1589,9	2564,5	0,146	0,236	1,61	0,00
1989	Ленина 26	0,327	1589,9	2298	0,520	0,751	1,45	0,00
1991	Спортивная 4	0,152	1247,9	1757,4	0,190	0,267	1,41	0,00
2000	Шахтерской славы 20	0,458	1923,3	2962,8	0,881	1,357	1,54	0,00
2002	Шахтерской славы 24	0,571	1923,3	3055,4	1,098	1,745	1,59	0,00
2004	Шахтерской славы 22	0,556	1923,3	3138	1,069	1,745	1,63	0,00
2015	пр. Молодёжный 11	0,172	2086,6	3300,2	0,359	0,568	1,58	0,00
2017	пр. Молодёжный 11	0,402	2234,3	3237	0,898	1,301	1,45	0,00
2020	пр. Молодежный 7	0,483	2234,3	3506,6	1,079	1,694	1,57	0,00
2021	бассейн	0,472	1989,7	3214,5	0,939	1,517	1,62	0,00
2023	Школа №6	0,419	2234,3	3278	0,936	1,373	1,47	0,00
2028	пр. Молодежный 5	0,503	2234,3	3512,2	1,124	1,767	1,57	0,00
2031	Ленина 26а	0,431	1589,9	2332,8	0,685	1,005	1,47	0,00
2036	Ленина 24	0,276	1589,9	2220,6	0,439	0,613	1,40	1589,92
2040	Ленина 22	0,363	1589,9	2268,1	0,577	0,823	1,43	0,00
2046	Ленина 22а	0,431	1589,9	2249,5	0,685	0,970	1,41	0,00
2052	Максима Горького 22	0,293	1589,9	2423,1	0,466	0,710	1,52	0,00
2054	Максима Горького 24	0,189	1589,9	2488,7	0,300	0,470	1,57	0,00
2058	Максима Горького 20	0,462	1589,9	2528,3	0,735	1,168	1,59	0,00
2063	Максима Горького 20а	0,360	1589,9	2273,1	0,572	0,818	1,43	0,00
2070	Ленина 20	0,179	1589,9	2186,1	0,285	0,391	1,37	1589,92
2072	Ленина 20а	0,046	1589,9	2181,8	0,073	0,100	1,37	1589,92
2074	Ленина 24а	0,426	1589,9	2321,9	0,677	0,989	1,46	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2087	Чкалова 8	0,091	990,2	1667,9	0,090	0,152	1,68	0,00
2091	Чкалова 10	0,065	990,2	1701,5	0,064	0,111	1,72	0,00
2094	Кирова 31	0,042	990,2	1728,8	0,042	0,073	1,75	0,00
2096	Кирова 33/9	0,126	990,2	1778,4	0,125	0,224	1,80	0,00
2099	Ленина	0,022	990,2	1791	0,022	0,039	1,81	0,00
2111	Партизанская 7/2	0,065	723,3	1522,8	0,047	0,099	2,11	0,00
2116	Чкалова 4	0,084	990,2	1557,8	0,083	0,131	1,57	0,00
2118	Чкалова 6	0,084	990,2	1612,5	0,083	0,135	1,63	0,00
2120	Ленина 7	0,052	990,2	1818,5	0,051	0,095	1,84	0,00
2122	Ленина	0,022	990,2	1836,2	0,022	0,040	1,85	0,00
2127	Ленина 3	0,060	990,2	1625,6	0,059	0,098	1,64	0,00
2129	Ленина 1/1	0,058	990,2	1615,5	0,057	0,094	1,63	0,00
2131	Партизанская 5	0,036	723,3	1555,6	0,026	0,056	2,15	0,00
2133	Кирова 24	0,349	990,2	1746,6	0,346	0,610	1,76	0,00
2135	Ленина 11	0,321	1247,9	1877,2	0,401	0,603	1,50	0,00
2139	Кирова 35/12	0,120	1247,9	2024,3	0,150	0,243	1,62	0,00
2141	Кирова 37	0,058	1247,9	1983,7	0,072	0,115	1,59	0,00
2143	Ленина 16	0,070	1247,9	2043,9	0,087	0,143	1,64	0,00
2146	Ленина 14	0,284	1247,9	2233,3	0,354	0,634	1,79	0,00
2148	Кирова 30	0,585	1247,9	2185,4	0,730	1,278	1,75	0,00
2150	Ленина 13	0,086	1247,9	2336,7	0,107	0,201	1,87	0,00
2157	Максима Горького 11	0,367	1589,9	2540,9	0,584	0,933	1,60	0,00
2162	Новосельская 3	0,032	1589,9	2790,1	0,051	0,089	1,75	0,00
2164	Новосельская 1	0,031	1589,9	2750,2	0,049	0,085	1,73	0,00
2166	Новосельская 2	0,031	1658,6	2745	0,051	0,085	1,66	0,00
2168	Новосельская 4	0,139	1589,9	2785,1	0,221	0,387	1,75	0,00
2170	Новосельская 5	0,031	1589,9	2816,2	0,049	0,087	1,77	0,00
2175	Шахтерской славы 18а	0,095	1923,3	2829,3	0,183	0,269	1,47	0,00
2179	Шахтерской славы 18	0,256	1923,3	2934,3	0,492	0,751	1,53	0,00
2183	Максима Горького 9, тир	0,031	1589,9	2913,8	0,049	0,090	1,83	0,00
2187	Максима Горького 9	0,373	1589,9	3168,5	0,593	1,182	1,99	0,00
2191	Горького 7а Магазин Феникс	0,022	1589,9	2691,3	0,035	0,059	1,69	0,00
2205	Максима Горького 1	0,158	1247,9	1598,5	0,197	0,253	1,28	1247,91
2209	Спортивная, д.2	0,331	1247,9	1611,1	0,413	0,533	1,29	1247,91
2211	Спортивная 19	0,544	1247,9	1652,4	0,679	0,899	1,32	1247,91

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2214	Спортивная 6	0,557	1589,9	1776,3	0,886	0,989	1,12	1589,92
2218	Почтовый пер. 13	0,437	1589,9	2028,3	0,695	0,886	1,28	1589,92
2221	Спортивная 21	0,117	1589,9	1867,2	0,186	0,218	1,17	1589,92
2230	Максима Горького 3	0,015	1247,9	1794,9	0,019	0,027	1,44	0,00
2232	Спортивная 19а	0,287	1247,9	1823,1	0,358	0,523	1,46	0,00
2235	Почтовый пер. 11а	0,272	1247,9	1793,4	0,339	0,488	1,44	0,00
2240	Максима Горького 5/9	0,100	1247,9	1833,1	0,125	0,183	1,47	0,00
2242	Почтовый пер. 11	0,272	1247,9	1844,6	0,339	0,502	1,48	0,00
2248	Почтовый 14 лит А	0,072	1589,9	1942,2	0,114	0,140	1,22	1589,92
2265	Климчука 2	0,370	1589,9	1976,9	0,588	0,731	1,24	1589,92
2270	Климчука 4	0,375	1589,9	2141,2	0,596	0,803	1,35	1589,92
2278	Кирова 53	0,272	1589,9	2193,9	0,432	0,597	1,38	1589,92
2280	Кирова 53а	0,022	1589,9	2187,7	0,035	0,048	1,38	1589,92
2284	Гагарина 1	0,236	1658,6	2315,9	0,391	0,547	1,40	1658,60
2286	Гагарина 3	0,236	1923,3	2510,6	0,454	0,593	1,31	1923,25
2290	Кирова 50	0,277	1589,9	2997,5	0,440	0,830	1,89	0,00
2291	Кирова 50	0,277	1589,9	3024,2	0,440	0,838	1,90	0,00
2296	Кирова 52	0,102	1923,3	2467,2	0,196	0,252	1,28	1923,25
2298	Кирова 52	0,592	1658,6	2504,4	0,982	1,483	1,51	0,00
2300	Кирова 52	0,102	1923,3	2583,9	0,196	0,264	1,34	1923,25
2303	Гагарина 2	0,334	1923,3	2522	0,642	0,842	1,31	1923,25
2306	Кирова 52	0,032	1923,3	2590,7	0,062	0,083	1,35	1923,25
2310	Кирова 52	0,012	1923,3	2653,5	0,023	0,032	1,38	1923,25
2312	Кирова 52	0,052	1923,3	2675,7	0,100	0,139	1,39	1923,25
2320	Учебный корпус	0,392	1658,6	2420,6	0,650	0,949	1,46	0,00
2321	Спальный корпус	0,102	1658,6	2448	0,169	0,250	1,48	0,00
2327	Ленина 2/1	0,056	990,2	1563,2	0,055	0,088	1,58	0,00
2332	Ленина 4	0,035	990,2	1592,1	0,035	0,056	1,61	0,00
2334	Ленина 6	0,045	990,2	1633,3	0,045	0,073	1,65	0,00
2336	Почтовый пер. 3	0,086	990,2	2070,3	0,085	0,178	2,09	0,00
2340	Ленина 10	0,041	990,2	2056,8	0,041	0,084	2,08	0,00
2349	Максима Горького 8	0,060	1247,9	1751,4	0,075	0,105	1,40	0,00
2358	Кирова 39	0,064	1247,9	1944,1	0,080	0,124	1,56	0,00
2360	Кирова 41	0,051	1247,9	1885,6	0,064	0,096	1,51	0,00
2363	Почтовый пер. 2/8	0,043	1247,9	1956,9	0,054	0,084	1,57	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2365	Почтовый пер. 4	0,112	1247,9	1955,4	0,140	0,219	1,57	0,00
2367	Кирова 43	0,081	1247,9	1837,5	0,101	0,149	1,47	0,00
2369	Кирова 45	0,052	1247,9	1792,5	0,065	0,093	1,44	0,00
2385	Спортивная 5/2	0,152	990,2	1579,9	0,151	0,240	1,60	0,00
2387	Трестовский пер. 4/5	0,112	990,2	1532,9	0,111	0,172	1,55	0,00
2389	Трестовский пер. 6	0,062	990,2	1733,6	0,061	0,107	1,75	0,00
2392	Партизанская 3	0,036	990,2	1592,4	0,036	0,057	1,61	0,00
2394	Ленина 5	0,277	990,2	1637,5	0,274	0,454	1,65	0,00
2395	Банковская 3	0,094	990,2	1730,2	0,093	0,163	1,75	0,00
2401	Спортивная 3	0,035	990,2	1519,8	0,035	0,053	1,53	0,00
2405	Спортивная 7	0,130	1247,9	1459	0,162	0,190	1,17	1247,91
2415	Максима Горького 4	0,088	1247,9	1622,6	0,110	0,143	1,30	1247,91
2417	Спортивная 9/2	0,354	1247,9	1574,1	0,442	0,557	1,26	1247,91
2421	Почтовый пер. 5	0,113	1247,9	1754	0,141	0,198	1,41	0,00
2423	Почтовый пер. 5а	0,087	1247,9	1764,2	0,109	0,153	1,41	0,00
2426	Максима Горького 6	0,079	1247,9	1702,4	0,099	0,134	1,36	1247,91
2429	Банковская 7	0,119	990,2	1461,5	0,118	0,174	1,48	0,00
2458	Кирова 13	0,105	723,3	1871,5	0,076	0,197	2,59	0,00
2460	Кирова 15	0,120	723,3	1842	0,087	0,221	2,55	0,00
2462	Грибоедова 12	0,127	723,3	1847,8	0,092	0,235	2,55	0,00
2467	Кирова 17	0,104	723,3	1768,3	0,075	0,184	2,44	0,00
2471	Кирова 18а	0,374	990,2	2041,2	0,370	0,763	2,06	0,00
2473	Кирова 18	0,283	990,2	1943,8	0,280	0,550	1,96	0,00
2478	Грибоедова 15	0,362	990,2	1990,4	0,358	0,721	2,01	0,00
2481	Грибоедова 13	0,271	990,2	2024,1	0,268	0,549	2,04	0,00
2484	Грибоедова 16	0,576	990,2	1969,2	0,570	1,134	1,99	0,00
2487	Грибоедова 14	0,322	990,2	1943	0,319	0,626	1,96	0,00
2494	городской пляж	0,022	544,0	1304,3	0,012	0,029	2,40	0,00
2500	Партизанская 8	0,059	723,3	1775,7	0,043	0,105	2,46	0,00
2524	Грибоедова 4	0,041	723,3	1595,8	0,030	0,065	2,21	0,00
2527	Партизанская 17	0,261	723,3	1597,2	0,189	0,417	2,21	0,00
2530	Партизанская 19	0,050	723,3	1664,3	0,036	0,083	2,30	0,00
2533	Грибоедова 4а	0,175	723,3	1724,3	0,127	0,302	2,38	0,00
2536	Партизанская 21	0,225	723,3	1720,9	0,163	0,387	2,38	0,00
2539	Кирова 11	0,372	723,3	2033,8	0,269	0,757	2,81	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2541	Грибоедова 8	0,177	723,3	1705,2	0,128	0,302	2,36	0,00
2543	Грибоедова 10	0,079	723,3	1776,6	0,057	0,140	2,46	0,00
2546	Грибоедова 6	0,080	723,3	1673,1	0,058	0,134	2,31	0,00
2556	Грибоедова 5	0,083	723,3	1787	0,060	0,148	2,47	0,00
2558	Грибоедова 7	0,088	723,3	1731,4	0,064	0,152	2,39	0,00
2560	Грибоедова 9	0,086	723,3	1678	0,062	0,144	2,32	0,00
2571	Большие поля 96	0,372	1589,9	2109,9	0,591	0,785	1,33	1589,92
2572	Мастерские б. Поля	0,222	1658,6	2263,8	0,368	0,503	1,36	1658,60
2573	Б. Поля 99	0,062	1658,6	2512,3	0,103	0,156	1,51	0,00
2574	Б. Поля 101	0,082	1658,6	2467,8	0,136	0,202	1,49	0,00
2581	Кирова 12а	0,435	990,2	2473,3	0,431	1,076	2,50	0,00
2582	Грибоедова 20а	0,214	990,2	2325,9	0,212	0,498	2,35	0,00
2584	Северная 1	0,064	1247,9	2385,9	0,080	0,153	1,91	0,00
2589	пр. Молодёжный 5б	0,422	2234,3	3602	0,943	1,520	1,61	0,00
2590	Насосная водоканала	0,012	2234,3	3650,2	0,027	0,044	1,63	0,00
2592	пр. Молодежный 7а	0,342	2234,3	3496,2	0,764	1,196	1,56	0,00
2599	пр. Молодёжный 5а	0,692	2234,3	3539,5	1,546	2,449	1,58	0,00
2622	Ленина 19	0,322	1247,9	2132,3	0,402	0,687	1,71	0,00
2626	Чкалова 17	0,352	1247,9	2226,9	0,439	0,784	1,78	0,00
2628	Чкалова 14	0,491	1247,9	2211,9	0,613	1,086	1,77	0,00
2632	Грибоедова 17	0,300	990,2	2169,2	0,297	0,651	2,19	0,00
2634	Грибоедова 19	0,316	990,2	2215,7	0,313	0,700	2,24	0,00
2636	Грибоедова 19а	0,163	990,2	2198,1	0,161	0,358	2,22	0,00
2637	Чкалова 15а	0,022	1247,9	2294,8	0,027	0,050	1,84	0,00
2640	Грибоедова 19б	0,545	1247,9	2210,8	0,680	1,205	1,77	0,00
2642	Ленина 19б	0,415	1247,9	2338,9	0,518	0,971	1,87	0,00
2645	Ленина 19в	0,528	1247,9	2406,1	0,659	1,270	1,93	0,00
2648	Ленина 21б	0,436	1247,9	2421,3	0,544	1,056	1,94	0,00
2652	Климчука 2 Общежитие	0,172	1658,6	2371,8	0,285	0,408	1,43	0,00
2655	Климчука 1	0,202	1589,9	2405,8	0,321	0,486	1,51	0,00
2661	Климчука 1	0,192	1589,9	2336,6	0,305	0,449	1,47	0,00
2668	Партизанская 31	0,310	723,3	2120,8	0,224	0,657	2,93	0,00
2672	Баранова 2	0,306	723,3	1823,7	0,221	0,558	2,52	0,00
2675	Баранова 4	0,282	723,3	1824,1	0,204	0,514	2,52	0,00
2678	Баранова 6	0,270	723,3	1867	0,195	0,504	2,58	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2682	Баранова 6а	0,270	723,3	1896,7	0,195	0,512	2,62	0,00
2685	Баранова 8	0,272	723,3	1956,7	0,197	0,532	2,71	0,00
2692	Баранова 5	0,300	723,3	2047,9	0,217	0,614	2,83	0,00
2698	Партизанская 29	0,306	723,3	2140,2	0,221	0,655	2,96	0,00
2701	Баранова 10	0,277	723,3	2005,7	0,200	0,556	2,77	0,00
2703	Кирова 1/12	0,309	723,3	2054,9	0,223	0,635	2,84	0,00
2707	Баранова 7	0,436	723,3	2106,6	0,315	0,918	2,91	0,00
2712	Партизанская 33	0,290	723,3	2193	0,210	0,636	3,03	0,00
2714	Кирова 7	0,852	723,3	2195,5	0,616	1,871	3,04	0,00
2716	Кирова 7	0,052	723,3	2158,1	0,038	0,112	2,98	0,00
2721	Кирова 16а	0,482	990,2	2125,6	0,477	1,025	2,15	0,00
2723	Кирова 16а	0,502	990,2	2126,9	0,497	1,068	2,15	0,00
2725	Кирова 16	0,269	723,3	2068,5	0,195	0,556	2,86	0,00
2730	Кирова 12б	0,291	990,2	2292,3	0,288	0,667	2,32	0,00
2732	Кирова 14а	0,432	990,2	2354	0,428	1,017	2,38	0,00
2734	Кирова 12	0,856	990,2	2357,8	0,848	2,018	2,38	0,00
2736	Кирова 14	0,304	990,2	2188,6	0,301	0,665	2,21	0,00
2749	Партизанская 27	0,535	723,3	1961,8	0,387	1,050	2,71	0,00
2769	Грибоедова 18	0,417	990,2	2149,3	0,413	0,896	2,17	0,00
2772	Грибоедова 20	0,430	990,2	2258,9	0,426	0,971	2,28	0,00
2776	Северная 5/2	0,012	1247,9	2305,8	0,015	0,028	1,85	0,00
2778	Северная 3	0,042	1247,9	2411,8	0,052	0,101	1,93	0,00
2780	Северная 5	0,052	1247,9	2437,6	0,065	0,127	1,95	0,00
2789	пр. Молодёжный 17	0,566	1989,7	2993,1	1,126	1,694	1,50	0,00
2792	Ленина 34б	0,335	1923,3	2956,4	0,644	0,990	1,54	0,00
2794	Ленина 34а	0,305	1923,3	2967,1	0,587	0,905	1,54	0,00
2796	пр. Молодёжный 15	0,429	1989,7	3008	0,854	1,290	1,51	0,00
2799	пр. Молодёжный 13	0,782	2234,3	3303,4	1,747	2,583	1,48	0,00
2802	пр. Молодёжный 15а	0,174	1989,7	3206,8	0,346	0,558	1,61	0,00
2813	Ленина 30а	0,294	1923,3	2679,6	0,565	0,788	1,39	1923,25
2817	Ленина 30б	0,297	1923,3	2711,1	0,571	0,805	1,41	0,00
2820	Ленина 32г	0,402	1923,3	2893,6	0,773	1,163	1,50	0,00
2822	Ленина 32а	0,122	1923,3	2843,9	0,235	0,347	1,48	0,00
2825	Шахтёрской славы 5	0,428	1923,3	2755,8	0,823	1,179	1,43	0,00
2827	Ленина 32б	0,315	1923,3	2834,7	0,606	0,893	1,47	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2832	Шахтёрской славы 9б	0,022	1923,3	3011,2	0,042	0,066	1,57	0,00
2834	Шахтёрской славы 9б	0,502	1923,3	3027,4	0,965	1,520	1,57	0,00
2836	Шахтёрской славы 9б	0,502	1923,3	2906,5	0,965	1,459	1,51	0,00
2838	Шахтёрской славы 9а	0,287	1923,3	2944,3	0,552	0,845	1,53	0,00
2842	Ленина 32в	0,438	1923,3	3189,1	0,842	1,397	1,66	0,00
2845	пр. Молодежный 11а	0,266	1989,7	3171,8	0,529	0,844	1,59	0,00
2848	Насосная водоканала	0,022	1989,7	3523,7	0,044	0,078	1,77	0,00
2851	Ленина 27 ГП Магнит	1,192	1589,9	2869,7	1,895	3,421	1,80	0,00
2852	Ленина 30	0,662	1923,3	2678	1,273	1,773	1,39	1923,25
2862	Шахтёрской славы 3	0,441	1923,3	2648,6	0,848	1,168	1,38	1923,25
2864	Ленина 28/2	0,553	1589,9	2635,5	0,879	1,457	1,66	0,00
2866	Шахтерской славы 4	0,692	1658,6	2740,7	1,148	1,897	1,65	0,00
2870	Шахтерской славы 7	0,770	1923,3	2720,8	1,481	2,095	1,41	0,00
2877	Максима Горького 26	0,447	1589,9	2819,8	0,711	1,260	1,77	0,00
2880	Максима Горького 28/6	0,680	1589,9	2612,5	1,081	1,777	1,64	0,00
2885	Ленина 32	0,139	1923,3	2768,8	0,267	0,385	1,44	0,00
2887	Гагарина 4	0,207	1923,3	2583,7	0,398	0,535	1,34	1923,25
2888	Гагарина 11	0,452	1923,3	2734,1	0,869	1,236	1,42	0,00
2892	Гагарина 13	0,492	1923,3	2726,2	0,946	1,341	1,42	0,00
2899	Шахтерской славы 16	0,440	1923,3	2928,7	0,846	1,289	1,52	0,00
2903	Гагарина 5	0,358	1923,3	2469,5	0,689	0,884	1,28	1923,25
2908	Гагарина 52	0,531	1923,3	2568,3	1,021	1,364	1,34	1923,25
2910	Гагарина 58	0,358	1923,3	2694,9	0,689	0,965	1,40	0,00
2914	Гагарина 1а	0,281	1923,3	2767,2	0,540	0,778	1,44	0,00
2918	Гагарина 5а	0,213	1923,3	2481,6	0,410	0,529	1,29	1923,25
2921	Гагарина 9	0,214	1923,3	2570,9	0,412	0,550	1,34	1923,25
2923	Гагарина 7	0,394	1923,3	2634,3	0,758	1,038	1,37	1923,25
2928	Гагарина 5б	0,136	1923,3	2802,9	0,262	0,381	1,46	0,00
2930	Гагарина 9а	0,022	1923,3	2656,8	0,042	0,058	1,38	1923,25
2933	Октябрьская 1а	0,085	1247,9	2203,4	0,106	0,187	1,77	0,00
2937	Кирова 32	0,088	1247,9	2314,1	0,110	0,204	1,85	0,00
2940	Кирова 36	0,065	1247,9	2403,3	0,081	0,156	1,93	0,00
2942	Кирова 40	0,064	1247,9	2454,5	0,080	0,157	1,97	0,00
2945	Кирова 34	0,095	1247,9	2305,8	0,119	0,219	1,85	0,00
2949	Октябрьская 1	0,020	1247,9	2279,8	0,025	0,046	1,83	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2953	Октябрьская 3	0,018	1247,9	2303,8	0,022	0,041	1,85	0,00
2957	Октябрьская 5	0,019	1247,9	2340,1	0,024	0,044	1,88	0,00
2960	Октябрьская 7	0,022	1247,9	2372,9	0,027	0,052	1,90	0,00
2962	Октябрьская 9	0,022	1589,9	2409,4	0,035	0,053	1,52	0,00
2971	Октябрьская 4	0,019	1247,9	2478,8	0,024	0,047	1,99	0,00
2973	Октябрьская 6	0,019	1247,9	2441,3	0,024	0,046	1,96	0,00
2977	Октябрьская 10	0,020	1589,9	2480,2	0,032	0,050	1,56	0,00
2979	Октябрьская 8	0,019	1589,9	2445	0,030	0,046	1,54	0,00
2981	Максима Горького 18а	0,350	1247,9	2135,7	0,437	0,747	1,71	0,00
2983	Максима Горького 18	0,259	1589,9	2251,8	0,412	0,583	1,42	0,00
2985	Кирова 47	0,072	1247,9	1788,3	0,090	0,129	1,43	0,00
2993	Кирова 46	0,269	1589,9	3020,7	0,428	0,813	1,90	0,00
2997	Кирова 46а	0,259	1589,9	2993,3	0,412	0,775	1,88	0,00
3001	Кирова 46б	0,260	1589,9	3030,6	0,413	0,788	1,91	0,00
3005	Кирова 46в	0,264	1589,9	3094,4	0,420	0,817	1,95	0,00
3013	Максима Горького 7а	0,016	1589,9	3155,2	0,025	0,050	1,98	0,00
3017	Кирова 44	0,241	1589,9	3204,7	0,383	0,772	2,02	0,00
3021	Кирова 42	0,234	1589,9	3278,2	0,372	0,767	2,06	0,00
3023	Максима Горького 7	0,362	1589,9	3338,1	0,576	1,208	2,10	0,00
3025	Максима Горького 7а	0,016	1589,9	2770,5	0,025	0,044	1,74	0,00
3028	Кирова 49	0,172	1589,9	1890,3	0,273	0,325	1,19	1589,92
3032	Почтовый пер. 12	0,063	1589,9	2027,4	0,100	0,128	1,28	1589,92
3034	Почтовый пер. 12	0,063	1589,9	2014,2	0,100	0,127	1,27	1589,92
3035	Почтовый пер. 10	0,062	1589,9	2053,8	0,099	0,127	1,29	1589,92
3039	Кирова 51/1	0,297	1589,9	2074,2	0,472	0,616	1,30	1589,92
3043	Кирова 51/2	0,383	1589,9	2150,9	0,609	0,824	1,35	1589,92
3050	Почтовый пер. 10	0,052	1589,9	1998,9	0,083	0,104	1,26	1589,92
3053	Шахтерской славы 9	0,437	1923,3	2819	0,840	1,232	1,47	0,00
3055	Шахтерской славы 10	0,448	1923,3	2727,7	0,862	1,222	1,42	0,00
3057	Шахтерской славы 12	0,452	1923,3	2803,6	0,869	1,267	1,46	0,00
3061	Шахтерской славы 14/1	0,275	1923,3	2940,9	0,529	0,809	1,53	0,00
3068	Шахтерской славы 14/2	0,312	1923,3	2979,9	0,600	0,930	1,55	0,00
3079	Ленина 18	0,023	1247,9	2040,1	0,029	0,047	1,63	0,00
3083	Ленина	0,022	1247,9	2089,3	0,027	0,046	1,67	0,00
3085	Ленина 20	0,261	1247,9	2191,5	0,326	0,572	1,76	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
3092	Ленина 15	0,084	1247,9	2340,7	0,105	0,197	1,88	0,00
3094	Ленина 17	0,082	1247,9	2407,2	0,102	0,197	1,93	0,00
3096	Ленина 19а	0,361	1247,9	2167,9	0,450	0,783	1,74	0,00
3099	Ленина 21	0,302	1589,9	2214,9	0,480	0,669	1,39	1589,92
3146	Грибоедова 1	0,072	723,3	1606,9	0,052	0,116	2,22	0,00
Котельная №16		72,95			106,45	177,58	1,40	
Эффективный радиус теплоснабжения Rэфф, м		2600						

Приложение 2. Результаты расчетов по определению перспективного эффективного радиуса теплоснабжения потребителей на территории Сланцевского городского поселения

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZT, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZC, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
	Котельная № 16							
1821	Проходная б. Поля	0,012	1923,3	2,5149	0,023	0,000	0,00	2600,00
1822	Администрация б. Поля	0,222	1923,3	2493,8	0,427	0,554	1,30	2600,00
1847	Чкалова 5	0,069	723,3	1545,5	0,050	0,107	2,14	0,00
1851	Партизанская 13а	0,120	723,3	1583,2	0,087	0,190	2,19	0,00
1853	Чкалова 3	0,097	723,3	1520,4	0,070	0,147	2,10	0,00
1855	Чкалова 1	0,094	723,3	1585,6	0,068	0,149	2,19	0,00
1857	Кирова 23 гараж	0,102	990,2	1939,4	0,101	0,198	1,96	0,00
1860	Грибоедова 9а	0,105	723,3	1860,8	0,076	0,195	2,57	0,00
1863	Чкалова 7	0,110	723,3	1850,5	0,080	0,204	2,56	0,00
1865	Чкалова 9	0,022	990,2	1878,5	0,022	0,041	1,90	0,00
1870	Партизанская б	0,277	723,3	1663,4	0,200	0,461	2,30	0,00
1872	Партизанская ба	0,310	723,3	1659,8	0,224	0,515	2,29	0,00
1897	Чкалова 9	0,165	990,2	1617,1	0,163	0,267	1,63	0,00
1900	Кирова 19а	0,025	723,3	1836,7	0,018	0,046	2,54	0,00
1902	Кирова 19	0,043	990,2	1827	0,043	0,079	1,85	0,00
1904	Кирова 21	0,109	990,2	1871,3	0,108	0,204	1,89	0,00
1910	Кирова 23	0,114	990,2	1957,6	0,113	0,223	1,98	0,00
1912	Кирова 25	0,097	990,2	1935,7	0,096	0,188	1,95	0,00
1914	Кирова 27	0,146	990,2	1966,6	0,145	0,287	1,99	0,00
1916	Кирова 23 гараж	0,052	990,2	1885,5	0,051	0,098	1,90	0,00
1919	Кирова 20	0,186	990,2	2082,9	0,184	0,387	2,10	0,00
1929	Чкалова 15	0,092	1247,9	2269,6	0,115	0,209	1,82	0,00
1931	Чкалова 15а	0,032	990,2	2269,1	0,032	0,073	2,29	0,00
1935	Чкалова 13	0,270	990,2	2329,7	0,267	0,629	2,35	0,00
1938	Кирова 22	0,204	990,2	2331,3	0,202	0,476	2,35	0,00
1940	Кирова 20а	0,314	990,2	2393,4	0,311	0,752	2,42	0,00
1942	Баранова 20	0,212	1247,9	2613,4	0,265	0,554	2,09	0,00
1945	Ленина 21а	0,424	1247,9	2466,2	0,529	1,046	1,98	0,00
1948	Ленина	0,012	1589,9	2782	0,019	0,033	1,75	0,00
1953	Ленина 25/8	0,714	1589,9	2744,8	1,135	1,960	1,73	0,00
1955	Ленина 25/7	0,089	1589,9	2755,5	0,142	0,245	1,73	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1957	Ленина 25/6	0,762	1589,9	2662	1,212	2,028	1,67	0,00
1974	Ленина 23	0,372	1589,9	2402,6	0,591	0,894	1,51	0,00
1978	Ленина 25/1	0,217	1589,9	2459,4	0,345	0,534	1,55	0,00
1980	Ленина 25/5	0,072	1589,9	2643,4	0,114	0,190	1,66	0,00
1984	Ленина 25/4	0,585	1589,9	2504	0,930	1,465	1,57	0,00
1986	Ленина 30	0,092	1589,9	2564,5	0,146	0,236	1,61	0,00
1989	Ленина 26	0,327	1589,9	2298	0,520	0,751	1,45	0,00
1991	Спортивная 4	0,152	1247,9	1757,4	0,190	0,267	1,41	0,00
2000	Шахтерской славы 20	0,458	1923,3	2962,8	0,881	1,357	1,54	0,00
2002	Шахтерской славы 24	0,571	1923,3	3055,4	1,098	1,745	1,59	0,00
2004	Шахтерской славы 22	0,556	1923,3	3138	1,069	1,745	1,63	0,00
2015	пр. Молодёжный 11	0,172	2086,6	3300,2	0,359	0,568	1,58	0,00
2017	пр. Молодёжный 11	0,402	2234,3	3237	0,898	1,301	1,45	0,00
2020	пр. Молодежный 7	0,483	2234,3	3506,6	1,079	1,694	1,57	0,00
2021	бассейн	0,472	1989,7	3214,5	0,939	1,517	1,62	0,00
2023	Школа №6	0,419	2234,3	3278	0,936	1,373	1,47	0,00
2028	пр. Молодежный 5	0,503	2234,3	3512,2	1,124	1,767	1,57	0,00
2031	Ленина 26а	0,431	1589,9	2332,8	0,685	1,005	1,47	0,00
2036	Ленина 24	0,276	1589,9	2220,6	0,439	0,613	1,40	1589,92
2040	Ленина 22	0,363	1589,9	2268,1	0,577	0,823	1,43	0,00
2046	Ленина 22а	0,431	1589,9	2249,5	0,685	0,970	1,41	0,00
2052	Максима Горького 22	0,293	1589,9	2423,1	0,466	0,710	1,52	0,00
2054	Максима Горького 24	0,189	1589,9	2488,7	0,300	0,470	1,57	0,00
2058	Максима Горького 20	0,462	1589,9	2528,3	0,735	1,168	1,59	0,00
2063	Максима Горького 20а	0,360	1589,9	2273,1	0,572	0,818	1,43	0,00
2070	Ленина 20	0,179	1589,9	2186,1	0,285	0,391	1,37	1589,92
2072	Ленина 20а	0,046	1589,9	2181,8	0,073	0,100	1,37	1589,92
2074	Ленина 24а	0,426	1589,9	2321,9	0,677	0,989	1,46	0,00
2087	Чкалова 8	0,091	990,2	1667,9	0,090	0,152	1,68	0,00
2091	Чкалова 10	0,065	990,2	1701,5	0,064	0,111	1,72	0,00
2094	Кирова 31	0,042	990,2	1728,8	0,042	0,073	1,75	0,00
2096	Кирова 33/9	0,126	990,2	1778,4	0,125	0,224	1,80	0,00
2099	Ленина	0,022	990,2	1791	0,022	0,039	1,81	0,00
2111	Партизанская 7/2	0,065	723,3	1522,8	0,047	0,099	2,11	0,00
2116	Чкалова 4	0,084	990,2	1557,8	0,083	0,131	1,57	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2118	Чкалова 6	0,084	990,2	1612,5	0,083	0,135	1,63	0,00
2120	Ленина 7	0,052	990,2	1818,5	0,051	0,095	1,84	0,00
2122	Ленина	0,022	990,2	1836,2	0,022	0,040	1,85	0,00
2127	Ленина 3	0,060	990,2	1625,6	0,059	0,098	1,64	0,00
2129	Ленина 1/1	0,058	990,2	1615,5	0,057	0,094	1,63	0,00
2131	Партизанская 5	0,036	723,3	1555,6	0,026	0,056	2,15	0,00
2133	Кирова 24	0,349	990,2	1746,6	0,346	0,610	1,76	0,00
2135	Ленина 11	0,321	1247,9	1877,2	0,401	0,603	1,50	0,00
2139	Кирова 35/12	0,120	1247,9	2024,3	0,150	0,243	1,62	0,00
2141	Кирова 37	0,058	1247,9	1983,7	0,072	0,115	1,59	0,00
2143	Ленина 16	0,070	1247,9	2043,9	0,087	0,143	1,64	0,00
2146	Ленина 14	0,284	1247,9	2233,3	0,354	0,634	1,79	0,00
2148	Кирова 30	0,585	1247,9	2185,4	0,730	1,278	1,75	0,00
2150	Ленина 13	0,086	1247,9	2336,7	0,107	0,201	1,87	0,00
2157	Максима Горького 11	0,367	1589,9	2540,9	0,584	0,933	1,60	0,00
2162	Новосельская 3	0,032	1589,9	2790,1	0,051	0,089	1,75	0,00
2164	Новосельская 1	0,031	1589,9	2750,2	0,049	0,085	1,73	0,00
2166	Новосельская 2	0,031	1658,6	2745	0,051	0,085	1,66	0,00
2168	Новосельская 4	0,139	1589,9	2785,1	0,221	0,387	1,75	0,00
2170	Новосельская 5	0,031	1589,9	2816,2	0,049	0,087	1,77	0,00
2175	Шахтерской славы 18а	0,095	1923,3	2829,3	0,183	0,269	1,47	0,00
2179	Шахтерской славы 18	0,256	1923,3	2934,3	0,492	0,751	1,53	0,00
2183	Максима Горького 9, тир	0,031	1589,9	2913,8	0,049	0,090	1,83	0,00
2187	Максима Горького 9	0,373	1589,9	3168,5	0,593	1,182	1,99	0,00
2191	Горького 7а Магазин Феникс	0,022	1589,9	2691,3	0,035	0,059	1,69	0,00
2205	Максима Горького 1	0,158	1247,9	1598,5	0,197	0,253	1,28	1247,91
2209	Спортивная, д.2	0,331	1247,9	1611,1	0,413	0,533	1,29	1247,91
2211	Спортивная 19	0,544	1247,9	1652,4	0,679	0,899	1,32	1247,91
2214	Спортивная 6	0,557	1589,9	1776,3	0,886	0,989	1,12	1589,92
2218	Почтовый пер. 13	0,437	1589,9	2028,3	0,695	0,886	1,28	1589,92
2221	Спортивная 21	0,117	1589,9	1867,2	0,186	0,218	1,17	1589,92
2230	Максима Горького 3	0,015	1247,9	1794,9	0,019	0,027	1,44	0,00
2232	Спортивная 19а	0,287	1247,9	1823,1	0,358	0,523	1,46	0,00
2235	Почтовый пер. 11а	0,272	1247,9	1793,4	0,339	0,488	1,44	0,00
2240	Максима Горького 5/9	0,100	1247,9	1833,1	0,125	0,183	1,47	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2242	Почтовый пер. 11	0,272	1247,9	1844,6	0,339	0,502	1,48	0,00
2248	Почтовый 14 лит А	0,072	1589,9	1942,2	0,114	0,140	1,22	1589,92
2265	Климчука 2	0,370	1589,9	1976,9	0,588	0,731	1,24	1589,92
2270	Климчука 4	0,375	1589,9	2141,2	0,596	0,803	1,35	1589,92
2278	Кирова 53	0,272	1589,9	2193,9	0,432	0,597	1,38	1589,92
2280	Кирова 53а	0,022	1589,9	2187,7	0,035	0,048	1,38	1589,92
2284	Гагарина 1	0,236	1658,6	2315,9	0,391	0,547	1,40	1658,60
2286	Гагарина 3	0,236	1923,3	2510,6	0,454	0,593	1,31	1923,25
2290	Кирова 50	0,277	1589,9	2997,5	0,440	0,830	1,89	0,00
2291	Кирова 50	0,277	1589,9	3024,2	0,440	0,838	1,90	0,00
2296	Кирова 52	0,102	1923,3	2467,2	0,196	0,252	1,28	1923,25
2298	Кирова 52	0,592	1658,6	2504,4	0,982	1,483	1,51	0,00
2300	Кирова 52	0,102	1923,3	2583,9	0,196	0,264	1,34	1923,25
2303	Гагарина 2	0,334	1923,3	2522	0,642	0,842	1,31	1923,25
2306	Кирова 52	0,032	1923,3	2590,7	0,062	0,083	1,35	1923,25
2310	Кирова 52	0,012	1923,3	2653,5	0,023	0,032	1,38	1923,25
2312	Кирова 52	0,052	1923,3	2675,7	0,100	0,139	1,39	1923,25
2320	Учебный корпус	0,392	1658,6	2420,6	0,650	0,949	1,46	0,00
2321	Спальный корпус	0,102	1658,6	2448	0,169	0,250	1,48	0,00
2327	Ленина 2/1	0,056	990,2	1563,2	0,055	0,088	1,58	0,00
2332	Ленина 4	0,035	990,2	1592,1	0,035	0,056	1,61	0,00
2334	Ленина 6	0,045	990,2	1633,3	0,045	0,073	1,65	0,00
2336	Почтовый пер. 3	0,086	990,2	2070,3	0,085	0,178	2,09	0,00
2340	Ленина 10	0,041	990,2	2056,8	0,041	0,084	2,08	0,00
2349	Максима Горького 8	0,060	1247,9	1751,4	0,075	0,105	1,40	0,00
2358	Кирова 39	0,064	1247,9	1944,1	0,080	0,124	1,56	0,00
2360	Кирова 41	0,051	1247,9	1885,6	0,064	0,096	1,51	0,00
2363	Почтовый пер. 2/8	0,043	1247,9	1956,9	0,054	0,084	1,57	0,00
2365	Почтовый пер. 4	0,112	1247,9	1955,4	0,140	0,219	1,57	0,00
2367	Кирова 43	0,081	1247,9	1837,5	0,101	0,149	1,47	0,00
2369	Кирова 45	0,052	1247,9	1792,5	0,065	0,093	1,44	0,00
2385	Спортивная 5/2	0,152	990,2	1579,9	0,151	0,240	1,60	0,00
2387	Трестовский пер. 4/5	0,112	990,2	1532,9	0,111	0,172	1,55	0,00
2389	Трестовский пер. 6	0,062	990,2	1733,6	0,061	0,107	1,75	0,00
2392	Партизанская 3	0,036	990,2	1592,4	0,036	0,057	1,61	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2394	Ленина 5	0,277	990,2	1637,5	0,274	0,454	1,65	0,00
2395	Банковская 3	0,094	990,2	1730,2	0,093	0,163	1,75	0,00
2401	Спортивная 3	0,035	990,2	1519,8	0,035	0,053	1,53	0,00
2405	Спортивная 7	0,130	1247,9	1459	0,162	0,190	1,17	1247,91
2415	Максима Горького 4	0,088	1247,9	1622,6	0,110	0,143	1,30	1247,91
2417	Спортивная 9/2	0,354	1247,9	1574,1	0,442	0,557	1,26	1247,91
2421	Почтовый пер. 5	0,113	1247,9	1754	0,141	0,198	1,41	0,00
2423	Почтовый пер. 5а	0,087	1247,9	1764,2	0,109	0,153	1,41	0,00
2426	Максима Горького 6	0,079	1247,9	1702,4	0,099	0,134	1,36	1247,91
2429	Банковская 7	0,119	990,2	1461,5	0,118	0,174	1,48	0,00
2458	Кирова 13	0,105	723,3	1871,5	0,076	0,197	2,59	0,00
2460	Кирова 15	0,120	723,3	1842	0,087	0,221	2,55	0,00
2462	Грибоедова 12	0,127	723,3	1847,8	0,092	0,235	2,55	0,00
2467	Кирова 17	0,104	723,3	1768,3	0,075	0,184	2,44	0,00
2471	Кирова 18а	0,374	990,2	2041,2	0,370	0,763	2,06	0,00
2473	Кирова 18	0,283	990,2	1943,8	0,280	0,550	1,96	0,00
2478	Грибоедова 15	0,362	990,2	1990,4	0,358	0,721	2,01	0,00
2481	Грибоедова 13	0,271	990,2	2024,1	0,268	0,549	2,04	0,00
2484	Грибоедова 16	0,576	990,2	1969,2	0,570	1,134	1,99	0,00
2487	Грибоедова 14	0,322	990,2	1943	0,319	0,626	1,96	0,00
2494	городской пляж	0,022	544,0	1304,3	0,012	0,029	2,40	0,00
2500	Партизанская 8	0,059	723,3	1775,7	0,043	0,105	2,46	0,00
2524	Грибоедова 4	0,041	723,3	1595,8	0,030	0,065	2,21	0,00
2527	Партизанская 17	0,261	723,3	1597,2	0,189	0,417	2,21	0,00
2530	Партизанская 19	0,050	723,3	1664,3	0,036	0,083	2,30	0,00
2533	Грибоедова 4а	0,175	723,3	1724,3	0,127	0,302	2,38	0,00
2536	Партизанская 21	0,225	723,3	1720,9	0,163	0,387	2,38	0,00
2539	Кирова 11	0,372	723,3	2033,8	0,269	0,757	2,81	0,00
2541	Грибоедова 8	0,177	723,3	1705,2	0,128	0,302	2,36	0,00
2543	Грибоедова 10	0,079	723,3	1776,6	0,057	0,140	2,46	0,00
2546	Грибоедова 6	0,080	723,3	1673,1	0,058	0,134	2,31	0,00
2556	Грибоедова 5	0,083	723,3	1787	0,060	0,148	2,47	0,00
2558	Грибоедова 7	0,088	723,3	1731,4	0,064	0,152	2,39	0,00
2560	Грибоедова 9	0,086	723,3	1678	0,062	0,144	2,32	0,00
2571	Большие поля 9б	0,372	1589,9	2109,9	0,591	0,785	1,33	1589,92

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2572	Мастерские б. Поля	0,222	1658,6	2263,8	0,368	0,503	1,36	1658,60
2573	Б. Поля 99	0,062	1658,6	2512,3	0,103	0,156	1,51	0,00
2574	Б. Поля 101	0,082	1658,6	2467,8	0,136	0,202	1,49	0,00
2581	Кирова 12а	0,435	990,2	2473,3	0,431	1,076	2,50	0,00
2582	Грибоедова 20а	0,214	990,2	2325,9	0,212	0,498	2,35	0,00
2584	Северная 1	0,064	1247,9	2385,9	0,080	0,153	1,91	0,00
2589	пр. Молодёжный 5б	0,422	2234,3	3602	0,943	1,520	1,61	0,00
2590	Насосная водоканала	0,012	2234,3	3650,2	0,027	0,044	1,63	0,00
2592	пр. Молодежный 7а	0,342	2234,3	3496,2	0,764	1,196	1,56	0,00
2599	пр. Молодёжный 5а	0,692	2234,3	3539,5	1,546	2,449	1,58	0,00
2622	Ленина 19	0,322	1247,9	2132,3	0,402	0,687	1,71	0,00
2626	Чкалова 17	0,352	1247,9	2226,9	0,439	0,784	1,78	0,00
2628	Чкалова 14	0,491	1247,9	2211,9	0,613	1,086	1,77	0,00
2632	Грибоедова 17	0,300	990,2	2169,2	0,297	0,651	2,19	0,00
2634	Грибоедова 19	0,316	990,2	2215,7	0,313	0,700	2,24	0,00
2636	Грибоедова 19а	0,163	990,2	2198,1	0,161	0,358	2,22	0,00
2637	Чкалова 15а	0,022	1247,9	2294,8	0,027	0,050	1,84	0,00
2640	Грибоедова 19б	0,545	1247,9	2210,8	0,680	1,205	1,77	0,00
2642	Ленина 19б	0,415	1247,9	2338,9	0,518	0,971	1,87	0,00
2645	Ленина 19в	0,528	1247,9	2406,1	0,659	1,270	1,93	0,00
2648	Ленина 21б	0,436	1247,9	2421,3	0,544	1,056	1,94	0,00
2652	Климчука 2 Общежитие	0,172	1658,6	2371,8	0,285	0,408	1,43	0,00
2655	Климчука 1	0,202	1589,9	2405,8	0,321	0,486	1,51	0,00
2661	Климчука 1	0,192	1589,9	2336,6	0,305	0,449	1,47	0,00
2668	Партизанская 31	0,310	723,3	2120,8	0,224	0,657	2,93	0,00
2672	Баранова 2	0,306	723,3	1823,7	0,221	0,558	2,52	0,00
2675	Баранова 4	0,282	723,3	1824,1	0,204	0,514	2,52	0,00
2678	Баранова 6	0,270	723,3	1867	0,195	0,504	2,58	0,00
2682	Баранова 6а	0,270	723,3	1896,7	0,195	0,512	2,62	0,00
2685	Баранова 8	0,272	723,3	1956,7	0,197	0,532	2,71	0,00
2692	Баранова 5	0,300	723,3	2047,9	0,217	0,614	2,83	0,00
2698	Партизанская 29	0,306	723,3	2140,2	0,221	0,655	2,96	0,00
2701	Баранова 10	0,277	723,3	2005,7	0,200	0,556	2,77	0,00
2703	Кирова 1/12	0,309	723,3	2054,9	0,223	0,635	2,84	0,00
2707	Баранова 7	0,436	723,3	2106,6	0,315	0,918	2,91	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2712	Партизанская 33	0,290	723,3	2193	0,210	0,636	3,03	0,00
2714	Кирова 7	0,852	723,3	2195,5	0,616	1,871	3,04	0,00
2716	Кирова 7	0,052	723,3	2158,1	0,038	0,112	2,98	0,00
2721	Кирова 16а	0,482	990,2	2125,6	0,477	1,025	2,15	0,00
2723	Кирова 16а	0,502	990,2	2126,9	0,497	1,068	2,15	0,00
2725	Кирова 16	0,269	723,3	2068,5	0,195	0,556	2,86	0,00
2730	Кирова 12б	0,291	990,2	2292,3	0,288	0,667	2,32	0,00
2732	Кирова 14а	0,432	990,2	2354	0,428	1,017	2,38	0,00
2734	Кирова 12	0,856	990,2	2357,8	0,848	2,018	2,38	0,00
2736	Кирова 14	0,304	990,2	2188,6	0,301	0,665	2,21	0,00
2749	Партизанская 27	0,535	723,3	1961,8	0,387	1,050	2,71	0,00
2769	Грибоедова 18	0,417	990,2	2149,3	0,413	0,896	2,17	0,00
2772	Грибоедова 20	0,430	990,2	2258,9	0,426	0,971	2,28	0,00
2776	Северная 5/2	0,012	1247,9	2305,8	0,015	0,028	1,85	0,00
2778	Северная 3	0,042	1247,9	2411,8	0,052	0,101	1,93	0,00
2780	Северная 5	0,052	1247,9	2437,6	0,065	0,127	1,95	0,00
2789	пр. Молодёжный 17	0,566	1989,7	2993,1	1,126	1,694	1,50	0,00
2792	Ленина 34б	0,335	1923,3	2956,4	0,644	0,990	1,54	0,00
2794	Ленина 34а	0,305	1923,3	2967,1	0,587	0,905	1,54	0,00
2796	пр. Молодёжный 15	0,429	1989,7	3008	0,854	1,290	1,51	0,00
2799	пр. Молодёжный 13	0,782	2234,3	3303,4	1,747	2,583	1,48	0,00
2802	пр. Молодёжный 15а	0,174	1989,7	3206,8	0,346	0,558	1,61	0,00
2813	Ленина 30а	0,294	1923,3	2679,6	0,565	0,788	1,39	1923,25
2817	Ленина 30б	0,297	1923,3	2711,1	0,571	0,805	1,41	0,00
2820	Ленина 32г	0,402	1923,3	2893,6	0,773	1,163	1,50	0,00
2822	Ленина 32а	0,122	1923,3	2843,9	0,235	0,347	1,48	0,00
2825	Шахтёрской славы 5	0,428	1923,3	2755,8	0,823	1,179	1,43	0,00
2827	Ленина 32б	0,315	1923,3	2834,7	0,606	0,893	1,47	0,00
2832	Шахтёрской славы 9б	0,022	1923,3	3011,2	0,042	0,066	1,57	0,00
2834	Шахтёрской славы 9б	0,502	1923,3	3027,4	0,965	1,520	1,57	0,00
2836	Шахтёрской славы 9б	0,502	1923,3	2906,5	0,965	1,459	1,51	0,00
2838	Шахтёрской славы 9а	0,287	1923,3	2944,3	0,552	0,845	1,53	0,00
2842	Ленина 32в	0,438	1923,3	3189,1	0,842	1,397	1,66	0,00
2845	пр. Молодежный 11а	0,266	1989,7	3171,8	0,529	0,844	1,59	0,00
2848	Насосная водоканала	0,022	1989,7	3523,7	0,044	0,078	1,77	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2851	Ленина 27 ГП Магнит	1,192	1589,9	2869,7	1,895	3,421	1,80	0,00
2852	Ленина 30	0,662	1923,3	2678	1,273	1,773	1,39	1923,25
2862	Шахтёрской славы 3	0,441	1923,3	2648,6	0,848	1,168	1,38	1923,25
2864	Ленина 28/2	0,553	1589,9	2635,5	0,879	1,457	1,66	0,00
2866	Шахтерской славы 4	0,692	1658,6	2740,7	1,148	1,897	1,65	0,00
2870	Шахтерской славы 7	0,770	1923,3	2720,8	1,481	2,095	1,41	0,00
2877	Максима Горького 26	0,447	1589,9	2819,8	0,711	1,260	1,77	0,00
2880	Максима Горького 28/6	0,680	1589,9	2612,5	1,081	1,777	1,64	0,00
2885	Ленина 32	0,139	1923,3	2768,8	0,267	0,385	1,44	0,00
2887	Гагарина 4	0,207	1923,3	2583,7	0,398	0,535	1,34	1923,25
2888	Гагарина 11	0,452	1923,3	2734,1	0,869	1,236	1,42	0,00
2892	Гагарина 13	0,492	1923,3	2726,2	0,946	1,341	1,42	0,00
2899	Шахтерской славы 16	0,440	1923,3	2928,7	0,846	1,289	1,52	0,00
2903	Гагарина 5	0,358	1923,3	2469,5	0,689	0,884	1,28	1923,25
2908	Гагарина 52	0,531	1923,3	2568,3	1,021	1,364	1,34	1923,25
2910	Гагарина 58	0,358	1923,3	2694,9	0,689	0,965	1,40	0,00
2914	Гагарина 1а	0,281	1923,3	2767,2	0,540	0,778	1,44	0,00
2918	Гагарина 5а	0,213	1923,3	2481,6	0,410	0,529	1,29	1923,25
2921	Гагарина 9	0,214	1923,3	2570,9	0,412	0,550	1,34	1923,25
2923	Гагарина 7	0,394	1923,3	2634,3	0,758	1,038	1,37	1923,25
2928	Гагарина 5б	0,136	1923,3	2802,9	0,262	0,381	1,46	0,00
2930	Гагарина 9а	0,022	1923,3	2656,8	0,042	0,058	1,38	1923,25
2933	Октябрьская 1а	0,085	1247,9	2203,4	0,106	0,187	1,77	0,00
2937	Кирова 32	0,088	1247,9	2314,1	0,110	0,204	1,85	0,00
2940	Кирова 36	0,065	1247,9	2403,3	0,081	0,156	1,93	0,00
2942	Кирова 40	0,064	1247,9	2454,5	0,080	0,157	1,97	0,00
2945	Кирова 34	0,095	1247,9	2305,8	0,119	0,219	1,85	0,00
2949	Октябрьская 1	0,020	1247,9	2279,8	0,025	0,046	1,83	0,00
2953	Октябрьская 3	0,018	1247,9	2303,8	0,022	0,041	1,85	0,00
2957	Октябрьская 5	0,019	1247,9	2340,1	0,024	0,044	1,88	0,00
2960	Октябрьская 7	0,022	1247,9	2372,9	0,027	0,052	1,90	0,00
2962	Октябрьская 9	0,022	1589,9	2409,4	0,035	0,053	1,52	0,00
2971	Октябрьская 4	0,019	1247,9	2478,8	0,024	0,047	1,99	0,00
2973	Октябрьская 6	0,019	1247,9	2441,3	0,024	0,046	1,96	0,00
2977	Октябрьская 10	0,020	1589,9	2480,2	0,032	0,050	1,56	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
2979	Октябрьская 8	0,019	1589,9	2445	0,030	0,046	1,54	0,00
2981	Максима Горького 18а	0,350	1247,9	2135,7	0,437	0,747	1,71	0,00
2983	Максима Горького 18	0,259	1589,9	2251,8	0,412	0,583	1,42	0,00
2985	Кирова 47	0,072	1247,9	1788,3	0,090	0,129	1,43	0,00
2993	Кирова 46	0,269	1589,9	3020,7	0,428	0,813	1,90	0,00
2997	Кирова 46а	0,259	1589,9	2993,3	0,412	0,775	1,88	0,00
3001	Кирова 46б	0,260	1589,9	3030,6	0,413	0,788	1,91	0,00
3005	Кирова 46в	0,264	1589,9	3094,4	0,420	0,817	1,95	0,00
3013	Максима Горького 7а	0,016	1589,9	3155,2	0,025	0,050	1,98	0,00
3017	Кирова 44	0,241	1589,9	3204,7	0,383	0,772	2,02	0,00
3021	Кирова 42	0,234	1589,9	3278,2	0,372	0,767	2,06	0,00
3023	Максима Горького 7	0,362	1589,9	3338,1	0,576	1,208	2,10	0,00
3025	Максима Горького 7а	0,016	1589,9	2770,5	0,025	0,044	1,74	0,00
3028	Кирова 49	0,172	1589,9	1890,3	0,273	0,325	1,19	1589,92
3032	Почтовый пер. 12	0,063	1589,9	2027,4	0,100	0,128	1,28	1589,92
3034	Почтовый пер. 12	0,063	1589,9	2014,2	0,100	0,127	1,27	1589,92
3035	Почтовый пер. 10	0,062	1589,9	2053,8	0,099	0,127	1,29	1589,92
3039	Кирова 51/1	0,297	1589,9	2074,2	0,472	0,616	1,30	1589,92
3043	Кирова 51/2	0,383	1589,9	2150,9	0,609	0,824	1,35	1589,92
3050	Почтовый пер. 10	0,052	1589,9	1998,9	0,083	0,104	1,26	1589,92
3053	Шахтерской славы 9	0,437	1923,3	2819	0,840	1,232	1,47	0,00
3055	Шахтерской славы 10	0,448	1923,3	2727,7	0,862	1,222	1,42	0,00
3057	Шахтерской славы 12	0,452	1923,3	2803,6	0,869	1,267	1,46	0,00
3061	Шахтерской славы 14/1	0,275	1923,3	2940,9	0,529	0,809	1,53	0,00
3068	Шахтерской славы 14/2	0,312	1923,3	2979,9	0,600	0,930	1,55	0,00
3079	Ленина 18	0,023	1247,9	2040,1	0,029	0,047	1,63	0,00
3083	Ленина	0,022	1247,9	2089,3	0,027	0,046	1,67	0,00
3085	Ленина 20	0,261	1247,9	2191,5	0,326	0,572	1,76	0,00
3092	Ленина 15	0,084	1247,9	2340,7	0,105	0,197	1,88	0,00
3094	Ленина 17	0,082	1247,9	2407,2	0,102	0,197	1,93	0,00
3096	Ленина 19а	0,361	1247,9	2167,9	0,450	0,783	1,74	0,00
3099	Ленина 21	0,302	1589,9	2214,9	0,480	0,669	1,39	1589,92
3146	Грибоедова 1	0,072	723,3	1606,9	0,052	0,116	2,22	0,00
	Котельная №16	72,95			106,45	177,58	1,40	

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
	Эффективный радиус теплоснабжения Rэфф, м	2600,00						
	БМК 20,0 МВт, ул. Ломоносова, 4							
1	Ломоносова 1	0,071	576,9	0,9542	0,041	0,000	0,00	576,87
6	Ломоносова 3	0,071	655,4	900,6	0,046	0,064	1,37	655,36
16	Ломоносова 5	0,071	597,9	856	0,042	0,060	1,43	0,00
20	Ломоносова 7	0,081	548,3	808,7	0,044	0,065	1,48	0,00
26	Шахтеров 3	0,021	518,2	780,3	0,011	0,016	1,51	0,00
30	Шахтеров 5	0,011	538,9	809,9	0,006	0,009	1,50	0,00
34	Шахтеров 5	0,011	538,9	814,5	0,006	0,009	1,51	0,00
42	Шахтеров 7	0,011	536,1	841,9	0,006	0,009	1,57	0,00
46	Шахтеров 7	0,011	548,3	850	0,006	0,009	1,55	0,00
50	Шахтеров 9	0,011	554,7	878,1	0,006	0,009	1,58	0,00
54	Шахтеров 9	0,011	548,8	886,3	0,006	0,009	1,61	0,00
58	Шахтеров 11	0,021	575,2	905,6	0,012	0,019	1,57	0,00
60	1-го Мая 19	0,011	575,2	949,1	0,006	0,010	1,65	0,00
66	пер. Октябрьский	0,021	643,1	929,4	0,013	0,019	1,45	0,00
73	пер. Октябрьский	0,021	665,9	996,7	0,014	0,020	1,50	0,00
79	Пролетарская 6	0,011	711,1	1054	0,007	0,011	1,48	0,00
81	Пролетарская 6	0,011	706,8	1060,6	0,007	0,011	1,50	0,00
85	Пролетарская 8	0,011	719,3	1073,8	0,008	0,011	1,49	0,00
91	Пролетарская 8	0,011	722,6	1081,4	0,008	0,011	1,50	0,00
95	Пролетарская 9	0,011	739,0	1108,9	0,008	0,012	1,50	0,00
99	Пролетарская 9	0,011	734,0	1115,9	0,008	0,012	1,52	0,00
107	пер. Октябрьский	0,021	593,2	878,8	0,012	0,018	1,48	0,00
111	пер. Октябрьский	0,011	601,4	911,2	0,006	0,010	1,52	0,00
115	пер. Октябрьский	0,011	612,3	918,2	0,006	0,010	1,50	0,00
119	пер. Октябрьский	0,011	606,0	969,5	0,006	0,010	1,60	0,00
123	пер. Октябрьский	0,011	603,5	972,6	0,006	0,010	1,61	0,00
127	пер. Октябрьский	0,011	623,7	987,8	0,007	0,010	1,58	0,00
129	пер. Октябрьский	0,011	648,9	1000	0,007	0,011	1,54	0,00
135	пер. Октябрьский	0,011	617,5	1028,1	0,006	0,011	1,66	0,00
139	1 Мая 10	0,021	620,7	1016,2	0,013	0,021	1,64	0,00
144	Ломоносова 9	0,071	478,0	737,6	0,034	0,052	1,54	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
148	Ломоносова 11	0,071	439,7	700,3	0,031	0,049	1,59	0,00
156	пер. Малый 3	0,021	433,6	700,1	0,009	0,014	1,61	0,00
160	пер. Малый 5	0,021	444,2	737,4	0,009	0,015	1,66	0,00
166	пер. Малый 7	0,021	456,8	768	0,009	0,016	1,68	0,00
170	1 Мая 16	0,081	495,4	780,1	0,040	0,063	1,57	0,00
177	1 Мая 18	0,081	465,0	803,9	0,037	0,065	1,73	0,00
179	1-го Мая 27	0,011	480,4	841,9	0,005	0,009	1,75	0,00
187	Шахтеров 2	0,021	505,9	780,6	0,010	0,016	1,54	0,00
191	Шахтеров 4	0,011	494,1	779,7	0,005	0,008	1,58	0,00
198	Шахтеров 6	0,021	510,4	846,5	0,010	0,017	1,66	0,00
200	Шахтеров 8	0,021	530,6	848	0,011	0,017	1,60	0,00
204	Шахтеров 10	0,011	534,6	873,9	0,006	0,009	1,63	0,00
208	1-го Мая 23	0,011	520,5	932,9	0,005	0,010	1,79	0,00
210	1-го Мая 21	0,011	546,5	919,4	0,006	0,010	1,68	0,00
212	Ломоносова 13	0,021	393,4	680,2	0,008	0,014	1,73	0,00
216	Ломоносова 15	0,021	344,7	596,6	0,007	0,012	1,73	0,00
222	пер. Малый	0,021	343,1	665,7	0,007	0,014	1,94	0,00
228	пер. Малый	0,021	391,1	673,5	0,008	0,014	1,72	0,00
232	пер. Малый	0,006	344,2	675,6	0,002	0,004	1,96	0,00
236	пер. Малый	0,006	366,2	691,2	0,002	0,004	1,89	0,00
240	пер. Малый	0,021	380,0	712,1	0,008	0,015	1,87	0,00
242	1 Мая 20	0,011	415,5	723,1	0,004	0,008	1,74	0,00
244	пер. Малый	0,011	416,6	704,6	0,004	0,007	1,69	0,00
248	Ломоносова 17	0,081	293,1	528,9	0,024	0,043	1,80	0,00
252	Ломоносова 19	0,071	282,2	515,1	0,020	0,036	1,83	0,00
260	Строителей 6	0,021	275,9	542	0,006	0,011	1,96	0,00
262	пер. Малый	0,011	314,4	533,6	0,003	0,006	1,70	0,00
266	Строителей 8	0,021	290,0	549,8	0,006	0,011	1,90	0,00
270	Строителей 10	0,021	316,2	580,1	0,006	0,012	1,83	0,00
274	Строителей 12	0,021	337,6	618,3	0,007	0,013	1,83	0,00
280	1 Мая 31	0,011	390,5	662,6	0,004	0,007	1,70	0,00
282	1 Мая 35	0,011	371,1	676,6	0,004	0,007	1,82	0,00
286	1 Мая 22	0,021	383,3	640,9	0,008	0,013	1,67	0,00
288	1-го Мая 31	0,021	431,6	704,2	0,009	0,014	1,63	0,00
296	Строителей 3	0,021	241,3	447,4	0,005	0,009	1,85	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
302	Строителей 5	0,021	244,8	457,4	0,005	0,009	1,87	0,00
306	Строителей 7	0,021	263,7	490,1	0,005	0,010	1,86	0,00
310	Строителей 9	0,021	287,9	544,7	0,006	0,011	1,89	0,00
314	Строителей 11	0,021	317,2	554,8	0,007	0,011	1,75	0,00
318	1 Мая 28	0,011	288,9	595,6	0,003	0,006	2,06	0,00
320	1 Мая 30	0,021	273,3	625,8	0,006	0,013	2,29	0,00
324	Ломоносова 21	0,081	213,8	406,2	0,017	0,033	1,90	0,00
328	Ломоносова 23	0,031	172,9	376,8	0,005	0,011	2,18	0,00
332	Ломоносова 25	0,031	140,8	339,3	0,004	0,010	2,41	0,00
336	Пионерский пер. 4	0,031	183,9	377,4	0,006	0,012	2,05	0,00
338	Пионерский пер. 6	0,031	215,9	424,3	0,007	0,013	1,96	0,00
344	Пионерский пер. 3	0,041	165,4	346,6	0,007	0,014	2,10	0,00
346	Пионерский пер. 5	0,041	184,4	379,4	0,007	0,015	2,06	0,00
354	Островского пер. 1	0,081	98,6	293,9	0,008	0,024	2,98	0,00
358	Островского пер. 2	0,051	106,2	301,4	0,005	0,015	2,84	0,00
360	Островского пер. 3	0,081	114,3	305,9	0,009	0,025	2,68	0,00
362	Ломоносова 4	0,026	49,7	267,7	0,001	0,007	5,39	0,00
372	Ломоносова 4	0,026	47,2	245,2	0,001	0,006	5,19	0,00
376	Ломоносова 6	0,021	31,4	263,3	0,001	0,005	8,38	0,00
522	Дзержинского 4	0,091	48,7	204,1	0,004	0,018	4,19	0,00
528	Дзержинского 6	0,071	102,5	266,3	0,007	0,019	2,60	0,00
532	Дзержинского 8	0,081	136,9	325	0,011	0,026	2,37	0,00
536	Свердлова 2	0,121	189,4	384,1	0,023	0,046	2,03	0,00
540	Свердлова 4	0,061	244,1	408,2	0,015	0,025	1,67	0,00
544	Свердлова 6	0,061	286,6	446,9	0,017	0,027	1,56	0,00
548	Свердлова 8	0,041	344,4	492,6	0,014	0,020	1,43	0,00
552	Свердлова 10	0,061	394,7	538,6	0,024	0,033	1,36	394,74
556	Свердлова 12	0,061	444,5	599,9	0,027	0,036	1,35	444,49
560	Свердлова 14	0,081	495,5	675,4	0,040	0,054	1,36	495,47
564	Дзержинского 3	0,081	224,2	399,3	0,018	0,032	1,78	0,00
568	Дзержинского 5	0,051	284,9	458,3	0,014	0,023	1,61	0,00
572	Дзержинского 9	0,041	369,5	603,4	0,015	0,024	1,63	0,00
578	Дзержинского 11	0,071	414,7	664,5	0,029	0,047	1,60	0,00
582	Дзержинского 13	0,041	481,0	711,9	0,019	0,029	1,48	0,00
584	Дзержинского 15	0,081	510,9	750,9	0,041	0,060	1,47	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
590	Свердлова	0,031	414,7	670,9	0,013	0,020	1,62	0,00
592	Свердлова 12А	0,061	404,1	704,3	0,024	0,043	1,74	0,00
594	Декабристов 5	0,071	493,1	743,7	0,035	0,052	1,51	0,00
596	Ломоносова 12 а	0,061	471,2	643,7	0,029	0,039	1,37	471,16
600	Островского	0,011	78,7	292,8	0,001	0,003	3,72	0,00
606	Островского 3	0,011	107,1	339,3	0,001	0,004	3,17	0,00
608	Островского 1	0,011	94,4	363,8	0,001	0,004	3,85	0,00
614	пер. Клубный 4	0,011	132,8	341,8	0,001	0,004	2,57	0,00
618	пер. Клубный 6	0,011	131,5	374,5	0,001	0,004	2,85	0,00
622	Островского 7	0,011	157,2	394,6	0,002	0,004	2,51	0,00
624	Островского 5	0,011	123,9	398,2	0,001	0,004	3,21	0,00
632	Дзержинского 12	0,081	247,7	454	0,020	0,037	1,83	0,00
638	Дзержинского 10	0,121	189,2	513,1	0,023	0,062	2,71	0,00
642	Клубный пер. 3	0,061	175,4	544,9	0,011	0,033	3,11	0,00
644	Клубный пер. 3А	0,051	215,1	555,4	0,011	0,028	2,58	0,00
648	Островского 9	0,091	202,2	559,1	0,018	0,051	2,77	0,00
650	Островского 11	0,131	257,0	597,1	0,034	0,078	2,32	0,00
654	Дзержинского 14	0,061	286,6	443	0,017	0,027	1,55	0,00
658	Дзержинского 16	0,091	316,9	474,6	0,029	0,043	1,50	0,00
664	Дзержинского 18	0,141	372,6	529,7	0,052	0,074	1,42	0,00
668	Дзержинского пер. 3	0,061	392,8	588,8	0,024	0,036	1,50	0,00
670	Островского 15	0,081	380,3	604	0,031	0,049	1,59	0,00
676	Дзержинского 16А	0,051	341,9	589,5	0,017	0,030	1,72	0,00
678	Островского 13	0,141	316,0	641,5	0,044	0,090	2,03	0,00
684	Дзержинского	0,011	446,0	673,8	0,005	0,007	1,51	0,00
690	Дзержинского 20	0,021	508,0	653,9	0,010	0,013	1,29	508,01
692	Дзержинского 24	0,021	514,9	704	0,011	0,014	1,37	514,87
700	Дзержинского 26	0,071	572,3	769,5	0,040	0,054	1,34	572,28
704	Дзержинского 28	0,071	614,0	765,3	0,043	0,054	1,25	613,99
708	Дзержинского 30	0,041	646,9	805	0,026	0,033	1,24	646,89
712	Дзержинского 32	0,041	695,3	848,7	0,028	0,034	1,22	695,28
720	Дзержинского	0,071	653,0	862	0,046	0,061	1,32	652,98
724	Дзержинского 19	0,071	743,9	936,2	0,052	0,066	1,26	743,92
728	Декабристов 4	0,491	590,5	878	0,290	0,431	1,49	0,00
730	Маяковского	0,021	680,3	921,4	0,014	0,019	1,35	680,34

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
736	Ломоносова 18	0,031	624,2	950,5	0,019	0,029	1,52	0,00
742	Свердлова 16	0,061	570,0	1015,9	0,034	0,061	1,78	0,00
746	Свердлова 18	0,041	593,7	997,1	0,024	0,040	1,68	0,00
750	Свердлова 22	0,041	626,4	997,1	0,025	0,040	1,59	0,00
754	Свердлова 24	0,041	666,7	1034,6	0,027	0,042	1,55	0,00
760	Свердлова 26	0,011	704,0	1072,9	0,007	0,011	1,52	0,00
764	Маяковского	0,011	677,4	1070,2	0,007	0,011	1,58	0,00
766	Маяковского	0,011	691,8	1064,2	0,007	0,011	1,54	0,00
768	Маяковского	0,011	688,1	891,7	0,007	0,009	1,30	688,12
774	Чайковского 5	0,051	749,4	995,6	0,038	0,050	1,33	749,36
778	Чайковского 7	0,041	726,1	1048,6	0,029	0,042	1,44	0,00
784	Чайковского 9	0,021	720,8	1080,2	0,015	0,022	1,50	0,00
790	Чайковского	0,011	817,7	1167,2	0,009	0,012	1,43	0,00
792	Чайковского 11	0,311	811,1	1195,6	0,252	0,371	1,47	0,00
794	Чайковского	0,021	846,4	1201	0,017	0,025	1,42	0,00
798	Чайковского 4	0,041	721,3	892,2	0,029	0,036	1,24	721,25
800	Чайковского	0,021	734,3	897,6	0,015	0,018	1,22	734,26
804	Чайковского	0,151	671,7	957,1	0,101	0,144	1,42	0,00
808	Чайковского 8	0,041	676,1	1030,8	0,027	0,042	1,52	0,00
810	Чайковского	0,021	621,0	1045,2	0,013	0,021	1,68	0,00
814	Чайковского	0,021	769,8	1041	0,016	0,021	1,35	769,83
822	Маяковского 2	0,231	796,5	1048,7	0,184	0,242	1,32	796,52
826	Маяковского 6	0,161	775,8	1203,2	0,125	0,193	1,55	0,00
830	Маяковского 8	0,291	774,0	1317,8	0,225	0,383	1,70	0,00
834	Маяковского 6А	0,081	821,1	1243,3	0,066	0,100	1,51	0,00
836	Маяковского 8А	0,121	828,0	1279	0,100	0,154	1,54	0,00
838	Дзержинского 23	0,211	854,9	1054	0,180	0,222	1,23	854,92
842	Дзержинского 25	0,101	948,6	1142	0,095	0,115	1,20	948,55
850	Жуковского 3А	0,151	934,1	1288,1	0,141	0,194	1,38	934,14
854	Жуковского 7А	0,071	941,6	1310	0,066	0,092	1,39	941,59
858	Маяковского 2А	0,151	868,1	1310,6	0,131	0,197	1,51	0,00
862	Маяковского 4А	0,081	829,7	1321,7	0,067	0,106	1,59	0,00
866	Маяковского 4	0,161	781,5	1373,4	0,125	0,220	1,76	0,00
870	Жуковского 3	0,181	1013,1	1324	0,183	0,239	1,31	1013,08
874	Жуковского 2	0,171	1046,7	1377,5	0,178	0,235	1,32	1046,69

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
880	Жуковского 5	0,071	964,9	1434,7	0,068	0,101	1,49	0,00
884	Жуковского 7	0,221	991,8	1487	0,219	0,328	1,50	0,00
890	Жуковского 7Б	0,151	890,7	1376	0,134	0,207	1,54	0,00
898	Жуковского 9	0,221	996,4	1521,3	0,220	0,335	1,53	0,00
902	Свердлова 32	0,141	921,0	1576	0,129	0,221	1,71	0,00
906	Свердлова 30	0,091	871,5	1429	0,079	0,129	1,64	0,00
910	пл. Ленина, д.1	0,411	897,1	1462	0,368	0,600	1,63	0,00
912	Свердлова 30А	0,071	897,1	1436	0,063	0,101	1,60	0,00
914	Свердлова 30	0,091	845,5	1436	0,077	0,130	1,70	0,00
918	Жуковского 6В	0,591	1053,3	1572	0,622	0,928	1,49	0,00
920	Жуковского 2/1	0,021	1085,4	1376	0,022	0,028	1,27	1085,42
1782	Дзержинского 7	0,071	332,7	531,8	0,023	0,038	1,60	0,00
1816	Декабристов 14	0,041	548,8	1028,9	0,022	0,042	1,87	0,00
3112	Строителей 4	0,011	275,3	492,4	0,003	0,005	1,79	0,00
3116	1-го Мая 25	0,011	505,4	832,7	0,005	0,009	1,65	0,00
3144	Пролетарская 10	0,021	717,1	1100,7	0,015	0,023	1,53	0,00
	БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского	11,10			6,85	10,51	1,40	
	Эффективный радиус теплоснабжения Rэфф, м	1085,42						
	БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского							
384	Свободы 2	0,077	1157,0	1,4665	0,089	0,000	0,00	1157,00
390	Ломоносова 37	0,027	1096,0	1556,1	0,029	0,042	1,42	0,00
392	Ломоносова 35	0,077	1150,0	1594,9	0,088	0,123	1,39	1150,00
402	Профсоюзный пер. 7	0,027	994,8	1677,7	0,027	0,045	1,69	0,00
404	Профсоюзный пер. 6	0,027	1026,9	1651,5	0,028	0,044	1,61	0,00
406	Профсоюзный пер. 5	0,027	1065,7	1618,3	0,029	0,043	1,52	0,00
408	Профсоюзный пер. 4	0,027	1089,5	1566,6	0,029	0,042	1,44	0,00
416	Свободы 6	0,077	1161,7	1604,9	0,089	0,123	1,38	1161,72
418	Свободы 8	0,077	1164,0	1646,4	0,089	0,126	1,41	0,00
424	1 Мая 42	0,017	1107,8	1802	0,019	0,030	1,63	0,00
426	1 Мая 44	0,007	1092,3	1784,5	0,007	0,012	1,63	0,00
428	1-го Мая 46	0,017	1063,5	1750,6	0,018	0,029	1,65	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
434	1-го Мая 48	0,017	1028,6	1749,3	0,017	0,029	1,70	0,00
438	1-го Мая 50	0,017	1000,6	1775,7	0,017	0,030	1,77	0,00
440	1-го Мая 52	0,017	951,6	1817,6	0,016	0,031	1,91	0,00
446	Свободы 3	0,107	1203,8	1497,1	0,129	0,160	1,24	1203,82
450	Ломоносова 31	0,077	1194,8	1541,8	0,092	0,118	1,29	1194,78
454	Ломоносова 29	0,027	1240,3	1576,9	0,033	0,042	1,27	1240,27
458	Ломоносова 27	0,037	1271,2	1606,9	0,047	0,059	1,26	1271,21
464	Речной 4	0,027	1276,4	1623,9	0,034	0,044	1,27	1276,37
468	Ломоносова 25А	0,017	1302,6	1623	0,022	0,027	1,25	1302,56
480	Пионерский пер. 7	0,027	1360,5	1779,8	0,036	0,048	1,31	1360,48
482	пер. Пионерский 7	0,007	1336,0	1744,5	0,009	0,012	1,31	1335,99
484	Свободы	0,027	1230,5	1504,5	0,033	0,040	1,22	1230,50
490	Свободы 5	0,077	1210,9	1544,7	0,093	0,119	1,28	1210,94
494	Свободы 7	0,077	1214,6	1613,9	0,093	0,124	1,33	1214,59
500	1 Мая 34	0,007	1263,0	1637,6	0,009	0,011	1,30	1263,01
502	1 Мая 32	0,027	1296,5	1674,8	0,035	0,045	1,29	1296,45
510	Свободы 9	0,017	1252,2	1654,2	0,021	0,028	1,32	1252,18
514	Свободы 11	0,207	1281,9	1750,5	0,265	0,362	1,37	1281,86
928	Свердлова 33	0,087	454,8	543	0,039	0,047	1,19	454,81
934	Жуковского 15	0,087	407,7	576,6	0,035	0,050	1,41	0,00
938	Жуковского 17	0,087	364,1	622,5	0,032	0,054	1,71	0,00
942	Жуковского 13А	0,117	394,9	675,1	0,046	0,079	1,71	0,00
949	Жуковского 6Б	0,227	430,6	547,9	0,098	0,124	1,27	430,60
951	Жуковского 6	0,207	376,3	621,2	0,078	0,128	1,65	0,00
955	Жуковского 6а	0,187	370,6	637,6	0,069	0,119	1,72	0,00
961	Жуковского 6В	0,097	362,5	729,2	0,035	0,071	2,01	0,00
963	Свердлова 31	0,147	471,3	841,6	0,069	0,124	1,79	0,00
968	Свердлова 29	0,097	485,3	785,8	0,047	0,076	1,62	0,00
972	Свердлова 29	0,097	495,5	747,6	0,048	0,072	1,51	0,00
976	Маяковского 10	0,337	531,8	718,9	0,179	0,242	1,35	531,81
980	Маяковского 10А	0,127	440,8	699,1	0,056	0,089	1,59	0,00
984	Маяковского 12	0,167	466,2	627,8	0,078	0,105	1,35	466,19
988	Маяковского 12А	0,077	397,5	588,8	0,031	0,045	1,48	0,00
992	Маяковского 14	0,167	413,4	525,1	0,069	0,088	1,27	413,39
996	Маяковского 14А	0,127	348,5	567,1	0,044	0,072	1,63	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1000	Ломоносова 36	0,227	382,5	474,5	0,087	0,108	1,24	382,49
1006	Ломоносова 38	0,077	322,2	464,1	0,025	0,036	1,44	0,00
1012	Ломоносова 42	0,077	246,3	355,1	0,019	0,027	1,44	0,00
1020	Жуковского 17А	0,107	297,9	362,9	0,032	0,039	1,22	297,94
1026	Жуковского 19	0,067	305,9	404,3	0,020	0,027	1,32	305,91
1030	Жуковского 21	0,087	252,9	383,3	0,022	0,033	1,52	0,00
1034	Жуковского 23	0,097	201,6	328,6	0,020	0,032	1,63	0,00
1038	Ломоносова 44	0,087	199,7	312,9	0,017	0,027	1,57	0,00
1045	Жуковского 10	0,257	196,6	230,2	0,050	0,059	1,17	196,60
1047	Жуковского 8	0,317	273,1	303,2	0,087	0,096	1,11	273,11
1055	Ломоносова 46	0,177	166,6	245,5	0,029	0,043	1,47	0,00
1059	Жуковского 46А	0,167	226,8	311,2	0,038	0,052	1,37	226,77
1069	Ломоносова 48	0,187	156,8	333,7	0,029	0,062	2,13	0,00
1071	Ломоносова 48А	0,157	200,3	390,6	0,031	0,061	1,95	0,00
1075	Ломоносова 77	0,167	111,8	341,6	0,019	0,057	3,06	0,00
1081	Ломоносова 50	0,177	178,3	360,3	0,032	0,064	2,02	0,00
1087	Ломоносова 50А	0,177	224,7	527,7	0,040	0,093	2,35	0,00
1091	Ломоносова 75А	0,007	74,9	481,5	0,001	0,003	6,43	0,00
1093	Ломоносова 75А	0,017	87,9	514,2	0,001	0,009	5,85	0,00
1099	Ломоносова 69	0,087	280,7	491,8	0,024	0,043	1,75	0,00
1103	Ломоносова 71	0,087	245,8	535,8	0,021	0,047	2,18	0,00
1107	Ломоносова 73	0,087	195,1	579,5	0,017	0,050	2,97	0,00
1113	Ломоносова 75	0,087	160,7	638,4	0,014	0,055	3,97	0,00
1115	Жуковского 29	0,207	119,5	668,3	0,025	0,138	5,59	0,00
1121	Жуковского 31	0,167	109,1	721,2	0,018	0,120	6,61	0,00
1123	1 Мая 94	0,167	150,6	710,6	0,025	0,119	4,72	0,00
1129	Маяковского 22А	0,077	352,4	628,8	0,027	0,048	1,78	0,00
1133	Маяковского 22	0,067	406,1	616,6	0,027	0,041	1,52	0,00
1137	Маяковского	0,007	389,5	655,3	0,003	0,004	1,68	0,00
1143	Маяковского 24	0,067	417,5	666,5	0,028	0,045	1,60	0,00
1147	Маяковского	0,007	402,7	683,5	0,003	0,005	1,70	0,00
1151	1 Мая 82	0,077	388,4	707,9	0,030	0,054	1,82	0,00
1155	1 Мая 84	0,077	345,1	750,6	0,027	0,058	2,18	0,00
1161	1 Мая 88	0,077	260,3	862	0,020	0,066	3,31	0,00
1163	1 Мая 86	0,077	305,5	868,9	0,023	0,067	2,84	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1167	1 Мая 90	0,077	243,5	874,8	0,019	0,067	3,59	0,00
1171	1 Мая 92	0,077	197,1	900,9	0,015	0,069	4,57	0,00
1173	1-го Мая 92А	0,057	201,9	949,9	0,011	0,054	4,70	0,00
1185	Ломоносова 43	0,077	924,8	1289,9	0,071	0,099	1,39	924,82
1191	Кутузова 3	0,007	926,7	1286,2	0,006	0,009	1,39	926,71
1197	Кутузова 5	0,007	933,9	1327,8	0,006	0,009	1,42	0,00
1201	Кутузова 7	0,017	939,2	1369,5	0,016	0,023	1,46	0,00
1207	Кутузова 9	0,017	937,1	1390,8	0,016	0,023	1,48	0,00
1215	Кутузова	0,007	887,1	1342	0,006	0,009	1,51	0,00
1219	Кутузова	0,007	865,8	1387,9	0,006	0,009	1,60	0,00
1223	Кутузова 6	0,017	895,3	1372	0,015	0,023	1,53	0,00
1227	Кутузова	0,017	898,7	1401,2	0,015	0,024	1,56	0,00
1231	Кутузова	0,007	886,8	1418,4	0,006	0,010	1,60	0,00
1235	Кутузова 10	0,007	910,0	1434,8	0,006	0,010	1,58	0,00
1241	1-го Мая 54	0,017	905,3	1461,2	0,015	0,025	1,61	0,00
1249	Ломоносова 14	0,037	845,4	1025,8	0,031	0,038	1,21	845,44
1253	Ломоносова 12	0,077	898,9	1102,6	0,069	0,085	1,23	898,90
1255	Свердлова	0,007	885,1	1080,5	0,006	0,007	1,22	885,11
1259	Ломоносова 16	0,057	801,2	1036,4	0,046	0,059	1,29	801,21
1263	Свердлова	0,017	816,5	1070	0,014	0,018	1,31	816,46
1267	Свердлова	0,017	803,1	1077,5	0,014	0,018	1,34	803,12
1271	Свердлова 11	0,027	796,4	1091	0,021	0,029	1,37	796,38
1277	Свердлова 9	0,057	831,9	1134,7	0,047	0,064	1,36	831,86
1281	Свердлова 7	0,037	879,0	1186,5	0,032	0,044	1,35	879,02
1285	Свердлова 5	0,057	923,9	1234,3	0,052	0,070	1,34	923,92
1289	Свердлова 3	0,057	968,2	1289,2	0,055	0,073	1,33	968,18
1293	Ломоносова 10	0,097	963,9	1317,6	0,093	0,128	1,37	963,86
1295	Ломоносова 8	0,047	1012,9	1349,1	0,047	0,063	1,33	1012,90
1299	Свердлова 13	0,057	786,3	1172,8	0,045	0,067	1,49	0,00
1303	Свердлова 15	0,077	746,6	1207	0,057	0,093	1,62	0,00
1307	Декабристов 11	0,007	710,7	1242	0,005	0,008	1,75	0,00
1315	Декабристов 20	0,007	685,3	1292,5	0,005	0,009	1,89	0,00
1319	Декабристов 22	0,007	664,1	1326,8	0,005	0,009	2,00	0,00
1323	Свердлова 17	0,057	705,8	1295,6	0,040	0,074	1,84	0,00
1327	Свердлова 19	0,037	687,1	1329	0,025	0,049	1,93	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1331	Свердлова 21	0,037	660,4	1360,6	0,024	0,050	2,06	0,00
1335	Свердлова	0,007	646,6	1362,6	0,004	0,009	2,11	0,00
1337	Свердлова	0,007	636,4	1364,8	0,004	0,009	2,14	0,00
1341	Свердлова 23	0,037	633,5	1393,1	0,023	0,051	2,20	0,00
1345	Свердлова 25	0,167	592,1	1445,5	0,099	0,241	2,44	0,00
1349	Маяковского 7	0,057	541,1	1500,1	0,031	0,085	2,77	0,00
1351	пер. Новый 6	0,007	576,3	1531,4	0,004	0,010	2,66	0,00
1357	пер. Новый 4	0,007	626,5	1372,7	0,004	0,009	2,19	0,00
1359	пер. Новый 5	0,007	602,1	1428,1	0,004	0,010	2,37	0,00
1363	Декабристов	0,017	769,7	1083	0,013	0,018	1,41	0,00
1367	Ломоносова 20	0,037	755,5	1084,1	0,028	0,040	1,44	0,00
1369	Декабристов	0,007	753,0	1085,1	0,005	0,007	1,44	0,00
1375	Декабристов	0,007	714,6	1126,4	0,005	0,008	1,58	0,00
1379	Декабристов 13	0,057	702,5	1179,3	0,040	0,067	1,68	0,00
1383	Ломоносова 24	0,057	662,6	1177,6	0,038	0,067	1,78	0,00
1385	Декабристов 15	0,007	676,9	1221,8	0,005	0,008	1,80	0,00
1395	Ломоносова 26	0,057	603,4	774,8	0,034	0,044	1,28	603,44
1403	Декабристов 26	0,010	629,9	842,9	0,006	0,008	1,34	629,94
1409	пер. Новый 2	0,007	596,6	853	0,004	0,006	1,43	0,00
1411	Декабристов 24	0,007	651,2	879	0,004	0,006	1,35	651,22
1415	Ломоносова 28	0,037	552,4	776,2	0,020	0,029	1,41	0,00
1419	Ломоносова 30	0,037	515,3	813,9	0,019	0,030	1,58	0,00
1423	пер. Новый 1	0,007	522,6	875,7	0,004	0,006	1,68	0,00
1425	Ломоносова 32	0,037	466,4	859,6	0,017	0,032	1,84	0,00
1431	Ломоносова 34	0,037	435,9	618	0,016	0,023	1,42	0,00
1435	Маяковского 13	0,037	452,8	636,7	0,017	0,023	1,41	0,00
1439	Маяковского 11	0,057	455,3	675,1	0,026	0,038	1,48	0,00
1445	Маяковского 9	0,097	501,2	716,4	0,049	0,069	1,43	0,00
1447	Маяковского 9	0,097	525,8	742,3	0,051	0,072	1,41	0,00
1454	Ломоносова 45	0,077	876,6	1350,1	0,067	0,104	1,54	0,00
1460	Ломоносова 47	0,027	842,2	1372,5	0,023	0,037	1,63	0,00
1464	Ломоносова	0,017	818,9	1404,8	0,014	0,024	1,72	0,00
1466	1-го Мая 58	0,017	840,0	1545,1	0,014	0,026	1,84	0,00
1472	Ломоносова 49	0,087	789,7	975,5	0,069	0,085	1,24	789,67
1478	пер. Детский 5	0,017	786,2	1015,6	0,013	0,017	1,29	786,24

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1482	пер. Детский 3	0,017	799,8	1057,6	0,013	0,018	1,32	799,78
1486	пер. Детский 1	0,017	797,6	1107,6	0,013	0,019	1,39	797,55
1490	1-го Мая 62	0,017	771,7	1210,6	0,013	0,020	1,57	0,00
1492	1-го Мая 64	0,017	740,1	1258,6	0,012	0,021	1,70	0,00
1500	пер. Детский 6	0,017	764,7	994,3	0,013	0,017	1,30	764,71
1504	пер. Детский 4	0,017	763,3	1021,3	0,013	0,017	1,34	763,32
1506	пер. Детский 2	0,017	771,4	1065,3	0,013	0,018	1,38	771,41
1510	Ломоносова 51	0,067	726,3	983,5	0,049	0,066	1,35	726,27
1514	Ломоносова 53	0,027	702,0	1013,7	0,019	0,027	1,44	0,00
1520	Ломоносова 55	0,077	662,3	1052,1	0,051	0,081	1,59	0,00
1526	Декабристов 21	0,007	657,0	1081,8	0,004	0,007	1,65	0,00
1530	Декабристов 23	0,017	661,9	1096,4	0,011	0,018	1,66	0,00
1534	Декабристов 25	0,017	672,8	1128,7	0,011	0,019	1,68	0,00
1538	Декабристов 27	0,017	683,8	1163,4	0,012	0,020	1,70	0,00
1542	1-го Мая 29	0,017	694,6	1195,9	0,012	0,020	1,72	0,00
1544	1-го Мая 71	0,007	814,7	1410,1	0,006	0,010	1,73	0,00
1556	1-го Мая 57	0,017	1042,6	1813	0,018	0,030	1,74	0,00
1560	1 Мая 57 г	0,007	1025,6	1858,7	0,007	0,013	1,81	0,00
1564	1-го Мая 59	0,017	981,6	1859,8	0,017	0,031	1,89	0,00
1568	1-го Мая	0,007	979,1	1885,7	0,007	0,013	1,93	0,00
1570	1-го Мая 61	0,017	950,4	1892,1	0,016	0,032	1,99	0,00
1576	Ломоносова 59	0,037	554,3	782,1	0,020	0,029	1,41	0,00
1582	Ломоносова 61	0,007	503,8	844,4	0,003	0,006	1,68	0,00
1586	Ломоносова	0,007	489,9	838,4	0,003	0,006	1,71	0,00
1592	Ломоносова 63	0,037	458,8	880	0,017	0,032	1,92	0,00
1602	Ломоносова 65	0,077	420,1	919,5	0,032	0,071	2,19	0,00
1608	Маяковского	0,007	414,8	952,6	0,003	0,006	2,30	0,00
1612	Маяковского	0,007	426,6	983,3	0,003	0,007	2,30	0,00
1614	Маяковского	0,007	447,0	1024,3	0,003	0,007	2,29	0,00
1620	Ломоносова 57	0,077	608,6	777,7	0,047	0,060	1,28	608,58
1626	Декабристов 32	0,007	627,7	813	0,004	0,006	1,30	627,65
1630	Декабристов 34	0,007	626,4	845,6	0,004	0,006	1,35	626,41
1634	Декабристов 36	0,007	642,9	880,7	0,004	0,006	1,37	642,85
1644	1-го Мая	0,007	640,3	923,2	0,004	0,006	1,44	0,00
1646	1-го Мая	0,007	602,1	966,5	0,004	0,007	1,61	0,00

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1650	Декабристов 38	0,007	645,7	908,9	0,004	0,006	1,41	0,00
1656	Декабристов 40	0,007	662,4	945,6	0,005	0,006	1,43	0,00
1658	1-го Мая 81	0,007	690,0	1032,6	0,005	0,007	1,50	0,00
1660	Свободы 10	0,017	1168,3	1561,3	0,020	0,026	1,34	1168,30
1666	1 мая 53	0,077	1119,9	1673,8	0,086	0,129	1,49	0,00
1668	1 мая 53	0,067	119,9	1673,8	0,008	0,112	13,97	0,00
1672	Свободы	0,017	1126,9	1629,2	0,019	0,027	1,45	0,00
1678	Свободы	0,017	1111,7	1647,2	0,019	0,028	1,48	0,00
1688	1-го Мая 74	0,007	532,5	1166	0,004	0,008	2,19	0,00
1692	1-го Мая 78	0,007	472,2	1096,5	0,003	0,007	2,32	0,00
1698	1-го Мая	0,007	498,4	1189,4	0,003	0,008	2,39	0,00
1702	1-го Мая	0,010	484,3	1200,4	0,005	0,012	2,48	0,00
1708	1-го Мая	0,010	484,3	1203,7	0,005	0,012	2,49	0,00
1714	1-го Мая	0,005	530,2	1270,7	0,003	0,006	2,40	0,00
1716	1-го Мая	0,005	530,2	1251,7	0,003	0,006	2,36	0,00
1718	1-го Мая	0,005	530,2	1250,6	0,003	0,006	2,36	0,00
1722	1-го Мая 95	0,017	525,3	994,1	0,009	0,017	1,89	0,00
1728	1-го Мая 93	0,007	544,6	1011,4	0,004	0,007	1,86	0,00
1732	1-го Мая 93	0,007	544,6	1015,4	0,004	0,007	1,86	0,00
1736	1-го Мая 91	0,007	567,6	1037,1	0,004	0,007	1,83	0,00
1740	1-го Мая 91	0,007	559,5	1041,6	0,004	0,007	1,86	0,00
1744	1-го Мая 87	0,010	610,3	1087,5	0,006	0,011	1,78	0,00
1748	1-го Мая 87	0,010	606,5	1090,5	0,006	0,011	1,80	0,00
1752	1-го Мая 85	0,010	621,4	1111,7	0,006	0,011	1,79	0,00
1756	1-го Мая 85	0,010	621,4	1115,1	0,006	0,011	1,79	0,00
1758	1-го Мая 83	0,010	655,7	1143,7	0,007	0,011	1,74	0,00
1762	1-го Мая 72	0,007	590,5	1128,1	0,004	0,008	1,91	0,00
1773	1 Мая	0,017	500,0	967,1	0,008	0,016	1,93	0,00
1775	1 Мая	0,027	468,0	959,2	0,013	0,026	2,05	0,00
1790	Ломоносова 39	0,217	1021,1	1212	0,221	0,263	1,19	1021,08
1794	Ломоносова 39	0,007	1024,7	1227,6	0,007	0,008	1,20	1024,66
1798	пер. Профсоюзный	0,007	1008,9	1241,7	0,007	0,008	1,23	1008,93
1804	пер. Профсоюзный	0,007	1013,6	1249,6	0,007	0,009	1,23	1013,62
1806	Ломоносова, 39 спортзал	0,007	1010,5	1258,2	0,007	0,009	1,25	1010,50
1810	пер. Профсоюзный	0,007	964,7	1278,2	0,007	0,009	1,32	964,72

Sys	Адрес	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Векторное расстояние, м	Путь, пройденный от источника, м	Момент тепловой нагрузки (по вектору) ZТ, Гкал×км/ч	Момент тепловой нагрузки (фактический) ZС, Гкал×км/ч	Показатель конфигурации тепловой сети к потребителю χ	Векторное расстояние до потребителей для которых $\chi \leq \chi_s$
1812	пер. Профсоюзный 8	0,017	973,3	1285,3	0,016	0,022	1,32	973,30
3104	1-го Мая 89	0,007	574,4	1063,7	0,004	0,007	1,85	0,00
3108	1-го Мая 79	0,007	720,9	1308,2	0,005	0,009	1,81	0,00
3118	1 Мая 55	0,017	1078,1	1816,7	0,018	0,031	1,69	0,00
3122	1 Мая 56	0,007	882,9	1501,2	0,006	0,010	1,70	0,00
3124	1 Мая 63	0,007	908,2	1935,2	0,006	0,013	2,13	0,00
3130	1 Мая 69	0,007	835,6	1437,7	0,006	0,010	1,72	0,00
3134	1 Мая 70	0,007	616,8	1005,4	0,004	0,007	1,63	0,00
3138	1 Мая 76	0,007	513,5	1137,1	0,004	0,008	2,21	0,00
3140	1 Мая 97	0,007	494,5	779,6	0,003	0,005	1,58	0,00
3163	Речной 5	0,007	1276,8	1730,2	0,009	0,012	1,36	1276,80
3164	Речной 6	0,027	1279,8	1665,7	0,034	0,045	1,30	1279,82
3165	Ломоносова 22	0,057	728,5	1123,4	0,041	0,064	1,54	0,00
3166	Ломоносова 41	0,027	967,9	1243,3	0,026	0,033	1,28	967,86
	БМК 20,0 МВт, ул. Жуковского				6,46	10,21	1,40	
	Эффективный радиус теплоснабжения Rэфф, м	1360,48						

Приложение 3. Полный перечень реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения на территории Сланцевского городского поселения

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
72	2,00	надежность	66,77	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
173	2,00	надежность	120,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
195	2,00	надежность	66,69	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
415	2,00	надежность	90,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
443	2,00	надежность	78,24	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
513	2,00	надежность	137,00	0,05	0,05	1952	Надземная
571	2,00	надежность	75,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
595	2,00	надежность	97,04	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
685	2,00	надежность	62,76	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
741	2,00	надежность	63,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
787	2,00	надежность	72,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
807	2,00	надежность	68,91	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
911	2,00	надежность	63,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1489	2,00	надежность	100,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1545	2,00	надежность	117,05	0,05	0,05	1952	Надземная
1549	2,00	надежность	60,23	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1687	2,00	надежность	117,20	0,05	0,05	1952	Надземная
1697	2,00	надежность	88,58	0,05	0,05	1952	Надземная
1780	2,00	надежность	75,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1824	1,00	надежность	86,50	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1826	1,00	надежность	70,21	0,05	0,05	1952	Надземная
1858	1,00	надежность	56,14	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1871	1,00	надежность	52,54	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1873	1,00	надежность	48,92	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1874	1,00	надежность	190,95	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1941	1,00	надежность	80,04	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1943	1,00	надежность	129,98	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1949	1,00	надежность	81,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1952	1,00	надежность	102,99	0,15	0,15	1952	Подземная бесканальная
1959	1,00	надежность	39,58	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1987	1,00	надежность	50,04	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1992	1,00	надежность	127,71	0,05	0,05	1952	Надземная
2024	1,00	надежность	84,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2055	1,00	надежность	67,52	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
2067	1,00	надежность	89,67	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2093	1,00	надежность	44,76	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2113	1,00	надежность	41,41	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2114	1,00	надежность	54,41	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2115	1,00	надежность	53,08	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2180	1,00	надежность	46,29	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2188	1,00	надежность	56,41	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2223	1,00	надежность	185,80	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2249	1,00	надежность	69,51	0,05	0,05	1952	Надземная
2289	1,00	надежность	78,03	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2293	1,00	надежность	69,03	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2295	1,00	надежность	62,93	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2299	1,00	надежность	46,94	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2301	1,00	надежность	63,49	0,05	0,05	1952	Надземная
2302	1,00	надежность	56,50	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2309	1,00	надежность	55,09	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2317	1,00	надежность	77,31	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2319	1,00	надежность	91,95	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2356	1,00	надежность	55,48	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2386	1,00	надежность	91,34	0,05	0,05	1952	Надземная
2419	1,00	надежность	59,91	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2443	1,00	надежность	103,95	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2466	1,00	надежность	59,16	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2495	1,00	надежность	76,36	0,03	0,03	1952	Надземная
2501	1,00	надежность	60,18	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2583	1,00	надежность	105,73	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2585	1,00	надежность	100,58	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2653	1,00	надежность	55,20	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2656	1,00	надежность	63,65	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2662	1,00	надежность	50,66	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2696	1,00	надежность	62,55	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2699	1,00	надежность	58,36	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2724	1,00	надежность	49,31	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2748	1,00	надежность	44,82	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2764	1,00	надежность	44,59	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2777	1,00	надежность	92,09	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
2782	1,00	надежность	90,99	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2803	1,00	надежность	45,11	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2823	1,00	надежность	65,02	0,05	0,05	1952	Надземная
2849	1,00	надежность	93,08	0,05	0,05	1952	Надземная
2929	1,00	надежность	166,23	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2936	1,00	надежность	83,34	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2943	1,00	надежность	65,29	0,05	0,05	1952	Надземная
2944	1,00	надежность	137,50	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2968	1,00	надежность	71,51	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
3014	1,00	надежность	57,63	0,05	0,05	1952	Надземная
3026	1,00	надежность	102,62	0,04	0,04	1952	Надземная
3089	1,00	надежность	144,20	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
3095	1,00	надежность	77,01	0,04	0,04	1952	Надземная
3198	1,00	надежность	47,82	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
			6 610,47				

Приложение 4. Полный перечень тепловых сетей для перекладки в связи с истечением нормативного срока службы на территории Сланцевского городского поселения

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
3	2,00	ветхие	15,00	0,05	0,05	1952	Надземная
5	2,00	ветхие	52,97	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
7	2,00	ветхие	14,36	0,05	0,05	1952	Надземная
9	2,00	ветхие	11,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
11	2,00	ветхие	13,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
15	2,00	ветхие	20,96	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
17	2,00	ветхие	14,65	0,05	0,05	1952	Надземная
19	2,00	ветхие	50,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
21	2,00	ветхие	17,38	0,05	0,05	1952	Надземная
23	2,00	ветхие	30,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
25	2,00	ветхие	3,88	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
27	2,00	ветхие	8,18	0,05	0,05	1952	Надземная
29	2,00	ветхие	27,68	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
31	2,00	ветхие	10,09	0,05	0,05	1952	Надземная
33	2,00	ветхие	5,75	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
35	2,00	ветхие	8,92	0,05	0,05	1952	Надземная
38	2,00	ветхие	6,92	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
41	2,00	ветхие	29,57	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
43	2,00	ветхие	6,75	0,05	0,05	1952	Надземная
45	2,00	ветхие	7,89	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
47	2,00	ветхие	6,97	0,05	0,05	1952	Надземная
49	2,00	ветхие	25,35	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
51	2,00	ветхие	9,76	0,05	0,05	1952	Надземная
53	2,00	ветхие	8,42	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
55	2,00	ветхие	9,52	0,05	0,05	1952	Надземная
57	2,00	ветхие	12,03	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
59	2,00	ветхие	16,77	0,05	0,05	1952	Надземная
61	2,00	ветхие	60,34	0,05	0,05	1952	Надземная
63	2,00	ветхие	11,17	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
68	2,00	ветхие	26,70	0,05	0,05	1952	Надземная
70	2,00	ветхие	16,27	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
74	2,00	ветхие	4,20	0,05	0,05	1952	Надземная
76	2,00	ветхие	53,52	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
78	2,00	ветхие	4,18	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
80	2,00	ветхие	3,76	0,05	0,05	1952	Надземная
82	2,00	ветхие	10,43	0,05	0,05	1952	Надземная
84	2,00	ветхие	24,39	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
86	2,00	ветхие	3,40	0,05	0,05	1952	Надземная
90	2,00	ветхие	7,25	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
92	2,00	ветхие	3,77	0,05	0,05	1952	Надземная
94	2,00	ветхие	18,23	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
96	2,00	ветхие	3,65	0,05	0,05	1952	Надземная
100	2,00	ветхие	10,70	0,05	0,05	1952	Надземная
104	2,00	ветхие	3,73	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
106	2,00	ветхие	2,42	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
108	2,00	ветхие	10,41	0,05	0,05	1952	Надземная
110	2,00	ветхие	34,45	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
112	2,00	ветхие	8,34	0,05	0,05	1952	Надземная
114	2,00	ветхие	6,79	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
116	2,00	ветхие	8,51	0,05	0,05	1952	Надземная
118	2,00	ветхие	52,03	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
120	2,00	ветхие	7,81	0,05	0,05	1952	Надземная
122	2,00	ветхие	3,56	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
124	2,00	ветхие	7,37	0,05	0,05	1952	Надземная
126	2,00	ветхие	11,59	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
128	2,00	ветхие	4,32	0,05	0,05	1952	Надземная
130	2,00	ветхие	16,58	0,05	0,05	1952	Надземная
131	2,00	ветхие	6,61	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
134	2,00	ветхие	20,83	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
136	2,00	ветхие	30,45	0,05	0,05	1952	Надземная
138	2,00	ветхие	18,52	0,05	0,05	1952	Надземная
141	2,00	ветхие	30,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
143	2,00	ветхие	12,00	0,13	0,13	1997	Подземная бесканальная
145	2,00	ветхие	18,31	0,05	0,05	1952	Надземная
149	2,00	ветхие	12,03	0,05	0,05	1952	Надземная
155	2,00	ветхие	37,68	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
157	2,00	ветхие	7,08	0,05	0,05	1952	Надземная
159	2,00	ветхие	35,50	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
161	2,00	ветхие	8,94	0,05	0,05	1952	Надземная
163	2,00	ветхие	31,34	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
167	2,00	ветхие	8,19	0,05	0,05	1952	Надземная
169	2,00	ветхие	10,30	0,08	0,08	1974	Подземная бесканальная
171	2,00	ветхие	10,00	0,05	0,05	1974	Надземная
174	2,00	ветхие	16,88	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
176	2,00	ветхие	15,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
178	2,00	ветхие	13,54	0,05	0,05	1972	Надземная
180	2,00	ветхие	51,62	0,05	0,05	1952	Надземная
182	2,00	ветхие	11,07	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
184	2,00	ветхие	18,87	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
186	2,00	ветхие	11,95	0,05	0,05	1952	Надземная
188	2,00	ветхие	7,40	0,05	0,05	1952	Надземная
190	2,00	ветхие	2,89	0,05	0,05	1952	Надземная
192	2,00	ветхие	6,41	0,05	0,05	1952	Надземная
193	2,00	ветхие	12,06	0,05	0,05	1952	Надземная
197	2,00	ветхие	8,49	0,05	0,05	1952	Надземная
199	2,00	ветхие	10,09	0,05	0,05	1952	Надземная
201	2,00	ветхие	11,55	0,05	0,05	1952	Надземная
203	2,00	ветхие	31,14	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
205	2,00	ветхие	14,83	0,05	0,05	1952	Надземная
207	2,00	ветхие	35,71	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
209	2,00	ветхие	38,13	0,05	0,05	1952	Надземная
211	2,00	ветхие	24,59	0,05	0,05	1952	Надземная
213	2,00	ветхие	34,88	0,05	0,05	1952	Надземная
217	2,00	ветхие	13,36	0,05	0,05	1952	Надземная
219	2,00	ветхие	29,00	0,05	0,05	1952	Надземная
221	2,00	ветхие	29,17	0,05	0,05	1952	Надземная
223	2,00	ветхие	24,20	0,05	0,05	1952	Надземная
225	2,00	ветхие	5,40	0,05	0,05	1952	Надземная
227	2,00	ветхие	10,42	0,05	0,05	1952	Надземная
229	2,00	ветхие	16,27	0,05	0,05	1952	Надземная
231	2,00	ветхие	3,42	0,05	0,05	1952	Надземная
233	2,00	ветхие	25,36	0,05	0,05	1952	Надземная
235	2,00	ветхие	23,34	0,05	0,05	1952	Надземная
237	2,00	ветхие	17,54	0,05	0,05	1952	Надземная
239	2,00	ветхие	22,51	0,05	0,05	1952	Надземная
241	2,00	ветхие	16,00	0,05	0,05	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
243	2,00	ветхие	26,93	0,05	0,05	1952	Надземная
245	2,00	ветхие	47,35	0,05	0,05	1952	Надземная
249	2,00	ветхие	11,64	0,05	0,05	1952	Надземная
253	2,00	ветхие	13,22	0,05	0,05	1952	Надземная
257	2,00	ветхие	5,77	0,05	0,05	1952	Надземная
259	2,00	ветхие	11,58	0,05	0,05	1952	Надземная
261	2,00	ветхие	19,39	0,05	0,05	1952	Надземная
263	2,00	ветхие	16,35	0,05	0,05	1952	Надземная
265	2,00	ветхие	7,91	0,05	0,05	1952	Надземная
267	2,00	ветхие	19,20	0,05	0,05	1952	Надземная
269	2,00	ветхие	34,65	0,05	0,05	1952	Надземная
271	2,00	ветхие	14,89	0,05	0,05	1952	Надземная
273	2,00	ветхие	34,49	0,05	0,05	1952	Надземная
275	2,00	ветхие	18,63	0,05	0,05	1952	Надземная
277	2,00	ветхие	10,48	0,05	0,05	1952	Надземная
279	2,00	ветхие	28,03	0,05	0,05	1952	Надземная
281	2,00	ветхие	24,42	0,05	0,05	1952	Надземная
283	2,00	ветхие	38,41	0,05	0,05	1952	Надземная
285	2,00	ветхие	20,83	0,05	0,05	1952	Надземная
287	2,00	ветхие	9,93	0,05	0,05	1952	Надземная
289	2,00	ветхие	73,17	0,05	0,05	1952	Надземная
293	2,00	ветхие	6,47	0,05	0,05	1952	Надземная
295	2,00	ветхие	19,32	0,05	0,05	1952	Надземная
297	2,00	ветхие	15,00	0,05	0,05	1952	Надземная
301	2,00	ветхие	9,52	0,05	0,05	1952	Надземная
303	2,00	ветхие	15,39	0,05	0,05	1952	Надземная
305	2,00	ветхие	32,67	0,05	0,05	1952	Надземная
307	2,00	ветхие	15,42	0,05	0,05	1952	Надземная
309	2,00	ветхие	54,39	0,05	0,05	1952	Надземная
311	2,00	ветхие	15,64	0,05	0,05	1952	Надземная
313	2,00	ветхие	14,63	0,05	0,05	1952	Надземная
315	2,00	ветхие	11,12	0,05	0,05	1952	Надземная
317	2,00	ветхие	36,16	0,05	0,05	1952	Надземная
319	2,00	ветхие	15,79	0,05	0,05	1952	Надземная
321	2,00	ветхие	45,98	0,05	0,05	1952	Надземная
325	2,00	ветхие	12,63	0,05	0,05	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
329	2,00	ветхие	14,86	0,05	0,05	1952	Надземная
333	2,00	ветхие	13,84	0,05	0,05	1952	Надземная
335	2,00	ветхие	9,74	0,05	0,05	1952	Надземная
337	2,00	ветхие	5,75	0,05	0,05	1952	Надземная
339	2,00	ветхие	52,65	0,05	0,05	1952	Надземная
343	2,00	ветхие	23,19	0,05	0,05	1952	Надземная
345	2,00	ветхие	4,66	0,05	0,05	1952	Надземная
347	2,00	ветхие	37,40	0,05	0,05	1952	Надземная
351	2,00	ветхие	25,39	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
353	2,00	ветхие	32,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
355	2,00	ветхие	8,96	0,05	0,05	1953	Надземная
357	2,00	ветхие	10,00	0,05	0,05	1952	Надземная
359	2,00	ветхие	6,47	0,05	0,05	1952	Надземная
361	2,00	ветхие	11,00	0,05	0,05	1952	Надземная
363	2,00	ветхие	14,81	0,05	0,05	1952	Надземная
375	2,00	ветхие	26,00	0,05	0,05	1952	Надземная
377	2,00	ветхие	42,09	0,05	0,05	1952	Надземная
383	2,00	ветхие	48,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
385	2,00	ветхие	12,00	0,05	0,05	1952	Надземная
387	2,00	ветхие	34,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
389	2,00	ветхие	58,00	0,05	0,05	1952	Надземная
391	2,00	ветхие	9,68	0,05	0,05	1952	Надземная
393	2,00	ветхие	48,45	0,05	0,05	1952	Надземная
397	2,00	ветхие	15,00	0,05	0,05	1952	Надземная
399	2,00	ветхие	49,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
401	2,00	ветхие	18,67	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
403	2,00	ветхие	35,00	0,04	0,04	1952	Надземная
405	2,00	ветхие	8,78	0,04	0,04	1952	Надземная
407	2,00	ветхие	11,25	0,05	0,05	1952	Надземная
409	2,00	ветхие	8,56	0,05	0,05	1952	Надземная
410	2,00	ветхие	17,00	0,05	0,05	1952	Надземная
417	2,00	ветхие	46,91	0,05	0,05	1952	Надземная
419	2,00	ветхие	88,36	0,05	0,05	1952	Надземная
421	2,00	ветхие	2,01	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
423	2,00	ветхие	33,70	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
425	2,00	ветхие	25,12	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
427	2,00	ветхие	7,57	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
429	2,00	ветхие	7,40	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
430	2,00	ветхие	20,50	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
433	2,00	ветхие	16,40	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
435	2,00	ветхие	10,20	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
437	2,00	ветхие	26,97	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
439	2,00	ветхие	9,65	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
441	2,00	ветхие	51,50	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
445	2,00	ветхие	4,21	0,05	0,05	1952	Надземная
447	2,00	ветхие	8,16	0,05	0,05	1952	Надземная
449	2,00	ветхие	35,94	0,05	0,05	1952	Надземная
451	2,00	ветхие	16,95	0,05	0,05	1952	Надземная
453	2,00	ветхие	37,04	0,05	0,05	1952	Надземная
455	2,00	ветхие	14,96	0,05	0,05	1952	Надземная
457	2,00	ветхие	28,72	0,05	0,05	1952	Надземная
459	2,00	ветхие	16,27	0,05	0,05	1952	Надземная
461	2,00	ветхие	10,29	0,05	0,05	1952	Надземная
463	2,00	ветхие	14,47	0,05	0,05	1952	Надземная
465	2,00	ветхие	8,55	0,05	0,05	1952	Надземная
467	2,00	ветхие	15,85	0,05	0,05	1952	Надземная
469	2,00	ветхие	6,29	0,05	0,05	1952	Надземная
471	2,00	ветхие	41,87	0,05	0,05	1952	Надземная
473	2,00	ветхие	8,44	0,05	0,05	1952	Надземная
475	2,00	ветхие	33,10	0,05	0,05	1952	Надземная
477	2,00	ветхие	39,88	0,05	0,05	1952	Надземная
479	2,00	ветхие	49,44	0,05	0,05	1952	Надземная
481	2,00	ветхие	39,99	0,05	0,05	1952	Надземная
483	2,00	ветхие	4,73	0,05	0,05	1952	Надземная
485	2,00	ветхие	19,84	0,05	0,05	1952	Надземная
489	2,00	ветхие	54,64	0,05	0,05	1952	Надземная
491	2,00	ветхие	5,32	0,05	0,05	1952	Надземная
493	2,00	ветхие	60,51	0,05	0,05	1952	Надземная
495	2,00	ветхие	14,04	0,05	0,05	1952	Надземная
497	2,00	ветхие	8,07	0,05	0,05	1952	Надземная
499	2,00	ветхие	21,05	0,05	0,05	1952	Надземная
501	2,00	ветхие	8,64	0,05	0,05	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
503	2,00	ветхие	45,78	0,05	0,05	1952	Надземная
509	2,00	ветхие	37,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
511	2,00	ветхие	54,00	0,05	0,05	1952	Надземная
515	2,00	ветхие	13,25	0,05	0,05	1952	Надземная
521	2,00	ветхие	16,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
523	2,00	ветхие	12,17	0,05	0,05	1953	Надземная
527	2,00	ветхие	58,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
529	2,00	ветхие	16,41	0,05	0,05	1952	Надземная
531	2,00	ветхие	51,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
533	2,00	ветхие	24,10	0,05	0,05	1953	Надземная
537	2,00	ветхие	19,20	0,05	0,05	1952	Надземная
539	2,00	ветхие	32,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
541	2,00	ветхие	11,31	0,05	0,05	1952	Надземная
543	2,00	ветхие	35,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
545	2,00	ветхие	15,00	0,05	0,05	1952	Надземная
547	2,00	ветхие	55,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
549	2,00	ветхие	5,70	0,05	0,05	1952	Надземная
551	2,00	ветхие	45,44	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
553	2,00	ветхие	6,22	0,05	0,05	1952	Надземная
555	2,00	ветхие	57,86	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
557	2,00	ветхие	9,72	0,05	0,05	1952	Надземная
559	2,00	ветхие	65,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
561	2,00	ветхие	20,20	0,05	0,05	1952	Надземная
563	2,00	ветхие	27,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
565	2,00	ветхие	7,38	0,05	0,05	1954	Надземная
567	2,00	ветхие	58,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
569	2,00	ветхие	8,38	0,05	0,05	1952	Надземная
573	2,00	ветхие	3,50	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
575	2,00	ветхие	23,32	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
577	2,00	ветхие	30,75	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
579	2,00	ветхие	10,48	0,05	0,05	1952	Надземная
581	2,00	ветхие	45,42	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
583	2,00	ветхие	12,49	0,05	0,05	1952	Надземная
585	2,00	ветхие	51,45	0,05	0,05	1952	Надземная
587	2,00	ветхие	23,36	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
589	2,00	ветхие	13,47	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
591	2,00	ветхие	10,85	0,08	0,08	1957	Подземная бесканальная
593	2,00	ветхие	44,18	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
597	2,00	ветхие	53,50	0,03	0,03	1952	Надземная
599	2,00	ветхие	35,00	0,05	0,05	1952	Надземная
601	2,00	ветхие	7,83	0,05	0,05	1952	Надземная
603	2,00	ветхие	35,00	0,05	0,05	1952	Надземная
605	2,00	ветхие	12,47	0,05	0,05	1952	Надземная
607	2,00	ветхие	6,87	0,05	0,05	1952	Надземная
609	2,00	ветхие	31,41	0,05	0,05	1952	Надземная
611	2,00	ветхие	26,00	0,05	0,05	1952	Надземная
613	2,00	ветхие	6,73	0,05	0,05	1952	Надземная
615	2,00	ветхие	8,17	0,05	0,05	1952	Надземная
617	2,00	ветхие	30,64	0,05	0,05	1952	Надземная
619	2,00	ветхие	10,23	0,05	0,05	1952	Надземная
621	2,00	ветхие	16,90	0,05	0,05	1952	Надземная
623	2,00	ветхие	13,43	0,05	0,05	1952	Надземная
625	2,00	ветхие	17,01	0,05	0,05	1952	Надземная
629	2,00	ветхие	26,07	0,10	0,10	1953	Подземная бесканальная
631	2,00	ветхие	30,00	0,10	0,10	1953	Подземная бесканальная
633	2,00	ветхие	12,90	0,05	0,05	1954	Надземная
635	2,00	ветхие	45,96	0,10	0,10	1953	Подземная бесканальная
637	2,00	ветхие	12,52	0,10	0,10	1954	Подземная бесканальная
639	2,00	ветхие	13,48	0,10	0,10	1954	Подземная бесканальная
641	2,00	ветхие	40,00	0,07	0,07	1953	Подземная бесканальная
643	2,00	ветхие	17,83	0,05	0,05	1954	Надземная
645	2,00	ветхие	28,26	0,05	0,05	1954	Надземная
647	2,00	ветхие	17,00	0,07	0,07	1953	Подземная бесканальная
649	2,00	ветхие	15,04	0,07	0,07	1953	Подземная бесканальная
651	2,00	ветхие	53,00	0,07	0,07	1953	Подземная бесканальная
653	2,00	ветхие	24,00	0,08	0,08	1953	Подземная бесканальная
655	2,00	ветхие	7,82	0,04	0,04	1953	Надземная
657	2,00	ветхие	30,00	0,04	0,04	1954	Надземная
659	2,00	ветхие	9,46	0,04	0,04	1954	Надземная
663	2,00	ветхие	47,78	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
665	2,00	ветхие	9,09	0,05	0,05	1954	Надземная
667	2,00	ветхие	40,90	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
669	2,00	ветхие	27,32	0,05	0,05	1952	Надземная
671	2,00	ветхие	42,45	0,05	0,05	1954	Надземная
675	2,00	ветхие	17,43	0,10	0,10	1953	Подземная бесканальная
677	2,00	ветхие	10,57	0,05	0,05	1954	Надземная
679	2,00	ветхие	62,59	0,05	0,05	1953	Надземная
689	2,00	ветхие	16,39	0,05	0,05	1952	Надземная
691	2,00	ветхие	4,16	0,05	0,05	1952	Надземная
693	2,00	ветхие	54,23	0,05	0,05	1952	Надземная
699	2,00	ветхие	22,78	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
701	2,00	ветхие	34,01	0,10	0,10	1955	Подземная бесканальная
703	2,00	ветхие	25,86	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
705	2,00	ветхие	3,98	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
707	2,00	ветхие	35,68	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
709	2,00	ветхие	7,97	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
711	2,00	ветхие	43,37	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
713	2,00	ветхие	8,34	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
719	2,00	ветхие	47,82	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
721	2,00	ветхие	21,50	0,05	0,05	1952	Надземная
723	2,00	ветхие	21,65	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
725	2,00	ветхие	74,11	0,08	0,08	1955	Подземная бесканальная
729	2,00	ветхие	20,06	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
731	2,00	ветхие	63,45	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
735	2,00	ветхие	16,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
737	2,00	ветхие	10,54	0,05	0,05	1952	Надземная
739	2,00	ветхие	2,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
743	2,00	ветхие	11,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
745	2,00	ветхие	26,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
747	2,00	ветхие	29,20	0,05	0,05	1962	Надземная
749	2,00	ветхие	15,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
751	2,00	ветхие	14,21	0,05	0,05	1952	Надземная
753	2,00	ветхие	32,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
755	2,00	ветхие	19,72	0,05	0,05	1952	Надземная
761	2,00	ветхие	45,00	0,07	0,07	1953	Подземная бесканальная
763	2,00	ветхие	23,00	0,03	0,03	1952	Надземная
765	2,00	ветхие	19,30	0,03	0,03	1952	Надземная
767	2,00	ветхие	13,29	0,03	0,03	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
769	2,00	ветхие	29,54	0,05	0,05	1952	Надземная
775	2,00	ветхие	8,68	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
777	2,00	ветхие	26,08	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
779	2,00	ветхие	8,60	0,05	0,05	1955	Надземная
783	2,00	ветхие	24,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
785	2,00	ветхие	16,14	0,05	0,05	1952	Надземная
791	2,00	ветхие	9,36	0,05	0,05	1952	Надземная
795	2,00	ветхие	65,00	0,05	0,05	1952	Надземная
797	2,00	ветхие	34,87	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
799	2,00	ветхие	16,90	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
801	2,00	ветхие	22,33	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
803	2,00	ветхие	53,40	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
805	2,00	ветхие	28,48	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
809	2,00	ветхие	33,21	0,10	0,10	1955	Подземная бесканальная
811	2,00	ветхие	47,62	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
812	2,00	ветхие	27,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
815	2,00	ветхие	28,00	0,05	0,05	1952	Надземная
821	2,00	ветхие	19,00	0,13	0,13	1997	Подземная бесканальная
823	2,00	ветхие	19,76	0,10	0,10	1959	Подземная бесканальная
825	2,00	ветхие	159,00	0,10	0,10	1956	Подземная бесканальная
827	2,00	ветхие	15,28	0,08	0,08	1956	Подземная бесканальная
829	2,00	ветхие	44,86	0,08	0,08	1958	Подземная бесканальная
831	2,00	ветхие	85,00	0,08	0,08	1958	Подземная бесканальная
833	2,00	ветхие	38,00	0,08	0,08	1959	Подземная бесканальная
835	2,00	ветхие	17,31	0,07	0,07	1959	Подземная бесканальная
837	2,00	ветхие	53,00	0,07	0,07	1959	Подземная бесканальная
839	2,00	ветхие	44,00	0,08	0,08	1959	Подземная бесканальная
844	2,00	ветхие	46,00	0,05	0,05	1952	Надземная
849	2,00	ветхие	30,00	0,10	0,10	1957	Подземная бесканальная
851	2,00	ветхие	22,09	0,10	0,10	1960	Подземная бесканальная
853	2,00	ветхие	21,05	0,10	0,10	1957	Подземная бесканальная
855	2,00	ветхие	23,00	0,10	0,10	1957	Подземная бесканальная
857	2,00	ветхие	49,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
859	2,00	ветхие	25,59	0,10	0,10	1959	Подземная бесканальная
861	2,00	ветхие	20,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
863	2,00	ветхие	16,72	0,10	0,10	1959	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
865	2,00	ветхие	50,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
867	2,00	ветхие	18,42	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
871	2,00	ветхие	12,07	0,10	0,10	1956	Подземная бесканальная
875	2,00	ветхие	29,50	0,05	0,05	1952	Надземная
879	2,00	ветхие	50,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
881	2,00	ветхие	9,78	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
883	2,00	ветхие	4,00	0,08	0,08	1958	Подземная бесканальная
885	2,00	ветхие	58,00	0,07	0,07	1958	Подземная бесканальная
889	2,00	ветхие	11,06	0,08	0,08	1960	Подземная бесканальная
891	2,00	ветхие	79,00	0,08	0,08	1960	Подземная бесканальная
897	2,00	ветхие	54,00	0,08	0,08	1957	Подземная бесканальная
899	2,00	ветхие	12,38	0,08	0,08	1957	Подземная бесканальная
903	2,00	ветхие	67,00	0,08	0,08	1957	Подземная бесканальная
907	2,00	ветхие	45,00	0,10	0,10	1957	Подземная бесканальная
909	2,00	ветхие	15,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
913	2,00	ветхие	37,00	0,05	0,05	1958	Надземная
915	2,00	ветхие	39,00	0,10	0,10	1957	Подземная бесканальная
919	2,00	ветхие	35,53	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
921	2,00	ветхие	28,00	0,05	0,05	1952	Надземная
929	2,00	ветхие	25,00	0,05	0,05	1960	Надземная
935	2,00	ветхие	16,06	0,05	0,05	1960	Надземная
939	2,00	ветхие	24,07	0,08	0,08	1960	Подземная бесканальная
941	2,00	ветхие	38,66	0,07	0,07	1957	Подземная бесканальная
943	2,00	ветхие	38,00	0,07	0,07	1957	Подземная бесканальная
950	2,00	ветхие	5,64	0,08	0,08	1962	Подземная бесканальная
952	2,00	ветхие	79,00	0,08	0,08	1961	Подземная бесканальная
956	2,00	ветхие	11,35	0,07	0,07	1962	Подземная бесканальная
962	2,00	ветхие	48,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
965	2,00	ветхие	12,03	0,10	0,10	1960	Подземная бесканальная
967	2,00	ветхие	53,00	0,10	0,10	1960	Подземная бесканальная
969	2,00	ветхие	9,27	0,10	0,10	1959	Подземная бесканальная
973	2,00	ветхие	10,05	0,10	0,10	1959	Подземная бесканальная
977	2,00	ветхие	33,31	0,10	0,10	1958	Подземная бесканальная
981	2,00	ветхие	62,00	0,07	0,07	1955	Подземная бесканальная
985	2,00	ветхие	23,69	0,07	0,07	1956	Подземная бесканальная
989	2,00	ветхие	26,72	0,07	0,07	1955	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
993	2,00	ветхие	20,03	0,10	0,10	1956	Подземная бесканальная
997	2,00	ветхие	63,00	0,07	0,07	1957	Подземная бесканальная
1001	2,00	ветхие	23,43	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1007	2,00	ветхие	34,00	0,05	0,05	1955	Надземная
1013	2,00	ветхие	50,94	0,05	0,05	1955	Надземная
1021	2,00	ветхие	34,60	0,10	0,10	1957	Подземная бесканальная
1025	2,00	ветхие	45,00	0,05	0,05	1956	Надземная
1027	2,00	ветхие	9,11	0,07	0,07	1956	Подземная бесканальная
1029	2,00	ветхие	23,00	0,07	0,07	1961	Подземная бесканальная
1031	2,00	ветхие	11,08	0,10	0,10	1961	Подземная бесканальная
1033	2,00	ветхие	55,00	0,10	0,10	1961	Подземная бесканальная
1035	2,00	ветхие	11,41	0,10	0,10	1961	Подземная бесканальная
1037	2,00	ветхие	12,00	0,10	0,10	1961	Подземная бесканальная
1039	2,00	ветхие	7,62	0,10	0,10	1962	Подземная бесканальная
1046	2,00	ветхие	10,00	0,08	0,08	1967	Подземная бесканальная
1048	2,00	ветхие	83,00	0,10	0,10	1957	Подземная бесканальная
1054	2,00	ветхие	9,00	0,10	0,10	1965	Подземная бесканальная
1056	2,00	ветхие	4,34	0,10	0,10	1965	Подземная бесканальная
1058	2,00	ветхие	62,00	0,10	0,10	1965	Подземная бесканальная
1060	2,00	ветхие	8,00	0,08	0,08	1965	Подземная бесканальная
1070	2,00	ветхие	12,03	0,10	0,10	1964	Подземная бесканальная
1072	2,00	ветхие	69,00	0,08	0,08	1963	Подземная бесканальная
1076	2,00	ветхие	29,00	0,07	0,07	1959	Подземная бесканальная
1082	2,00	ветхие	12,53	0,10	0,10	1962	Подземная бесканальная
1088	2,00	ветхие	51,00	0,10	0,10	1964	Подземная бесканальная
1090	2,00	ветхие	104,00	0,08	0,08	1962	Подземная бесканальная
1092	2,00	ветхие	37,27	0,05	0,05	1962	Надземная
1094	2,00	ветхие	70,00	0,05	0,05	1962	Надземная
1098	2,00	ветхие	24,45	0,10	0,10	1961	Подземная бесканальная
1100	2,00	ветхие	14,11	0,05	0,05	1962	Надземная
1102	2,00	ветхие	48,00	0,10	0,10	1961	Подземная бесканальная
1104	2,00	ветхие	10,16	0,05	0,05	1961	Надземная
1106	2,00	ветхие	46,00	0,10	0,10	1961	Подземная бесканальная
1108	2,00	ветхие	7,84	0,07	0,07	1961	Подземная бесканальная
1110	2,00	ветхие	46,00	0,07	0,07	1961	Подземная бесканальная
1112	2,00	ветхие	9,91	0,07	0,07	1961	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
1114	2,00	ветхие	10,89	0,07	0,07	1961	Подземная бесканальная
1116	2,00	ветхие	40,72	0,07	0,07	1967	Подземная бесканальная
1118	2,00	ветхие	80,00	0,08	0,08	1964	Подземная бесканальная
1120	2,00	ветхие	5,64	0,08	0,08	1967	Подземная бесканальная
1122	2,00	ветхие	17,88	0,05	0,05	1967	Надземная
1124	2,00	ветхие	13,00	0,08	0,08	1964	Подземная бесканальная
1130	2,00	ветхие	55,64	0,05	0,05	1956	Надземная
1134	2,00	ветхие	11,40	0,05	0,05	1956	Надземная
1138	2,00	ветхие	10,12	0,05	0,05	1952	Надземная
1144	2,00	ветхие	12,32	0,05	0,05	1956	Надземная
1148	2,00	ветхие	7,28	0,05	0,05	1952	Надземная
1152	2,00	ветхие	10,45	0,05	0,05	1958	Надземная
1154	2,00	ветхие	43,62	0,10	0,10	1958	Подземная бесканальная
1156	2,00	ветхие	9,54	0,05	0,05	1958	Надземная
1158	2,00	ветхие	61,00	0,10	0,10	1958	Подземная бесканальная
1160	2,00	ветхие	19,00	0,07	0,07	1958	Подземная бесканальная
1162	2,00	ветхие	18,00	0,05	0,05	1958	Надземная
1164	2,00	ветхие	24,91	0,05	0,05	1958	Надземная
1166	2,00	ветхие	40,00	0,10	0,10	1960	Подземная бесканальная
1168	2,00	ветхие	32,79	0,05	0,05	1960	Надземная
1170	2,00	ветхие	38,86	0,10	0,10	1960	Подземная бесканальная
1172	2,00	ветхие	20,00	0,04	0,04	1960	Надземная
1174	2,00	ветхие	69,00	0,05	0,05	1960	Надземная
1178	2,00	ветхие	56,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1180	2,00	ветхие	42,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1182	2,00	ветхие	12,01	0,05	0,05	1952	Надземная
1184	2,00	ветхие	32,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1186	2,00	ветхие	26,60	0,05	0,05	1952	Надземная
1188	2,00	ветхие	2,80	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1190	2,00	ветхие	2,69	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1192	2,00	ветхие	17,38	0,05	0,05	1952	Надземная
1196	2,00	ветхие	50,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1198	2,00	ветхие	9,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1200	2,00	ветхие	40,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1202	2,00	ветхие	10,67	0,05	0,05	1952	Надземная
1208	2,00	ветхие	32,00	0,04	0,04	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
1210	2,00	ветхие	56,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1212	2,00	ветхие	4,95	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1214	2,00	ветхие	12,21	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1216	2,00	ветхие	5,51	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1218	2,00	ветхие	30,41	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1220	2,00	ветхие	21,08	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1224	2,00	ветхие	5,14	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1226	2,00	ветхие	27,94	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1228	2,00	ветхие	6,41	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1230	2,00	ветхие	14,77	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1232	2,00	ветхие	8,84	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1234	2,00	ветхие	19,76	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1236	2,00	ветхие	5,47	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1238	2,00	ветхие	18,65	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1240	2,00	ветхие	5,91	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1242	2,00	ветхие	7,30	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1248	2,00	ветхие	14,26	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1250	2,00	ветхие	9,21	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1252	2,00	ветхие	44,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1254	2,00	ветхие	42,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1256	2,00	ветхие	19,94	0,05	0,05	1952	Надземная
1258	2,00	ветхие	24,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1260	2,00	ветхие	10,09	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1264	2,00	ветхие	10,64	0,05	0,05	1952	Надземная
1268	2,00	ветхие	9,83	0,05	0,05	1952	Надземная
1270	2,00	ветхие	16,00	0,13	0,13	1997	Подземная бесканальная
1272	2,00	ветхие	7,33	0,05	0,05	1952	Надземная
1276	2,00	ветхие	5,44	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1278	2,00	ветхие	7,66	0,05	0,05	1952	Надземная
1280	2,00	ветхие	54,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1282	2,00	ветхие	5,44	0,05	0,05	1952	Надземная
1284	2,00	ветхие	44,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1286	2,00	ветхие	9,21	0,05	0,05	1952	Надземная
1288	2,00	ветхие	54,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1290	2,00	ветхие	10,08	0,05	0,05	1952	Надземная
1292	2,00	ветхие	22,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
1294	2,00	ветхие	16,54	0,05	0,05	1952	Надземная
1296	2,00	ветхие	48,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1298	2,00	ветхие	44,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1300	2,00	ветхие	7,16	0,05	0,05	1952	Надземная
1302	2,00	ветхие	30,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1304	2,00	ветхие	11,32	0,05	0,05	1952	Надземная
1306	2,00	ветхие	22,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1308	2,00	ветхие	24,35	0,05	0,05	1952	Надземная
1310	2,00	ветхие	52,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1314	2,00	ветхие	17,55	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1316	2,00	ветхие	5,28	0,05	0,05	1952	Надземная
1318	2,00	ветхие	34,91	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1320	2,00	ветхие	4,66	0,05	0,05	1952	Надземная
1322	2,00	ветхие	18,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1324	2,00	ветхие	8,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1326	2,00	ветхие	34,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1328	2,00	ветхие	7,36	0,05	0,05	1952	Надземная
1330	2,00	ветхие	32,52	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1332	2,00	ветхие	6,47	0,05	0,05	1952	Надземная
1334	2,00	ветхие	4,48	0,05	0,05	1952	Надземная
1336	2,00	ветхие	3,93	0,05	0,05	1952	Надземная
1338	2,00	ветхие	6,13	0,05	0,05	1952	Надземная
1340	2,00	ветхие	34,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1342	2,00	ветхие	4,91	0,05	0,05	1952	Надземная
1344	2,00	ветхие	42,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1346	2,00	ветхие	15,38	0,05	0,05	1953	Надземная
1348	2,00	ветхие	57,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1350	2,00	ветхие	12,93	0,05	0,05	1952	Надземная
1352	2,00	ветхие	44,27	0,05	0,05	1952	Надземная
1354	2,00	ветхие	43,56	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1358	2,00	ветхие	7,03	0,05	0,05	1952	Надземная
1360	2,00	ветхие	62,41	0,05	0,05	1952	Надземная
1362	2,00	ветхие	29,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1364	2,00	ветхие	27,69	0,05	0,05	1952	Надземная
1366	2,00	ветхие	21,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1368	2,00	ветхие	7,77	0,05	0,05	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
1370	2,00	ветхие	8,76	0,05	0,05	1952	Надземная
1372	2,00	ветхие	39,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1374	2,00	ветхие	8,12	0,05	0,05	1952	Надземная
1376	2,00	ветхие	11,08	0,05	0,05	1952	Надземная
1378	2,00	ветхие	21,54	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1380	2,00	ветхие	42,47	0,05	0,05	1952	Надземная
1382	2,00	ветхие	30,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1384	2,00	ветхие	10,72	0,05	0,05	1952	Надземная
1386	2,00	ветхие	55,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1392	2,00	ветхие	31,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1394	2,00	ветхие	30,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1396	2,00	ветхие	11,50	0,05	0,05	1952	Надземная
1398	2,00	ветхие	9,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1400	2,00	ветхие	15,65	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1402	2,00	ветхие	33,16	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1404	2,00	ветхие	21,80	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1408	2,00	ветхие	5,63	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1410	2,00	ветхие	26,26	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1412	2,00	ветхие	52,25	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1414	2,00	ветхие	32,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1416	2,00	ветхие	10,87	0,05	0,05	1952	Надземная
1418	2,00	ветхие	36,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1420	2,00	ветхие	12,58	0,05	0,05	1952	Надземная
1422	2,00	ветхие	9,33	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1424	2,00	ветхие	65,11	0,05	0,05	1952	Надземная
1426	2,00	ветхие	49,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1432	2,00	ветхие	11,72	0,05	0,05	1952	Надземная
1436	2,00	ветхие	9,39	0,05	0,05	1952	Надземная
1438	2,00	ветхие	33,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1440	2,00	ветхие	14,76	0,05	0,05	1952	Надземная
1444	2,00	ветхие	47,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1446	2,00	ветхие	9,12	0,05	0,05	1952	Надземная
1448	2,00	ветхие	35,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1453	2,00	ветхие	16,22	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1455	2,00	ветхие	14,54	0,05	0,05	1952	Надземная
1457	2,00	ветхие	26,38	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
1461	2,00	ветхие	10,62	0,05	0,05	1952	Надземная
1463	2,00	ветхие	31,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1465	2,00	ветхие	11,92	0,05	0,05	1952	Надземная
1467	2,00	ветхие	28,62	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1469	2,00	ветхие	47,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1471	2,00	ветхие	24,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1473	2,00	ветхие	11,20	0,05	0,05	1952	Надземная
1475	2,00	ветхие	32,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1477	2,00	ветхие	5,30	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1479	2,00	ветхие	14,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1481	2,00	ветхие	50,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1483	2,00	ветхие	6,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1485	2,00	ветхие	50,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1487	2,00	ветхие	6,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1491	2,00	ветхие	9,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1493	2,00	ветхие	57,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1495	2,00	ветхие	19,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1497	2,00	ветхие	10,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1499	2,00	ветхие	20,00	0,04	0,04	1952	Надземная
1501	2,00	ветхие	5,00	0,04	0,04	1952	Надземная
1503	2,00	ветхие	20,00	0,04	0,04	1952	Надземная
1505	2,00	ветхие	12,00	0,04	0,04	1952	Надземная
1507	2,00	ветхие	56,00	0,04	0,04	1952	Надземная
1509	2,00	ветхие	15,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1511	2,00	ветхие	9,23	0,05	0,05	1952	Надземная
1513	2,00	ветхие	33,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1515	2,00	ветхие	6,45	0,05	0,05	1952	Надземная
1517	2,00	ветхие	33,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1519	2,00	ветхие	4,78	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1521	2,00	ветхие	6,98	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1523	2,00	ветхие	7,10	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1525	2,00	ветхие	8,98	0,05	0,05	1952	Надземная
1527	2,00	ветхие	20,69	0,05	0,05	1952	Надземная
1529	2,00	ветхие	20,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1531	2,00	ветхие	15,28	0,05	0,05	1952	Надземная
1533	2,00	ветхие	32,42	0,05	0,05	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
1535	2,00	ветхие	15,12	0,05	0,05	1952	Надземная
1537	2,00	ветхие	29,44	0,05	0,05	1952	Надземная
1539	2,00	ветхие	20,36	0,05	0,05	1952	Надземная
1541	2,00	ветхие	35,89	0,05	0,05	1952	Надземная
1543	2,00	ветхие	16,97	0,05	0,05	1952	Надземная
1546	2,00	ветхие	5,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1551	2,00	ветхие	17,46	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1553	2,00	ветхие	10,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1555	2,00	ветхие	13,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1557	2,00	ветхие	6,64	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1559	2,00	ветхие	33,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1561	2,00	ветхие	19,35	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1563	2,00	ветхие	5,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1565	2,00	ветхие	15,45	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1567	2,00	ветхие	26,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1569	2,00	ветхие	15,32	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1571	2,00	ветхие	13,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1573	2,00	ветхие	43,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1575	2,00	ветхие	28,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1577	2,00	ветхие	8,82	0,05	0,05	1952	Надземная
1579	2,00	ветхие	50,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1581	2,00	ветхие	15,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1583	2,00	ветхие	6,07	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1585	2,00	ветхие	3,25	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1587	2,00	ветхие	11,89	0,05	0,05	1952	Надземная
1589	2,00	ветхие	40,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1591	2,00	ветхие	7,41	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1593	2,00	ветхие	6,02	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1597	2,00	ветхие	36,00	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1603	2,00	ветхие	9,57	0,10	0,10	1953	Подземная бесканальная
1605	2,00	ветхие	35,41	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1607	2,00	ветхие	3,02	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1609	2,00	ветхие	4,17	0,05	0,05	1952	Надземная
1611	2,00	ветхие	29,64	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1613	2,00	ветхие	5,24	0,05	0,05	1952	Надземная
1615	2,00	ветхие	46,29	0,05	0,05	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
1619	2,00	ветхие	23,00	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1621	2,00	ветхие	9,42	0,07	0,07	1953	Подземная бесканальная
1623	2,00	ветхие	7,14	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1625	2,00	ветхие	23,53	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1627	2,00	ветхие	14,08	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1629	2,00	ветхие	37,13	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1631	2,00	ветхие	9,52	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1633	2,00	ветхие	36,44	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1635	2,00	ветхие	8,20	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1639	2,00	ветхие	7,13	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1641	2,00	ветхие	6,51	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1643	2,00	ветхие	33,00	0,04	0,04	1952	Надземная
1645	2,00	ветхие	4,01	0,04	0,04	1952	Надземная
1647	2,00	ветхие	47,28	0,04	0,04	1952	Надземная
1649	2,00	ветхие	25,09	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1651	2,00	ветхие	4,13	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1655	2,00	ветхие	35,31	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1657	2,00	ветхие	5,53	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1659	2,00	ветхие	19,22	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1661	2,00	ветхие	20,08	0,05	0,05	1952	Надземная
1663	2,00	ветхие	60,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1665	2,00	ветхие	33,57	0,04	0,04	1952	Надземная
1667	2,00	ветхие	12,95	0,04	0,04	1952	Надземная
1669	2,00	ветхие	12,94	0,04	0,04	1952	Надземная
1670	2,00	ветхие	4,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1673	2,00	ветхие	5,95	0,05	0,05	1952	Надземная
1679	2,00	ветхие	20,00	0,04	0,04	1952	Надземная
1689	2,00	ветхие	60,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1691	2,00	ветхие	21,03	0,05	0,05	1952	Надземная
1693	2,00	ветхие	5,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1695	2,00	ветхие	4,47	0,05	0,05	1952	Надземная
1699	2,00	ветхие	4,84	0,05	0,05	1952	Надземная
1701	2,00	ветхие	1,90	0,05	0,05	1952	Надземная
1703	2,00	ветхие	13,90	0,05	0,05	1952	Надземная
1705	2,00	ветхие	2,42	0,05	0,05	1952	Надземная
1709	2,00	ветхие	14,80	0,05	0,05	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
1711	2,00	ветхие	48,72	0,05	0,05	1952	Надземная
1713	2,00	ветхие	2,53	0,05	0,05	1952	Надземная
1715	2,00	ветхие	30,51	0,05	0,05	1952	Надземная
1717	2,00	ветхие	11,55	0,05	0,05	1952	Надземная
1719	2,00	ветхие	13,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1721	2,00	ветхие	34,02	0,05	0,05	1952	Надземная
1723	2,00	ветхие	6,78	0,05	0,05	1952	Надземная
1725	2,00	ветхие	11,20	0,05	0,05	1952	Надземная
1729	2,00	ветхие	12,83	0,05	0,05	1952	Надземная
1731	2,00	ветхие	2,62	0,05	0,05	1952	Надземная
1733	2,00	ветхие	14,21	0,05	0,05	1952	Надземная
1735	2,00	ветхие	23,55	0,05	0,05	1952	Надземная
1737	2,00	ветхие	12,39	0,05	0,05	1952	Надземная
1739	2,00	ветхие	4,02	0,05	0,05	1952	Надземная
1741	2,00	ветхие	12,87	0,05	0,05	1952	Надземная
1743	2,00	ветхие	21,94	0,05	0,05	1952	Надземная
1745	2,00	ветхие	11,01	0,05	0,05	1952	Надземная
1747	2,00	ветхие	3,46	0,05	0,05	1952	Надземная
1749	2,00	ветхие	10,57	0,05	0,05	1952	Надземная
1751	2,00	ветхие	20,27	0,05	0,05	1952	Надземная
1753	2,00	ветхие	11,53	0,05	0,05	1952	Надземная
1755	2,00	ветхие	4,88	0,05	0,05	1952	Надземная
1757	2,00	ветхие	10,01	0,05	0,05	1952	Надземная
1759	2,00	ветхие	38,66	0,05	0,05	1952	Надземная
1760	2,00	ветхие	12,24	0,05	0,05	1952	Надземная
1763	2,00	ветхие	63,85	0,05	0,05	1952	Надземная
1772	2,00	ветхие	32,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1774	2,00	ветхие	29,76	0,05	0,05	1952	Надземная
1776	2,00	ветхие	21,85	0,05	0,05	1952	Надземная
1777	2,00	ветхие	15,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1779	2,00	ветхие	54,54	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1783	2,00	ветхие	6,85	0,05	0,05	1952	Надземная
1785	2,00	ветхие	13,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1786	2,00	ветхие	13,00	0,07	0,07	1957	Подземная бесканальная
1789	2,00	ветхие	15,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1791	2,00	ветхие	7,74	0,05	0,05	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
1793	2,00	ветхие	13,81	0,05	0,05	1952	Надземная
1795	2,00	ветхие	9,45	0,05	0,05	1952	Надземная
1797	2,00	ветхие	17,72	0,05	0,05	1952	Надземная
1799	2,00	ветхие	5,90	0,05	0,05	1952	Надземная
1801	2,00	ветхие	8,36	0,05	0,05	1952	Надземная
1805	2,00	ветхие	5,39	0,05	0,05	1952	Надземная
1807	2,00	ветхие	14,05	0,05	0,05	1952	Надземная
1809	2,00	ветхие	38,26	0,05	0,05	1952	Надземная
1811	2,00	ветхие	8,60	0,05	0,05	1952	Надземная
1813	2,00	ветхие	15,76	0,05	0,05	1952	Надземная
1814	2,00	ветхие	23,00	0,05	0,05	1958	Надземная
1817	2,00	ветхие	23,93	0,07	0,07	1953	Подземная бесканальная
1823	1,00	ветхие	39,53	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1825	1,00	ветхие	49,06	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
1846	1,00	ветхие	29,00	0,10	0,10	1961	Подземная бесканальная
1848	1,00	ветхие	51,00	0,05	0,05	1961	Надземная
1849	1,00	ветхие	12,62	0,08	0,08	1961	Подземная бесканальная
1850	1,00	ветхие	56,55	0,08	0,08	1962	Подземная бесканальная
1852	1,00	ветхие	19,51	0,08	0,08	1962	Подземная бесканальная
1854	1,00	ветхие	13,22	0,08	0,08	1961	Подземная бесканальная
1856	1,00	ветхие	21,96	0,08	0,08	1962	Подземная бесканальная
1859	1,00	ветхие	19,93	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1861	1,00	ветхие	39,03	0,05	0,05	1952	Надземная
1862	1,00	ветхие	36,79	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1864	1,00	ветхие	11,85	0,05	0,05	1952	Надземная
1866	1,00	ветхие	39,83	0,05	0,05	1952	Надземная
1898	1,00	ветхие	12,99	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1899	1,00	ветхие	40,78	0,05	0,05	1952	Надземная
1901	1,00	ветхие	25,46	0,04	0,04	1952	Надземная
1903	1,00	ветхие	15,77	0,05	0,05	1952	Надземная
1905	1,00	ветхие	19,29	0,05	0,05	1952	Надземная
1906	1,00	ветхие	28,72	0,05	0,05	1952	Надземная
1907	1,00	ветхие	32,80	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1908	1,00	ветхие	33,12	0,10	0,10	1957	Подземная бесканальная
1909	1,00	ветхие	31,00	0,05	0,05	1952	Надземная
1911	1,00	ветхие	15,92	0,05	0,05	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
1913	1,00	ветхие	24,68	0,05	0,05	1957	Надземная
1915	1,00	ветхие	55,54	0,05	0,05	1961	Надземная
1917	1,00	ветхие	7,58	0,04	0,04	1952	Надземная
1920	1,00	ветхие	18,97	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
1926	1,00	ветхие	25,45	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1927	1,00	ветхие	28,19	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
1928	1,00	ветхие	21,21	0,05	0,05	1952	Надземная
1930	1,00	ветхие	19,47	0,05	0,05	1952	Надземная
1932	1,00	ветхие	18,95	0,04	0,04	1952	Надземная
1936	1,00	ветхие	46,15	0,08	0,08	1967	Подземная бесканальная
1939	1,00	ветхие	17,96	0,05	0,05	1952	Надземная
1946	1,00	ветхие	72,64	0,08	0,08	1983	Подземная бесканальная
1956	1,00	ветхие	40,80	0,05	0,05	1952	Надземная
1958	1,00	ветхие	31,65	0,05	0,05	1952	Надземная
1960	1,00	ветхие	10,68	0,10	0,10	1992	Подземная бесканальная
1962	1,00	ветхие	49,70	0,05	0,05	1952	Надземная
1975	1,00	ветхие	36,10	0,08	0,08	1987	Подземная бесканальная
1979	1,00	ветхие	26,02	0,05	0,05	1990	Надземная
1985	1,00	ветхие	38,49	0,10	0,10	1990	Подземная бесканальная
1999	1,00	ветхие	39,87	0,13	0,13	1997	Подземная бесканальная
2001	1,00	ветхие	27,96	0,08	0,08	1990	Подземная бесканальная
2003	1,00	ветхие	21,85	0,08	0,08	1988	Подземная бесканальная
2005	1,00	ветхие	104,47	0,10	0,10	1989	Подземная бесканальная
2014	1,00	ветхие	24,02	0,10	0,10	1987	Подземная бесканальная
2016	1,00	ветхие	22,97	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2018	1,00	ветхие	33,12	0,10	0,10	1990	Подземная бесканальная
2022	1,00	ветхие	20,51	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2032	1,00	ветхие	35,37	0,08	0,08	1980	Подземная бесканальная
2037	1,00	ветхие	29,94	0,05	0,05	1982	Надземная
2038	1,00	ветхие	107,36	0,05	0,05	1984	Надземная
2039	1,00	ветхие	14,72	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2041	1,00	ветхие	22,86	0,08	0,08	1980	Подземная бесканальная
2051	1,00	ветхие	8,83	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2053	1,00	ветхие	10,82	0,05	0,05	1984	Надземная
2057	1,00	ветхие	29,67	0,08	0,08	1984	Подземная бесканальная
2059	1,00	ветхие	46,85	0,08	0,08	1976	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
2064	1,00	ветхие	59,70	0,08	0,08	1975	Подземная бесканальная
2069	1,00	ветхие	15,18	0,05	0,05	1952	Надземная
2071	1,00	ветхие	36,51	0,05	0,05	1952	Надземная
2073	1,00	ветхие	32,26	0,05	0,05	1952	Надземная
2075	1,00	ветхие	24,46	0,08	0,08	1978	Подземная бесканальная
2088	1,00	ветхие	17,66	0,05	0,05	1952	Надземная
2089	1,00	ветхие	25,29	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2090	1,00	ветхие	34,80	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2092	1,00	ветхие	25,99	0,05	0,05	1952	Надземная
2095	1,00	ветхие	18,44	0,04	0,04	1952	Надземная
2097	1,00	ветхие	23,25	0,05	0,05	1952	Надземная
2098	1,00	ветхие	47,25	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2100	1,00	ветхие	35,94	0,05	0,05	1952	Надземная
2112	1,00	ветхие	21,42	0,05	0,05	1952	Надземная
2117	1,00	ветхие	15,06	0,05	0,05	1952	Надземная
2119	1,00	ветхие	15,36	0,05	0,05	1952	Надземная
2121	1,00	ветхие	16,15	0,04	0,04	1952	Надземная
2123	1,00	ветхие	33,87	0,03	0,03	1952	Надземная
2124	1,00	ветхие	32,19	0,13	0,13	1997	Подземная бесканальная
2125	1,00	ветхие	20,84	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2126	1,00	ветхие	35,71	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2128	1,00	ветхие	35,46	0,05	0,05	1952	Надземная
2130	1,00	ветхие	25,43	0,05	0,05	1952	Надземная
2132	1,00	ветхие	22,04	0,05	0,05	1952	Надземная
2134	1,00	ветхие	31,69	0,08	0,08	1966	Подземная бесканальная
2136	1,00	ветхие	29,47	0,08	0,08	1966	Подземная бесканальная
2137	1,00	ветхие	37,10	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2138	1,00	ветхие	37,97	0,05	0,05	1952	Надземная
2140	1,00	ветхие	27,43	0,05	0,05	1952	Надземная
2142	1,00	ветхие	23,94	0,05	0,05	1952	Надземная
2144	1,00	ветхие	40,19	0,05	0,05	1952	Надземная
2145	1,00	ветхие	123,71	0,13	0,13	1997	Подземная бесканальная
2147	1,00	ветхие	64,86	0,08	0,08	1968	Подземная бесканальная
2149	1,00	ветхие	16,98	0,08	0,08	1978	Подземная бесканальная
2151	1,00	ветхие	50,82	0,04	0,04	1952	Надземная
2159	1,00	ветхие	21,03	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
2160	1,00	ветхие	10,77	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2161	1,00	ветхие	41,08	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2163	1,00	ветхие	18,62	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2165	1,00	ветхие	19,85	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2167	1,00	ветхие	14,65	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2169	1,00	ветхие	13,60	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2171	1,00	ветхие	44,76	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2176	1,00	ветхие	37,74	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2177	1,00	ветхие	7,21	0,05	0,05	1952	Надземная
2184	1,00	ветхие	45,44	0,04	0,04	1952	Надземная
2192	1,00	ветхие	23,39	0,03	0,03	1952	Надземная
2206	1,00	ветхие	53,85	0,05	0,05	1952	Надземная
2210	1,00	ветхие	32,31	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2212	1,00	ветхие	22,74	0,10	0,10	1970	Подземная бесканальная
2215	1,00	ветхие	29,55	0,08	0,08	1976	Подземная бесканальная
2219	1,00	ветхие	42,02	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2222	1,00	ветхие	38,15	0,05	0,05	1952	Надземная
2224	1,00	ветхие	13,49	0,08	0,08	1985	Подземная бесканальная
2231	1,00	ветхие	18,99	0,05	0,05	1952	Надземная
2233	1,00	ветхие	47,22	0,07	0,07	1970	Подземная бесканальная
2236	1,00	ветхие	20,55	0,07	0,07	1972	Подземная бесканальная
2239	1,00	ветхие	17,55	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2241	1,00	ветхие	29,05	0,05	0,05	1952	Надземная
2243	1,00	ветхие	15,98	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2244	1,00	ветхие	24,57	0,08	0,08	1971	Подземная бесканальная
2246	1,00	ветхие	28,52	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2269	1,00	ветхие	31,28	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2271	1,00	ветхие	14,37	0,07	0,07	1971	Подземная бесканальная
2279	1,00	ветхие	35,76	0,08	0,08	1974	Подземная бесканальная
2281	1,00	ветхие	29,55	0,05	0,05	1952	Надземная
2283	1,00	ветхие	61,10	0,08	0,08	1983	Подземная бесканальная
2285	1,00	ветхие	28,57	0,08	0,08	1983	Подземная бесканальная
2287	1,00	ветхие	70,59	0,07	0,07	1972	Подземная бесканальная
2294	1,00	ветхие	10,16	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2297	1,00	ветхие	19,91	0,05	0,05	1952	Надземная
2307	1,00	ветхие	13,79	0,05	0,05	1952	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
2311	1,00	ветхие	21,47	0,05	0,05	1952	Надземная
2313	1,00	ветхие	43,74	0,05	0,05	1952	Надземная
2314	1,00	ветхие	9,41	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2315	1,00	ветхие	19,06	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2322	1,00	ветхие	22,85	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2323	1,00	ветхие	50,26	0,05	0,05	1952	Надземная
2325	1,00	ветхие	116,29	0,13	0,13	1997	Подземная бесканальная
2328	1,00	ветхие	16,56	0,05	0,05	1952	Надземная
2333	1,00	ветхие	16,43	0,04	0,04	1952	Надземная
2335	1,00	ветхие	40,87	0,05	0,05	1952	Надземная
2337	1,00	ветхие	35,41	0,05	0,05	1952	Надземная
2339	1,00	ветхие	7,86	0,05	0,05	1952	Надземная
2341	1,00	ветхие	14,09	0,05	0,05	1952	Надземная
2350	1,00	ветхие	24,34	0,05	0,05	1953	Надземная
2357	1,00	ветхие	40,17	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2359	1,00	ветхие	24,48	0,05	0,05	1952	Надземная
2361	1,00	ветхие	21,42	0,05	0,05	1952	Надземная
2364	1,00	ветхие	54,25	0,05	0,05	1952	Надземная
2366	1,00	ветхие	52,75	0,05	0,05	1952	Надземная
2368	1,00	ветхие	21,20	0,05	0,05	1952	Надземная
2370	1,00	ветхие	19,10	0,05	0,05	1952	Надземная
2388	1,00	ветхие	44,28	0,05	0,05	1952	Надземная
2390	1,00	ветхие	43,25	0,05	0,05	1952	Надземная
2393	1,00	ветхие	23,11	0,05	0,05	1952	Надземная
2396	1,00	ветхие	39,85	0,05	0,05	1952	Надземная
2397	1,00	ветхие	97,94	0,13	0,13	1997	Подземная бесканальная
2402	1,00	ветхие	9,35	0,05	0,05	1952	Надземная
2406	1,00	ветхие	22,80	0,05	0,05	1952	Надземная
2416	1,00	ветхие	21,01	0,05	0,05	1954	Надземная
2418	1,00	ветхие	12,93	0,08	0,08	1988	Подземная бесканальная
2420	1,00	ветхие	38,93	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2422	1,00	ветхие	13,12	0,05	0,05	1952	Надземная
2424	1,00	ветхие	23,24	0,05	0,05	1952	Надземная
2427	1,00	ветхие	24,33	0,05	0,05	1952	Надземная
2430	1,00	ветхие	41,30	0,05	0,05	1952	Надземная
2459	1,00	ветхие	37,04	0,05	0,05	1960	Надземная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
2461	1,00	ветхие	33,90	0,05	0,05	1964	Надземная
2463	1,00	ветхие	39,64	0,05	0,05	1963	Надземная
2465	1,00	ветхие	14,07	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2468	1,00	ветхие	16,22	0,05	0,05	1961	Надземная
2474	1,00	ветхие	19,12	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2479	1,00	ветхие	21,79	0,08	0,08	1969	Подземная бесканальная
2482	1,00	ветхие	16,28	0,08	0,08	1977	Подземная бесканальная
2485	1,00	ветхие	20,66	0,10	0,10	1974	Подземная бесканальная
2488	1,00	ветхие	34,43	0,07	0,07	1976	Подземная бесканальная
2525	1,00	ветхие	20,03	0,05	0,05	1959	Надземная
2528	1,00	ветхие	12,31	0,08	0,08	1966	Подземная бесканальная
2531	1,00	ветхие	12,92	0,04	0,04	1961	Надземная
2532	1,00	ветхие	49,65	0,05	0,05	1952	Надземная
2534	1,00	ветхие	23,27	0,05	0,05	1952	Надземная
2537	1,00	ветхие	13,07	0,08	0,08	1966	Подземная бесканальная
2542	1,00	ветхие	16,15	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2544	1,00	ветхие	31,80	0,05	0,05	1958	Надземная
2545	1,00	ветхие	17,41	0,05	0,05	1958	Надземная
2547	1,00	ветхие	15,55	0,05	0,05	1958	Надземная
2549	1,00	ветхие	34,97	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2554	1,00	ветхие	4,62	0,10	0,10	1956	Подземная бесканальная
2555	1,00	ветхие	54,54	0,08	0,08	1956	Подземная бесканальная
2557	1,00	ветхие	69,46	0,05	0,05	1958	Надземная
2559	1,00	ветхие	13,90	0,05	0,05	1956	Надземная
2561	1,00	ветхие	14,99	0,05	0,05	1956	Надземная
2565	1,00	ветхие	48,91	0,13	0,13	1997	Подземная бесканальная
2569	1,00	ветхие	1988,69	0,13	0,13	1997	Подземная бесканальная
2575	1,00	ветхие	62,10	0,04	0,04	1952	Надземная
2576	1,00	ветхие	17,63	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2580	1,00	ветхие	43,02	0,08	0,08	1981	Подземная бесканальная
2586	1,00	ветхие	121,67	0,10	0,10	1977	Подземная бесканальная
2587	1,00	ветхие	6,14	0,10	0,10	1979	Подземная бесканальная
2591	1,00	ветхие	54,43	0,05	0,05	1991	Надземная
2593	1,00	ветхие	62,38	0,10	0,10	1994	Подземная бесканальная
2594	1,00	ветхие	65,62	0,07	0,07	1994	Подземная бесканальная
2600	1,00	ветхие	24,45	0,10	0,10	1991	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
2602	1,00	ветхие	6,28	0,08	0,08	1994	Подземная бесканальная
2621	1,00	ветхие	6,12	0,10	0,10	1971	Подземная бесканальная
2623	1,00	ветхие	18,44	0,08	0,08	1971	Подземная бесканальная
2625	1,00	ветхие	27,92	0,10	0,10	1968	Подземная бесканальная
2627	1,00	ветхие	37,97	0,08	0,08	1969	Подземная бесканальная
2629	1,00	ветхие	23,01	0,08	0,08	1968	Подземная бесканальная
2633	1,00	ветхие	54,40	0,08	0,08	1971	Подземная бесканальная
2635	1,00	ветхие	100,90	0,07	0,07	1972	Подземная бесканальная
2638	1,00	ветхие	44,65	0,04	0,04	1952	Надземная
2641	1,00	ветхие	19,05	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2643	1,00	ветхие	14,94	0,08	0,08	1980	Подземная бесканальная
2646	1,00	ветхие	43,45	0,08	0,08	1981	Подземная бесканальная
2647	1,00	ветхие	30,95	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2649	1,00	ветхие	27,77	0,08	0,08	1984	Подземная бесканальная
2654	1,00	ветхие	25,58	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2665	1,00	ветхие	17,20	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2667	1,00	ветхие	30,62	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2673	1,00	ветхие	57,37	0,08	0,08	1965	Подземная бесканальная
2676	1,00	ветхие	36,58	0,08	0,08	1965	Подземная бесканальная
2679	1,00	ветхие	36,31	0,08	0,08	1965	Подземная бесканальная
2683	1,00	ветхие	23,80	0,10	0,10	1968	Подземная бесканальная
2686	1,00	ветхие	36,74	0,08	0,08	1965	Подземная бесканальная
2693	1,00	ветхие	28,57	0,08	0,08	1986	Подземная бесканальная
2697	1,00	ветхие	38,97	0,08	0,08	1986	Подземная бесканальная
2702	1,00	ветхие	43,04	0,08	0,08	1965	Подземная бесканальная
2704	1,00	ветхие	92,21	0,10	0,10	1966	Подземная бесканальная
2708	1,00	ветхие	28,58	0,08	0,08	1985	Подземная бесканальная
2713	1,00	ветхие	30,38	0,07	0,07	1986	Подземная бесканальная
2715	1,00	ветхие	32,91	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2717	1,00	ветхие	37,22	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2722	1,00	ветхие	48,01	0,07	0,07	1982	Подземная бесканальная
2726	1,00	ветхие	16,38	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2731	1,00	ветхие	22,88	0,08	0,08	1978	Подземная бесканальная
2733	1,00	ветхие	84,59	0,08	0,08	1980	Подземная бесканальная
2737	1,00	ветхие	19,93	0,08	0,08	1972	Подземная бесканальная
2742	1,00	ветхие	13,15	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
2746	1,00	ветхие	11,01	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2750	1,00	ветхие	13,95	0,08	0,08	1987	Подземная бесканальная
2770	1,00	ветхие	12,15	0,08	0,08	1975	Подземная бесканальная
2773	1,00	ветхие	56,89	0,08	0,08	1981	Подземная бесканальная
2779	1,00	ветхие	19,34	0,05	0,05	1959	Надземная
2781	1,00	ветхие	45,14	0,05	0,05	1959	Надземная
2783	1,00	ветхие	14,98	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2785	1,00	ветхие	5,44	0,04	0,04	1952	Надземная
2790	1,00	ветхие	93,31	0,10	0,10	1990	Подземная бесканальная
2793	1,00	ветхие	20,10	0,08	0,08	1990	Подземная бесканальная
2795	1,00	ветхие	30,84	0,08	0,08	1986	Подземная бесканальная
2797	1,00	ветхие	71,74	0,08	0,08	1987	Подземная бесканальная
2800	1,00	ветхие	50,14	0,10	0,10	1987	Подземная бесканальная
2814	1,00	ветхие	33,26	0,08	0,08	1985	Подземная бесканальная
2818	1,00	ветхие	27,75	0,08	0,08	1985	Подземная бесканальная
2821	1,00	ветхие	47,88	0,08	0,08	1993	Подземная бесканальная
2826	1,00	ветхие	20,39	0,08	0,08	1986	Подземная бесканальная
2828	1,00	ветхие	21,42	0,08	0,08	1989	Подземная бесканальная
2833	1,00	ветхие	15,48	0,04	0,04	1952	Надземная
2835	1,00	ветхие	31,73	0,10	0,10	1989	Подземная бесканальная
2837	1,00	ветхие	29,00	0,10	0,10	1989	Подземная бесканальная
2839	1,00	ветхие	66,73	0,07	0,07	1997	Подземная бесканальная
2843	1,00	ветхие	27,42	0,08	0,08	1987	Подземная бесканальная
2853	1,00	ветхие	31,64	0,10	0,10	1988	Подземная бесканальная
2863	1,00	ветхие	27,87	0,08	0,08	1986	Подземная бесканальная
2865	1,00	ветхие	86,85	0,10	0,10	1982	Подземная бесканальная
2869	1,00	ветхие	118,29	0,10	0,10	1992	Подземная бесканальная
2871	1,00	ветхие	20,05	0,10	0,10	1991	Подземная бесканальная
2876	1,00	ветхие	32,80	0,10	0,10	1987	Подземная бесканальная
2878	1,00	ветхие	85,86	0,10	0,10	1987	Подземная бесканальная
2881	1,00	ветхие	28,80	0,10	0,10	1987	Подземная бесканальная
2886	1,00	ветхие	47,24	0,05	0,05	1952	Надземная
2889	1,00	ветхие	97,40	0,07	0,07	1973	Подземная бесканальная
2890	1,00	ветхие	12,91	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
2900	1,00	ветхие	18,15	0,08	0,08	1985	Подземная бесканальная
2905	1,00	ветхие	23,15	0,08	0,08	1971	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
2909	1,00	ветхие	12,60	0,10	0,10	1970	Подземная бесканальная
2912	1,00	ветхие	12,87	0,08	0,08	1971	Подземная бесканальная
2915	1,00	ветхие	85,17	0,08	0,08	1973	Подземная бесканальная
2917	1,00	ветхие	45,39	0,08	0,08	1988	Подземная бесканальная
2919	1,00	ветхие	20,75	0,07	0,07	1988	Подземная бесканальная
2922	1,00	ветхие	29,41	0,05	0,05	1972	Надземная
2925	1,00	ветхие	16,10	0,08	0,08	1971	Подземная бесканальная
2931	1,00	ветхие	20,12	0,05	0,05	1952	Надземная
2932	1,00	ветхие	89,47	0,07	0,07	1975	Подземная бесканальная
2934	1,00	ветхие	35,03	0,04	0,04	1955	Надземная
2938	1,00	ветхие	62,36	0,07	0,07	1954	Подземная бесканальная
2941	1,00	ветхие	14,10	0,05	0,05	1952	Надземная
2946	1,00	ветхие	54,01	0,05	0,05	1954	Надземная
2948	1,00	ветхие	7,10	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2950	1,00	ветхие	21,00	0,03	0,03	1952	Надземная
2952	1,00	ветхие	29,91	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2954	1,00	ветхие	15,02	0,03	0,03	1952	Надземная
2956	1,00	ветхие	37,56	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2958	1,00	ветхие	13,80	0,03	0,03	1952	Надземная
2961	1,00	ветхие	13,19	0,03	0,03	1952	Надземная
2963	1,00	ветхие	49,67	0,03	0,03	1952	Надземная
2964	1,00	ветхие	16,32	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2965	1,00	ветхие	17,09	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2970	1,00	ветхие	16,25	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2972	1,00	ветхие	48,43	0,03	0,03	1952	Надземная
2974	1,00	ветхие	10,88	0,03	0,03	1952	Надземная
2976	1,00	ветхие	18,42	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
2978	1,00	ветхие	47,67	0,03	0,03	1952	Надземная
2980	1,00	ветхие	12,43	0,03	0,03	1952	Надземная
2982	1,00	ветхие	13,32	0,08	0,08	1970	Подземная бесканальная
2984	1,00	ветхие	38,39	0,08	0,08	1969	Подземная бесканальная
2986	1,00	ветхие	29,00	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
2989	1,00	ветхие	47,21	0,10	0,10	1969	Подземная бесканальная
2990	1,00	ветхие	22,08	0,10	0,10	1973	Подземная бесканальная
2991	1,00	ветхие	36,22	0,07	0,07	1973	Подземная бесканальная
2992	1,00	ветхие	37,73	0,07	0,07	1973	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
2994	1,00	ветхие	34,27	0,07	0,07	1969	Подземная бесканальная
2998	1,00	ветхие	33,51	0,07	0,07	1968	Подземная бесканальная
3002	1,00	ветхие	10,12	0,07	0,07	1968	Подземная бесканальная
3006	1,00	ветхие	49,98	0,07	0,07	1968	Подземная бесканальная
3018	1,00	ветхие	25,75	0,08	0,08	1975	Подземная бесканальная
3020	1,00	ветхие	75,12	0,10	0,10	1969	Подземная бесканальная
3022	1,00	ветхие	24,22	0,08	0,08	1970	Подземная бесканальная
3024	1,00	ветхие	84,06	0,10	0,10	1969	Подземная бесканальная
3029	1,00	ветхие	41,77	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
3031	1,00	ветхие	21,01	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
3033	1,00	ветхие	23,15	0,05	0,05	1952	Надземная
3036	1,00	ветхие	44,54	0,05	0,05	1952	Надземная
3044	1,00	ветхие	81,50	0,08	0,08	1974	Подземная бесканальная
3047	1,00	ветхие	5,02	0,05	0,05	1952	Надземная
3049	1,00	ветхие	4,99	0,05	0,05	1952	Надземная
3051	1,00	ветхие	15,72	0,05	0,05	1952	Надземная
3056	1,00	ветхие	29,10	0,08	0,08	1990	Подземная бесканальная
3058	1,00	ветхие	67,97	0,08	0,08	1988	Подземная бесканальная
3062	1,00	ветхие	93,79	0,10	0,10	1996	Подземная бесканальная
3063	1,00	ветхие	36,95	0,08	0,08	1996	Подземная бесканальная
3080	1,00	ветхие	36,47	0,05	0,05	1952	Надземная
3084	1,00	ветхие	44,58	0,05	0,05	1952	Надземная
3086	1,00	ветхие	57,17	0,05	0,05	1952	Надземная
3087	1,00	ветхие	41,45	0,08	0,08	1988	Подземная бесканальная
3091	1,00	ветхие	44,38	0,05	0,05	1952	Надземная
3093	1,00	ветхие	10,43	0,04	0,04	1952	Надземная
3098	1,00	ветхие	6,94	0,08	0,08	1977	Подземная бесканальная
3100	1,00	ветхие	101,00	0,08	0,08	1971	Подземная бесканальная
3105	2,00	ветхие	13,56	0,05	0,05	1952	Надземная
3107	2,00	ветхие	13,07	0,05	0,05	1952	Надземная
3109	2,00	ветхие	104,58	0,05	0,05	1952	Надземная
3111	2,00	ветхие	12,23	0,05	0,05	1952	Надземная
3113	2,00	ветхие	41,86	0,05	0,05	1952	Надземная
3115	2,00	ветхие	11,60	0,05	0,05	1952	Надземная
3117	2,00	ветхие	42,41	0,05	0,05	1952	Надземная
3119	2,00	ветхие	13,29	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная

Sys	Номер источника	Мероприятие	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки тепловой сети
3120	2,00	ветхие	62,54	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
3123	2,00	ветхие	18,73	0,08	0,08	1952	Подземная бесканальная
3125	2,00	ветхие	8,75	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
3127	2,00	ветхие	51,85	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
3128	2,00	ветхие	9,52	0,05	0,05	1952	Надземная
3131	2,00	ветхие	37,19	0,05	0,05	1952	Надземная
3132	2,00	ветхие	73,34	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
3135	2,00	ветхие	46,12	0,07	0,07	1952	Подземная бесканальная
3136	2,00	ветхие	35,47	0,05	0,05	1952	Надземная
3139	2,00	ветхие	6,61	0,05	0,05	1952	Надземная
3141	2,00	ветхие	24,28	0,05	0,05	1952	Надземная
3142	2,00	ветхие	9,32	0,10	0,10	1952	Подземная бесканальная
3145	2,00	ветхие	4,84	0,05	0,05	1952	Надземная
3147	1,00	ветхие	40,00	0,04	0,04	1952	Надземная
3178	1,00	ветхие	39,56	0,10	0,10	1983	Подземная бесканальная
3190	1,00	ветхие	62,54	0,08	0,08	1993	Подземная бесканальная
3191	1,00	ветхие	56,91	0,08	0,08	1990	Подземная бесканальная
3197	1,00	ветхие	38,51	0,05	0,05	1952	Надземная
3263	2,00	ветхие	23,03	0,05	0,05	1952	Подземная бесканальная
			31 157,31				