

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НОВОДЕВЯТКИНСКОЕ СЕЛЬСКОЕ
ПОСЕЛЕНИЕ ДО 2036 ГОДА**

Санкт-Петербург - 2024 г.

УТВЕРЖДЕНА

постановлением администрации МО "Новодевяткинское
сельское поселение" от 21.11.2024 № 322/01-04

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НОВОДЕВЯТКИНСКОЕ СЕЛЬСКОЕ
ПОСЕЛЕНИЕ ДО 2036 ГОДА**

Санкт-Петербург - 2024 г.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	8
ВВЕДЕНИЕ	9
КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МО НОВОДЕВЯТКИНСКОЕ СЕЛЬСКОЕ ПОСЕЛЕНИЕ	11
1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	15
1.1 Функциональная структура теплоснабжения	15
1.2 Источники тепловой энергии	16
1.3 Тепловые сети, сооружения на них	53
1.4 Зоны действия источников тепловой энергии	97
1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	98
1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии ..	102
1.7 Балансы теплоносителя	103
1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	105
1.9 Надежность теплоснабжения	106
1.10 Управляемость систем теплоснабжения	108
1.11 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	109
1.12 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	115
1.13 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения	118
2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	120
2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	120
2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов	120
2.3 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	123
2.4 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	127
2.5 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	128
2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом 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	128
2.7 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель	128
2.8 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения	129
2.9 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене	129
3 ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ	130
3.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения	131
3.2 Гидравлический расчет тепловых сетей	135
3.3 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя	136
3.4 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей	137
3.5 Моделирование переключений, осуществляемых в тепловых сетях	138
3.6 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку	139
3.7 Расчет показателей надежности теплоснабжения	140
4 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ	

ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	141
4.1 Балансы существующей на базовый период 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.....	141
4.2 Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии.....	146
4.3 Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии	146
4.4 Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии.....	146
4.5 Значения существующей и перспективной тепловой мощности нетто источников тепловой энергии	146
4.6 Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям	146
4.7 Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей.....	147
4.8 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	147
4.9 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...	149
5 МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ	150
6 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ	152
6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.....	152
6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	154
6.3 Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях за отчетный период.....	154
6.4 Определение расчетной производительности ВПУ источников тепловой энергии и аварийной подпитки теплосети.....	155
7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	157
7.1 Анализ условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	157
7.2 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии. Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения	160
7.3 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии	160
7.4 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	160
7.5 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных	160
7.6 Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно	161
7.7 Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	161
7.8 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации.....	161
7.9 Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и	

оценку затрат при необходимости его изменения	161
7.10 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей	162
7.11 Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	162
7.12 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями	162
7.13 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения	163
7.14 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения	163
7.15 Расчет радиуса эффективного теплоснабжения	164
8 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	179
8.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)	179
8.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку	179
8.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	180
8.4 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	180
8.5 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности потребителей	180
8.6 Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	180
8.7 Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	180
9 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ.....	188
9.1 Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения	188
9.2 Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии	189
9.3 Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения	190
9.4 Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения	190
10 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....	192
10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных годовых расходов основного вида топлива для зимнего периода, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа	192
10.2 Расчеты перспективных запасов аварийного и резервного топлива на источниках тепловой мощности	194
11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	195
11.1 Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения	195
11.2 Расчёт перспективных показателей надёжности системы теплоснабжения	200
11.3 Метод и результаты 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	200
11.4 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам	201
11.5 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки	201
11.6 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и	

ПРОСТОЕВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	201
11.7 Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения	201
12 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ.....	205
12.1 Официальные источники для определения индексов-дефляторов на период разработки схемы теплоснабжения	205
12.2 Финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	208
12.3 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе	208
12.4 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	210
12.5 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения 211	
12.6 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности	211
12.7 Расчеты эффективности инвестиций.....	212
12.8 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.....	213
13 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ.....	215
14 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ.....	218
15 РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ	221
15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа.....	221
15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации	221
15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации	222
15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	225
15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)	225
16 РЕЕСТР ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	227
16.1 Реестр проектов нового строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии (мощности).....	227
16.2 Реестр проектов нового строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	228
16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения с указанием сроков реализации, объемов планируемых инвестиций на реализацию и источников инвестиций	229
17 ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	230
18 СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	231
18.1 Изменения, внесенные при актуализации в утверждаемую часть схемы теплоснабжения.....	231
18.2 Изменения, внесенные при актуализации в главу 1 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»	231
18.3 Изменения, внесенные при актуализации в главу 2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Существующее и Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» 231	
18.4 Изменения, внесенные при актуализации в главу 3 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Электронная модель системы теплоснабжения поселения»	231
18.5 Изменения, внесенные при актуализации в главу 4 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей».....	232
18.6 Изменения, внесенные при актуализации в главу 5 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения».....	232
18.7 Изменения, внесенные при актуализации в главу 6 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»	232
18.8 Изменения, внесенные при актуализации в главу 7 обосновывающих материалов к схеме	

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ «ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ».....	232
18.9 Изменения, внесенные при актуализации в главу 8 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей».....	233
18.10 Изменения, внесенные при актуализации в главу 9 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»	233
18.11 Изменения, внесенные при актуализации в главу 10 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Перспективные топливные балансы».....	233
18.12 Изменения, внесенные при актуализации в главу 11 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Оценка надежности теплоснабжения».....	233
18.13 Изменения, внесенные при актуализации в главу 12 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» 233	233
18.14 Изменения, внесенные при актуализации в главу 13 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения».....	233
18.15 Изменения, внесенные при актуализации в главу 14 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Ценовые (тарифные) последствия».....	234
18.16 Изменения, внесенные при актуализации в главу 15 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Реестр единых теплоснабжающих организаций».....	234
18.17 Изменения, внесенные при актуализации в главу 16 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Реестр проектов схемы теплоснабжения».....	234
ПРИЛОЖЕНИЕ	235

РЕФЕРАТ

Объектом исследования является система теплоснабжения Новодевяткинское сельское поселение Всеволожского муниципального района Ленинградской области.

Цель работы – разработка оптимальных вариантов развития системы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение по критериям: качества, надежности теплоснабжения и экономической эффективности. Разработанная программа мероприятий по результатам оптимизации режимов работы системы теплоснабжения должна стать базовым документом, определяющим стратегию и единую техническую политику перспективного развития системы теплоснабжения Муниципального образования.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в рамках данного раздела рассмотрены основные вопросы:

- показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории поселения, городского округа;
- перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей;
- перспективные балансы теплоносителя;
- предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей;
- перспективные топливные балансы;
- инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение;
- решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций);
- решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии;
- решения по бесхозяйным тепловым сетям.

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование систем теплоснабжения МО представляет собой комплексную проблему, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития муниципального образования, в первую очередь его градостроительной деятельности, определённой генеральным планом на период до 2036 г.

Схемы разрабатываются на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учётом перспективного развития на 15 лет, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности.

Обоснование решений (рекомендаций) при разработке схемы теплоснабжения осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития системы теплоснабжения в целом и отдельных ее частей (локальных зон теплоснабжения) путем оценки их сравнительной эффективности по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат.

Основой для разработки и реализации схемы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение до 2036 года является Федеральный закон от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» (ст. 23. Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов), регулирующий всю систему взаимоотношений в теплоснабжении и направленный на обеспечение устойчивого и надёжного снабжения тепловой энергией потребителей. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»

При разработке отдельных разделов документа использовались и другие руководящие документы и справочная литература:

- СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
- СП 131.13330.2020 «Строительная климатология».
- СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий».
- СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».
- СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».
- Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей, 1959 г. М.: Гостройиздат.
- Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. Утверждены Приказом Министерства энергетики РФ от 24 марта 2003 г. № 115.
- Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных. Утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. №323.

- Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии. Утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 325.

- Инструкция об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных». Утверждена Приказом Минэнерго России от 4 сентября 2008 г. № 66.

- МДК 4-05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения.

- МДС 41-4.2000. Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителей в водяных системах коммунального теплоснабжения.

- МДС 41-6.2000. Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации.

- Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник. В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж и др. -3-е изд., М.: Стройиздат, 1988.

В качестве исходной информации при выполнении работы использованы материалы, предоставленные теплоснабжающими организациями АО «Теплосеть Санкт-Петербурга», ПАО «ТГК-1», ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО» и Администрацией МО Новодевяткинское сельское поселение.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МО НОВОДЕВЯТКИНСКОЕ СЕЛЬСКОЕ ПОСЕЛЕНИЕ

Официально наименование муниципального образования (в соответствии с Уставом утв. решением Совета депутатов Новодевяткинского сельского поселения Всеволожского муниципального района Ленинградской области №44/01-07 от 08 июня 2010 г.) – Новодевяткинский сельсовет Всеволожского муниципального района Ленинградской области.

МО Новодевяткинский сельсовет расположен вблизи северо-восточной границы г. Санкт-Петербурга и охватывающей его кольцевой автодороги, в юго-западной части Всеволожского муниципального района.

Граница Новодевяткинского сельского поселения проходит по смежеству со следующими муниципальными образованиями:

на севере и востоке – с Кузьмоловским городским поселением

на юге и западе – с Муринским сельским поселением

Территория Новодевяткинского сельского поселения – 577 га.

Количество проживающего населения на 01.01.2024 года составляло 25 449 чел.

Административный центр сельского поселения – дер. Новое Девяткино.

Границы Новодевяткинского сельского поселения представлены на рис. 1.

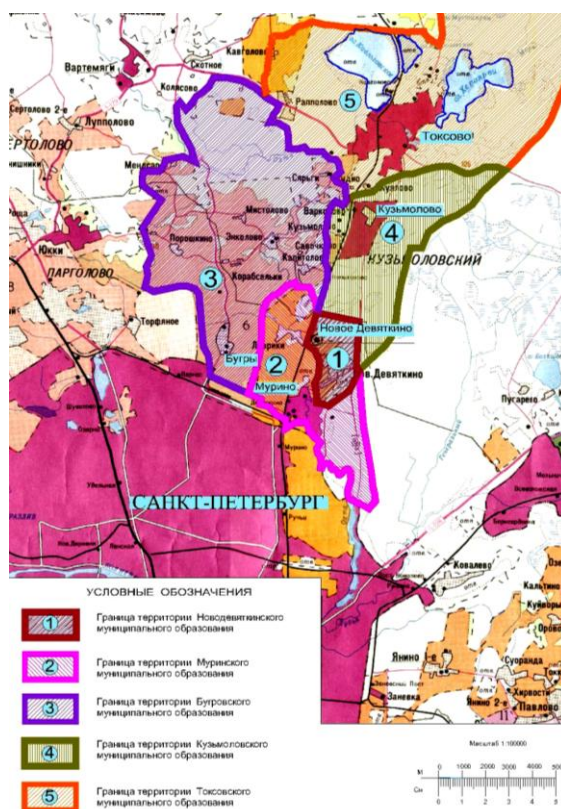


Рис. 1 Границы Новодевяткинского сельского поселения

В состав муниципального образования входит один населённый пункт: дер. Новое Девяткино

Жилая застройка представлена следующими типами:

- малоэтажная застройка (общая площадь до 2 тыс. кв. м./га) представлена одноэтажными

жилыми домами частного сектора, расположенными на участках 6-10 соток. Она расположена вдоль автодороги (Санкт-Петербург – Матокса) как с севера, так и с юга. Такой тип застройки как одно- двухэтажная блокированная (общая площадь до 4,5 тыс. кв. м./га) в МО Новодевяткинское сельское поселение отсутствует;

- среднеэтажная жилая застройка (5-9 этажей, общая площадь до 6 тыс. кв. м./га) находится в северной части населенного пункта (севернее автодороги Санкт-Петербург – Матокса);
- многоэтажная жилая застройка (свыше 10 этажей, до 14 тыс. кв.м./га) расположена в северной и южной части – по обе стороны от автодороги Санкт-Петербург – Матокса.

На территории поселения развивается жилищное строительство.

Муниципальное образование имеет развитую производственную территорию. Кроме того, часть небольших предприятий располагается внутри территорий иного функционального назначения. Два промышленных предприятия имеют региональное значение – Северная ТЭЦ-21 и филиал ПАО «Силловые машины» завод ПК «Турбоатомгаз».

Климат

Климат рассматриваемой территории умеренно холодный, переходный от морского к континентальному. Он характеризуется продолжительной мягкой зимой и коротким прохладным летом.

Характерной чертой климата данного района является поступление в течение всего года воздушных масс из Атлантики. Вторжение арктических воздушных масс приводит к резким похолоданиям, которые наиболее опасны в весенний период.

Средняя многолетняя годовая температура воздуха составляет 3.6°C. Средняя температура самого холодного месяца (февраль) равна минус 8.6°C, самого теплого (июль) – 16.9°C. Абсолютный минимум температуры достигает минус 40°C, абсолютный максимум составляет 33°C. Переход среднесуточной температуры воздуха весной через 0°C наблюдается в среднем 4 апреля, через 5°C – 27 апреля, через 10°C – 22 мая. Осенний переход через 10°C происходит в среднем 15 сентября, через 5°C – 11 октября, через 0°C – 9 ноября.

Средняя дата последнего заморозка – 18 мая, первого заморозка осенью – 22 сентября. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 126 суток.

Продолжительность периода с температурой выше 0°C составляет 218 суток, с температурой выше 5°C – 166 суток, с температурой выше 10°C – 115 суток. Сумма среднесуточных температур воздуха выше 0°C составляет 2193°C, выше 5°C - 2064°C, выше 10°C - 1680°C.

Внутригодовой ход температуры поверхности почвы аналогичен ходу температуры воздуха. Средняя многолетняя годовая температура поверхности почвы составляет 4°C. Абсолютный максимум температуры поверхности почвы достигает 45°C, абсолютный минимум минус 43°C. Средняя дата появления последнего заморозка на почве (подзолистая, супесчаная) весной – 27 мая, первого осенью – 15 сентября. Средняя продолжительность безморозного периода на почве составляет 110 суток. Наибольшая за зиму глубина промерзания почвы (подзолистая, супесчаная) наблюдается в марте и составляет в среднем 0.4-0.5 м при максимуме 1.0 м.

Годовая норма атмосферных осадков с поправками к показаниям осадкомера составляет 731 мм. Наименьшее месячное количество осадков (43 мм) выпадает в марте, наибольшее (83 мм) – в августе. В среднем за год наблюдается примерно 190 суток с осадками, из них в жидком виде осадки выпадают в течение 95 суток, в твердом виде – в течение 65 суток и в смешанном виде – в течение 30 суток.

В летний период осадки носят преимущественно ливневой характер. Максимальная интенсивность их за интервал 5 минут составляет 2.2 мм/мин, за 20 минут – 1.4 мм/мин.

Появление снежного покрова обычно наблюдается в конце октября (крайние сроки: 01.10 и 24.11). Образование устойчивого снежного покрова в среднем происходит 4 декабря. Наибольшей мощности снежный покров достигает в середине марта и в среднем под кронами деревьев составляет 50 см, при этом максимальная за зиму высота снежного покрова достигает 75 см.

Плотность снежного покрова изменяется от 0.13 г/см³ в ноябре до 0.30 г/м³ в конце марта.

Наибольшая величина запаса воды в снеге наблюдается, как правило, перед снеготаянием и в среднем составляет 110 мм.

Разрушение устойчивого снежного покрова обычно происходит 4 апреля. Полный сход снежного покрова в среднем происходит 17 апреля. Средняя продолжительность периода со снежным покровом составляет 138 суток.

Средняя многолетняя годовая величина парциального давления водяного пара составляет 7.8 мб.

Наибольшие месячные величины парциального давления (15.1 мб) наблюдаются в июле, наименьшие (3.1 мб) – в феврале.

Относительная влажность воздуха изменяется в течение года от 88% в ноябре-декабре до 73% в мае и в среднем за год составляет 82%.

Дефицит насыщения изменяется от 0.5-0.6 мб в зимний период до 4.9 мб в июне и в среднем за год составляет 2.1 мб.

Относительная влажность воздуха изменяется в течение года от 88% в ноябре-декабре до 73% в мае и в среднем за год составляет 82%.

Дефицит насыщения изменяется от 0.5-0.6 мб в зимний период до 4.9 мб в июне и в среднем за год составляет 2.1 мб.

Над рассматриваемой территорией в весенне-летний период преобладают ветры северо-восточного и юго-западного направлений, в остальное время – преимущественно юго-западного, южного и западного направлений. Средняя годовая скорость составляет 4.6 м/с, при этом наибольшие средние месячные скорости ветра (5.1 м/с) наблюдаются в декабре-январе, наименьшие (3.8 м/с) – в августе.

В среднем за год наблюдается 28 суток с сильным ветром ($V \geq 15$ м/с), в отдельные годы их количество достигает 48 суток.

Максимальная скорость ветра 5% вероятности превышения составляет 33 м/с.

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

1.1 Функциональная структура теплоснабжения

На территории МО Новодевяткинского сельского поселения в сфере теплоснабжения ведет свою деятельность три организации. ПАО «ТГК-1» осуществляет производство тепловой энергии на Северная ТЭЦ-21. АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО» осуществляют передачу тепловой энергии, обеспечивают теплоснабжение жилых и административных зданий дер. Новое Девяткино. Функциональная схема централизованного теплоснабжения дер. Новое Девяткино представлена на рис. 2.

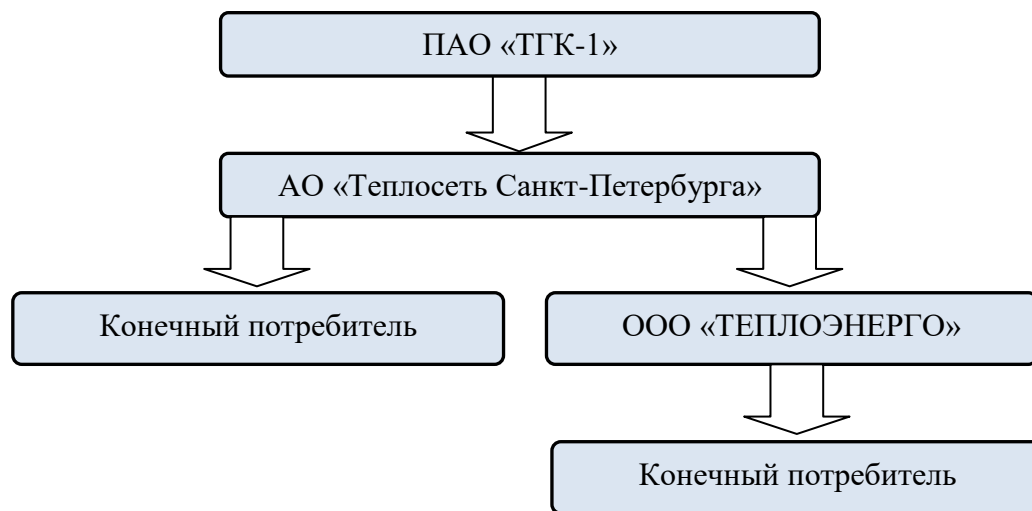


Рис. 2 Функциональная схема централизованного теплоснабжения дер. Новое Девяткино

ПАО «ТГК-1» эксплуатирует 1 ТЭЦ - Северная ТЭЦ-21. При этом Северная ТЭЦ-21 является собственностью ПАО «ТГК-1».

Между ПАО «ТГК-1» и АО «Теплосеть Санкт-Петербурга», а также между ПАО «ТГК-1» и ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО» заключены договоры на передачу тепловой энергии.

Основными потребителями тепловой энергии являются население, бюджетные учреждения и организации, социально-бытовые объекты.

Единственным промышленным источником тепловой энергии в Новодевяткинском сельском поселении является Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1». Помимо теплоснабжения потребителей жилищно-коммунального сектора и собственных нужд ТЭЦ осуществляет поставку тепловой энергии в паре и горячей воде в Муринское сельское поселение и г. Санкт-Петербург.

В зону действия индивидуального теплоснабжения входят районы с малоэтажной жилой застройкой. На данных территориях преобладают одно-, двухэтажные здания. Теплоснабжение индивидуальной жилой застройки осуществляется от индивидуальных отопительных систем (печи, камины, котлы).

1.2 Источники тепловой энергии

Источником теплоснабжения является Северная ТЭЦ-21 – 1 208 Гкал/ч по адресу: Ленинградская область, Всеволожский район, дер. Новое Девяткино. Северная ТЭЦ-21 обеспечивает электрической и тепловой энергией промышленные предприятия, жилые и общественные здания северной части Выборгского и Калининского районов Санкт-Петербурга, а также дер. Новое Девяткино и города Мурино Всеволожского района Ленинградской области.

Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» является источником комбинированной выработки тепловой и электрической энергии и предназначена в первую очередь для обеспечения нужд Санкт-Петербурга. Северная ТЭЦ-21 пущена в эксплуатацию 27 августа 1975 г. Для тепло и электроснабжения потребителей ТЭЦ-21 оснащена следующим оборудованием:

Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов ТЭЦ

Турбоагрегат	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч		
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов
T-100/120-130-3	1	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1975	100	168	168	-
T-100/120-130-3	2	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1976	100	168	168	-
T-100/120-130-3	3	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1978	100	168	168	-
T-100/120-130-4	4	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1981	100	168	168	-
T-100/120-130-4	5	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1983	100	168	168	-
Итого:				500	840	840	-

Технические характеристики энергетических котлоагрегатов ТЭЦ

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс / см ²	температура, °С	основное	резервное
ТГМ-96Б	1	1975	480	125	545	Газ природный	Мазут топочный
ТГМ-96Б	2	1976	480	125	545	Газ природный	Мазут топочный
ТГМ-96Б	3	1978	480	125	545	Газ природный	Мазут топочный
ТГМ-96Б	4	1981	480	125	545	Газ природный	Мазут топочный
ТГМ-96Б	5	1983	480	125	545	Газ природный	Мазут топочный
Итого:			2400	-	-	-	-

Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов ТЭЦ

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
КВГМ-100	1	1986	100	70	150	Газ природный	Мазут топочный
КВГМ-139,5 (120)-150	2	2014	120	70	150	Газ природный	Мазут топочный
Итого:			220				

Технические характеристики паровых котлов ГМ-50

Тип (марка) оборудования	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода	Нормативный срок службы	Наработка с начала эксплуатации, ч	Вывод из эксплуатации	
						Причина вывода из эксплуатации: демонтаж, демонтаж под замену, реконструкция, консервация	Год вывода из эксплуатации
ГМ-50-14-250	1	Котельный завод Белэнергомаш (ООО), г. Белгород	1974	30	90		
ГМ-50-14-250	2	Котельный завод Белэнергомаш (ООО), г. Белгород	1975	30	42091	Консервация	1999
ГМ-50-14-250	3	Котельный завод Белэнергомаш (ООО), г. Белгород	1985	30	32298	Консервация	2007
ГМ-50-14-250	4	Котельный завод Белэнергомаш (ООО), г. Белгород	1986	30	49334		

Отпуск тепловой энергии по магистральным, распределительным и внутриквартальных тепловым сетям от ТЭЦ-21 осуществляется по температурному графику 150/70°С, со срезкой по подающему трубопроводу на 100°С и спрямлением на 70°С.

Для регулирования гидравлических режимов и других нужд на территории МО Новодевяткинское сельское поселение находится насосная станция смешения по ул. Школьная (далее НСС Школьная). НСС Школьная введена в эксплуатацию в апреле 2017 года. После НСС Школьная тепловые сети отопления функционируют по температурному графику 105/70°С с верхней срезкой на 79°С. Тепловые сети от ТЭЦ-21 в межотопительный период работают на нагрузку ГВС в режиме циркуляции по графику 75/57°С. Тепловые сети ГВС после насосной станции смешения по ул. Школьная от ТЭЦ-21 работают на нагрузку ГВС с температурой в подающем трубопроводе 65°С.

Регулирование отпуска теплоты – качественно-количественное регулирование отпуска тепла, причем регулирование расхода теплоносителя осуществляется ступенчато путем изменения гидравлического режима на теплоисточниках. Расчетная температура наружного воздуха – 24°С.

Прокладка существующей тепловой сети двух-, трех- и четырехтрубная, предназначена для подачи теплоносителя и теплоты в теплопотребляющие установки потребителей тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Тепловые сети имеют следующие типы прокладки: надземную, подземную канальную, подземную бесканальную и по подвалам зданий. Прокладка трубопроводов при надземном способе выполнена на эстакадах и на низких железобетонных опорах.

Характеристика котла ТГМ 96Б:

Состав и характеристика оборудования

Котел вертикально-водотрубный, однобарабанный, радиационного типа с естественной циркуляцией, П-образной компоновки. Топочная камера является восходящим газоходом, в ней размещены испарительные экраны и радиационная часть пароперегревателя, в верхней ее части и поворотной камере размещена ширмовая часть пароперегревателя. Потолок топочной и поворотной камер экранирован трубами потолочной части пароперегревателя. В спускной конвективной шахте, разделенной на два газохода, расположены конвективная часть пароперегревателя и водяной экономайзер. Камеры каждой половины газохода 6000 x 6500 мм. За спускным газоходом вне здания котельной расположены два регенеративных воздухоподогревателя типа РВП-68. Топочная камера прямоугольной формы сечением в свету 6080 x 14700 мм экранирована испарительными трубами 60 x 6 с шагом 64 мм (ст.20). Задний экран в верхней части имеет аэродинамический вылет, предназначенный для улучшения аэродинамики газового потока на выходе из топочной камеры и частичного затенения ширмовой части пароперегревателя. Под топочной камерой образован трубами заднего экрана, имеет наклоны с углом 15° к горизонтали. Защищен от излучения факела слоем огнеупорного кирпича и хромитовой массы. Экранная система представляет собой конструкцию, подвешенную с помощью тяг к металлоконструкциям потолочного перекрытия, имеющую возможность свободно расширяться вниз при термическом удлинении. Отметки расположения барабана № 29650, потолочного пароперегревателя № 25710 и нижнего коллектора экранной системы № 2200.

Горелочные устройства

Топка котла оборудована четырьмя комбинированными газомазутными горелками типа ХФ ЦКБ-ЭТИ-ТКЗ, расположенные в два яруса на фронтальной стенке топки, под углом 10° вверх по горизонтальной плоскости. I ярус горелок расположен на отметке 8250, II ярус - на отметке 12000.

Характеристика горелки

1.	Номинальная производительность:	по мазуту	по газу
		8150 кг/час	9050 нм ³ /ч
2.	Скорость воздуха на выходе	46 м/сек	
3.	Скорость истечения газа	160 м/сек	
4.	Сопротивление горелки по воздуху	160 мм.в.ст.	
5.	Максимальная производительность	по мазуту	по газу
		8550 кг/час	9750 нм ³ /ч
6.	Допустимый предел регулирования нагрузки	100+50% D _{ном}	
7.	Давление мазута перед форсункой	30 кгс/см ²	
8.	Давление газа перед горелкой	0,3 кгс/см ²	
9.	Минимальное давление мазута	3 кгс/см ²	

Горелка имеет два закрученных потока воздуха, причем порядка 80-85% воздуха поступает по периферийному каналу, а остальные 15-20° подаются вдоль оси горелки, проходя через аксиальный завихритель (розетку). Периферийный (вторичный) воздух имеет двухступенчатую

закрутку с помощью улитки и регистра с поворотными лопатками, угол наклона которых к оси горелки может меняться от “0” до 55°. Регистр имеет 24 лопатки. Двухступенчатая закрутка вторичного воздуха приводит к снижению сопротивления горелки, а изменение степени крутки воздуха с помощью регистра позволяет поддерживать постоянной, скорость воздуха на выходе из горелки во всем диапазоне нагрузок. Центральный (первичный) воздух регулируется самостоятельной заслонкой. Газовая часть горелки состоит из периферийной многосопловой и центральной многосопловой насадок. Газовые сопла расположены под углом 90° к осевой составляющей выхода воздуха из горелки. Регулирование подачи газа в периферийную и центральную части горелки производится раздельно. Амбразура горелки имеет диаметр 1180 мм и угол раскрытия 15°. В центральной трубе горелки установлена форсунка паромеханического распыления типа ТКЗ-6. В канале первичного воздуха установлено газозлектрическое запальное устройство, имеющее местное и дистанционное управление с ГЩУ. Мазутные запорные органы каждой горелки имеют автоматическое устройство, исключающее повторную подачу топлива без предварительной продувки форсунок. Растопочными являются горелки нижнего яруса № 1, 2.

Экранная система и схема циркуляции

Фронтальной экран котла выполнен из 7 панелей, каждая из крайних его панелей состоит из I опускной трубы и 9 экранных труб. Каждая из пяти промежуточных панелей состоит из I опускной трубы и 6-ти экранных труб. Задний экран выполнен из 6-ти панелей:

Крайние из 4-х опускных и 42 экранных труб, четыре промежуточные панели состоят из 3-х опускных и 36-ти экранных труб. Каждый боковой экран состоит из 3-х панелей. Передняя панель, примыкающая к фронтальной стене топки, и средняя панель боковых экранов состоит из 3-х опускных и 30-ти экранных труб. Крайняя панель боковых экранов примыкающая к задней стенке топки, разделена на две части, каждая из которых состоит из 2-х опускных и 15-ти экранных труб. Все опускные трубы экранной системы имеют Ø 159 x 15 (ст.20).

Циркуляционный контур котла имеет двухступенчатую схему испарения. Все 7 панелей фронтального экрана, 6 панелей заднего экрана по 2 панели (средняя и передняя) и одной части третьей крайней панели каждого бокового экрана включены в I ступень испарения (барaban котла). Во II ступень испарения выносные циклоны включены по второй части крайней панели, примыкающей к задней стенке топки каждого бокового экрана.

Для регулирования кратности соледержания между чистыми и солеными отсеками имеется регулируемый перепуск.

Из выносного циклона левой стороны котла, трубой Ø 60 x 6 котловая вода подается в нижний коллектор передней панели бокового экрана.

Барaban и сепарационное устройство

Барaban изготовлен из стали 16 ГНМА, внутренний диаметр его составляет 1600 мм, толщина стенки 112 мм, длина цилиндрической части 17700 мм. Устанавливается барaban на двух

роликовых опорах, которые обеспечивают его свободное удлинение при нагревании. Пароводяная смесь из экранов и пар из выносных циклонов поступает в раздающие короба, из которых направляются во внутрибарабанные циклоны, диаметром 315 мм. Всего внутрибарабанных циклонов - 43, из них 32 - сдвоенных, 11 - одиночных. Вода, отделившаяся от пара в циклонах, сливается в поддоны, а отсепарированный пар направляется под промывочное устройство. Промывка пара осуществляется в слое питательной воды, поддерживаемом на дырчатом листе. Пар, проходя через отверстия в дырчатом листе Ø 5 мм, барботирует через слой питательной воды, подаваемой на дырчатый лист для промывки пара. Слой воды поддерживается постоянным в диапазоне 50-100% от номинальной нагрузки котла, что обеспечивается конструкцией раздающих коробов, в которые поступает вода из водяного экономайзера. Раздающие короба расположены над дырчатым листом и имеют в нижней части отверстия от слива, которые пропускают на паропромывку около 50% от номинального расхода воды. Остальная часть воды, а также пар, который образуется в водяном экономайзере, подаются через сливной короб в объем барабана под дырчатые барботажные листы. Для выравнивания распределения пара по длине барабана перед паропроводящими трубами расположен дырчатый лист. Средний уровень воды находится ниже геометрической оси барабана на 175 мм. На водоуказательных приборах этот уровень принят за нулевой. Верхний и нижний уровень находится соответственно выше и ниже среднего уровня на 50 мм. Для предупреждения перепитки котла в барабане установлена труба аварийного слива, воронка которой находится на высоте на +50 мм от среднего уровня, позволяющая сбрасывать излишнее количество воды, но не ниже среднего уровня. Для обработки котловой воды фосфатами в нижней части барабана имеется коллектор с отверстиями, через которые фосфаты вводятся в барабан. Барабан снабжен устройством для парового разогрева, что обеспечивает снижение температурной разверстки между верхней и нижней образующими и по толщине стенки в растопочный период.

Водяной экономайзер

Экономайзерный тракт состоит из трех конструктивно различных частей. Поступающая в котел питательная вода проходит последовательно подвесные трубы, конденсаторы, настенную часть водяного экономайзера и через конвективную часть экономайзера поступает в барабан. Первая часть - подвесные трубы, Ø 32 x 5 (ст.20) с шагом 70 мм расположены по два ряда в каждой половине газохода. К каждой второй трубе ряда с двух сторон приварены скобы, на которые опираются трубы конвективной части пароперегревателя. Выходные камеры подвесных труб, расположенные внутри газохода, подвешены на 16 трубах Ø 108 x 9 (ст. 20). Камеры с помощью туг крепятся к потолочному перекрытию каркаса. Из камер вода по 8 трубам Ø 133 x 110 подводится к 6 конденсаторам и затем в панели настенной части. Вторая часть настенная, выполнена из труб Ø 28 x 4 (ст. 20) с шагом 3 мм и состоит из двух панелей, экранирующих боковые стены поворотной камеры. Трубы дистанционируются приварными штырями и свободно перемещаются при расширении. Вода проходит двумя параллельными потоками (с левой и правой стороны котла) и

направляется во входные камеры конвективной части. Третья часть - конвективная, выполнена в виде двухзаходных змеевиков из труб \varnothing - 28 x 4 (ст. 20), расположенных в шахматном порядке с шагом $S_1 = 85$ мм, $S_2 = 45$ мм, состоит из двух степеней (левый и правый газоход) Верхняя и нижняя камеры водяного экономайзера крепятся к каркасу котла, промежуточные камеры, расположенные внутри газохода, - к щитам обшивки. Вес змеевиков экономайзера с помощью стоек передается на опорные полые балки, расположенные внутри газохода. Балки изнутри охлаждаются воздухом. Промежуточные камеры и опорные балки покрыты изоляцией и защитными листами. Движение воды и дымовых газов противоточное.

Конденсационная установка

Для получения собственного конденсата на котле установлены две конденсационные установки, которые расположены на потолочном перекрытии котла. Конденсационная установка включает в себя 3 конденсатора и конденсатосборник. Конденсатор состоит из камер \varnothing 426x36 мм и размещенных внутри ее охлаждающих поверхностей, которые образованы трубами \varnothing 38x2,5 мм и \varnothing 25x2,5 мм по принципу труба в трубе. Насыщенный пар, поступающий из барабана котла, конденсируется путем охлаждения его питательной водой. Движение пара и воды через конденсационную установку осуществляется следующим образом:

- из барабана котла насыщенный пар по 4-м трубам \varnothing 159x12 (ст. 20) направляется в раздающие коллекторы, по которым 48 отводами из труб \varnothing 60x6 направляется в конденсаторы (по 8 труб в каждой);

- питательная вода, пройдя подвесные трубы в экономайзере, поступает в конденсатор одной трубой \varnothing 133x10 мм (ст. 20).

- первоначально вода проходит по внутренним трубам конденсатора, затем возвращается по кольцевому зазору между наружной и внутренней трубами и отводится из конденсатора одной трубой \varnothing 133x10 мм;

- образовавшийся конденсат по 24 трубам \varnothing 60x6 мм поступает в сборник конденсата \varnothing 219x20, откуда одной трубой \varnothing 133x10 (ст. 20) отводится к сниженному блоку вспрысков.

Пароперегреватель

Пароперегреватель по характеру теплообмена выполнен , конвективно-радиационным и состоит из пяти частей по ходу пара.

Первая часть - радиационная (РПЧ). РПЧ состоит из 6 панелей трубами (\varnothing 42x5, шаг - 46 мм/ст. 12x1 МФ), 21 труба подъемная, (21 опускная) экранирующими фронтную стену топочной камеры. Трубы РЧП дистанционируются гребенками, панели РЧП притягиваются к каркасу с помощью приваренных к швеллеру тяг с отверстиями, в которых укреплены валки. Потолочная часть состоит также из панелей с трубами (32x4) ст. 12x1МФ, шаг 35 мм, которые крепятся к потолочному перекрытию каркаса с помощью тяг и приваренных к ним скоб и полос.

Третья часть - ширмы. Ширмы расположены в верхней части потолочной камеры и в поворотном газоходе и включают в себя два ряда вертикальных ширм по 20 шт. в каждом ряду. Шаг между ширмами - 700 мм. Каждая ширма состоит из 20 U-образных труб \varnothing 45x5 (ст. 12xIMФ) с шагом 45 мм, которые дистанционируются с помощью обвязочных труб и планок (в средней части) и с помощью полос и скоб (в нижней части).

Четвертая часть - настенная, экранирует часть потолка поворотной камеры и задней стенки опускной шахты, состоит из труб \varnothing (32xIMФ), шаг 35 мм.

Пятая часть - конвективная. Конвективная часть пароперегревателя состоит из двух ступеней, размещенных в двух газоходах опускной шахты в два пакета по высоте. Каждая ступень конвективной части пароперегревателя состоит из одной петли сдвоенных змеевиков. Змеевики изготовлены из труб \varnothing 36x6 и расположены параллельно фронту котла в шахматном порядке шагом $S_1=140$ мм и $S_2=74,4$ мм (ст. 12xIMФ). Змеевики КЧПП опираются на крючки, приваренные к подвесным трубам, являющимся первой степенью водяного экономайзера. Дистанционирование змеевиков осуществляется этими же трубами, которые монтируются совместно с пакетами КЧПП. В каждый пакет входит соответствующий участок подвесных труб. По условиям дренируемости пакетов пароперегревателя нельзя допускать большие линейные расширения подвесных труб, которые могут привести к прогибу пакетов КЧПП.

Схема движения пара

Насыщенный пар из барабана котла по 18-ти пароотводящим трубам \varnothing 133x10 поступает в шесть верхних камер панелей радиационной части пароперегревателя. Каждая его панель состоит из 21-ой опускной и 21-й подвесной труб \varnothing 42x5. Из верхних камер РЧПП пар по опускным трубам поступает в нижние камеры, из которых по подъемным трубам поступает в нижние камеры, из которых по подъемным трубам возвращается в верхние камеры. Из верхних камер по 12-ти трубам \varnothing 168x14 пар направляется в выходные камеры потолочной части пароперегревателя, далее по всей ширине котла пар движется по потолочным трубам и поступает в две выходные камеры потолочной части пароперегревателя. Затем пар двумя параллельными потоками (правым и левым) проходит через вспрыскивающие пароохладители, где происходит также перемешивание пара и одновременно переброс потоков с одной стороны котла на другую, после чего пар проходит последовательно для ряда ширм I ступени, по (5 ширм каждого ряда с обеих сторон котла). Ширмы выполнены из труб \varnothing 42x5. Пройдя ширмы первой ступени, пар поступает в два промежуточных пароохладителя II ступени. Здесь происходит переброс пара второй раз с одной стороны котла на другую, после чего пар проходит последовательно два ряда ширм II ступени, состоящих из труб \varnothing 42x6 и поступает в выходной коллектор ширмы \varnothing 325x45, который одновременно является входным для труб настенной части, экранирующей заднюю стенку поворотной камеры. Пройдя через потолочные и настенные трубы, пар поступает в шесть выходных коллекторов \varnothing 325x50, расположенных у задней стены опускной шахты, откуда по 12-ти трубам диаметром 150x18

направляется в две входные камеры первой ступени конвективной части пароперегревателя Ø 325x50 мм. Пройдя прямококом змеевики верхнего пакета КЧПП, пар поступает в две выходные камеры Ø 325x45, с которыми стыкуются пароохладители III впрыска. После осуществления впрыска, пар прямококом проходит змеевики нижнего пакета второй конвективной части пароперегревателя и поступает в две паросборные камеры Ø 325x55, расположенные слева и справа от котла на отм. 17 м. Все змеевики и камеры пароперегревателя выполнены из ст. 12х1МФ.

Впрыскивающие пароохладители

Регулирование температуры перегретого пара осуществляется путем впрыскивания конденсата в пароохладители. В тракте пара установлены 6 горизонтальных впрыскивающих пароохладителей:

- ✓ два - перед ширмами I ступени – врыск I,
- ✓ два - перед ширмами II ступени – впрыск II,
- ✓ два - перед выходными пакетами КЧПП – впрыск III.

Корпус пароохладителя I и II впрыска выполнен из трубы Ø 325x32, а III впрыска - из трубы Ø 325x45 (ст. 12х1МФ). Внутри корпуса размещены защитная рубашка и смешивающее устройство типа трубы Вентури. Конденсат из сниженного блока арматуры впрысков подводится к пароохладителям трубами Ø 76x6 и впрыскивается в полость трубы Вентури через форсунки, вставленные в узком сечении трубы. Для выравнивания давления и равномерного прогрева камеры пароохладителя, в конфузоре смесителя сделаны отверстия, обеспечивающие пропуск пара помимо смесителя.

Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель (РВП)

Для подогрева воздуха котельный агрегат оснащен двумя регенеративными вращающимися воздухоподогревателями типа РВП-68. РВП представляет собой вращающийся на вертикальном ряду ротор Ø 6800 мм и высотой 2250 мм, заключенный внутри неподвижного корпуса. Радиальные перегородки разделяют ротор на 24 сектора, каждый из которых дистанционирован перегородками и разделами на 4 отсека, в которых укладываются пакеты нагревательных стальных листов. Нагревательные листы, собранные в пакеты, уложены в три яруса по высоте ротора. Верхние ярусы пакетов, первые по ходу газов, являются горячей частью ротора, нижние ярусы - “холодной частью”. Горячая часть высотой 1200 мм выполнена из дистанционирующих и гофрированных листов толщиной 0,6 мм. “Холодная часть” высотой 600 мм, выполнена из эмалированных дистанционирующих и плоских листов толщиной 1,2 мм. Зазоры между дистанционными перегородками ротора и пакетами набивки заполняются отдельными листами дополнительной набивки. Газы и воздух поступают в ротор и отводятся из него по коробам, опирающимся на специальный каркас и соединенным с патрубками верхней и нижней крышек воздухоподогревателя. Крышки вместе с кожухом образуют корпус воздухоподогревателя. Корпус нижней крышки опирается на четыре опоры, установленные на фундаменте и несущей балке нижней опоры.

Вертикальная обшивка состоит из 8 секций, из которых 4 являются несущими. Вращение ротора осуществляется эл.двигателем с редуктором через цепочное зацепление. Скорость вращения - 2 об/мин. В каждый момент времени 12 секторов из 24-х включены в газовый тракт, 8 секторов - в воздушный, а 4 сектора перекрываются уплотнительными плитами и выключены из работы. Для предотвращения присосов наружного воздуха и плотного разделения газового и воздушных потоков имеются радиальные, периферийные и центральные уплотнения. Радиальные уплотнения состоят из горизонтальных стальных полос, закрепленных на радиальных перегородках ротора и радиальных подвижных плит. Плиты закреплены на верхней и нижней крышках четырьмя регулировочными болтами каждая. Регулировка зазоров в уплотнениях осуществляется подъемом и опусканием плит. Периферийные уплотнения состоят из фланцев ротора, обтачиваемых при монтаже и чугунных колодок. Колодки вместе с направляющими закреплены на верхней и нижней крышках РВП под фланцами. Регулировка зазоров в уплотнениях осуществляется путем подъема и уплотнения опускания колодок специальными регулировочными болтами.

Для обеспечения очистки поверхностей, а также быстрой ликвидации пожара РВП оборудован:

- а) устройством для обдувки паром 18-20 атм.;
- б) установкой обмывки горячей водой;
- в) водяной системой пожаротушения;
- г) паровой системой пожаротушения;
- д) газоимпульсной очисткой ГИО.

Каркас котла

Каркас котла состоит из остальных колонн сварного типа, связанных между собой балками и раскосами, горизонтальными и вертикальными фермами и металло-конструкциями потолочного перекрытия. Балки больших сечений сварные, балки меньших сечений, а также раскосы и фермы выполнены из проката и сварены между собой косынками и накладками. Колонны котла соединены с железобетонным фундаментом. Крепление опорных башмаков колонн к фундаменту выполняется анкерными болтами. Вес экранов топки, потолочного пароперегревателя, пакетов конвективного пароперегревателя, конденсационной установки передается на щиты и балки потолочного перекрытия и распределяется на колонны, вес пакетом в/экономайзера при помощи балок передается непосредственно на колонны.

Обмуровка котла

На щите применена щитовая обмуровка облегченного типа. Облегчение обмуровки достигается за счет применения высокоэффективных материалов с малым объемным весом. В зависимости от условий работы топочных экранов и температуры газов по тракту котла обмуровка выполняется различной толщины. Обмуровка топочной камеры имеет толщину 200 мм, из которых 60 мм составляет огнеупорный бетон, 120 мм - соевелитовые плиты, 20 мм - соевелитовая мастика.

Обмуровка пода топки - натрубная. С наружной стороны топки на трубки пода наносится огнеупорный бетон, а при помощи притяжек и сетки крепится совелитовая плита и уплотнительная магнезитовая обмазка толщиной 20 мм. Место сопряжения неподвижной щитовой обмуровки с натрубной уплотняется с помощью гидрозатвора. Изнутри топки под выкладывается нормальным огнеупорным кирпичом и покрывается пластичной хромитовой массой, толщиной 25 мм. Обмуровка потолка, также натрубная. На сетку, которая крепится к трубам потолка, при помощи проволоки наносится слой огнеупорного бетона 60 мм, на него кладется слой термоизоляционного бетона толщиной 200 мм и все закрывается уплотнительной магнезитовой обмазкой. Во избежание растрескивания огнеупорного бетона в нем выполнены температурные швы. Обмуровка района конвективного пароперегревателя и верхней части в/экономайзера выполнена толщиной 380 мм, из которых 80 мм - огнеупорный бетон, 122 мм - термоизоляционный бетон, 105 мм - известково-кремнеземистые плиты, 80 мм - два слоя совелитовых плит. Обмуровка стен опускной шахты в районе водяного экономайзера (нижняя часть) выполнена толщиной 260 мм, из которых 60 мм составляет огнеупорный бетон, 70 мм - термоизоляционный бетон, 120 - совелитовые плиты и остальное - совелитовая мастика.

Тягодутьевое оборудование

1. Дутьевой вентилятор типа ВДН-26-11 в количестве двух штук. Производительность с 5% запасом - 250. 103 м³/час.

Полный напор при $t = 30^{\circ}\text{C}$ - 490 мм в.ст.

Мощность эл. двигателя - $V = 500/250$ квт.

Число оборотов $n = 743/595$ об/мин.

Напряжение $U=600$ В.

2. Дымосос типа ДН - 26х2-1 в количестве 2-х штук.

Производительность с 5% запасом - 430. 103 м³/час.

Полный напор Н-297 мм в/ст. при t газа - 151°C .

Мощность эл. двигателя дымососа $V - 630/320$ кВт.

Число оборотов - 750/600 об/мин.

Напряжение - $U-600$ В.

Описание технологического процесса

Топливный тракт

Котел ТГМ-96/Б – газомазутный. Основное топливо – газ, резервное – мазут. Конструкция горелочного устройства предусматривает отдельное сжигание газа и жидкого топлива. Горелка служит для тщательного перемешивания топлива с воздухом в целях получения горючей топливовоздушной смеси.

Воздушный тракт

Чтобы организовать процесс горения необходимо иметь два компонента: топливо и воздух. Воздух забирается с верхней части котельной с помощью заборного устройства. По опускающему воздухопроводу вентилятором он подается в калорифер, где происходит первичный подогрев до температуры 300С для газа и 700С для мазута. После калорифера воздух поступает в регенеративный воздухоподогреватель (РВП), где осуществляется его нагрев за счет тепла отходящих из котла дымовых газов до температуры 238/2680С для газа и мазута соответственно. Затем, пройдя по воздухопроводу, воздух подается к горелкам.

Пароводяной тракт

Питательная вода, которая получается из возвращаемого с производства конденсата, а также очищенная и специально обработанная подпиточная вода, прошедшая деаэрацию и заранее подогретая в подогревателях низкого и высокого давления до температуры 232°С поступает на входной коллектор водяного экономайзера. Здесь вода нагревается за счет тепла отходящих из топки котла дымовых газов до 352°С. Далее вода поступает в барабан котла. Барабан заполнен более чем на половину водой. Из барабана вода, пройдя настенный пароперегреватель, поступает в нижние коллекторы (в нижних углах топки). Затем, когда вода поднимается, происходит ее вскипание и образование водяного пара. Пар собирается в верхней части барабана (сухой насыщенный пар). Потоки пара условно называются «левым» и «правым» соответственно стороне выхода пара из котла, если смотреть с фронта. Оба потока проходят все части пароперегревателя. Переход от одной части к другой осуществляется через паро-перепускные трубы из выходного коллектора предыдущей во входной коллектор последующей части. Движение пара по перегревателю следующее: Правый поток пара подводится по шести паро-перепускным трубам из левой части барабана котла в левые панели радиационного настенного пароперегревателя и поступает в левый выходной коллектор радиационного настенного пароперегревателя. Далее поток направляется в левую панель потолочного пароперегревателя и движется в направлении от фронта к задней стенке котла. После потолочного пароперегревателя пар по перепускным трубам направляется в камеру первого пароохладителя. Пройдя его, пар перебрасывается по коллектору на правую сторону котла и далее – в семь крайних правых ширм, по которым движется от задней стенки к фронту котла. Из крайних ширм поток пара направляется во второй пароохладитель. Далее пар перебрасывается на левую сторону котла по коллектору, из него – в восемь средних левых ширм, по которым движется от фронта котла к задней стенке котла. Из выходного коллектора левых средних ширм ширмового пароперегревателя пар по перепускным трубам подводится к верхнему правому пакету конвективного пароперегревателя, затем – в третий пароохладитель. После пароохладителя, прямоточно проходя нижний пакет конвективного пароперегревателя, пар через главную паровую задвижку выходит из котла с давлением, равным 155 кгс/см² и температурой 560°С и направляется в главную паровую магистраль. Аналогична схема движения левого потока.

Газовый тракт

Топливоздушная смесь сжигается в топке, образуя дымовые газы ($t=1180^{\circ}\text{C}$). За счет лучистого теплообмена дымовые газы передают свою теплоту ширмам пароперегревателя. Пройдя поворотную камеру с температурой 1036°C поступают в конвективный пароперегреватель. В опускной шахте дымовые газы отдают тепло водяному экономайзеру и уходят оттуда с температурой 315°C . Пройдя воздухоподогреватель и оставив там часть тепла, дымовые газы с температурой 130 и 176°C для газа и мазута соответственно идут в бороф, а затем через дымовую трубу выбрасываются в атмосферу. Движение газов от топки до дымовой трубы осуществляется с помощью дымососа.

Режимная карта котла ТГМ-96/Б ст №1 на газе с вводом рециркуляции дымовых газов в количестве $R=17-20\%$ (с подогревом холодного воздуха перед РВП на твозд =50 0С)

Наименование показателей	Обозначение	Размерность	Нагрузка котла						
			Расход питательной воды, т/ч						
			240	280	320	360	400	440	480
Темп-ра перегретого пара	Тпп	$^{\circ}\text{C}$	540 ⁺⁵						
Давление парагратого пара	Рпп	кг/см ²	115 ⁺⁵						
Давление пара в барабане	Рб	кг/см ²	124	127	130	133	137	141	146
Темп-ра питательной воды	Тп.в	$^{\circ}\text{C}$	200	205	210	215	220	225	230
Расход газа на котёл (по приб)	Вг * 10 ³	нм ³ /ч	20	24	27,5	30,5	33,5	36	38,5
Давление газа за РК	Рг «, р.кл	кг/см ²	0,08	0,12	0,16	0,21	0,27	0,33	0,35
Давление газа перед гор-ми	Рг ', гор.	кг/см ²	0,08	0,11	0,15	0,20	0,26	0,32	0,38
Подогрев хол. в-ха перед РВП	Твозд	$^{\circ}\text{C}$	50						
Темпер горячего воздуха	Тг.в	$^{\circ}\text{C}$	214	217	220	222	225	228	230
Температура газов за ВЭ	Т»д.г. ВЭ	$^{\circ}\text{C}$	297	303	309	314	320	325	330
Темпер, уходящих газов	Т ух	$^{\circ}\text{C}$	125	130	134	136	138	139	140
Давление воздуха за ДВ	Р»возд.ДВ	кг/м ²	90	116	148	182	222	264	318
Давление воздуха за РВП	Р»возд.РВП	кг/м ²	38	55	75	98	124	152	186
Давление в-ха перед гор-ми	Р'возд.гор.	кг/м ²	31	45	61	80	102	125	152
Разряжение вверху топки	S»т	кг/м ²	2 # 3						
Разряжение за ВЭ	S»вэ	кг/м ²	38	46	53	62	71	80	92
Разряжен, перед дымососами	S'дс	кг/м ²	86	103	121	138	157	176	190
Кол-во работающих горелок	п	Шт				4			
Скорость вращения ДВ	----	----	1\1			2\2			
Скорость вращения ДС	----	----	1\1					2\2	2\2
Сод-е RO2 в рассечке ВЭ	RO2,вэ	% об	10,5	10,6	10,7	10,8	10,9	11	11,1
Сод-е O2в рассечке ВЭ	O2,вэ	% об	2,3	2,1	1,9	1,7	1,6	1,4	1,4
Кэф-т изб в-ха в рассечке ВЭ	L ^p вэ	----	1,12	1,11	1,10	1,09	1,08	1,071	1,06
Содержание-е RO2 за ДС	RO2.дс	% об	7,3	7,3	7,4	7,4	7,5	7,5	7,6
Содержание O2 за ДС	O2.дс	% об	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5
Кэф-т изб в-ха за ДС	L»дс	----	1,62	1,61	1,60	1,59	1,58	1,57	1,56
Потеря тепла с уход, газами	q 2	%	7,05	7,32	7,53	7,61	7,69	7,71	7,72
Потеря тепла с хим недожогом	q 3	%	0						
Потеря тепла в окр, среду	q 5	%	0,78	0,67	0,58	0,52	0,47	0,42	0,37
КПД котла (брутто)	h к.а	%	92,17	92,01	91,89	91,87	91,84	91,87	91,84
Удельный расход усл топлива	В усл	кг у.т/Гкал	155,0	155,3	155,5	155,5	155,6	155,5	155,5
Содержание оксидовазота	CNOx	мг/нм ³	100	102	107	112	116	120	124

Пояснительная записка к режимной карте.

1. Режимная карта составлена для работы котла на природном газе с $Q_{нр}=8540$ ккал/нм³.
2. Запорная контрольная и рабочая арматура по газу перед горелками открыта

полностью и регулирование расхода газа производится общим регулирующим клапаном.

3. Шиберы по воздушному тракту открыты полностью за исключением шиберов вторичного воздуха, которые полностью закрыты. Регулирование расхода воздуха осуществляется направляющими аппаратами вентиляторов.

4. Шиберы на газходах рециркуляции дымовых газов открыты полностью. Регулирование температуры подогрева воздуха перед РВП (расхода газов рециркуляции) производится шиберами в воздухозаборной шахте.

5. Вентиляторы переводятся на вторую скорость вращения при нагрузке $G_{п.в.}=380\text{т/ч}$. Дымососы переводятся на вторую скорость вращения при $G_{п.в.}=450\text{т/ч}$

Требования предъявляемые к качеству

- ✓ питательной воды
- ✓ перегретому пару
- ✓ дымовых газов
- ✓ топлива

Нормы качества пара:

1. Содержание соединений натрия не более 15 мкг/кг,
2. Содержание кремниевой кислоты не более 15 мкг/кг.
3. рН, не менее 7.5

Нормы качества питательной воды:

1. Жесткость не более 1 мкг/кг.
2. Содержание кремниевой кислоты не более 40 мкг/кг.
3. Содержание кислорода перед деаэратором не более 30 мкг/кг.
4. Содержание кислорода после деаэратора не более 10 мкг/кг.
5. Содержание свободного гидроксида перед вод/эк. В пределах 20-60 мкг/кг, в периоды пуска и останова котлов допускается более высокое содержание гидроксида, определяемое уровнями пассивации внутренних поверхностей котлов, но не выше 3000 мкг/кг.
6. Свободная угольная кислота в воде после деаэраторов должна отсутствовать, а показатель РН (при 20°C) должен поддерживаться в пределах $9,1 \pm 0,1$.
7. Содержание аммиака и его соединений не более 1000 мкг/кг.
8. Содержание соединений железа не более 20 мкг/кг.
9. Содержание соединений меди не более 5 мкг/кг.

Описание существующей системы автоматизации и предъявляемые к ней требования

Основными задачами по регулированию работы котлоагрегата и наблюдению за его работой при обслуживании являются:

- а) обеспечение заданной нагрузки на котле;
- б) обеспечение заданных параметров пара:

$t_{кпп} = 560 \pm 5^{\circ}\text{C}$, $P_{кпп} = 140 + 3$ ати. Отклонения от номинальных параметров должны быть кратковременными;

в) обеспечение равномерного питания котла и поддержание нормального уровня воды в барабане:

отклонение от среднего уровня не должно превышать ± 50 мм.;

г) обеспечение работы котла без температурных перекосов;

д) поддержание нормального режима горения в топочной камере в соответствии в режимной картой;

е) обеспечение экономичной работы котельного агрегата;

ж) очистка регенеративных воздухоподогревателей по графику;

з) поддержание нормального качества пара и воды в соответствии с нормами ПТЭ.

Схема автоматического регулирования котла построена на базе электронных регуляторов и учитывает работу котла на газе или мазуте. Схемой автоматического регулирования предусматриваются следующие регуляторы:

- ✓ Регулятор топлива на газе.
- ✓ Регулятор общего воздуха.
- ✓ Регулятор разряжения в топке.
- ✓ Регулятор непрерывной продувки.
- ✓ Регулятор температуры до ширмового пароперегревателя. Нитки А, Б, Впрыск I.
- ✓ Регулятор температуры пара в рассечке конвективного пароперегревателя. Нитка А, В. Впрыск II.
- ✓ Регулятор температуры пара в рассечке конвективного пароперегревателя. Нитка А, Б. Впрыск III.
- ✓ Регулятор питания - режимный.
- ✓ Регулятор давления пара на обдувку.

Описание регуляторов

Схема автоматики горения и мощности энергоблоков №1-5 относится к классу схем с первичным управлением через турбину. Регулятор мощности энергоблока в данной схеме воздействует на регулирующие клапана турбины части высокого давления и поддерживает заданный расход пара на турбину. Регуляторы топлива поддерживают давление острого пара за котлом и воздействуют на подачу топлива в котел. Регулятор общего воздуха осуществляет подачу воздуха в котел в соответствии с нагрузкой энергоблока и воздействует на направляющие аппараты дутьевых вентиляторов через схему шагающей синхронизации. Регулятор разрежения в топке поддерживает заданное значение разряжения в верхней части топки вне зависимости от нагрузки котла путем воздействия на направляющие аппараты дымососов через схему шагающей синхронизации.

Согласованная работа всех вышеперечисленных регуляторов, при правильной их настройке, позволяет поддерживать основные параметры энергоблока в соответствии с режимной картой и производить его нагрузку и разгрузку с заданной скоростью в автоматическом режиме работы.

Регулятор топлива на газе

Регулятор предназначен для поддержания давления острого пара на выходе из котла путем воздействия на регулирующий клапан подачи газа к горелкам. Регулятор выполнен на микропроцессорной аппаратуре ПТК «Текон»..

На вход регулятора поступают импульсы:

- по давлению газа за регулирующим клапаном
- по давлению острого пара за котлом
- от автоматического задатчика регулятора мощности (импульс по нагрузке энергоблока), от ручного задатчика давления острого пара

Регулятор выполнен на микропроцессорной аппаратуре ПТК «Текон»., имеет систему автоматической балансировки.

Регулятор мощности энергоблока

Предназначен для поддержания расхода пара на турбину в соответствии с заданием от задатчика мощности, путем воздействия через исполнительный механизм на регулирующие клапана турбины.

Регулятор выполнен на микропроцессорной аппаратуре ПТК «Текон».

На вход регулятора поступают импульсы:

- по расходу пара из котла
- по давлению пара за котлом
- от задатчика мощности энергоблока

В свою очередь на аналоговом выходе регулятора формируется сигнал пропорциональный нагрузке энергоблока, который поступает на вход регулятора топлива на газе и мазуте и повышает его быстродействие.

Кроме этого данный импульс поступает и на вход регулятора общего воздуха как напрямую, так и через схему динамической связи, действующую только при наборе нагрузки. Динамическая связь несколько повышает избытки воздуха при наборе нагрузки и исключает дымление котла.

Регулятор общего воздуха

Регулятор общего воздуха предназначен для поддержания давления воздуха за РВП нитки А и Б в соответствии с нагрузкой котла путем воздействия через схему шагающей синхронизации на направляющие аппараты дутьевых вентиляторов.

На вход регулятора поступают импульсы: по давлению воздуха за РВП нитки А и Б; прямой импульс от автоматического задатчика нагрузки регулятора мощности (импульс по нагрузке

котла); дифференцированный импульс от автоматического задатчика нагрузки регулятора мощности

Регулятор разрежения в топке котла

Предназначен для поддержания разрежения в верхней части топки котла на уровне 4 мм вод.ст. путем воздействия через схему шагающей синхронизации на направляющие аппараты дымососов. На вход регулятора поступают импульсы: по разрежению в топке котла и от собственного задатчика разрежения. Кроме того в регуляторе предусмотрен задатчик перекосов направляющих аппаратов дымососов, воздействующий на схему шагающей синхронизации.

Регулятор питания котла водой

Надежность работы парового котла во многом определяется качеством регулирования уровня. В связи с этим к точности поддержания уровня предъявляются очень высокие требования. Допустимое отклонение уровня воды в барабане от среднего значения составляет ± 50 мм. На паровом котле ТГМ-96Б установлен трехимпульсный регулятор. Фазировка датчика по расходу пара ДМЭР-2,5 производится таким образом, что при увеличении расхода пара на турбину на регулирующем блоке Р-21 загорается лампочка “больше” и регулирующий клапан открывается или наоборот. Датчик по расходу питательной воды ДМЭР-0,63 фазирован таким образом, что при увеличении расхода питательной воды на регулирующем блоке Р-21 загорается лампочка “меньше” и регулирующий клапан закрывается и наоборот. Датчик по уровню в барабане ДМЭ-630 фазирован по уровню в барабане, т.е. при повышении уровня барабана на регулирующем блоке загорается лампочка “меньше” и регулирующий клапан закрывается, а при уменьшении уровня - наоборот. Задатчик ЗУ-11 фазирован по параметру, т.е. при повороте задатчика вправо регулирующий клапан открывается и уровень в барабане котла повышается, а при повороте задатчика в левую сторону регулирующий клапан закрывается и уровень в барабане уменьшается. Сигналы от датчиков поступают на измерительный блок И-04, где суммируются и сравниваются с сигналом задания. Сигналы от датчика по расходу пара и по расходу питательной воды поступают в измерительный блок с противоположенными знаками. Сигнал разбаланса с выхода измерительного блока подается на вход регулирующего блока Р-21. В регулирующем блоке сигнал усиливается по мощности и напряжению. Выход регулирующего блока Р-21 через блок управления БУ-21 поступает на тиристорный усилитель У-101. Тиристорный усилитель У-101 осуществляют реверсивное управление эл. двигателем исполнительного механизма МЭО-1600/25, а тот в свою очередь перемещает регулирующий клапан. Для дистанционного управления регулирующим клапаном и изменения режима управления, т.е. “ручное” - “автоматическое” используется блок управления БУ-21. Положение регулирующего клапана определяется по указателю положения ИПУ.

Регуляторы температуры перегретого пара. Впрыски №1,2.

Температура перегретого пара в паросборной камере котла должна поддерживаться 545°C допускаемыми кратковременными отклонениями $\pm 5^{\circ}\text{C}$. Температура перегретого пара регулируется с помощью впрыскивающих паропереохладителей в первую очередь парохладителями 1 ст. Кроме температуры пара в паросборной камере, необходимо тщательно следить за температурой пара до вторых впрысков, не допуская повышения ее выше 500°C , регулируя первыми впрысками. Во время работы котла при любой нагрузке температура пара до первого впрыска не должна превышать 460°C . В случае отклонения ее от указанной величины принять меры по наладке режима горения и при необходимости произвести замену форсунок. Предельные температуры металла по отдельным змеевикам пароперегревателя не должны превышать следующих значений:

- а) для конвективной части пароперегревателя – 570°C ;
- б) для радиационной части пароперегревателя – 480°C ;
- в) для ширм пароперегревателя – 540°C .

Паровой котел типа ТГМ-96Б оснащен тремя впрыскивающими парохладителями, на каждой нитке (правая нитка - А, левая - В). Поддержание заданной температуры перегретого пара, как на выходе из котла так и по тракту пароперегревателя осуществляется впрыском собственного конденсата в парохладители. Вода, идущая на впрыски (собственный конденсат) образуется в конденсационной установке котла охлаждением насыщенного пара из барабана котла более холодной питательной водой. Так, как давление конденсата близко к давлению в барабане и выше, чем давление в местах впрыска, то подача конденсата осуществляется естественным путем и регулируется регулируемыми клапанами. Парохладители находятся:

- а) между потолочной и ширмовой частью пароперегревателя – 1 ступень;
- б) в рассечке ширмового пароперегревателя – 2 ступень.

Вторые впрыски поддерживают температуру пара перед 3-ми впрысками и одновременно защищают пароперегреватели от пережога. Первые впрыски поддерживают температуру пара перед 2-ми впрысками в диапазоне соответственно для нагрузок от 240 до 480 т/час. Регуляторы 1 и 2 впрысков идентичны и выполнены на базе серийной аппаратуры ГСП “Каскад”. Регулятор температуры перегретого пара представляет собой двухконтурную систему автоматического регулирования с дифференцированием промежуточной величины, т.е. регулятор температуры перегретого пара работает по двум импульсам:

- дифференцированному импульсу изменения температуры непосредственно за впрыском;
- импульсу изменения температуры перед последующим впрыском.

От термоэлектрических термометров (градуировки ХК) сигналы поступают на нормирующие преобразователи типа ПТ-ТП-68 а, с них унифицированные сигналы 0-5мА поступают на измерительные блоки регуляторов температуры. Выход измерительного блока поступает на регулирующий блок Р-21, где усиливается по мощности и напряжению. Выход регулирующего блока Р-21 через блок управления БУ-21 поступает на тиристорный усилитель У-

101, который осуществляет реверсивное управление электродвигателем исполнительного механизма.

Регуляторы температуры перегретого пара. Впрыск № 3.

Регуляторы предназначены для поддержания температуры перегретого пара на выходе из котла по ниткам А и Б путем воздействия на исполнительные механизмы регулирующих клапанов впрысков №3. Схема регуляторов двухконтурная с дифференцированием температуры пара за впрыском. Оба регулятора выполнены на одном микропроцессорном приборе типа ПТК «Текон», при этом задействовано два канала импульсного регулирования прибора. В каждом канале регулирования реализованы импульсный регулятор и дифференциатор. Предусмотрена возможность автоподстройки постоянной времени дифференциаторов внешним сигналом. Во внешнем контуре используются импульсы по температуре пара за пароперегревателем и задатчика. Во внутреннем контуре используется дифференцированный импульс температуры пара непосредственно за впрыском.

Регулятор непрерывной продувки

Регулятор непрерывной продувки служит для поддержания солевого содержания котловой воды на уровне, необходимом для получения чистого пара. На линии непрерывной продувки установлен регулирующий клапан, управляемый системой автоматического регулирования. Регулятор выполнен двухимпульсным: используется зависимость расхода непрерывной продувки от паровой нагрузки котла. Импульс по расходу пара взят от первичного прибора ДМЭР, являющегося одновременно первичным прибором для регистрирующего прибора. Импульс по расходу непрерывной продувки взят от датчика по расходу непрерывной продувки типа ДМЭР, являющийся одновременно первичным прибором для регистрирующего прибора. Электрические сигналы отделяются при помощи защитных диодных устройств типа ВО1 и поступают на измерительный блок ИО4. Регулирование непрерывной продувки осуществляется по схеме “пар - н.п.” расход НП составляет 1% от расхода пара. В измерительном блоке сигналы по расходу “суммируются” с сигналом задания, усиливаются и поступают на вход регулирующего блока Р-21, где формируется управляющий сигнал для тиристорного усилителя У-101, который осуществляет реверсивное управление электродвигателем исполнительного механизма. Для изменения задания служит задатчик ЗУ - 11.

Регуляторы давления пара за РОУ

Регуляторы давления пара за РОУ-14/бата (РОУ-140/14) предназначены для поддержания постоянного давления пара после дросселирования. Регулирование по схеме одноимпульсного ПИ-регулятора удовлетворяет техническим требованиям. Система автоматического регулирования выполнена на базе аппаратуры типа “Каскад”. Токовый сигнал от датчика давления ММЭ, поступает на вход измерительного блока И-04, где суммируется с сигналом от задатчика. С выхода И-04 токовый сигнал поступает на вход электронного блока Р-21, где усиливается и

преобразуется в сигнал по напряжению. Этот сигнал необходим для управления тиристорным усилителем или магнитным пускателем, через которые соответственно осуществляется реверсивное управление электродвигателем исполнительного механизма. Исполнительный механизм перемещает регулирующий клапан в зависимости от изменения давления за РОУ, согласно ПИ-закона регулирования. Фазировка датчика осуществляется так, что при увеличении давления на регулирующем блоке горит сигнал на меньше (зеленый), т. к. клапан закрывается, и наоборот. Фазировка задатчика осуществляется т.о., что поворот ручки задатчика по часовой стрелке (вправо) соответствует открытию клапана, поворот против часовой стрелки - закрытию.

Характеристика котла ГМ-50-14/250

Котлы типа ГМ-50-14 предназначены для получения насыщенного пара, а котлы типа ГМ-50-14/250 - для получения перегретого пара. Оба агрегата работают на природном газе и мазуте. Рассчитаны для установки в районе с сейсмичностью до 9 баллов.

Котлы вертикальные водотрубные с естественной циркуляцией, двухбарабанные, выполненные по П-образной схеме компоновки поверхностей нагрева, с отдельно вынесенной шахтой водяного экономайзера, трехходовые по движению продуктов сгорания. Диапазон регулирования по паропроизводительности 70 - 100%. Котлы работают с уравновешенной тягой.

Для получения перегретого пара котел оборудуется конвективным дренируемым пароперегревателем горизонтального типа с шахматным расположением змеевиков без регулятора перегрева. При получении насыщенного пара вместо пароперегревателя устанавливается подсушивающая петля.

Водяной экономайзер, выполненный из чугунных ребристых труб, оборудован обдувкой и поставляется четырьмя блоками.

Очистка пароперегревателя и воздухоподогревателя котла осуществляется дробью. Для очистки котельного пучка применяется ручная обдувка.

Обмуровка топки котлов - самонесущая кирпичная. Обмуровка поворотной камеры и конвективного газохода - монолитная, закрепляется на каркасе котла.

Наименование показателей	Е-50-1.4ГМ (ГМ-50-14)	Е-50-1.4/250ГМ (ГМ-50-14/250)
Номинальная паропроизводительность, т/ч	50	50
Давление перегретого пара, МПа (кгс/см ²)	1.4 (14)	1.4 (14)
Температура перегретого пара, °С		250
Температура насыщенного пара, °С	197	
Температура питательной воды, °С	100	100
Топливо	Газ, мазут	Газ, мазут
Сейсмичность района установки, балл	9	9
Коэффициент полезного действия, %	93,0/91,0	93,0/91,0
Габаритные размеры котлоагрегата, м:		
Длина	18,2	18,2
Ширина	11,2	11,2
Высота	14,6	14,6
Масса котла, т (в сейсмическом исполнении)	137 (161)	140 (164)

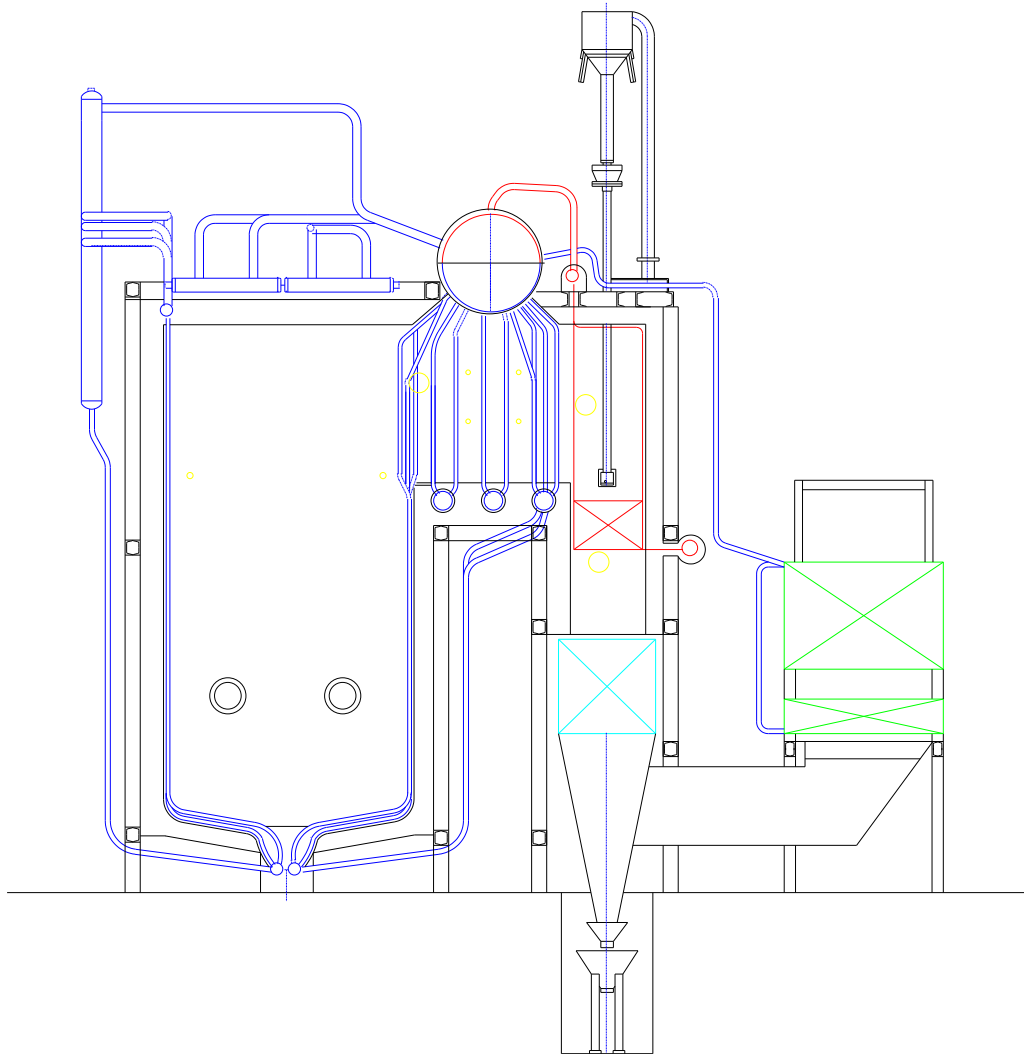


Рис. 3 Схема котла ГМ-50-14/250

Характеристика котла КВГМ-100

Характеристика объекта автоматизации

Газомазутный водогрейный котел КВГМ-100 предназначен для установки на ТЭЦ для покрытия пиков тепловых нагрузок и в качестве основного источника теплоснабжения в районных отопительных котельных. Котел - прямоточный, П-образной компоновки, рассчитан для нагрева воды до 150°C с подогревом на 40°C при пиковом режиме и на 80°C при основном режиме эксплуатации.

Конструктивные характеристики и расчетные данные водогрейного газомазутного котла КВГМ-100 (основной режим работы):

Номинальная тепло производительность, Гкал/час - 100

Давление воды:

расчетное, кгс/см² - 25

минимальное на выходе, кгс/см² - 10

Температура воды:

на входе, °С - 70

на выходе, °С - 150

расход воды, т/час - 1235

Гидравлическое сопротивление:

при первоначальной заводской конструкции

верхнего пакета конвективной части, кгс/см - 2,5

при реконструированном заводом

верхнем конвективном пакете, кгс/см² - 3,5

Температура уходящих газов:

при работе на газе, °С - 138

при работе на мазуте, °С - 180

Расход топлива:

газа, м³час - 12720

мазута, кг/час - 13800

Максимальный удельный расход условного топлива, м³кал в час - 156

Минимальный КПД котла:

при работе на газе, % - 93,2

при работе на мазуте, % - 91,8

Диапазон регулирования тепло производительности, % от ном. - 20-100

Средняя наработка на отказ не менее, час - 5500

Срок службы между кап. ремонтами не менее, год - 2

Полный назначенный срок службы, год - 20

Удельный выброс окислов азота, г/м³:

при работе на газе - 0,3

при работе на мазуте - 0.38

Объем топочной камеры, м³: - 388

Поверхность нагрева:

радиационная, м - 325

конвективная, м² - 2385

Габаритные размеры:

длина, мм - 14680

ширина, мм - 9850

высота, мм - 14365

водяной объем котла, м³: 30

масса металла, кг - 135000

Состав объекта автоматизации

Топочная камера

Размеры топочной камеры в плане 5696x6208, высота призматической части 9540мм, объем топочной камеры 388 м³, луче воспринимающая поверхность экранов 325 м², стены топочной камеры полностью экранированы трубами 60x3 мм с шагом 64 мм. Все трубы экранов соединены с камерами диаметром 273x10. Для создания жесткой и прочной конструкции топочная камера снаружи обвязана горизонтальными поясами жесткости. Фронтовой, промежуточный, задний экран, а также боковые стены конвективной шахты опираются на портал. Нижние камеры, указанных экранов, имеют опоры. Опора, расположенная посередине нижней камеры промежуточного экрана, является неподвижной. Обмуровка, которая крепится к экранным трубам или стоякам конвективной шахты, выполнена облегченной. Общая толщина обмуровки приблизительно -110 мм.

Конвективная часть котла

Конвективные поверхности нагрева котла расположены в опускном газоходе, образованном боковыми, промежуточными и задним экранами. Пакеты труб разделены по высоте на три одинаковые части, состоящие из вертикальных стояков диаметром 83x4 мм и горизонтальных U-образных змеевиков, состоящих из труб диаметром 28x3 мм. Трубные пучки набраны в шахматном порядке. Вертикальные стояки присоединены к нижним и верхним коллекторам, размещенным на боковых стенах конвективной части. Также существуют котлы, где верхний пакет конвективной части разделен на два с уменьшенным вдвое числом труб внутри каждой части и сохранением прежней U-образной конструкции и диаметра змеевика.

Кроме того, используются конвективные поверхности нагрева, где вместо U-образных змеевиков используются прямые трубы диаметром 38x4, соединяющие вертикальные стояки, расположенные на противоположных стенах конвективной части. В этом случае конвективная часть набирается из 4-х пакетов для сохранения такой же площади поверхности нагрева, как и в штатных конструкциях конвективной части. Поверхность нагрева конвективной части 12385 м²

Описание горелочных устройств котла

На котлах КВГМ-100 используются газомазутные горелки ПГМГ-40, предназначенные для раздельного сжигания газа и мазута. Производительность по газу - 3900 м³час. Горелка устойчиво работает при давлении газа 0,1-0,45 ати., для чего давление газа до регулирующего клапана котла необходимо поддерживать в интервале 0,3-0,6 ати. Горелка состоит из следующих узлов:

- ✓ форсунка ФМП 4600/1000 (форсунка мазутная паромеханическая производительностью 4600 кг/час);
- ✓ газовая часть;
- ✓ завихритель воздуха;
- ✓ кольцо-распределитель;
- ✓ запально-защитное устройство (ЗЗУ).

Газовая часть горелки состоит из газопроводящей и газоразделяющей частей. Газоразделяющая часть состоит из кольцевого коллектора прямоугольного сечения, на котором

просверлено 21 отверстие 017 мм, через которые газ поступает в топку. Подвод газа к коллектору осуществляется одним трубопроводом 0150 мм. Лопаточный аппарат (регистр) представляет собой сварную конструкцию, которая состоит из внутреннего и наружного ободов, между которыми под углом 40° к оси форсунки установлены лопатки, служащие для завихрения потока воздуха.

Запально-защитное устройство

На каждой горелке котла КВГМ-100 установлено запально-защитное устройство типа УЗИД, предназначенное для дистанционного розжига горелки на газе и мазуте и для отдельного контроля основного и запального факелов.

Тягодутьевая установка

Тягодутьевая установка котла КВГМ-100 состоит из дымососа и двух вентиляторов. Вентиляторы предназначены для подачи в топку воздуха, необходимого для горения топлива, а дымосос предназначен для отсоса дымовых газов, образующихся при горении.

Котёл оборудован вентилятором ВД-15,5 с характеристиками при рабочем режиме:

- ✓ производительность, м³час – 69000
- ✓ полный напор, мм вод. ст. – 370
- ✓ мощность, кВт – 160
- ✓ напряжение, В – 380
- ✓ скорость вращения, об/мин – 750

Регулирование производительности вентилятора осуществляется направляющим аппаратом.

Котёл оборудован дымососом двухстороннего всасывания типа Д 22х2 с характеристиками при рабочем режиме:

- ✓ производительность, м³час – 180000
- ✓ полный напор, мм вод. ст. – 330
- ✓ мощность, кВт – 250
- ✓ напряжение, В – 6000
- ✓ скорость вращения, об/мин – 750

Регулирование производительности дымососа осуществляется направляющим аппаратом.

Характеристика ТС объекта автоматизации

Пропорционально-импульсная система регулирования горения предназначена для осуществления модулирующего управления работой горелки. При этом при различной тепловой нагрузке путем плавного изменения подачи газа обеспечивается поддержание заданной температуры воды на выходе из котла. Задание требуемой температуры осуществляется оперативно с учетом оптимального распределения нагрузки между работающими котлами. Система регулирования состоит из отдельных элементов и блоков объединенных между собой и комплектом средств управления КСУ ЭВМ. В состав системы входят: датчик температуры, регулирующей прибор Р 25.2.2, поворотное регулирующее устройство ПРУ 02-3, исполнительный механизм МЭО.

Эксплуатация датчика, регулирующего прибора и исполнительного механизма должна осуществляться в соответствии с заводскими инструкциями по эксплуатации. Работа системы происходит следующим образом. При растопке котла управление режимом его работы осуществляет комплект КСУ ЭВМ. После завершения растопки КСУ ЭВМ передает управление подачей газа в горелку системе регулирования. Система регулирования следит за соответствием температуры воды на выходе из котла заданному значению. В случае, когда температура ниже заданной, происходит постепенное увеличение подачи газа и воздуха и увеличение тепловой нагрузки котла. Температура воды при этом увеличивается. Так происходит до достижения заданной температуры. При достижении заданной температуры увеличение подачи газа прекращается и работа котла продолжается при установившейся повышенной нагрузке. При повышении значения температуры, по сравнению с заданным, происходит постепенное уменьшение подачи газа и воздуха. Температура воды при этом уменьшается. Так происходит до достижения заданной температуры. При достижении заданной температуры уменьшение подачи газа прекращается и работа котла продолжается при установившейся пониженной нагрузке. Модулирующий способ управления работой горелки позволяет точно поддерживать заданную температуру на выходе из котла и оптимальное соотношение «газ-воздух». Изменение нагрузки котла и расхода газа при этом происходит плавно. При этом исключаются переходные режимы горения, резкие изменения нагрузки, колебания давления газа. В целом это повышает надежность и экономичность работы котла. При управлении работой горелки системой регулирования, продолжается контроль и управление работой котла комплектом КСУ ЭВМ. При этом осуществляется контроль параметров безопасности работы и не допускается их отклонение за значения, указанные в карте уставок. При останове котла управление работой горелки передается от системы регулирования комплекту КСУ ЭВМ. При этом останов осуществляется в соответствии с программой, предусмотренной в комплекте КСУ ЭВМ. Эксплуатация комплекта КСУ ЭВМ должна осуществляться в соответствии с заводской инструкцией по эксплуатации.

Фактические данные работы ТЭЦ-21 за период с 01.01.2023 г. по 31.12.2023 г. представлены в таблице.

Наименование показателя	Ед. изм.	2023
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	1925,79
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	207,23
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	-
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	1718,56
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	-
из производственных отборов;	тыс. Гкал	-
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	-
из отборов противодавления	тыс. Гкал	-
из конденсаторов	тыс. Гкал	-
из ПВК	тыс. Гкал	-
из РОУ	тыс. Гкал	-
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто	ккал/кВт-	-

на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ч	
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	-
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	-
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов	ккал/кВт-ч	-
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	179,89
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному выпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	-
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	-
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал	-
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал	-
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу	млн кВт-ч	1677,64
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	248,15
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	-
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	-
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	179,80
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	150,18
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	381,47
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	167,69
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тунт	851,38
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	3233,37

Фактические данные работы ТЭЦ-21 в д. Новое Девяткино за период с 01.01.2023 г. по 31.12.2023 г. представлены в таблице.

Показатель	2023
Полезный отпуск (Гкал), в т.ч. по категориям потребителей	378 871,97
население	133 228,38
бюджет	2 340,73
прочие	243 302,86
Полезный отпуск на нужды отопления, Гкал	367 816,14
Полезный отпуск на нужды ГВС, Гкал	11 055,84
Полезный отпуск в отопительный период, Гкал	
Фактические потери (Гкал), в т.ч.	9 844,89
потери через изоляцию	
потери с утечками	

1.2.1 Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования

На ТЭЦ-21, в соответствии с составом основного оборудования, присутствует тепловая мощность в горячей воде и паре.

Установленная и располагаемая тепловая мощность ТЭЦ

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая	общая	теплофикационных отборов турбин
2023	500	500	1208	840
2024	500	500	1208	840

Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
	турбоагрегатов	прочее	всего				
2023	840	368	1208	228	980	79	901
2024	840	368	1208	228	980	79	901

1.2.2 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

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

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

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

Параметры располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице.

Источник тепловой энергии	Установленная мощность источника, Гкал/ч.	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч.
ТЭЦ-21	1208	980

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

Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных включает в себя следующие затраты:

- ✓ на нагрев воды, удаляемой из котла с продувкой;
- ✓ на растопку котлоагрегатов;
- ✓ на технологические процессы хим. водоподготовки и деаэрацию (выпар);
- ✓ на отопление и вентиляцию здания котельной;

- ✓ на бытовые нужды персонала;
- ✓ на потери тепловой энергии котлоагрегатами;
- ✓ на прочие и неучтенные потери (опробование предохранительных клапанов, потери с утечками и парением, потери через изоляцию трубопроводов и т.д.).

Максимальные потери тепловой мощности на собственные нужды котельных принимаются равными доле от располагаемой мощности котельной такой же, как доля годового расхода тепловой энергии на собственные нужды от годовой выработки тепловой энергии котельной.

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

В таблице представлены параметры тепловой мощности нетто на 2024 год:

Источник тепловой энергии	Установленная мощность источника, Гкал/ч.	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч.	Потери тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч.	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч.
ТЭЦ-21	1208	980	79	901

1.2.4 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования

В ходе сбора исходных данных была получена следующая информация:

Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов ТЭЦ

Ст. N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка На конец года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМ-96Б	1975	300000	262 602	2030	-	-	-
2	ТГМ-96Б	1976	300000	243 920	2044	-	-	-
3	ТГМ-96Б	1978	300000	241 542	2038	-	-	-
4	ТГМ-96Б	1981	300000	218 949	2041	-	-	-
5	ТГМ-96Б	1983	300000	219 101	2037	-	-	-

Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса
паровых турбин ТЭЦ

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2024, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.
1	T-100/120-130-3	1975	220000	262 602	2015	-	375	262949
2	T-100/120-130-3	1976	220000	243 920	2019	-	393	246000
3	T-100/120-130-3	1978	220000	241 542	2020	-	320	264000
4	T-100/120-130-4	1981	220000	218 949	2024	-	309	-
5	T-100/120-130-4	1983	220000	219 101	2024	-	281	-

1.2.5 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии

Отпуск тепловой энергии по магистральным, распределительным и внутриквартальных тепловым сетям от ТЭЦ-21 осуществляется по температурному графику 150/70°C, со срезкой по подающему трубопроводу на 100°C и спрямлением на 70°C.

Для регулирования гидравлических режимов и других нужд на территории МО Новодевятикинское сельское поселение находится насосная станция смешения по ул. Школьная (далее НСС Школьная). НСС Школьная введена в эксплуатацию в апреле 2017 года. После НСС Школьная тепловые сети отопления функционируют по температурному графику 105/70°C с верхней срезкой на 79°C. Тепловые сети от ТЭЦ-21 в межотопительный период работают на нагрузку ГВС в режиме циркуляции по графику 75/57°C. Тепловые сети ГВС после насосной станции смешения по ул. Школьная от ТЭЦ-21 работают на нагрузку ГВС с температурой в подающем трубопроводе 65°C.

Регулирование отпуска теплоты – качественно-количественное регулирование отпуска тепла, причем регулирование расхода теплоносителя осуществляется ступенчато путем изменения гидравлического режима на теплоисточниках. Расчетная температура наружного воздуха – 24°C.

Утвержденный температурный график представлен в таблице.

Температура наружного воздуха	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С
8	70	42,8
7	70	43,5
6	70	44,2
5	70	44,9
4	70	45,6
3	70	46,2
2	71	47,2
1	74	48,2
0	77	49,2
-1	80	50,3

-2	83	51,3
-3	86	52,3
-4	89	53,4
-5	92	54,4
-6	95	55,4
-7	98	56,5
-8	100	57,8
-9	100	58,8
-10	100	59,8
-11	100	60,8
-12	100	61,7
-13	100	62,7
-14	100	62,0
-15	100	61,5
-16	100	61,0
-17	100	60,5
-18	100	60,1
-19	100	59,6
-20	100	59,2
-21	100	58,7
-22	100	58,3
-23	100	57,9
-24	100	57,5

1.2.6 Среднегодовая загрузка оборудования

Данные по загрузке оборудования ТЭЦ-21 не представлены.

Данные с узла учета тепловой энергии, установленного на выводе тепломагистрали «Ново-Девяткино» Северной ТЭЦ-21, представлены в таблице, относятся к потребителям Новодевяткинского сельского поселения и Муринского городского поселения.

Магистраль	Ново-Девяткино								
	Дата	M1_M1	M2_M1	dM_M1	T1_M1	T2_M1	Tхв_M1	Q_M1	Q2_M1
01.01.2023	29933,29	28990,36	942,93	86,33	49,69	0,73	2582,41	1435,24	1147,17
02.01.2023	33977,33	32917,55	1059,78	83,56	50,04	0,78	2836,81	1641,23	1195,59
03.01.2023	34356,81	33329,03	1027,79	85,00	50,37	0,74	2918,58	1673,43	1245,15
04.01.2023	33995,43	32966,99	1028,44	90,00	51,90	0,81	3060,78	1705,49	1355,29
05.01.2023	36041,41	34973,65	1067,76	93,75	54,71	0,82	3378,43	1906,47	1471,96
06.01.2023	35737,98	34609,09	1128,90	93,53	54,24	0,78	3342,57	1871,06	1471,51
07.01.2023	35697,75	34585,81	1111,95	93,78	54,21	0,72	3347,75	1868,94	1478,81
08.01.2023	38387,72	37064,22	1323,51	93,45	54,57	0,66	3587,54	2016,93	1570,61
09.01.2023	38269,78	37097,00	1172,77	92,11	53,86	0,62	3526,35	1992,93	1533,42
10.01.2023	37387,38	36206,90	1180,49	91,85	53,69	0,65	3435,05	1939,17	1495,88
11.01.2023	35006,03	33837,29	1168,74	89,29	51,60	0,64	3124,94	1740,26	1384,68
12.01.2023	28870,04	27928,30	941,74	86,27	50,99	0,65	2490,21	1419,89	1070,33
13.01.2023	35153,56	34071,28	1082,28	84,21	50,20	0,69	2959,22	1704,95	1254,27
14.01.2023	34792,02	33658,72	1133,30	82,24	49,18	0,66	2859,66	1649,94	1209,72
15.01.2023	35350,82	34046,65	1304,18	80,22	48,28	0,66	2834,70	1637,85	1196,85
16.01.2023	35173,34	34053,08	1120,26	80,82	48,99	0,66	2841,39	1662,86	1178,54
17.01.2023	33678,05	32639,52	1038,53	78,81	48,90	0,67	2649,82	1590,57	1059,24
18.01.2023	23477,34	22555,76	921,57	77,53	48,51	0,64	1818,59	1090,33	728,26
19.01.2023	37216,97	36007,58	1209,39	77,11	48,41	0,64	2868,86	1737,78	1131,07
20.01.2023	37362,35	36222,32	1140,03	78,24	48,81	0,66	2922,21	1762,65	1159,56
21.01.2023	39115,43	37914,18	1201,25	79,34	49,64	0,67	3102,13	1875,96	1226,16

22.01.2023	39866,38	38531,27	1335,11	79,84	49,74	0,65	3181,28	1910,64	1270,64
23.01.2023	39794,37	38639,80	1154,57	80,76	50,13	0,67	3212,84	1931,22	1281,62
24.01.2023	39092,20	37935,46	1156,74	80,86	50,12	0,63	3160,24	1896,39	1263,85
25.01.2023	35985,02	34881,88	1103,14	81,68	49,92	0,64	2938,41	1736,04	1202,37
26.01.2023	34968,91	33804,98	1163,93	80,61	48,82	0,62	2817,43	1645,13	1172,30
27.01.2023	37154,95	36062,13	1092,81	82,00	49,78	0,63	3045,59	1789,86	1255,72
28.01.2023	37326,14	36147,01	1179,13	85,09	51,15	0,63	3173,63	1843,13	1330,51
29.01.2023	36240,63	34925,98	1314,65	83,81	50,29	0,62	3037,11	1752,04	1285,07
30.01.2023	34275,62	33147,05	1128,57	83,21	49,74	0,61	2851,16	1643,83	1207,33
31.01.2023	35845,60	34720,86	1124,74	81,47	49,47	0,61	2919,68	1712,75	1206,93
01.02.2023	36594,92	35482,89	1112,03	81,35	49,85	0,61	2976,46	1763,81	1212,65
02.02.2023	30905,24	30029,21	876,03	82,28	50,10	0,62	2542,85	1500,18	1042,67
03.02.2023	33527,32	32577,18	950,14	85,87	51,08	0,62	2879,49	1659,23	1220,26
04.02.2023	35831,51	34713,45	1118,06	87,08	51,58	0,61	3120,46	1785,81	1334,65
05.02.2023	37439,66	36139,59	1300,07	86,72	51,64	0,62	3246,58	1860,88	1385,70
06.02.2023	34226,80	33169,54	1057,26	88,66	51,38	0,61	3034,89	1700,00	1334,89
07.02.2023	34213,09	33091,70	1121,40	87,28	50,96	0,64	2984,84	1680,94	1303,90
08.02.2023	34201,63	33059,86	1141,77	84,62	50,00	0,61	2894,06	1648,35	1245,71
09.02.2023	33028,74	31907,01	1121,73	84,51	49,46	0,58	2791,09	1573,48	1217,61
10.02.2023	34938,31	33841,73	1096,58	83,77	50,07	0,60	2926,69	1689,73	1236,96
11.02.2023	36311,03	35148,28	1162,76	83,45	50,24	0,58	3030,13	1761,26	1268,87
12.02.2023	37513,99	36147,37	1366,62	83,86	50,64	0,56	3146,28	1827,39	1318,89
13.02.2023	32708,37	31559,32	1149,05	84,51	49,31	0,57	2764,42	1552,31	1212,11
14.02.2023	32221,71	31054,46	1167,25	84,26	48,98	0,57	2715,07	1516,86	1198,21
15.02.2023	32303,51	31131,54	1171,96	84,08	49,25	0,58	2716,18	1528,99	1187,19
16.02.2023	32935,67	31772,46	1163,21	83,75	49,89	0,59	2758,10	1581,66	1176,44
17.02.2023	36716,47	35587,45	1129,02	84,33	50,77	0,59	3096,56	1802,13	1294,42
18.02.2023	35429,00	34249,05	1179,95	86,82	51,16	0,58	3075,86	1747,38	1328,49
19.02.2023	36936,09	35580,51	1355,58	85,59	51,28	0,59	3161,16	1819,54	1341,62
20.02.2023	37274,66	36115,00	1159,65	88,10	52,28	0,56	3283,63	1883,51	1400,12
21.02.2023	37122,34	35983,50	1138,84	91,12	53,59	0,54	3384,46	1924,09	1460,37
22.02.2023	36738,23	35637,90	1100,33	93,07	54,28	0,54	3421,05	1930,40	1490,65
23.02.2023	37048,57	35891,72	1156,86	91,86	53,62	0,54	3405,10	1921,04	1484,06
24.02.2023	33765,50	32667,81	1097,69	93,15	52,98	0,53	3147,03	1728,05	1418,98
25.02.2023	32585,52	31438,61	1146,92	93,10	52,47	0,54	3035,38	1645,42	1389,96
26.02.2023	32810,51	31533,30	1277,21	94,80	52,90	0,52	3110,62	1663,28	1447,34
27.02.2023	33720,16	32624,14	1096,03	92,95	53,04	0,54	3135,92	1727,76	1408,17
28.02.2023	30548,95	29446,73	1102,22	90,29	51,08	0,54	2755,09	1498,88	1256,21
01.03.2023	34814,15	33682,80	1131,36	85,17	50,84	0,55	2962,23	1707,03	1255,20
02.03.2023	33324,87	32218,43	1106,44	85,60	49,91	0,54	2843,37	1608,05	1235,32
03.03.2023	29941,94	28872,52	1069,42	89,48	50,13	0,53	2680,98	1443,80	1237,18
04.03.2023	30983,83	29837,08	1146,75	89,29	50,52	0,54	2767,72	1504,52	1263,20
05.03.2023	31270,17	30021,52	1248,66	89,00	50,43	0,55	2783,41	1509,72	1273,69
06.03.2023	32840,26	31786,64	1053,62	90,21	51,88	0,54	2964,02	1645,72	1318,30
07.03.2023	33086,22	32054,58	1031,64	92,41	53,10	0,56	3058,02	1698,12	1359,90
08.03.2023	33107,25	31938,96	1168,29	91,57	52,56	0,56	3033,70	1676,81	1356,89
09.03.2023	33322,17	32238,21	1083,96	91,33	52,69	0,55	3042,10	1694,46	1347,64
10.03.2023	35847,07	34772,53	1074,53	89,90	53,11	0,52	3221,65	1844,47	1377,18
11.03.2023	35126,25	33967,22	1159,03	91,44	53,08	0,51	3213,58	1801,40	1412,18
12.03.2023	33392,42	32096,24	1296,18	91,33	52,04	0,51	3051,01	1666,27	1384,75

13.03.2023	32560,05	31447,49	1112,56	90,55	51,91	0,51	2950,75	1629,65	1321,10
14.03.2023	29322,81	28183,42	1139,39	86,71	49,78	0,50	2546,19	1401,99	1144,20
15.03.2023	31936,91	30756,26	1180,65	79,56	47,72	0,50	2537,34	1463,95	1073,39
16.03.2023	35320,34	34162,21	1158,13	78,69	48,36	0,53	2779,20	1647,84	1131,36
17.03.2023	36144,06	35005,43	1138,63	79,15	49,02	0,53	2861,69	1713,18	1148,51
18.03.2023	34570,71	33354,74	1215,97	78,41	48,15	0,53	2711,03	1604,07	1106,96
19.03.2023	33183,55	31836,60	1346,95	78,12	47,42	0,53	2592,03	1505,78	1086,25
20.03.2023	31053,77	29906,81	1146,96	78,96	47,87	0,53	2451,72	1427,83	1023,90
21.03.2023	34945,53	33781,64	1163,89	75,57	47,84	0,51	2638,41	1611,83	1026,58
22.03.2023	39888,00	38668,65	1219,35	72,09	48,08	0,50	2874,93	1854,65	1020,29
23.03.2023	37576,54	36365,25	1211,30	71,52	47,61	0,50	2686,86	1727,57	959,29
24.03.2023	36621,72	35453,52	1168,20	72,74	47,57	0,51	2663,49	1682,59	980,90
25.03.2023	36922,78	35680,01	1242,77	72,92	47,42	0,51	2691,83	1687,21	1004,62
26.03.2023	39064,62	37694,63	1369,99	72,95	47,68	0,56	2848,43	1791,87	1056,57
27.03.2023	39608,62	38391,13	1217,49	73,99	48,28	0,69	2928,39	1847,06	1081,33
28.03.2023	39639,95	38456,18	1183,77	73,42	48,08	0,90	2906,63	1841,26	1065,37
29.03.2023	38690,16	37417,17	1272,99	75,91	48,60	0,78	2934,07	1811,34	1122,72
30.03.2023	38360,56	37206,05	1154,51	78,82	49,41	0,64	3021,90	1833,47	1188,43
31.03.2023	35449,66	34337,94	1111,72	80,75	49,30	0,54	2861,88	1689,64	1172,24
01.04.2023	35172,68	33996,99	1175,69	80,89	48,95	0,62	2844,55	1659,69	1184,86
02.04.2023	36565,58	35220,22	1345,36	79,62	48,87	0,60	2910,97	1716,97	1194,00
03.04.2023	37109,01	35949,88	1159,13	79,61	49,24	0,58	2954,12	1765,67	1188,45
04.04.2023	34484,27	33507,87	976,40	81,30	49,24	0,57	2802,72	1647,19	1155,53
05.04.2023	27809,23	27263,88	545,35	87,70	52,00	0,54	2415,11	1403,77	1011,34
06.04.2023	37738,13	36500,38	1237,75	75,08	50,27	0,63	2831,17	1829,53	1001,64
07.04.2023	37923,74	36761,84	1161,90	73,39	49,28	0,70	2781,89	1807,16	974,73
08.04.2023	37208,96	36125,96	1083,01	71,79	47,87	0,80	2667,86	1723,45	944,42
09.04.2023	37737,08	36234,12	1502,96	71,28	47,56	0,90	2685,62	1716,42	969,19
10.04.2023	36628,51	35408,00	1220,51	71,56	48,44	0,94	2616,60	1706,80	909,79
11.04.2023	37534,55	36323,77	1210,78	70,09	48,21	0,98	2625,19	1743,55	881,64
12.04.2023	37148,77	35948,37	1200,40	69,25	47,90	0,99	2567,42	1713,42	854,00
13.04.2023	39361,99	38041,03	1320,96	68,40	47,14	0,96	2687,18	1784,85	902,33
14.04.2023	39741,42	38543,87	1197,54	68,72	47,31	1,02	2725,39	1814,61	910,78
15.04.2023	39465,57	38118,44	1347,13	69,73	47,24	0,86	2747,67	1794,12	953,55
16.04.2023	38505,05	37162,07	1342,98	68,83	47,21	1,19	2643,28	1744,87	898,42
17.04.2023	38029,73	36799,04	1230,69	69,12	47,62	1,18	2621,35	1742,22	879,12
18.04.2023	37399,16	36179,11	1220,05	69,64	47,82	1,44	2595,22	1717,84	877,38
19.04.2023	37043,63	35762,53	1281,10	70,26	48,02	1,61	2592,07	1703,55	888,52
20.04.2023	36506,24	35217,91	1288,33	69,74	48,10	1,73	2534,29	1679,26	855,03
21.04.2023	35901,19	34650,62	1250,57	70,25	48,49	1,75	2509,04	1665,40	843,64
22.04.2023	34821,93	33609,50	1212,43	69,73	48,35	1,91	2415,68	1609,71	805,98
23.04.2023	35554,32	34216,58	1337,74	69,30	48,32	2,26	2448,05	1634,63	813,42
24.04.2023	33538,66	32353,66	1185,00	70,45	48,86	2,97	2340,92	1557,76	783,17
25.04.2023	30664,36	29530,89	1133,47	71,83	49,16	4,06	2175,69	1422,52	753,17
26.04.2023	30424,65	29202,98	1221,67	70,89	49,23	4,43	2127,49	1406,42	721,07
27.04.2023	32814,62	31593,32	1221,30	69,21	48,64	4,50	2237,69	1501,40	736,29
28.04.2023	36219,47	35036,76	1182,71	67,03	47,41	4,80	2390,77	1620,45	770,33
29.04.2023	32686,53	31467,36	1219,17	70,59	48,66	5,01	2270,54	1493,56	776,98
30.04.2023	32723,14	31602,36	1120,78	71,35	47,69	4,64	2300,71	1471,65	829,06
01.05.2023	34093,77	32842,88	1250,89	70,44	47,67	4,58	2366,61	1529,65	836,95

02.05.2023	33057,17	31901,18	1155,99	71,17	48,35	4,55	2319,80	1506,98	812,82
03.05.2023	33791,24	32670,03	1121,21	71,26	48,49	5,06	2370,00	1544,57	825,43
04.05.2023	34464,60	33340,24	1124,36	71,53	48,30	5,47	2422,58	1565,92	856,66
05.05.2023	36540,88	35441,55	1099,34	70,77	48,24	5,57	2540,41	1662,88	877,53
06.05.2023	37103,35	35994,81	1108,54	69,83	48,07	5,43	2545,89	1683,82	862,07
07.05.2023	35709,20	34689,10	1020,10	70,41	48,30	5,10	2473,68	1633,11	840,57
08.05.2023	36039,43	34970,25	1069,19	68,69	48,17	5,17	2433,81	1641,37	792,45
09.05.2023	34494,98	33295,36	1199,62	70,52	48,71	5,52	2389,90	1577,56	812,34
10.05.2023	32317,47	31218,12	1099,35	71,17	49,20	5,93	2256,65	1491,33	765,33
11.05.2023	29439,85	28262,22	1177,63	69,77	49,93	6,67	2011,00	1364,03	646,97
12.05.2023	19478,53	18367,24	1111,29	71,99	52,93	7,45	1368,20	936,62	431,58
13.05.2023	18158,65	17005,12	1153,53	70,79	54,88	7,67	1252,58	901,51	351,07
14.05.2023	17796,79	16579,87	1216,92	71,78	54,51	8,02	1242,53	869,94	372,60
15.05.2023	18048,48	16771,13	1277,36	72,67	55,44	8,39	1276,00	895,66	380,34
16.05.2023	16876,94	15614,58	1262,37	72,49	55,67	8,85	1188,04	836,29	351,75
17.05.2023	19032,96	17700,29	1332,67	71,24	55,97	9,30	1315,53	951,53	364,00
18.05.2023	18851,28	17383,58	1467,70	70,93	55,95	9,67	1294,33	932,19	362,14
19.05.2023	21094,19	19925,61	1168,59	68,78	55,76	9,89	1402,48	1064,09	338,39
20.05.2023	21545,15	20428,02	1117,13	68,39	55,51	9,38	1426,73	1088,07	338,66
21.05.2023	21072,28	19847,99	1224,30	69,57	55,65	9,46	1419,78	1059,51	360,27
22.05.2023	21133,39	19872,83	1260,56	69,14	55,81	10,46	1409,99	1059,51	350,48
23.05.2023	19598,35	18409,85	1188,50	70,75	56,27	10,82	1337,12	988,13	348,99
24.05.2023	18666,21	17449,51	1216,70	70,95	56,47	11,34	1275,24	937,91	337,33
25.05.2023	18875,85	17746,88	1128,97	70,20	56,12	12,10	1271,71	944,37	327,34
26.05.2023	19932,04	18734,15	1197,89	69,33	56,06	12,58	1323,57	993,95	329,63
27.05.2023	20636,64	19584,02	1052,63	68,97	55,66	12,63	1362,52	1031,00	331,52
28.05.2023	21010,89	19866,02	1144,86	69,22	55,80	12,42	1393,75	1049,37	344,38
29.05.2023	21320,07	20026,24	1293,83	68,81	56,02	12,23	1406,25	1063,11	343,14
30.05.2023	21059,10	19969,08	1090,03	69,01	56,09	12,53	1391,00	1060,19	330,81
31.05.2023	19970,72	18805,02	1165,70	71,16	56,34	12,33	1362,29	1003,53	358,76
01.06.2023	18411,01	17317,97	1093,04	71,60	56,28	11,94	1266,61	924,74	341,87
02.06.2023	19022,76	17804,65	1218,11	71,27	56,22	12,03	1302,06	949,55	352,50
03.06.2023	20522,96	19380,88	1142,08	69,64	55,88	11,93	1371,68	1027,04	344,64
04.06.2023	22314,94	21084,64	1230,30	68,01	55,34	11,72	1456,76	1107,22	349,54
05.06.2023	21672,09	20506,27	1165,83	69,44	55,86	11,59	1445,01	1088,57	356,44
06.06.2023	19450,36	18172,08	1278,28	71,01	56,10	11,62	1328,81	969,02	359,79
07.06.2023	17948,25	16826,51	1121,74	71,55	55,96	11,75	1234,79	893,62	341,17
08.06.2023	19586,65	18342,42	1244,24	70,58	56,09	12,01	1327,06	975,59	351,47
09.06.2023	20153,58	19068,46	1085,13	69,86	56,07	12,31	1349,88	1013,26	336,63
10.06.2023	20342,82	19260,72	1082,10	70,81	56,50	12,56	1380,69	1029,71	350,98
11.06.2023	19355,91	18314,76	1041,16	71,61	56,85	12,67	1328,75	985,30	343,45
12.06.2023	19371,20	18210,98	1160,23	71,67	56,76	12,96	1329,50	976,60	352,90
13.06.2023	19106,15	18006,43	1099,72	71,15	56,66	13,38	1299,90	962,59	337,31
14.06.2023	18627,58	17582,21	1045,37	71,61	56,92	14,19	1272,13	941,03	331,09
15.06.2023	18131,20	17077,27	1053,94	71,03	56,81	14,72	1224,87	909,63	315,25
16.06.2023	19234,08	18132,56	1101,53	70,72	57,03	14,88	1293,24	969,41	323,83
17.06.2023	17925,11	16950,99	974,12	71,79	57,13	15,64	1221,19	904,85	316,33
18.06.2023	17779,31	16713,74	1065,57	71,86	56,89	15,91	1211,00	886,79	324,21
19.06.2023	18092,87	17076,18	1016,69	72,07	57,39	16,47	1234,33	912,62	321,71
20.06.2023	17722,18	16653,79	1068,40	71,30	57,30	16,40	1194,95	888,83	306,12

21.06.2023	19362,29	18328,34	1033,95	70,17	57,48	16,22	1285,32	982,35	302,97
22.06.2023	19481,90	18455,62	1026,28	69,90	57,42	16,47	1286,46	986,79	299,66
23.06.2023	19094,91	18181,65	913,27	70,63	57,65	16,95	1272,58	974,46	298,12
24.06.2023	17548,86	16627,05	921,81	71,73	57,56	16,98	1188,77	889,29	299,48
25.06.2023	17704,44	16681,25	1023,20	71,71	57,40	16,74	1199,94	890,31	309,62
26.06.2023	17167,54	16200,44	967,10	72,13	57,53	16,73	1170,96	867,04	303,92
27.06.2023	17189,66	16184,14	1005,52	72,01	57,67	17,18	1168,59	866,76	301,82
28.06.2023	17546,33	16605,08	941,25	71,32	57,83	17,69	1178,51	890,05	288,46
29.06.2023	18708,50	17770,46	938,04	70,39	57,76	18,21	1237,14	949,19	287,95
30.06.2023	18126,00	17206,85	919,15	70,60	57,66	18,49	1201,23	916,16	285,07
01.07.2023	18543,92	17642,68	901,24	70,28	57,71	18,80	1221,43	938,85	282,58
02.07.2023	20172,59	19174,54	998,06	68,96	57,24	19,20	1299,41	1009,02	290,39
03.07.2023	20525,64	19586,04	939,61	69,80	57,56	19,42	1338,67	1036,59	302,08
04.07.2023	18845,12	17868,52	976,60	69,77	58,53	19,01	1230,93	963,34	267,59
05.07.2023	20402,32	19496,28	906,04	69,20	57,41	18,65	1322,56	1032,28	290,28
06.07.2023	20231,33	19390,74	840,59	69,34	57,57	17,77	1318,36	1033,96	284,39
07.07.2023	20310,42	19411,43	898,99	69,09	57,52	17,14	1321,55	1037,02	284,53
08.07.2023	21160,81	20301,65	859,16	68,56	57,25	17,43	1364,23	1077,77	286,46
09.07.2023	21507,72	20553,19	954,53	68,56	57,26	16,97	1388,45	1092,94	295,51
10.07.2023	21925,02	20982,78	942,25	68,78	57,14	16,36	1423,50	1116,68	306,82
11.07.2023	19503,79	18566,64	937,15	70,59	57,57	16,03	1303,35	997,45	305,90
12.07.2023	20310,76	19346,46	964,30	69,19	57,35	15,85	1328,82	1035,84	292,99
13.07.2023	22879,59	21955,41	924,19	67,53	57,10	16,03	1459,21	1169,64	289,57
14.07.2023	22596,60	21641,08	955,52	68,04	57,22	16,14	1451,36	1154,67	296,69
15.07.2023	18218,60	17306,16	912,45	70,83	57,09	16,41	1220,11	920,11	300,00
16.07.2023	15389,65	14367,77	1021,89	68,91	56,69	16,87	1010,14	760,67	249,47
17.07.2023	6657,92	6021,76	660,86	23,35	36,18	17,40	136,32	215,80	-78,84
18.07.2023	1167,00	-238,63	1386,02	23,24	27,31	17,22	23,73	-5,83	29,06
19.07.2023	204,58	196,36	8,22	20,56	24,11	16,94	3,37	3,94	-0,57
20.07.2023	184,60	192,38	-7,77	20,69	23,30	16,44	3,08	3,72	-0,65
21.07.2023	647,68	198,60	449,09	20,20	22,71	16,39	10,57	3,73	6,84
22.07.2023	604,19	198,06	406,15	20,06	22,11	16,39	9,85	3,60	6,25
23.07.2023	900,28	197,06	703,26	20,13	21,74	16,39	14,59	3,51	11,08
24.07.2023	949,63	202,01	747,62	19,83	21,40	16,39	15,00	3,53	11,47
25.07.2023	1065,44	180,84	884,60	20,41	21,35	16,39	17,43	3,14	14,29
26.07.2023	969,99	190,01	779,99	20,07	21,35	16,39	15,65	3,31	12,34
27.07.2023	821,57	179,51	642,07	20,63	21,21	16,39	13,31	3,09	10,22
28.07.2023	364,43	219,85	144,58	18,42	20,83	16,15	5,40	3,73	1,67
29.07.2023	404,10	199,69	204,40	18,61	20,18	16,06	6,28	3,27	3,01
30.07.2023	-682,81	-4890,94	4208,14	57,94	43,76	17,50	-39,79	-209,54	169,75
31.07.2023	-2442,82	-7316,37	4873,56	43,21	38,33	17,53	-95,27	-247,17	151,90
01.08.2023	8996,08	-1170,06	10166,14	62,35	39,80	17,74	562,54	-40,97	603,51
02.08.2023	10412,73	8977,62	1434,55	72,68	50,25	18,23	720,71	408,59	312,06
03.08.2023	13280,88	12184,53	1096,34	76,31	55,84	18,54	957,00	630,45	326,55
04.08.2023	15661,68	14678,88	982,80	73,59	59,43	18,59	1083,89	807,56	276,33
05.08.2023	13201,44	12231,86	969,58	72,93	54,65	18,71	904,40	614,05	290,36
06.08.2023	14488,14	13564,58	923,56	75,96	57,20	18,84	1036,06	714,51	321,54
07.08.2023	13243,07	12398,93	844,13	77,78	58,39	18,83	971,29	668,17	303,12
08.08.2023	13523,48	12730,77	792,71	75,69	58,53	19,08	962,32	686,97	275,35
09.08.2023	16477,40	15625,45	851,95	71,41	57,62	19,97	1098,53	823,94	274,58

10.08.2023	14570,39	13752,47	817,93	75,89	59,43	19,63	1038,37	752,78	285,59
11.08.2023	14526,80	13543,34	983,46	75,38	58,95	18,56	1031,52	738,43	293,09
12.08.2023	13988,68	13177,47	811,21	75,48	58,08	17,94	996,51	708,70	287,80
13.08.2023	14359,54	13497,51	862,04	76,09	58,32	18,05	1031,59	728,86	302,72
14.08.2023	14066,63	13247,00	819,63	75,76	58,68	17,84	1006,51	720,91	285,60
15.08.2023	15375,24	14531,83	843,41	74,67	58,88	18,15	1082,54	792,71	289,83
16.08.2023	15625,49	14765,46	860,02	75,24	59,29	18,78	1106,81	809,50	297,30
17.08.2023	14054,21	13081,31	972,90	75,95	59,67	18,78	1004,94	721,94	283,00
18.08.2023	14325,62	13477,42	848,20	75,69	58,59	19,17	1019,64	728,04	291,59
19.08.2023	14747,07	13928,61	818,46	76,02	58,94	19,22	1054,84	756,99	297,86
20.08.2023	15743,02	14813,90	929,12	75,82	60,16	19,19	1122,76	823,29	299,48
21.08.2023	15136,61	14254,97	881,64	76,29	59,33	19,19	1086,34	780,32	306,03
22.08.2023	15446,46	14562,85	883,62	75,73	59,75	19,07	1100,39	803,70	296,69
23.08.2023	15715,72	14879,83	835,89	75,63	59,21	18,16	1121,65	816,41	305,25
24.08.2023	15885,47	15157,22	728,26	75,50	59,04	17,96	1132,64	830,04	302,60
25.08.2023	16838,62	16054,02	784,60	74,68	59,13	17,59	1189,10	882,13	306,97
26.08.2023	15610,38	14696,34	914,04	76,03	59,50	17,53	1122,51	812,99	309,53
27.08.2023	15666,16	14658,48	1007,68	76,18	59,13	17,71	1128,17	804,30	323,87
28.08.2023	16380,20	15425,62	954,58	75,32	59,73	17,90	1164,93	855,51	309,42
29.08.2023	16093,15	15149,61	943,54	76,39	59,82	17,63	1162,58	842,22	320,36
30.08.2023	15648,97	14606,54	1042,43	73,69	58,54	17,44	1089,00	794,53	294,48
31.08.2023	14512,67	13135,03	1377,63	75,65	57,35	17,33	1038,14	698,59	339,55

1.2.7 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

ТЭЦ-21 оборудована узлами учета тепловой энергии. Список данных приборов представлен в таблице.

Место установки узла учета ТЭ, теплоносителя	Номер, наименование тепловой сети	Наименование прибора	Тип прибора	Размерность	Диапазон измерений	
					от	до
Северная ТЭЦ-21	Суздальская тепломагистраль	Тепловычислитель	Stardom	-	-	-
	Подающий трубопровод	Расходомер	РППД	т/ч	650	15000
		Датчик давления	ЕJX-110А	МПа	0	2
		Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180
	Обратный трубопровод	Расходомер	РППД	т/ч	600	13000
		Датчик давления	ЕJA110А	МПа	0	2
		Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180
	Тепломагистраль Ново-Девяткино	Тепловычислитель	Stardom	-	-	-
	Подающий трубопровод	Расходомер	РППД	т/ч	67	1300
		Датчик давления	ЕJX-110А	МПа	0	2
		Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180
	Обратный трубопровод	Расходомер	РППД	т/ч	57	1300
		Датчик давления	ЕJA110А	МПа	0	2
		Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180
	Тепломагистраль Турбоатомгаз	Тепловычислитель	Stardom	-	-	-

Подающий трубопровод	Расходомер	РППД	т/ч	70	1600
	Датчик давления	EJA110A	МПа	0	2
	Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180
Обратный трубопровод	Расходомер	РППД	т/ч	70	1600
	Датчик давления	EJA110A	МПа	0	2
	Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180

Потребители, чьи здания не оборудованы приборами учета тепловой энергии, производят оплату исходя из норматива отпуска тепловой энергии по утвержденному тарифу.

С целью повышения эффективности использования энергетических ресурсов жилищным фондом, бюджетными учреждениями, повышения энергетической эффективности систем коммунальной инфраструктуры поселка и сокращение бюджетных расходов на оплату энергоресурсов, необходимо предусмотреть установку приборов учета потребляемых энергоресурсов.

Необходимость оснащения приборами учета тепловой энергии и теплоносителя источников теплоснабжения регламентируется Федеральным Законом № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (Статья 13, п. 1, 2):

Статья 13, п.1 «Производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов. Требования настоящей статьи в части организации учета используемых энергетических ресурсов распространяются на объекты, подключенные к электрическим сетям централизованного электроснабжения, и (или) системам централизованного теплоснабжения, и (или) системам централизованного водоснабжения, и (или) системам централизованного газоснабжения, и (или) иным системам централизованного снабжения энергетическими ресурсами»

Статья 13, п. 2 «Расчеты за энергетические ресурсы должны осуществляться на основании данных о количественном значении энергетических ресурсов, произведенных, переданных, потребленных, определенных при помощи приборов учета используемых энергетических ресурсов. Установленные в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации приборы учета используемых энергетических ресурсов должны быть введены в эксплуатацию не позднее месяца, следующего за датой их установки, и их применение должно начаться при осуществлении расчетов за энергетические ресурсы не позднее первого числа месяца, следующего за месяцем ввода этих приборов учета в эксплуатацию».

Необходимость оснащения приборами учета тепловой энергии и теплоносителя потребителей тепловой энергии регламентируется Федеральным Законом № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (Статья 13, п. 4, 5):

Статья 13, п. 4 «До 1 января 2011 года собственники зданий, строений, сооружений и иных объектов, которые введены в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона и при эксплуатации которых используются энергетические ресурсы (в том числе временных объектов), обязаны завершить оснащение таких объектов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию».

Статья 13, п. 5 «До 1 июля 2012 года собственники жилых домов, за исключением указанных в части 6 настоящей статьи, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона, обязаны обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию».

Необходимость оснащения приборами учета тепловой энергии и теплоносителя на границах раздела балансовой принадлежности регламентируется статьей 13 п. 6 «До 1 июля 2012 года собственники введенных в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона жилых домов, дачных домов или садовых домов, которые объединены принадлежащими им или созданным ими организациям (объединениям) общими сетями инженерно-технического обеспечения, подключенными к электрическим сетям централизованного электроснабжения, и (или) системам централизованного теплоснабжения, и (или) системам централизованного водоснабжения, и (или) системам централизованного газоснабжения, и (или) иным системам централизованного снабжения энергетическими ресурсами, обязаны обеспечить установку коллективных (на границе с централизованными системами) приборов учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию».

1.2.8 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

За период эксплуатации ТЭЦ-21 отказов основного оборудования, приводящих к ограничению или остановке теплоснабжения потребителей, не возникало.

1.2.9 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Сведений о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования и источников тепловой энергии не выявлено.

1.3 Тепловые сети, сооружения на них

1.3.1 Описание структуры тепловых сетей

Система теплоснабжения от МО Новодевяткинское сельское поселение двух-, трех- и четырехтрубная, предназначена для подачи теплоносителя и теплоты в теплопотребляющие установки потребителей тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Тепловые сети имеют следующие типы прокладки: надземную, подземную канальную, подземную бесканальную и по подвалам зданий. Прокладка трубопроводов при надземном способе выполнена на эстакадах и на низких железобетонных опорах.

Подробно информация об участках тепловых сетей представлена в приложении 1.

Общая характеристика тепловых сетей с разбивкой по диаметрам представлена в таблице и на рис. 5.

Условный проход	Протяженность теплопроводов в двухтрубном исчислении, м.				
	канальная	бесканальная	наружная	подвал	футляр
32				8,58	
40	6,12	40		5,2	9,2
50		21	1,9	61,1	
65	45,7			57,21	
70	137,97	41,5	45,9	76,01	1,25
80	387,06	156,22	300,46	633,69	34,5
100	433,83	11	65,88	948,95	29,09
125	711,96	374,43		718,59	36
150	547,4	318,01	33	561,86	28,03
200	348,33	253,6	194,91	90,46	15,4
250	109,17	357,1	455,27		21,86
300	88,56	383,55			86,71
400		1,02			
500	604,88	1345,02	100,36		
600			1,61		
700	682,68	119,01	2110,42		36,85
1000		2,04			
Итого	4103,66	3423,5	3309,71	3161,65	298,89

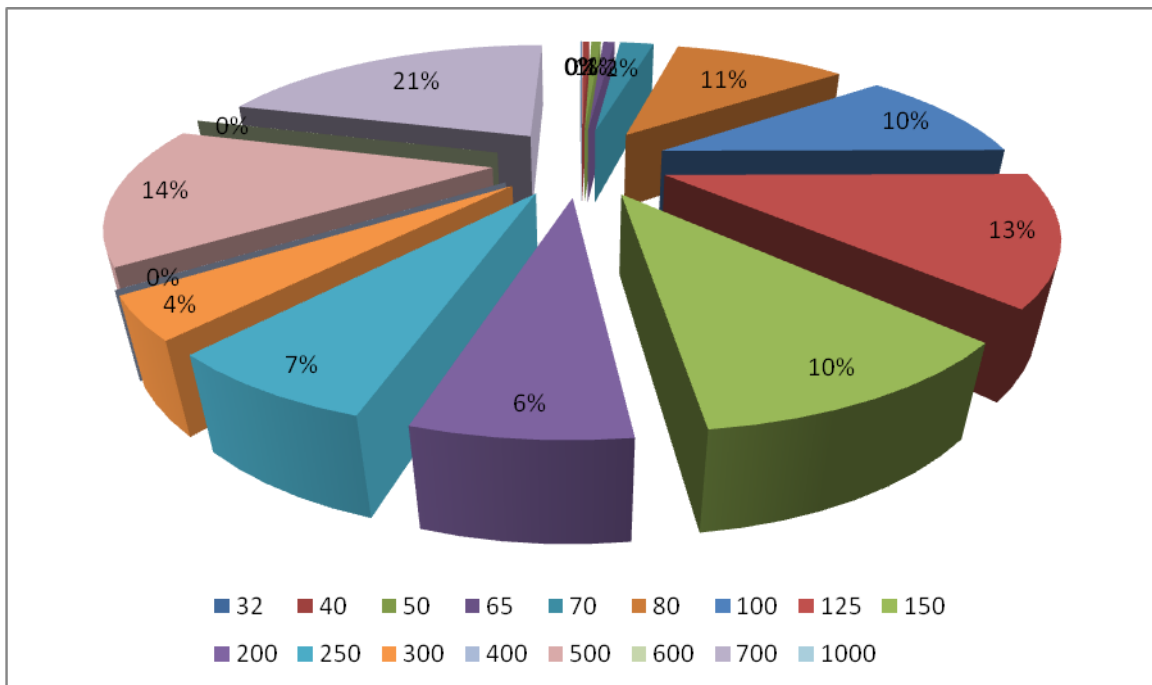


Рис. 5 Протяженность тепловых сетей МО Новодевяткинское сельское поселение в зависимости от их диаметра

Общая характеристика тепловых сетей с разбивкой по годам прокладки представлена в таблице и на рис. 6.

Год прокладки или капитального ремонта	Протяженность теплопроводов в двухтрубном исчислении, м.	% соотношение
1985-1989 гг.	4 080,99	28,54
1990-1999 гг.	4 024,6	28,15
2000-2009 гг.	1 769,0	12,37
2010-2022 гг.	4 422,79	30,93
Итого	14 297,38	100,00

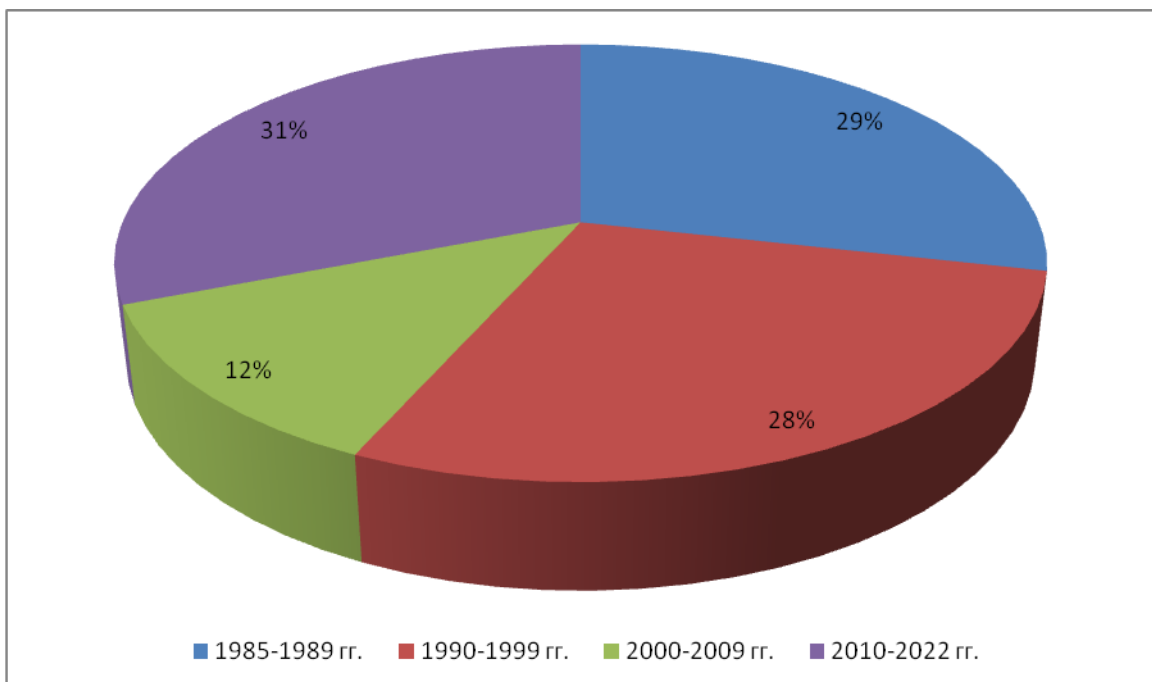


Рис. 6 Протяженность сетей отопления и ГВС в зависимости от года прокладки или капитального ремонта

Общая протяженность тепловых сетей МО Новодевяткинское сельское поселение составляет 11 500,46 метра в двухтрубном исчислении. Наибольшая длина сетей с условным

диаметром Ду 700 мм.

Узел начала	Узел конца	L м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год
[ТЭЦ-21] КОЛЛЕКТОР 2	Прямок			бесканальная	2023
Прямок	УС			бесканальная	2023
УС	УВ		250	надземная	1986
УС	УВ		700	надземная	1986
УВ	врезка 1		700	надземная	1986
врезка 1	граница раздела с ТЭЦ-21		700	надземная	1986
граница раздела с ТЭЦ-21	УС-1	168,55	700	надземная	1986
УС-1	УВ-1	6,02	700	надземная	1986
УВ-1	УС-2	47,53	700	надземная	1986
УС-2	УТ-1	1 292,01	700	надземная	1986
УС-2	УТ-1	0,25	600	надземная	1986
УС-2	УТ-1	4,58	500	надземная	1986
УТ-1	Пр.1	0,83	500	надземная	1986
УТ-1	Пр.1	1,36	600	надземная	1986
УТ-1	Пр.1	4,01	700	надземная	1986
Пр.1	гр.раздела 1	0,78	700	канальная	1986
гр.раздела 1	ТК-1(аб)		700	канальная	2016
ТК-1(аб)	гр.раздела 2		700	канальная	2016
гр.раздела 2	ТК-1	52,59	700	канальная	1986
ТК-1	ТК-2	169,11	700	канальная	1986
ТК-1	ТК-2	0,60	700	канальная	2016
ТК-1	ТК-2	3,65	700	футляр	2016
ТК-1	ТК-2	9,64	700	бесканальная	2016
ТК-2	Пр.2	10,76	700	бесканальная	2016
ТК-2	Пр.2	1,95	700	канальная	2016
ТК-2	Пр.2	105,79	700	канальная	1986
ТК-2	Пр.2	4,26	700	надземная	1986
Пр.2	врезка 2	209,85	700	надземная	1986
врезка 2	врезка 3	15,03	700	надземная	1986
врезка 2	врезка 3	0,23	700	надземная	2010
врезка 3	Пр. 3	0,23	700	надземная	2010
врезка 3	Пр. 3	362,70	700	надземная	1986
Пр. 3	ТК-4	3,03	700	канальная	1996
Пр. 3	ТК-4	4,44	500	канальная	1996
ТК-4	ТК-5	4,44	500	канальная	1996
ТК-4	ТК-5	5,73	700	канальная	1996
ТК-4	ТК-5	11,20	700	футляр	1996
ТК-4	ТК-5	4,90	700	канальная	1996
ТК-4	ТК-5	22,00	700	футляр	1996
ТК-4	ТК-5	103,90	700	канальная	1996
ТК-4	ТК-5	15,30	700	бесканальная	2006
ТК-5	ТК-6	5,20	700	бесканальная	2006
ТК-5	ТК-6	19,87	700	канальная	1996
ТК-5	ТК-6	52,24	700	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	2,04	1000	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	12,64	700	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	8,93	500	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	26,10	500	канальная	1996
ТК-5	ТК-6	58,67	500	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	26,00	500	канальная	1996
ТК-5	ТК-6	79,96	500	бесканальная	1996

TK-5	TK-6	14,50	500	канальная	1996
TK-5	TK-6	78,95	500	бесканальная	1996
TK-5	TK-6	51,05	500	канальная	1996
TK-5	TK-6	57,57	700	канальная	1996
TK-6	TK-7	66,13	700	канальная	1996
TK-7	TK-8	68,33	700	канальная	1996
TK-7	TK-8	6,94	700	бесканальная	1996
TK-7	TK-8	22,40	700	канальная	1996
TK-7	TK-8	4,67	700	бесканальная	1996
TK-8	TK-9	92,73	500	бесканальная	1996
TK-9	TK-10	228,51	500	бесканальная	1996
TK-10	TK-11	125,54	500	бесканальная	1996
TK-11	TK-12	24,22	500	бесканальная	1996
TK-11	TK-12	33,58	500	канальная	1996
TK-11	TK-12	158,23	500	бесканальная	1996
TK-12	TK-13	26,92	500	бесканальная	1996
TK-12	TK-13	18,20	500	канальная	1996
TK-12	TK-13	4,66	500	бесканальная	1996
врезка 2	TK-3	8,88	200	надземная	1996
врезка 2	TK-3	6,68	200	канальная	1996
пдв. 49	пдв. 53 1	2,60	150	подвал	1994
пдв. 49	пдв. 53 1	4,10	150	бесканальная	1994
пдв. 49	пдв. 53 1	14,00	150	канальная	1994
пдв. 49	пдв. 53 1	17,70	150	бесканальная	1994
пдв. 49	пдв. 53 1	43,55	150	подвал	1994
пдв. 53 1	пдв. 53 2	53,00	150	подвал	1994
пдв. 53 2	пдв. 53 3	46,35	150	подвал	1994
пдв. 53 3	TK-1	2,35	150	подвал	1994
пдв. 53 3	TK-1	10,60	150	подвал	1998
пдв. 53 3	TK-1	68,00	150	канальная	1998
TK-1	пдв. 61	38,30	125	канальная	1998
TK-1	пдв. 61	3,15	125	подвал	1998
TK-1	пдв. 61	2,80	80	подвал	1999
пдв. 53 3	пдв. 55 1	3,35	150	подвал	1994
пдв. 53 3	пдв. 55 1	13,70	150	бесканальная	1994
пдв. 53 3	пдв. 55 1	12,00	150	канальная	1994
пдв. 53 3	пдв. 55 1	4,10	150	бесканальная	1994
пдв. 53 3	пдв. 55 1	4,70	150	подвал	1994
пдв. 53 3	пдв. 55 1	1,10	80	подвал	2003
пдв. 55 1	пдв. 55 2	1,00	80	подвал	2003
пдв. 55 1	пдв. 55 2	21,70	150	подвал	1994
пдв. 55 2	пдв. 55 3	51,00	150	подвал	1994
пдв. 55 3	пдв. 57	36,25	150	подвал	1994
пдв. 55 3	пдв. 57	14,30	150	бесканальная	1994
пдв. 55 3	пдв. 57	2,55	150	подвал	1994
TK-6	TK-1	7,57	300	бесканальная	1993
TK-6	TK-1	25,50	300	канальная	1993
TK-6	TK-1	15,30	300	бесканальная	1993
TK-1	TK-2	24,25	250	канальная	1993
TK-1	TK-2	11,75	250	бесканальная	1993
TK-1	TK-2	16,00	250	канальная	1993
TK-1	TK-2	73,40	250	бесканальная	1993
TK-2	TK-3	76,00	250	бесканальная	1993
TK-2	TK-3	49,00	250	канальная	1993
TK-2	TK-3	19,00	250	бесканальная	1993
TK-5	TK-1	60,65	250	бесканальная	2006
TK-1	TK-2	44,00	250	бесканальная	2006

ТК-1	ТК-2	3,60	250	бесканальная	2009
ТК-2	ТК-3	17,50	250	бесканальная	2009
ТК-2	ТК-3	8,00	250	канальная	2009
ТК-2	ТК-3	8,00	250	бесканальная	2009
ТК-2	ТК-3	8,00	250	канальная	2009
ТК-2	ТК-3	38,10	250	бесканальная	2009
ТК-3	пдв. 49	2,60	200	бесканальная	2009
ТК-3	пдв. 49	92,40	200	бесканальная	1994
ТК-3	пдв. 49	8,70	200	подвал	1994
ТК-2	ТК-4	1,00	200	бесканальная	2006
ТК-2	ТК-4	52,73	150	бесканальная	2012
ТК-2	ТК-4	6,50	150	канальная	2012
ТК-2	ТК-4	64,96	150	бесканальная	2012
УТ-1	Пр.1	32,16	250	надземная	1997
Пр.1	ТК-1	21,86	250	фуляр	1997
ТК-1	Пр. 2	2,42	250	канальная	1997
ТК-1	Пр. 2	2,15	250	надземная	1997
Пр. 2	УВ-2	5,48	250	надземная	1997
УВ-2	УВ-3	159,09	250	надземная	1997
УВ-3	УС-1	50,39	250	надземная	1997
УС-1	УС-2	37,93	250	надземная	1997
УС-2	УВ-4	74,98	250	надземная	1997
УВ-4	УС-3	53,21	250	надземная	1997
УС-3	Пав.1	39,88	250	надземная	1997
Пав.1	Пр.3	5,53	200	надземная	1997
Пр.3	УТ-2	18,88	200	бесканальная	1997
Пр.3	УТ-2	4,32	200	надземная	1997
УТ-2	УТ-3	16,20	200	надземная	1985
УТ-3	УТ-4	1,40	200	надземная	1985
УТ-4	УТ-5	5,30	200	надземная	1985
УТ-5	УТ-6	3,10	200	надземная	1985
УТ-6	НСС Школьная, 11	22,35	200	надземная	1985
НСС Школьная, 11	пдв. 93 1	149,95	200	канальная	1985
НСС Школьная, 11	пдв. 93 1	10,00	200	бесканальная	1985
НСС Школьная, 11	пдв. 93 1	11,00	200	подвал	1985
пдв. 93 1	пдв. 94	33,00	150	подвал	1985
пдв. 93 1	пдв. 94	1,70	125	подвал	1985
пдв. 93 1	пдв. 94	11,80	125	канальная	1985
пдв. 93 1	пдв. 94	28,15	125	подвал	1985
пдв. 94	ТК-2	2,10	100	подвал	1985
пдв. 94	ТК-2	38,00	100	канальная	1985
ТК-2	пдв. 92 1	20,00	100	канальная	1985
ТК-2	пдв. 92 1	1,80	100	подвал	1985
пдв. 92 1	пдв. 92 2	82,40	80	подвал	1985
пдв. 92 2	врезка 1	1,75	80	подвал	1985
пдв. 92 2	врезка 1	3,00	80	бесканальная	1985
врезка 1	ТК-7	18,00	40	бесканальная	1985
пдв. 93 1	пдв. 93 2	26,15	100	подвал	1985
пдв. 93 1	пдв. 93 2		80	подвал	1985
пдв. 93 2	пдв. 93 3	42,30	100	подвал	1985
пдв. 93 2	пдв. 93 3		80	подвал	1985
пдв. 93 2	пдв. 93 3		70	подвал	1985
пдв. 93 3	пдв. 93 4	37,15	100	подвал	2008
пдв. 93 3	ТК-3	2,65	100	подвал	1985
пдв. 93 3	ТК-3	32,00	100	канальная	1985
ТК-3	пдв. 91	19,70	125	канальная	1985

ТК-3	пдв. 91	2,70	125	подвал	1985
пдв. 91	врезка 2	48,40	100	подвал	1985
пдв. 91	врезка 2	0,95	50	подвал	1985
пдв. 91	врезка 2	12,00	50	бесканальная	1985
пдв. 91	врезка 2	3,15	70	бесканальная	2008
пдв. 91	врезка 2	18,00	70	канальная	2008
пдв. 91	врезка 2	1,30	70	бесканальная	2008
врезка 2	УВВ-1	0,70	70	бесканальная	2008
врезка 2	УВВ-1	29,00	70	канальная	2008
врезка 2	УВВ-1	2,30	70	бесканальная	2008
врезка 2	ТК-5	12,00	70	бесканальная	2008
ТК-3	пдв. Озерная, 3	3,10	125	бесканальная	2009
ТК-3	пдв. Озерная, 3	45,70	125	бесканальная	2003
ТК-3	пдв. Озерная, 3	4,00	125	подвал	2003
врезка 3	ТК-1	8,00	500	надземная	2010
врезка 3	ТК-1	6,45	500	надземная	2011
врезка 3	ТК-1	12,20	500	канальная	2011
ТК-1	ТК-2	34,98	500	канальная	2011
ТК-2	ТК-3	123,27	500	канальная	2011
ТК-2	ТК-3	15,20	500	бесканальная	2011
ТК-3	гр.раздела	4,16	500	канальная	2011
гр.раздела	ТК-4			бесканальная	
ТК-4	ТК-5			бесканальная	
ТК-5	ТК-6			бесканальная	
ТК-6	Пр. 1		500	канальная	2011
ТК-6	Пр. 1		500	бесканальная	2011
ТК-6	Пр. 1		500	канальная	2011
ТК-6	Пр. 1		500	бесканальная	2011
ТК-6	Пр. 1		500	футляр	2011
ТК-6	Пр. 1		500	бесканальная	2011
ТК-6	Пр. 1		500	футляр	2011
ТК-6	Пр. 1		500	канальная	2011
ТК-6	Пр. 1		500	бесканальная	2011
ТК-6	Пр. 1		500	канальная	2011
ТК-6	Пр. 1		500	бесканальная	2011
ТК-6	Пр. 1		500	канальная	2011
Пр. 1	УСЗ		500	надземная	2011
Пр. 1	УСЗ		400	надземная	2011
УСЗ	УТ-7		400	надземная	2011
УСЗ	УТ-7		400	футляр	2011
УСЗ	УТ-7		400	надземная	2011
врезка 1	ИТП 121	27,89	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	0,89	100	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	15,04	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	1,20	80	бесканальная	2008
врезка 1	ИТП 121	10,60	80	футляр	2008
врезка 1	ИТП 121	1,00	80	бесканальная	2008
врезка 1	ИТП 121	11,60	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	0,89	100	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	175,75	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	4,40	80	бесканальная	2008
врезка 1	ИТП 121	19,90	80	футляр	2008
врезка 1	ИТП 121	0,41	80	бесканальная	2008
врезка 1	ИТП 121	1,45	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	67,20	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	3,23	80	подвал	2008
ТК-13	гр.раздела	2,26	150	бесканальная	2007

ТК-2	пдв. Школьная, 2_1	41,42	125	канальная	2016
ТК-2	пдв. Школьная, 2_1	4,00	125	подвал	2016
пдв. Школьная, 2_1	пдв. Школьная, 2_2	28,55	100	подвал	2016
пдв. Школьная, 2_2	ИТП Школьная, 2_1	1,92	40	подвал	2016
пдв. Школьная, 2_1	пдв. Школьная, 2_3	0,50	125	подвал	2016
пдв. Школьная, 2_1	пдв. Школьная, 2_3	38,30	65	подвал	2016
пдв. Школьная, 2_3	ИТП Школьная, 2_3	3,63	32	подвал	2016
пдв. Школьная, 2_2	ИТП Школьная, 2_2	3,10	100	подвал	2016
пдв. Школьная, 2_3	ИТП Школьная, 2_4	16,01	65	подвал	2016
ТК-2	ТП Школьная, 1	5,10	125	бесканальная	2016
ТК-2	ТП Школьная, 1	28,47	125	бесканальная	2008
ТК-2	ТП Школьная, 1	8,00	125	канальная	2008
ТК-2	ТП Школьная, 1	29,53	125	бесканальная	2008
ТК-2	ТП Школьная, 1	67,98	125	канальная	2008
ТК-2	ТП Школьная, 1	1,00	125	подвал	2008
ТК-2	ТП Школьная, 1	1,40	125	подвал	1988
ТК-3	Граница раздела	2,11	200	бесканальная	1996
ТК-5	гр.раздела	16,59	70	канальная	2007
ТК-5	гр.раздела	1,25	70	футляр	2007
гр.раздела	ИТП Озёрная, 4		70	подвал	2007
ТК-6	АК-1а	3,92	125	бесканальная	1996
ТК-6	АК-1а	14,00	125	бесканальная	2000
ТК-6	АК-1а	24,00	125	канальная	2000
ТК-6	АК-1а	5,00	125	бесканальная	2000
АК-1а	гр.раздела 1	1,55	70	бесканальная	2000
АК-1а	АК-1			бесканальная	
АК-1	АК-2			бесканальная	
АК-2	гр.раздела 2			бесканальная	
гр.раздела 2	ИТП Озёрная, 6	16,00	70	бесканальная	2000
гр.раздела 2	ИТП Озёрная, 6	5,00	70	подвал	2000
АК-2	ИТП Озёрная, 8			бесканальная	
ТК-8	пдв. Капральская, 15_1	1,62	700	бесканальная	1996
ТК-8	пдв. Капральская, 15_1	1,02	400	бесканальная	2018
ТК-8	пдв. Капральская, 15_1	3,50	200	бесканальная	2018
ТК-8	пдв. Капральская, 15_1	17,20	200	бесканальная	2018
ТК-8	пдв. Капральская, 15_1	20,00	200	канальная	2018
ТК-8	пдв. Капральская, 15_1	18,90	200	бесканальная	2018
ТК-8	пдв. Капральская, 15_1	31,00	200	канальная	2018
ТК-8	пдв. Капральская, 15_1	6,80	200	бесканальная	2018
ТК-8	пдв. Капральская, 15_1	29,22	200	подвал	2018

пдв. Капральская, 15_1	ИТП Капральская, 15_1	16,94	125	подвал	2018
пдв. Капральская, 15_1	пдв. Капральская, 15_2	40,68	200	подвал	2018
пдв. Капральская, 15_2	ИТП Капральская, 15_2	15,22	125	подвал	2018
пдв. Капральская, 15_2	пдв. Капральская, 15_3	0,86	200	подвал	2018
пдв. Капральская, 15_2	пдв. Капральская, 15_3	11,95	150	подвал	2018
пдв. Капральская, 15_3	ИТП Капральская, 15_3	12,58	125	подвал	2018
пдв. Капральская, 15_3	ИТП Капральская, 15_4	0,40	150	подвал	2018
пдв. Капральская, 15_3	ИТП Капральская, 15_4	66,90	125	подвал	2018
пдв. 53_1	ТП 53_1	4,50	80	подвал	1994
пдв. 53_2	ТП 53_2	4,50	80	подвал	1994
пдв. 55_2	ТП 55_1	4,50	80	подвал	1994
пдв. 55_3	ТП 55_2	4,50	80	подвал	1994
пдв. 57	пдв. 57_2	13,80	100	подвал	1994
пдв. 57_2	пдв. 57_3	28,80	100	подвал	1994
пдв. 57_3	ТП 57_2	12,50	50	подвал	1994
пдв. 57_2	ТП 57_1	12,50	50	подвал	1994
пдв. 57_3	пдв. 57_4	28,80	100	подвал	1994
пдв. 57_4	ТП 57_3	12,50	50	подвал	1994
пдв. 57_4	ТП 57_4	21,50	100	подвал	1994
пдв. 57_4	ТП 57_4	19,80	50	подвал	1994
пдв. 61	пдв. 61_2	33,04	125	подвал	1998
пдв. 61_2	пдв. 61_3	4,45	125	подвал	1998
пдв. 61_2	пдв. 61_3	49,75	100	подвал	1998
пдв. 61_3	ТП 61_3	3,90	100	подвал	1998
пдв. 61_3	ТП 61_3	52,26	80	подвал	1998
пдв. 61_2	ТП 61_1	5,26	80	подвал	1998
пдв. 61_3	ТП 61_2	5,76	80	подвал	1998
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	34,31	125	канальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	36,50	125	бесканальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	17,00	125	канальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	10,00	125	бесканальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	25,40	125	канальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	49,20	125	бесканальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	46,80	125	канальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	2,15	125	подвал	2009
ТК-2	АК-1	3,16	125	канальная	1993
ТК-2	АК-1	37,86	125	канальная	2014

АК-1	гр.раздела 2	11,05	125	канальная	2014
АК-1	гр.раздела 2	1,90	125	канальная	1993
АК-1	гр.раздела 2	1,00	125	бесканальная	1993
АК-1	гр.раздела 2	1,28	125	подвал	1993
гр.раздела 2	пдв. 35 1		125	подвал	
пдв. 35 1	пдв. 35 2	8,60	125	подвал	1993
пдв. 35 2	ТП 35 2	5,80	80	подвал	1993
АК-1	гр.раздела 1	1,45	65	канальная	2014
гр.раздела 1	ИТП Лесная, 8		65	канальная	2014
гр.раздела 1	ИТП Лесная, 8		65	подвал	2014
пдв. 35 1	ТП 35 3	57,55	80	подвал	1993
пдв. 35 2	пдв. 35 3	53,60	125	подвал	1993
пдв. 35 3	ТП 35 1	5,50	80	подвал	1993
пдв. 35 3	пдв. 35 4	31,95	100	подвал	1993
пдв. 35 4	гр.раздела 3	2,00	100	подвал	1993
пдв. 35 4	гр.раздела 4	0,50	100	подвал	1993
ТК-3	гр.раздела 1	7,00	150	канальная	1993
ТК-3	гр.раздела 1	1,00	150	бесканальная	1993
ТК-3	гр.раздела 1	12,50	150	подвал	1993
гр.раздела 1	гр.раздела 2		80	подвал	
гр.раздела 2	пдв. 33 1	3,00	150	подвал	1993
пдв. 33 1	пдв. 33 2	3,20	150	подвал	1993
пдв. 33 2	ТП 33 2	24,50	80	подвал	1993
пдв. 33 1	ТП 33 1	6,00	80	подвал	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	14,22	150	подвал	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	10,00	150	бесканальная	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	30,00	150	канальная	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	39,50	150	бесканальная	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	11,50	150	канальная	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	1,00	150	бесканальная	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	2,94	150	подвал	1993
пдв. 31 1	пдв. 31 2	13,70	125	подвал	1993
пдв. 31 2	ТП 31 3	6,50	80	подвал	1993
пдв. 31 1	пдв. 31 4	55,50	100	подвал	1993
пдв. 31 4	ТП 31 4	6,00	80	подвал	1993
пдв. 31 2	пдв. 31 3	53,30	125	подвал	1993
пдв. 31 3	ТП 31 2	6,50	80	подвал	1993
пдв. 31 4	гр.раздела 3	3,00	100	подвал	1993
пдв. 31 3	ТП 31 1	35,60	100	подвал	1993
пдв. 31 3	ТП 31 1	21,80	80	подвал	1993
пдв. 49	гр.раздела 3	10,60	150	подвал	1990
гр.раздела 3	пдв. 49 2		150	подвал	2014
пдв. 49 2	гр.раздела 4		150	подвал	2014
гр.раздела 4	гр.раздела 1	16,00	150	подвал	1990
гр.раздела 1	гр.раздела 2		80	подвал	
гр.раздела 2	пдв. 49 3	2,30	150	подвал	1990
пдв. 49 3	пдв. 49 4	27,35	150	подвал	1990
пдв. 49 4	ТП 49 2	6,20	80	подвал	1990
пдв. 49 2	УТ-1		80	подвал	2014
пдв. 49 2	УТ-1		80	бесканальная	2014
пдв. 49 2	УТ-1		80	канальная	2014
пдв. 49 2	УТ-1		80	бесканальная	2014
УТ-1	ИТП Энергетиков, 4		80	бесканальная	2014
УТ-1	ИТП Энергетиков, 4		80	канальная	2014
УТ-1	ИТП		80	бесканальная	2014

	Энергетиков, 4				
УТ-1	ИТП Энергетиков, 4		80	канальная	2014
УТ-1	ИТП Энергетиков, 4		80	бесканальная	2014
УТ-1	ИТП Энергетиков, 4		80	канальная	2014
УТ-1	ИТП Энергетиков, 4		80	подвал	2014
пдв. 49_3	ТП 49_1	6,20	80	подвал	1990
пдв. 49_4	УВСЗ-1	26,30	150	подвал	1990
пдв. 49_4	УВСЗ-1	30,60	100	подвал	1991
пдв. 49_4	УВСЗ-1	4,20	100	бесканальная	1991
пдв. 49_4	УВСЗ-1	2,25	100	подвал	1991
УВСЗ-1	пдв. 51	35,00	100	подвал	1991
пдв. 51	ТП 51_2	1,20	100	подвал	1991
пдв. 51	ТП 51_2	31,75	80	подвал	1991
пдв. 51	ТП 51_1	6,20	80	подвал	1991
ТК-1	гр.раздела	3,00	50	бесканальная	2006
ТК-1	гр.раздела	5,00	50	бесканальная	1993
гр.раздела	ООО «Негациант»			бесканальная	
ТК-3	АК-5	123,41	150	канальная	2006
ТК-2	гр. работ	2,05	65	камера	2022
ТК-2	гр. работ	0,52	65	камера	2022
ТК-2	гр. работ	0,20	40	канальная	2022
ТК-2	гр. работ	7,14	40	футляр	2022
ТК-2	гр. работ	2,06	40	футляр	2022
ТК-2	гр. работ	5,92	40	канальная	2022
АК-5	ИТП Энергетиков, 3	0,55	150	канальная	2006
АК-5	ИТП Энергетиков, 3	56,73	100	канальная	2006
АК-5	ИТП Энергетиков, 3	34,10	100	подвал	2006
АК-5	пдв. Энергетиков, 1	4,61	125	бесканальная	2014
АК-5	пдв. Энергетиков, 1	22,50	125	подвал	2014
пдв. Энергетиков, 1	ИТП Энергетиков, 1_1	10,53	80	подвал	2014
пдв. Энергетиков, 1	ИТП Энергетиков, 1_2	0,50	125	подвал	2014
пдв. Энергетиков, 1	ИТП Энергетиков, 1_2	43,70	100	подвал	2014
пдв. Энергетиков, 1	ИТП Энергетиков, 1_2	3,70	100	футляр	2014
пдв. Энергетиков, 1	ИТП Энергетиков, 1_2	40,55	100	подвал	2014
ТК-4	АК-1			бесканальная	
АК-1	пдв. Главная, 56			бесканальная	
пдв. Главная, 56	ИТП Главная, 56_1			бесканальная	
АК-1	пдв. Главная, 58			бесканальная	
пдв. Главная, 58	ИТП Главная, 58_1			бесканальная	
пдв. Главная, 56	ИТП Главная, 56_2			бесканальная	

пдв. Главная, 58	ИТП Главная, 58_2			бесканальная	
ТК-4	заглушка участка	1,90	70	камера	2022
ТК-4	заглушка участка	57,48	70	канальная	2022
ТК-4	заглушка участка	0,50	70	подвал	2022
ТК-4	гр.раздела	0,98	80	бесканальная	2012
ТК-4	гр.раздела	44,02	80	бесканальная	2006
ТК-4	гр.раздела	24,00	80	канальная	2006
ТК-4	гр.раздела	20,00	80	бесканальная	2006
ТК-4	гр.раздела	18,00	80	канальная	2006
ТК-4	гр.раздела	1,50	80	бесканальная	2006
врезка 1	УВС3-1	15,00	80	бесканальная	1985
врезка 1	УВС3-1	69,00	100	канальная	1985
врезка 1	УВС3-1	2,00	100	бесканальная	1985
врезка 1	УВС3-1	3,50	100	подвал	1985
УВС3-1	ТП 90	48,50	100	подвал	1985
пдв. 91	ТП 91	38,00	80	подвал	1985
пдв. 92 1	ТП 92	41,80	70	подвал	1985
пдв. 93 2	ТП 93 1	9,40	80	подвал	1985
пдв. 93 4	ТП 93 2	9,40	80	подвал	1985
пдв. 93 4	ТП 59	22,00	100	подвал	1985
пдв. 93 4	ТП 59	9,90	80	подвал	1985
пдв. 93 4	ТП 59	10,30	80	канальная	1985
пдв. 93 4	ТП 59	61,00	80	подвал	1985
пдв. 94	пдв. 94 2	3,35	125	подвал	1985
пдв. 94 2	пдв. 94 3	48,25	125	подвал	1985
пдв. 94 3	пдв. 95 1	2,00	125	подвал	1985
пдв. 94 3	пдв. 95 1	7,75	100	подвал	1985
пдв. 94 3	пдв. 95 1	2,20	100	бесканальная	1985
пдв. 94 3	пдв. 95 1	10,00	100	канальная	1985
пдв. 94 3	пдв. 95 1	41,20	100	подвал	1985
пдв. 95 1	ТП 95 1	9,60	80	подвал	1985
пдв. 94 2	ТП 94	5,95	80	подвал	1985
пдв. 94 3	ТП 96а	5,50	80	подвал	1985
пдв. 94 3	ТП 96а	2,20	80	бесканальная	1985
пдв. 94 3	ТП 96а	137,50	80	канальная	1985
пдв. 94 3	ТП 96а	5,00	80	подвал	1985
пдв. 95 1	пдв. 95 2	30,80	100	подвал	1985
пдв. 95 2	ТП 95 2	8,00	80	подвал	1985
пдв. 95 2	заглушки	1,30	100	подвал	1985
ТК-3	ТП 76	15,00	70	канальная	1985
ТК-3	ТП 76	25,00	70	подвал	1985
ТК-5	ТП 63	1,00	50	бесканальная	1985
ТК-5	ТП 63	1,00	50	подвал	1985
ТК-7	ТП 65	1,00	40	бесканальная	1985
ТК-7	ТП 65	1,00	40	подвал	1985
УВВ-1	гр.раздела	4,50	70	бесканальная	1985
гр.раздела	ТП 19/8			бесканальная	
УТ-2	УТ-7	1,73	200	надземная	1986
УТ-2	УТ-7	1,03	80	надземная	1986
УТ-2	УТ-7	13,54	80	бесканальная	1986
УТ-2	УТ-7	0,50	80	надземная	1986
УТ-2	УТ-7	19,00	200	надземная	1986
УТ-7	ТП Гараж ГСК «Пять»		25	надземная	1990
УТ-7	УТ-8	103,00	200	надземная	1986
УТ-7	УТ-8	0,90	200	надземная	2015

УТ-8	гр.раздела 3	1,90	50	надземная	2015
УТ-8	УВС3-1	0,90	200	надземная	2015
УТ-8	УВС3-1	2,30	200	надземная	1986
УВС3-1	ТП Школьная, 15	45,90	70	надземная	2002
УВС3-1	ТП Школьная, 15	2,30	70	подвал	2002
УТ-3	гр.раздела	20,60	100	надземная	2008
УТ-4	АК-1	43,50	100	надземная	1986
УТ-4	АК-1	39,00	80	бесканальная	1986
АК-1	гр.раздела	21,00	40	бесканальная	1986
УТ-6	гр.раздела	33,00	150	надземная	1985
пдв. Озерная, 3	гр.раздела 1		125	подвал	2009
гр.раздела 1	пдв. Озерная, 3 2	0,55	125	подвал	2009
пдв. Озерная, 3 2	пдв. Озерная, 3 3	4,90	125	подвал	2009
пдв. Озерная, 3 2	пдв. Озерная, 3 3	8,00	125	канальная	2009
пдв. Озерная, 3 2	пдв. Озерная, 3 3	30,13	125	подвал	2009
пдв. Озерная, 3 3	пдв. Озерная, 5	36,20	100	подвал	2009
пдв. Озерная, 3 3	пдв. Озерная, 5	3,60	100	футляр	2009
пдв. Озерная, 3 3	пдв. Озерная, 5	58,60	100	подвал	2009
пдв. Озерная, 5	ИТП Озерная, 5_1	5,54	80	подвал	2009
пдв. Озерная, 3_2	ИТП Озерная, 3_1	35,52	80	подвал	2009
пдв. Озерная, 3_3	ИТП Озерная, 3_2	5,57	80	подвал	2009
пдв. Озерная, 5	ИТП Озерная, 5_2	32,39	80	подвал	2009
ТК-2	гр.раздела	4,92	200	бесканальная	2011
гр.раздела	АК-8			бесканальная	
АК-8	гр.раздела 2		150	канальная	2012
гр.раздела 2	пдв. 7	6,66	150	канальная	2014
гр.раздела 2	пдв. 7	24,88	150	подвал	2014
пдв. 7	ИТП 7 1	9,66	125	подвал	2014
АК-8	АК-9			бесканальная	
АК-9	АК-10			бесканальная	
АК-10	пдв. Автостоянка	7,97	80	бесканальная	2016
АК-10	пдв. Автостоянка	3,15	80	подвал	2016
пдв. Автостоянка	ИТП Автостоянка 2	1,41	70	подвал	2016
пдв. 7	ИТП 7 2	0,70	150	подвал	2014
пдв. 7	ИТП 7 2	172,96	125	подвал	2014
АК-10	ИТП Арсенальная, 7			бесканальная	
АК-10	АК-11			бесканальная	
АК-11	ИТП Арсенальная, 5			бесканальная	
пдв. Автостоянка	ИТП Автостоянка 1	0,35	80	подвал	2016
пдв. Автостоянка	ИТП Автостоянка 1	1,85	50	подвал	2016
ТК-2	гр.раздела	4,16	150	бесканальная	2011
гр.раздела	ИТП Флотская, 7			бесканальная	
ТК-3	гр.раздела	2,00	150	бесканальная	2011
гр.раздела	пдв. Арсенальная, 6			бесканальная	
пдв. Арсенальная, 6	ИТП Арсенальная, 6 1			бесканальная	
пдв. Арсенальная,	ИТП			бесканальная	

6	Арсенальная, 6 2				
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	2,00	80	бесканальная	2011
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	28,05	80	канальная	2018
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	1,50	100	канальная	2018
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	40,95	80	канальная	2018
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	2,00	80	футляр	2018
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	0,50	80	канальная	2018
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	2,00	80	футляр	2018
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	6,95	80	канальная	2018
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	1,50	100	канальная	2018
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	29,40	80	канальная	2018
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	1,50	100	канальная	2018
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	6,75	80	канальная	2018
ТК-3	ИТП Арсенальная, 7-А	11,36	80	подвал	2018
ТК-4	гр.раздела			бесканальная	
гр.раздела	ИТП	84,66	80	канальная	2014
гр.раздела	ИТП	2,47	80	подвал	2014
ТК-5	гр.раздела			бесканальная	
гр.раздела	ИТП Арсенальная, 3	12,73	125	канальная	2012
гр.раздела	ИТП Арсенальная, 3	7,53	125	подвал	2012
ТК-6	АК-1			бесканальная	
АК-1	ИТП Арсенальная, 1	35,00	150	канальная	2012
АК-1	ИТП Арсенальная, 1	58,24	150	подвал	2012
Тепловые сети ООО «Теплоэнерго»					
		251,96	500	канальная	2015
		81,7	500	бесканальная	2015
		358,8	500	бесканальная	2015
		80,5	500	надземная	2015
		3,9	150	канальная	2015
		1,65	150	подвал	2015
		79,15	125	подвал	2015
		1	80	подвал	2015
		68,36	200	бесканальная	2015
		53,22	200	канальная	2015
		55,59	200	канальная	2015
		26,4	200	канальная	2015
		2,55	150	канальная	2015
		0,3	150	канальная	2015
		1,3	125	канальная	2015
		0,85	65	канальная	2015
		15,66	150	канальная	2015

		6,18	150	бесканальная	2015
		26,52	150	подвал	2015
		0,8	125	подвал	2015
		1,1	65	подвал	2015
		52,38	125	канальная	2015
		2	125	бесканальная	2015
		143,21	125	канальная	2015
		118,43	125	бесканальная	2015
		12,39	150	канальная	2015
		21,95	150	бесканальная	2015
		5,96	150	подвал	2015
		2,15	150	подвал	2015
		45,6	150	канальная	2015
		27,8	150	канальная	2015
		35,57	150	канальная	2015
		40,83	65	канальная	2015
		1,8	65	подвал	2015
		2,60	100	бесканальная	2017
		16,00	100	канальная	2017
		24,80	100	канальная	2017
		13,50	100	канальная	2017
		6,50	100	канальная	2017
		6,50	100	канальная	2017
		3,00	100	канальная	2017
		2,00	100	канальная	2017
		0,60	100	подвал	2017
		1,00	100	подвал	2017
		3,50	100	подвал	2017
		2,00	500	бесканальная	2021
		20,45	300	бесканальная	2021
		33,60	300	канальная	2021
		4,32	300	тепловая камера	2021
		2,14	150	тепловая камера	2021
		48,80	300	бесканальная	2021
		3,26	300	тепловая камера	2021
		43,70	300	бесканальная	2021
		11,00	300	канальная	2021
		58,70	300	футиляр	2021
		4,32	300	тепловая камера	2021
		2,11	150	тепловая камера	2021
		158,40	300	бесканальная	2021
		14,30	300	футиляр	2021
		3,84	300	тепловая камера	2021
		1,18	200	тепловая камера	2021
		1,09	125	тепловая камера	2021
		63,50	125	канальная	2021
		26,00	125	футиляр	2021
		3,19	125	подвал	2021
TK2	TK2.1	79,40	150	канальная	2022
TK2	TK2.1	12,03	150	футиляр	2022
TK2.1	TK2.1	1,97	150	тепловая камера	2022
TK2.1	TK2.1	1,26	100	тепловая камера	2022
TK2.1	TK2.1	1,68	100	тепловая камера	2022
TK2.1	гр. проектирования	21,79	100	футиляр	2022
TK2.1	гр. проектирования	120,51	100	канальная	2022

TK2.1	корпус 2.1	2,23	100	канальная	2022
Корпус 2.1	ИТП№1	35,20	100	подвал	2022
Корпус 2.1	ИТП№2	0,90	32	подвал	2022
Корпус 2.1	ИТП№3	4,05	32	подвал	2022
гр. работ	TK4	89,33	300	бесканальная	2022
гр. работ	TK4	13,71	300	фуляр	2022
TK4	TK4	2,72	300	тепловая камера	2022
TK4	TK4	1,50	250	тепловая камера	2022
TK4	TK4	2,53	200	тепловая камера	2022
TK4	гр. работ	5,10	250	бесканальная	2022
TK4	TK4.1	4,00	200	фуляр	2022
TK4	TK4.1	2,39	200	бесканальная	2022
TK4	TK4.1	11,40	200	фуляр	2023
TK4	TK4.1	4,54	200	бесканальная	2023
TK4.1	TK4.1	1,78	200	тепловая камера	2023
TK4.1	TK4.1	1,46	150	тепловая камера	2023
TK4.1	TK4.1	2,47	125	тепловая камера	2023
TK4.2	TK4.2	58,37	150	бесканальная	2023
TK4.2	TK4.2	16,00	150	фуляр	2023
TK4.2	TK4.2	1,93	150	тепловая камера	2023
TK4.2	TK4.2	1,30	125	тепловая камера	2023
TK4.2	TK4.2	1,68	100	тепловая камера	2023
TK4.2	гр. работ	17,87	125	бесканальная	2023
TK4.2	гр. работ	10,00	125	фуляр	2023
TK4.2	гр. работ	8,05	125	канальная	2023
TK4.1	корпус 9	29,25	125	канальная	2023
корпус 9 секция 5	корпус 9 секция 5	4,76	125	подвал	2023
корпус 9 секция 5	корпус 9 секция 5	2,28	40	подвал	2023
TK4.2	корпус 9	3,94	100	канальная	2023
корпус 9 секция 6	корпус 9 секция 6	4,11	100	подвал	2023

Для анализа гидравлического режима работы тепловых сетей МО Новодевяткинское сельское поселение была создана расчетная модель на основе геоинформационной системы «Zulu 7.0».

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 режиме. 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 2 мм.

Существующий гидравлический режим системы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение рассчитывался в первую очередь с целью отладки расчетной модели, используемой в дальнейшем для моделирования различных вариантов перспективной схемы теплоснабжения.

АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» выполняет работы по внутритрубной диагностике участков трубопроводов тепловых сетей, с целью определения их состояния, двумя методами:

1. Ультразвуковой метод «панорамной толщинометрии», с использованием робота-дефектоскопа, работающего в водной среде при заполненном водой трубопроводе с температурой не выше 40 градусов, применяется для проведения внутритрубной диагностики участков тепловой сети Ду 400 мм - Ду 1200 мм.

Метод включает в себя предварительное телевизионное обследование внутренней поверхности трубопроводов, а также очистку и промывку внутренних поверхностей тепловых сетей для удаления коррозионно-шламовых отложений с целью улучшения гидравлических характеристик трубопроводов и уменьшения объемов неконтролепригодных участков при внутритрубной диагностике.

2. Электромагнитный метод толщинометрии, с использованием робота-дефектоскопа, работающего в воздушной среде при опорожненном трубопроводе, применяется для проведения внутритрубной диагностики участков тепловой сети Ду 400 мм – Ду 1400 мм. в том числе в местах ликвидации дефектов трубопроводов тепловой сети с целью определения объёмов и границ ремонтных работ.

Электромагнитный способ контроля остаточной толщины стенки трубопровода позволяет выполнить диагностику даже при наличии отложений на стенках трубопровода толщиной до 15 мм, что дает возможность оперативного проведения диагностики как на небольших участках теплосети при отсутствии теплоносителя (в местах ликвидации повреждений) так и на протяженных участках – до 300 м, в условиях наличия сужений и отводов трубопровода без выполнения дополнительных работ по очистке и промывке внутренних поверхностей тепловых сетей.

В 2023 году работы по внутритрубной диагностике участков трубопроводов тепловых сетей в Новодевяткинском сельском поселении не проводились.

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.

Летние ремонтные работы на тепловых сетях выполняются ежегодно согласно утверждаемым планам текущего и капитального ремонтов.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ №115 от 24.03.2003 г.) гидравлические испытания трубопроводов тепловых сетей МО Новодевяткинское сельское поселение производятся ежегодно не позже, чем через две недели после окончания отопительного сезона, испытания на максимальную температуру теплоносителя производятся 1 раз в 5 лет.

1.3.2 Тип компенсирующих устройств

Компенсирующие устройства, используемые на тепловых сетях МО Новодевяткинское сельское поселение:

- устройства сильфонные компенсационные.
- сальниковые компенсаторы (ранее установленные).
- п-образные компенсаторы.

Данные о количестве компенсирующих устройств представлены в таблице.

На 01.01.2024 г.	Сильфонные компенсатор (СКУ)	Сальниковые компенсаторы (СК)
МО Новодевяткинское сельское поселение	42	16

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

На тепловых сетях МО Новодевяткинское сельское поселение используется следующая арматура:

- шаровые краны полнопроходные.
- шаровые краны полупроходные (редуцированные, стандартнопроходные).
- затворы дисковые поворотные.
- задвижки клиновые фланцевые (ранее установленные).

Данные о типе и количестве секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях представлены в таблице.

На 01.01.2024 г.	Задвижки клиновые	Шаровые краны (ШЗА)
МО Новодевяткинское сельское поселение	156	343

Секционирующая арматура на магистральных и распределительных сетях										Секционирующая арматура на внутриквартальных сетях
Количество запорной арматуры в зависимости от Ду, шт.										
80	100	125	150	200	250	500	600	1000	1200	Ду=50÷400
10	23	9	21	18	18	15	2	2	8	279

1.3.4 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер

Тепловые сети Новодевяткинского сельского поселения оборудованы 45 тепловыми камерами и павильонами. Преобладающий материал ограждающих конструкций:

- сборные железобетонные.
- сборно-монолитные железобетонные.
- монолитные железобетонные.

На 01.01.2024 г.	Тепловые камеры (ТК)	Абонентские камеры (АК)	Павильоны
МО Новодевяткинское сельское поселение	31	13	1

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

Отпуск тепловой энергии по магистральным, распределительным и внутриквартальных тепловым сетям от ТЭЦ-21 осуществляется по температурному графику 150/70°С, со срезкой по подающему трубопроводу на 100°С и спрямлением на 70°С.

Регулирование отпуска теплоты – качественно-количественное регулирование отпуска тепла, причем регулирование расхода теплоносителя осуществляется ступенчато путем изменения гидравлического режима на теплоисточниках. Расчетная температура наружного воздуха – 24°С.

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

Значение фактических температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе за 2023 г. представлены в таблице.

Дата	2023	
	T1	T2
01.01.	86,3	49,7
02.01.	83,6	50
03.01.	85	50,4
04.01.	90	51,9
05.01.	93,8	54,7
06.01.	93,6	54,2
07.01.	93,8	54,2

08.01.	93,4	54,6
09.01.	92,1	53,9
10.01.	91,9	53,7
11.01.	89,3	51,6
12.01.	86,3	51
13.01.	84,2	50,2
14.01.	82,2	49,2
15.01.	80,2	48,3
16.01.	80,8	49

17.01.	78,7	48,9
18.01.	77,6	48,5
19.01.	77,1	48,4
20.01.	78,2	48,8
21.01.	79,3	49,6
22.01.	79,8	49,7
23.01.	80,8	50,1
24.01.	80,9	50,1
25.01.	81,7	49,9
26.01.	80,6	48,8
27.01.	82	49,8
28.01.	85,1	51,2
29.01.	83,8	50,3
30.01.	83,2	49,7
31.01.	81,5	49,5
01.02.	81,3	49,9
02.02.	82,3	50,1
03.02.	85,9	51,1
04.02.	87,1	51,6
05.02.	86,7	51,6
06.02.	88,7	51,4
07.02.	87,3	51
08.02.	84,6	50
09.02.	84,5	49,5
10.02.	83,8	50,1
11.02.	83,4	50,2
12.02.	83,9	50,6
13.02.	84,5	49,3
14.02.	84,3	49
15.02.	84,1	49,2
16.02.	83,8	49,9
17.02.	84,3	50,8
18.02.	86,8	51,2
19.02.	85,6	51,3
20.02.	88,1	52,3
21.02.	91,1	53,6
22.02.	93,1	54,3
23.02.	91,9	53,6
24.02.	93,2	53
25.02.	93,1	52,5
26.02.	94,8	52,9
27.02.	92,9	53
28.02.	90,3	51,1
29.02.	85,2	50,8
01.03.	85,6	49,9
02.03.	89,5	50,1
03.03.	89,3	50,5
04.03.	89	50,4
05.03.	90,2	51,9
06.03.	92,4	53,1
07.03.	91,6	52,6
08.03.	91,3	52,7

09.03.	89,9	53,1
10.03.	91,4	53,1
11.03.	91,3	52
12.03.	90,5	51,9
13.03.	86,7	49,8
14.03.	79,6	47,7
15.03.	78,7	48,4
16.03.	79,2	49
17.03.	78,4	48,2
18.03.	78,1	47,4
19.03.	79	47,9
20.03.	75,6	47,8
21.03.	72,1	48,1
22.03.	71,5	47,6
23.03.	72,7	47,6
24.03.	72,9	47,7
25.03.	72,9	47,7
26.03.	74	48,3
27.03.	73,4	48,1
28.03.	75,9	48,6
29.03.	78,8	49,4
30.03.	80,8	49,3
31.03.	80,9	48,9
01.04.	79,6	48,9
02.04.	79,6	49,2
03.04.	81,3	49,2
04.04.	87,7	52
05.04.	75,1	50,3
06.04.	73,4	49,3
07.04.	71,8	47,9
08.04.	71,3	47,6
09.04.	71,6	48,4
10.04.	70,1	48,2
11.04.	69,3	47,9
12.04.	68,4	47,1
13.04.	68,7	47,3
14.04.	69,7	47,2
15.04.	68,8	47,2
16.04.	69,1	47,6
17.04.	69,6	47,8
18.04.	70,3	48
19.04.	69,7	48,1
20.04.	70,3	48,5
21.04.	69,7	48,4
22.04.	69,3	48,3
23.04.	70,5	48,9
24.04.	71,8	49,2
25.04.	70,9	49,2
26.04.	69,2	48,6
27.04.	67	47,4
28.04.	70,6	48,7
29.04.	71,3	47,7

30.04.	70,4	47,7
01.05.	71,2	48,4
02.05.	71,3	48,5
03.05.	71,5	48,3
04.05.	70,8	48,2
05.05.	69,8	48,1
06.05.	70,4	48,3
07.05.	68,7	48,2
08.05.	70,5	48,7
09.05.	71,2	49,2
10.05.	69,8	49,9
11.05.	72	52,9
12.05.	70,8	54,9
13.05.	71,8	54,5
14.05.	72,7	55,4
15.05.	72,5	55,7
16.05.	71,2	56
17.05.	70,9	55,9
18.05.	68,8	55,8
19.05.	68,4	55,5
20.05.	69,6	55,6
21.05.	69,1	55,8
22.05.	70,7	56,3
23.05.	70,9	56,5
24.05.	70,2	56,1
25.05.	69,3	56,1
26.05.	69	55,7
27.05.	69,2	55,8
28.05.	68,8	56
29.05.	69	56,1
30.05.	71,2	56,3
31.05.	71,6	56,3
01.06.	71,3	56,2
02.06.	69,6	55,9
03.06.	68	55,3
04.06.	69,4	55,9
05.06.	71	56,1
06.06.	71,6	56
07.06.	70,6	56,1
08.06.	69,9	56,1
09.06.	70,8	56,5
10.06.	71,6	56,8
11.06.	71,7	56,8
12.06.	71,2	56,7
13.06.	71,6	56,9
14.06.	71,6	56,8
15.06.	69,9	57
16.06.	71,8	57,1
17.06.	71,9	56,9
18.06.	72,1	57,4
19.06.	71,3	57,3
20.06.	70,2	57,5

21.06.	69,9	57,4
22.06.	70,6	57,7
23.06.	71,7	57,6
24.06.	71,7	57,4
25.06.	58,8	57,5
26.06.	72	57,7
27.06.	71,3	57,8
28.06.	70,4	57,8
29.06.	70,6	57,7
30.06.	70,3	57,7
01.07.	69	57,2
02.07.	69,8	57,6
03.07.	69,8	58,5
04.07.	69,2	57,4
05.07.	69,3	57,6
06.07.	69,1	57,5
07.07.	68,6	57,3
08.07.	68,6	57,3
09.07.	68,8	57,1
10.07.	70,6	57,6
11.07.	69,2	57,4
12.07.	67,5	57,1
13.07.	68	57,2
14.07.	70,8	57,1
15.07.	68,9	56,7
16.07.	86,3	49,7
17.07.		
18.07.		
19.07.		
20.07.		
21.07.		
22.07.		
23.07.		
24.07.		
25.07.		
26.07.		
27.07.		
28.07.		
29.07.		
30.07.		
31.07.		
01.08.		
02.08.	73,4	49,7
03.08.	76,3	55,8
04.08.	73,6	59,4
05.08.	72,9	54,7
06.08.	76	57,2
07.08.	77,8	58,4
08.08.	75,7	58,5
09.08.	71,4	57,6
10.08.	75,9	59,4
11.08.	75,4	58,9

12.08.	75,5	58,1
13.08.	76,1	58,3
14.08.	75,8	58,7
15.08.	74,7	58,9
16.08.	75,2	59,3
17.08.	76	59,7
18.08.	75,7	58,6
19.08.	76	58,9
20.08.	75,8	60,2
21.08.	76,3	59,3
22.08.	75,7	59,7
23.08.	75,8	59,2
24.08.	75,5	59
25.08.	74,7	59,1
26.08.	76	59,5
27.08.	76,2	59,1
28.08.	75,3	59,7
29.08.	76,4	59,8
30.08.	73,7	58,5
31.08.	75,6	57,4
01.09.	73	57
02.09.	75,5	57,8
03.09.	75,7	60,3
04.09.	75,1	60,2
05.09.	74,1	59,6
06.09.	73,7	59,5
07.09.	71,9	58,8
08.09.	71,8	58,4
09.09.	72,1	58,7
10.09.	71,5	58,3
11.09.	74,5	58,6
12.09.	76,6	59,9
13.09.	73,6	59,1
14.09.	74,9	59,5
15.09.	75,7	60,2
16.09.	75,9	59,6
17.09.	75	59,5
18.09.	74,7	59,1
19.09.	75,6	59,4
20.09.	75	58,7
21.09.	77	60,4
22.09.	75,2	59,9
23.09.	74,9	59,6
24.09.	74,8	58,7
25.09.	75,8	59,5
26.09.	75,3	59,6
27.09.	75,4	59,6
28.09.	75,7	59,9
29.09.	75,8	59,5
30.09.	76,3	59,5
01.10.	76,5	59
02.10.	75,6	59,3

03.10.	73,1	56,9
04.10.	72,8	53,2
05.10.	75,6	51,3
06.10.	70,8	50,8
07.10.	71,7	49,3
08.10.	70,4	48,3
09.10.	69,6	47,2
10.10.	71,4	47,2
11.10.	70,5	47,1
12.10.	69,4	47,4
13.10.	69,8	47,5
14.10.	70,6	48,2
15.10.	69,3	47,4
16.10.	70,1	47,7
17.10.	70,3	47,9
18.10.	71,6	48,7
19.10.	70,1	48,5
20.10.	70	48,2
21.10.	69,3	47,7
22.10.	71	47,9
23.10.	71,4	48,3
24.10.	73,1	48,5
25.10.	75,7	49,2
26.10.	76,4	49,4
27.10.	77,2	49,4
28.10.	72,3	48
29.10.	77,5	49
30.10.	76,9	49,3
31.10.	79,5	49,8
01.11.	78,4	49,2
02.11.	73,7	48,3
03.11.	71,1	48
04.11.	71,3	48,5
05.11.	70,9	48
06.11.	71,4	48
07.11.	70,7	48,4
08.11.	73	48,6
09.11.	70,7	48,2
10.11.	71,8	48,3
11.11.	71,6	48,2
12.11.	71,9	48
13.11.	71,9	48,2
14.11.	74,4	48,7
15.11.	78,3	49,6
16.11.	84	51
17.11.	89,1	52,6
18.11.	91,8	53,1
19.11.	94,3	53,4
20.11.	96,6	54,7
21.11.	99,2	55,6
22.11.	98,4	55,4
23.11.	97,4	54,9

24.11.	97,4	54,6
25.11.	97,5	55,6
26.11.	98,3	56,2
27.11.	96,8	54,5
28.11.	95,4	53,5
29.11.	94,3	53,4
30.11.	94,6	53,8
01.12.	96,6	54,3
02.12.	98,6	55,4
03.12.	99	55,2
04.12.	98,5	55,5
05.12.	98,8	56,2
06.12.	99,6	57,4
07.12.	98,6	56,5
08.12.	100,2	56,4
09.12.	102	57
10.12.	99,6	56,3
11.12.	97,7	55,8
12.12.	94	54,1
13.12.	93,6	53,3
14.12.	92,9	53,2

15.12.	92,3	53,6
16.12.	89,6	52,4
17.12.	88,7	51,2
18.12.	87	50,7
19.12.	81	49,7
20.12.	79,3	49,2
21.12.	79,3	49,5
22.12.	81,4	50,1
23.12.	81,1	49,8
24.12.	83,6	50,6
25.12.	87,8	52,7
26.12.	91,6	55,3
27.12.	93,3	55,9
28.12.	94,7	56,4
29.12.	95,5	56,9
30.12.	98,4	58
31.12.	99,8	58,6

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

Статистика отказов тепловых сетей за последние 5 лет представлена в таблице.

Начало работ	Окончание работ	Внешнее проявление дефекта	Участок «От»	Участок «До»	D	Год прокладки	Тип прокладки
24.04.2019 10:30	24.04.2019 19:15	Поступление воды в канализацию	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1	150	1985	Непроходной канал
27.06.2019 02:50	28.06.2019 19:45	Вытекание воды на пов-ть на лин.уч-ке	ТК-2	Пр.2	700	1986	Непроходной канал
28.06.2019 20:30	29.06.2019 22:50	Поступление воды в канал	ТК-2	Пр.2	700	1986	Непроходной канал
03.07.2019 12:30	03.07.2019 23:45	Неисправность задвижки на вводе			200	1996	В камере
04.07.2019 10:50	05.07.2019 11:00	Поступление воды в телеф. канализацию	пдв. 55_3	пдв. 57	150	1994	Бесканальная прокладка
05.07.2019 17:15	05.07.2019 17:31	Поступление воды в телеф. канализацию	пдв. 55_3	пдв. 57	150	1994	Бесканальная прокладка
08.07.2019 10:15	08.07.2019 17:00	Поступление воды в телеф. канализацию	пдв. 53_3	ТК-1	150	1998	Непроходной канал
12.07.2019 11:00	12.07.2019 19:00	Свищ на трубопроводе	пдв. 53_3	ТК-1	150	1998	Непроходной канал
10.07.2019 11:00	10.07.2019 20:00	Вытекание воды на пов-ть на лин.уч-ке	ТК-3 (р/с Квартал 1А)	пдв. Озерная, 3	125	2003	Бесканальная прокладка
10.07.2019 23:00	11.07.2019 07:00	Вытекание воды на пов-ть на лин.уч-ке	ТК-3 (р/с Квартал 1А)	пдв. Озерная, 3	125	2003	Бесканальная прокладка
16.07.2019 11:30	16.07.2019 16:30	Свищ в корне врезки байпаса	ТК-4	ТК-5	500	1996	Непроходной канал
23.07.2019 09:30	23.07.2019 11:30	Свищ на трубопроводе	пдв. 94	ТК-2	100	1985	Непроходной канал
19.09.2019 09:15	20.09.2019 01:30	Свищ на трубопроводе	ТК-2	пдв. 92_1	100	1985	Прокладка по подвалу
08.10.2019 11:15	08.10.2019 19:00	Поступление воды через стенку камеры	ТК-2	ТК-3	250	1993	Бесканальная прокладка
15.10.2019 09:10	15.10.2019 18:05	Свищ на трубопроводе	Пр.3	УТ-2	200	1997	Надземная прокладка (воздушка)
25.03.2019 09:54	25.03.2019 13:55	Свищ на трубопроводе	пдв. 51	ТП 51_2	80	1991	Прокладка по подвалу
03.04.2019 18:00	03.04.2019 20:40	Свищ на трубопроводе	УТ-7	УТ-8	200	1986	Надземная прокладка (воздушка)
10.04.2019 16:30	11.04.2019 01:40	Вытекание воды на пов-ть на лин.уч-ке	ТК-4 (р/с Квартал 1А)	гр.раздела	80	2006	Бесканальная прокладка

04.07.2019 14:30	04.07.2019 17:15	Вытекание воды на пов-ть на лин.уч-ке	пдв. 94_3	ТП 96а	50	1985	Непроходной канал
10.07.2019 10:00	10.07.2019 16:00	Вытекание воды в подвале	УВС3-1	пдв. 51	100	1991	Прокладка по подвалу
24.07.2019 11:30	24.07.2019 16:34	Свищ на трубопроводе Вытекание воды на пов-ть на лин.уч-ке	УТ-2 (р/с Квартал 2)	УТ-7	80	1986	Бесканальная прокладка
03.09.2019 10:00	03.09.2019 13:30	Вытекание воды на пов-ть на лин.уч-ке	ТК-1 (р/с Квартал 1А)	гр.раздела	50	1993	Бесканальная прокладка
09.10.2019 11:30	09.10.2019 19:00	Вытекание воды в подвале	пдв. 94_3	ТП 96а	80	1985	Прокладка по подвалу
25.11.2019 10:00	26.11.2019 16:00	Вытекание воды на пов-ть на лин.уч-ке	врезка 1	ТК-7	40	1985	Бесканальная прокладка
28.11.2019 10:00	28.11.2019 16:45	Свищ в корне врезки ввода	врезка 1	ТК-7	40	1985	Бесканальная прокладка
05.12.2019 10:00	05.12.2019 14:00	Свищ на трубопроводе	пдв. 49_4	УВС3-1	150	1990	Прокладка по подвалу
26.05.2020 04:26	26.05.2020 19:41	Свищ на трубопроводе	УТ-4			1985	
26.05.2020 10:50	03.06.2020 16:16	Свищ на трубопроводе	пдв. 35_1	пдв. 35_2 Т2	125	1993	Подвальная
22.06.2020 07:17	22.06.2020 17:31	Свищ на трубопроводе	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т3	150	1985	Канал непроходной
23.06.2020 07:20	23.06.2020 21:28	Свищ на трубопроводе	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т3	150	1985	Канал непроходной
29.06.2020 09:49	29.06.2020 18:33	Свищ на трубопроводе	ТК-3			1985	
06.07.2020 15:09	07.07.2020 13:40	Неисправность задвижки на спускном	пдв. 51	ТП 51_2 Т2	50	1991	Подвальная
04.08.2020 15:32	10.09.2020 09:28	Свищ на трубопроводе	пдв. 49 р/с Квартал 1А	гр.раздела 3 Т1	150	1990	Подвальная
04.08.2020 15:42	17.08.2020 09:38	Свищ на трубопроводе	ТК-5	ТК-6 Т1	500	1996	Бесканальная
05.08.2020 15:08	10.09.2020 09:23	Неисправность задвижки на спускном	пдв. 51	ТП 51_2 Т1	80	1991	Подвальная
18.08.2020 06:51	19.08.2020 18:53	Свищ на трубопроводе	пдв. 94	ТК-2 Т3	80	1985	Камера
18.08.2020 07:48	10.09.2020 09:06	Свищ на трубопроводе	пдв. 93_4 р/с Квартал 2	ТП 59 Т2	80	1985	Подвальная
18.08.2020	19.08.2020	Свищ на вводе (за задвижками)	ТК-3 Кран-в1		40	2011	

15:54	08:00						
19.08.2020 07:15	21.08.2020 06:06	Свищ на трубопроводе	пдв. 94	ТК-2 Т1	100	1985	Камера
20.08.2020 10:26	22.08.2020 22:19	Свищ на трубопроводе	пдв. 94	ТК-2 Т2	100	1985	Камера
24.08.2020 07:40	10.09.2020 09:12	Свищ на трубопроводе	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т3	150	1985	Канал непроходной
01.09.2020 07:37	14.09.2020 15:35	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	ТП 96а Т1	80	1985	Канал непроходной
03.09.2020 20:20	05.09.2020 07:59	Разрыв металла от коррозии, вытекание воды	ТК-2	ТК-3 Т1	250	1993	Бесканальная
25.09.2020 11:10	26.09.2020 19:52	Свищ на трубопроводе	врезка 2	УВВ-1 Т3	50	2008	Бесканальная
02.11.2020 13:26	03.11.2020 08:08	Свищ на трубопроводе	пдв. 94	ТК-2 Т1	100	1985	Канал непроходной
02.11.2020 10:12	03.11.2020 14:34	Свищ на трубопроводе	пдв. 94	ТК-2 Т3	80	1985	Канал непроходной
05.11.2020 07:31	05.11.2020 16:16	Свищ на трубопроводе	пдв. 94	ТК-2 Т2	100	1985	Канал непроходной
07.12.2020 07:04	14.12.2020 08:08	Свищ на врезке ввода до задвижки	врезка 2	ТК-3 Т1	200	1996	Канал непроходной
22.12.2020 06:58	30.12.2020 08:03	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	ТП 96а Т1	80	1985	Канал непроходной
22.12.2020 13:04	30.12.2020 08:07	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	ТП 96а Т3	40	1985	Канал непроходной
22.12.2020 14:09	23.12.2020 09:15	Свищ на трубопроводе	ТК-1		250	2006	
23.12.2020 11:03	30.12.2020 08:10	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	ТП 96а Т1	80	1985	Канал непроходной
24.12.2020 07:20	24.12.2020 16:20	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	ТП 96а Т3	50	1985	Канал непроходной
27.01.2021 15:30	28.01.2021 08:15	Свищ на трубопроводе	Пр.2	врезка 2 Т1	700	1986	Надземная
08.07.2021 07:20	09.07.2021 07:29	Свищ на трубопроводе	УВ-2	УТ-4 Т1	1400	1975	Надземная
19.07.2021 06:48	11.08.2021 12:42	Неисправность компенсатора	Компенсатор сальниковый-5		1400	1975	
10.08.2021 17:51	01.09.2021 10:23	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т3	150	1985	Канал непроходной

10.08.2021 17:56	01.09.2021 09:54	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т3	150	1985	Канал непроходной
10.08.2021 18:28	20.08.2021 02:20	Свищ на трубопроводе	УТ-2	УТ-3 Т1	200	1985	Надземная
10.08.2021 18:32	01.09.2021 09:40	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	гр.раздела 2	ТК-1 Т1	700	1986	Канал непроходной
12.08.2021 12:22	01.09.2021 09:43	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-11	ТК-12 Т1	500	1996	Канал непроходной
17.08.2021 14:36	01.09.2021 10:02	Свищ на отводе	ТК-5			1996	
21.08.2021 20:12	02.09.2021 09:10	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-13	ТК-1 Т2	250	1974	Бесканальная
14.09.2021 13:55	15.09.2021 07:29	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т1	200	1985	Канал непроходной
04.02.2021 16:44	08.02.2021 08:42	Свищ на трубопроводе	врезка 2	УВВ-1 Т1	65(7 0)	2008	Канал непроходной
15.09.2021 07:03	21.09.2021 11:27	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т1	200	1985	Канал непроходной
15.09.2021 16:06	21.09.2021 11:21	Поступление воды через стенку камеры	ТК-1	ТК-2 Т2	250	1993	Канал непроходной
17.09.2021 07:10	21.09.2021 09:55	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-2	пдв. 92_1 Т1	100	1985	Канал непроходной
17.09.2021 07:47	21.09.2021 11:18	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	пдв. 91	врезка 2 Т1	50	1985	Бесканальная
15.10.2021 07:12	18.10.2021 12:18	Поступление воды в канализацию	ТК-3 р/с Квартал 1А	пдв. Озерная, 3 Т1	125	2003	Бесканальная
10.03.2021 10:19	16.03.2021 14:48	Поступление воды в подвал	ТК-2	пдв. 92_1 Т3	80	1985	Канал непроходной
10.03.2021 12:51	11.03.2021 15:39	Свищ на трубопроводе	ТК-2	пдв. 92_1 Т1	100	1985	Канал непроходной
10.04.2021 15:31	14.04.2021 08:42	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-9	ТК-10 Т1	500	1996	Бесканальная
21.04.2021 16:31	22.04.2021 12:15	Свищ на трубопроводе	Пр.2	врезка 2 Т1	700	1986	Надземная
29.04.2021 20:46	30.04.2021 10:08	Свищ на трубопроводе	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т1	200	1985	Канал непроходной
12.01.2021 07:23	12.01.2021 14:59	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	ТП 96а Т3	40	1985	Канал непроходной
10.08.2021	17.08.2021	Вытекание воды в подвале	пдв. Озерная, 3_2	пдв. Озерная, 3_3	125	2009	Подвальная

21:56	07:24			Т1			
23.08.2021 15:06	02.09.2021 08:28	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	пдв. 95_1 Т3	50	1985	Подвальная
23.08.2021 16:24	27.08.2021 09:04	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-4 р/с Квартал 1А	гр.раздела Т1	80	2006	Бесканальная
31.08.2021 15:31	02.09.2021 07:34	Свищ на трубопроводе	ТК-3 р/с Квартал 2	ТП 76 Т2	65(7 0)	1985	Канал непроходной
10.09.2021 07:18	13.09.2021 09:59	Поступление воды в канал	УТ-2 р/с Квартал 2	УТ-7 Т1	80	1986	Бесканальная
27.09.2021 16:35	29.09.2021 16:49	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-4 р/с Квартал 1А	гр.раздела Т1	80	2006	Бесканальная
13.10.2021 16:07	18.10.2021 08:16	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	ТП 96а Т1	50	1985	Канал непроходной
15.10.2021 07:17	19.10.2021 08:54	Поступление воды в канал	пдв. 94_3	ТП 96а Т3	50	1985	Канал непроходной
12.11.2021 13:46	12.11.2021 14:53	Свищ на трубопроводе	ТК-2	ТП Школьная, 1 Т1	125	1998	Подвальная
24.03.2021 11:58	25.03.2021 07:50	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	ТП 96а Т1	80	1985	Канал непроходной
22.04.2021 07:23	23.04.2021 07:22	Свищ на трубопроводе	УТ-2 р/с Квартал 2	УТ-7 Т2	80	1986	Бесканальная
10.08.2021 18:00	13.08.2021 07:14	Вытекание воды в подвале	пдв. 49 р/с Квартал 1А	гр.раздела 3 Т1	150	1990	Подвальная
10.08.2021 18:03	02.09.2021 08:07	Свищ на трубопроводе	ТК-4 р/с Квартал 1А	гр.раздела Т1	80	2006	Камера
10.08.2021 20:33	17.08.2021 07:29	Свищ на трубопроводе	пдв. 31_1	пдв. 31_4 Т1	100	1993	Подвальная
12.01.2022 13:16	17.01.2022 16:10	Поступление воды через стенку камеры	гр.раздела 2	ТК-1 Т1	700	1986	Канал непроходной
12.01.2022 13:54	18.01.2022 16:37	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-10	ТК-11 Т1	500	1996	Бесканальная
12.01.2022 13:58	24.01.2022 11:32	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-10	ТК-11 Т1	500	1996	Бесканальная
24.05.2022 07:11	25.05.2022 09:40	Свищ на трубопроводе	пдв. 55_1	пдв. 55_2 Т1	150	1994	Подвальная
28.05.2022 00:40	02.06.2022 09:42	Поступление воды в телеф. канализацию	пдв. 53_3	ТК-1 Т2	150	1998	Канал непроходной
30.05.2022 06:55	31.05.2022 08:27	Поступление воды в телеф. канализацию	пдв. 53_3	ТК-1 Т1	150	1998	Канал непроходной

02.06.2022 12:50	06.06.2022 08:40	Поступление воды в телеф. канализацию	пдв. 53_3	ТК-1 Т1	150	1998	Канал непроходной
17.06.2022 06:45	23.06.2022 14:49	Поступление воды через стенку камеры	ТК-4	ТК-5 Т1	700	2006	Бесканальная
23.06.2022 12:38	24.06.2022 13:02	Свищ в корне врезки воздушника	ТК-3			1993	Камера
23.06.2022 12:42	27.06.2022 16:05	Неисправность секционирующей задвижки	ТК-6			1996	Камера
27.06.2022 16:00	28.06.2022 15:55	Свищ на трубопроводе	пдв. 55_3 (р/с Административная)	ТП 55_2 Т1	80	1994	Подвальная
28.06.2022 15:10	01.07.2022 06:39	Поступление воды в телеф. канализацию	пдв. 53_3	ТК-1 Т1	150	1998	Канал непроходной
29.06.2022 06:43	30.06.2022 09:00	Поступление воды в телеф. канализацию	пдв. 53_3	пдв. 55_1 Т1	150	1994	Бесканальная
06.07.2022 07:01	06.07.2022 17:51	Свищ на трубопроводе	пдв. 53_2 (р/с Административная)	ТП 53_2 Т1	80	1994	Подвальная
08.07.2022 06:35	08.07.2022 15:02	Свищ на трубопроводе	ТК-4(р/с Квартал 1А)	гр.раздела Т1	80	2012	Камера
12.07.2022 12:00	18.07.2022 11:19	Вытекание воды в подвале	ТК-3	пдв. 91 Т3	80	1985	Канал непроходной
12.07.2022 12:49	18.07.2022 20:24	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-9	ТК-10 Т1	500	1996	Бесканальная
12.07.2022 12:51	14.07.2022 16:36	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_2	ТП 94 Т1	80	1985	Подвальная
12.07.2022 13:21	01.08.2022 15:52	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-2	ТК-3 Т1	250	1993	Канал непроходной
12.07.2022 15:32	13.07.2022 10:46	Свищ в корне врезки воздушника	ТК-13(Ново-Девяткино)	гр.раздела Т1	150	2007	Камера
12.07.2022 16:22	07.09.2022 07:40	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-1(р/с Квартал 1А)	гр.раздела Т1	50	2006	Бесканальная
14.07.2022 14:46	18.07.2022 20:13	Неисправность задвижки на спускном	(ТК-10) Задвижка-в3		200	1996	Камера
15.07.2022 10:46	18.07.2022 20:13	Неисправность задвижки на спускном	(ТК-10) Задвижка-в2		200	1996	Камера
15.07.2022 22:41	18.07.2022 11:21	Неисправность секционирующей задвижки	Задвижка-13г		80	1985	
22.07.2022 11:56	01.08.2022 15:53	По прослушке СД	ТК-2	ТК-3 Т2	250	1993	Канал непроходной
25.07.2022	29.07.2022	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-4(р/с Квартал 1А)	гр.раздела Т1	80	2006	Бесканальная

04:16	12:34						
26.07.2022 20:07	27.07.2022 00:11	Свищ на трубопроводе	пдв. 31_3	ТП 31_1 Т1	80	1993	Подвальная
27.07.2022 23:27	29.07.2022 13:11	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-4(р/с Квартал 1А)	гр.раздела Т1	80	2006	Бесканальная
01.08.2022 06:46	02.08.2022 07:32	Поступление воды в подвал	пдв. 92_2	врезка 1 Т3	80	1985	Бесканальная
01.08.2022 11:40	05.08.2022 09:29	Вытекание воды в подвале	пдв. 92_2	врезка 1 Т2	80	1985	Бесканальная
04.08.2022 13:49	04.08.2022 15:00	Поступление воды в подвал	пдв. 92_2	врезка 1 Т1	80	1985	Бесканальная
09.08.2022 15:22	11.08.2022 07:36	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	врезка 1(Ново-Девятикино)	ИТП 121 Т1	80	2008	Футляр
19.08.2022 15:53	19.08.2022 18:53	Неисправность вентиля на воздушнике	(УВ-1) Воздушник-в2		100	1974	
01.09.2022 06:37	02.09.2022 07:42	Свищ на сварном стыке	пдв. 94_2	ТП 94 Т1	80	1985	Подвальная
14.09.2022 21:38	16.09.2022 09:48	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-3(р/с Квартал 1А)	пдв. Озерная, 3 Т2	125	2003	Бесканальная
19.09.2022 06:45	20.09.2022 19:14	Парение в канализации	пдв. 33_2	пдв. 31_1 Т2	150	1993	Бесканальная
20.09.2022 19:19	22.09.2022 17:03	Парение в канализации	пдв. 33_2	пдв. 31_1 Т2	150	1993	Канал непроходной
23.09.2022 06:33	28.09.2022 16:47	Парение в канализации	пдв. 33_2	пдв. 31_1 Т1	150	1993	Канал непроходной
30.09.2022 11:29	03.10.2022 06:29	Свищ на трубопроводе	ТК-1	ТК-2 Т2	250	1993	Канал непроходной
07.10.2022 10:49	10.10.2022 16:28	Свищ на трубопроводе	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т3	125	1985	Канал непроходной
16.10.2022 07:58	17.10.2022 06:44	Свищ на трубопроводе	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т3	125	2015	Канал непроходной
16.10.2022 08:25	21.10.2022 06:47	Свищ на трубопроводе	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т4	80	2015	Канал непроходной
02.12.2022 08:53	06.12.2022 14:25	Свищ в корне врезки спускного (прямого)	ТК-3(р/с Охтинская)	ИТП Арсенальная, 7-А Т1	80	2017	Камера
15.12.2022 11:49	19.12.2022 06:46	Свищ на трубопроводе	пдв. 93_1	пдв. 94 Т3	125	1985	Подвальная
29.12.2022 15:39	30.12.2022 06:39	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т1	200	1985	Канал непроходной

30.12.2022 11:30		Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	врезка 1	ТК-7 Т2	50	1985	Бесканальная
30.12.2022 23:26		Свищ на трубопроводе	врезка 1	ТК-7 Т1	50	1985	Бесканальная
09.01.2023 06:39	10.01.2023 08:16	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-1(р/с Квартал 1А)	гр.раздела Т1	50	1993	Бесканальная
09.01.2023 13:37	10.01.2023 08:15	Свищ на трубопроводе	ТК-1(р/с Квартал 1А)	гр.раздела Т2	50	1993	Бесканальная
20.01.2023 15:09	23.01.2023 08:34	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	ТП 96а Т3	80	1985	Канал непроходной
24.01.2023 13:19	26.01.2023 13:37	Свищ на трубопроводе	УВС3-1	ТП Школьная, 15 Т1	65(7 0)	2002	Подвальная
27.02.2023 13:29	28.02.2023 06:40	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-4(р/с Квартал 1А)	гр.раздела Т1	80	2006	Бесканальная
03.03.2023 10:07	06.03.2023 15:47	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	ТП 96а Т3	50	1985	Канал непроходной
07.03.2023 07:08	09.03.2023 07:55	Свищ в корне врезки спускного (обратного)	Пав.1	Пр.3 Т2	200	1997	Бесканальная
22.03.2023 10:43	22.03.2023 15:36	Неисправность УВВ	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т3	125	1985	Канал непроходной
27.03.2023 06:45	28.03.2023 06:55	Поступление воды через стенку камеры	ТК-3(р/с Квартал 1А)	АК-5 Т1	150	2006	Канал непроходной
29.03.2023 12:48	03.04.2023 09:34	Свищ на трубопроводе	ТК-1	ТК-2 Т1	250	1993	Бесканальная
29.04.2023 11:40	02.05.2023 07:43	Вытекание воды из камеры	ТК-11	ТК-12 Т1	500	1996	Камера
16.05.2023 05:22	17.05.2023 06:48	Свищ на трубопроводе	УТ-3(р/с Квартал 2)	гр.раздела Т1	100	2008	Надземная
04.07.2023 13:26	05.07.2023 15:48	Поступление воды по дренажу	гр.раздела 2	ИТП Озёрная, 6 Т1	65(7 0)	2000	Бесканальная
17.07.2023 15:58	17.08.2023 18:13	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	НСС Школьная, 11	пдв. 93_1 Т3	100	1985	Канал непроходной
18.07.2023 10:43	05.09.2023 07:28	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-1(р/с Квартал 1А)	гр.раздела Т1	50	1993	Бесканальная
18.07.2023 12:08	20.07.2023 07:35	Свищ на трубопроводе	ТК-2(Ново-Девяткино)	ТП Школьная, 1 Т1	125	1998	Подвальная
18.07.2023 12:38	24.07.2023 14:24	Свищ на трубопроводе	УТ-2(р/с Квартал 2)	УТ-7 Т2	200	1986	Надземная
18.07.2023	21.07.2023	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	пдв. 53_3	ТК-1 Т1	150	1998	Канал непроходной

12:59	17:41						
18.07.2023 14:49	02.08.2023 10:32	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-5	ТК-6 Т1	500	1996	Бесканальная
18.07.2023 16:15	02.08.2023 10:34	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-1	Пр. 2 Т1	250	1997	Канал непроходной
18.07.2023 16:34	02.08.2023 10:28	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	врезка 3	Пр. 3 Т1	700	1986	Надземная
27.07.2023 07:22	02.08.2023 10:34	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-9	ТК-10 Т1	500	1996	Бесканальная
01.08.2023 08:08	02.08.2023 10:34	Свищ на трубопроводе	УТ-2	УТ-3 Т1	200	1985	Надземная
01.08.2023 23:16	04.08.2023 05:53	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-3	пдв. 49 Т1	200	1994	Бесканальная
01.08.2023 23:59	03.08.2023 12:25	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	ТК-9	ТК-10 Т2	500	1996	Бесканальная
02.08.2023 18:37	07.08.2023 07:45	Вытекание воды в камере	ТК-6(Ново-Девяткино)	АК-1а Т1	125	2000	Камера
08.08.2023 06:30	08.08.2023 16:38	Свищ на трубопроводе	ТК-2	пдв. 92_1 Т2	100	1985	Подвальная
12.08.2023 16:09	14.08.2023 07:46	Свищ на трубопроводе	пдв. 91 (р/с Квартал 2)	ТП 91 Т2	80	1985	Подвальная
13.08.2023 00:03	18.08.2023 20:13	Поступление воды через стенку камеры	ТК-3	пдв. 91 Т2	100	1985	Канал непроходной
13.08.2023 12:25	14.08.2023 07:31	Свищ на трубопроводе	пдв. 94_3	ТП 96а Т1	80	1985	Канал непроходной
29.08.2023 07:18	04.09.2023 06:32	Вытекание воды на пов-ть на лин. уч-ке	пдв. 94_3	ТП 96а Т3	80	1985	Канал непроходной
26.09.2023 06:39	29.09.2023 14:14	Свищ на трубопроводе	УС-2	УВ-4 Т1	250	1997	Надземная
05.10.2023 09:11	06.10.2023 07:42	Свищ на сварном стыке	Пр.2	врезка 2 Т1	700	1986	Надземная
24.10.2023 07:19	25.10.2023 07:41	Поступление воды в канал	пдв. 91	врезка 2 Т1	65(7 0)	2008	Бесканальная

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

Данные представлены в разделе 1.3.7.

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

Согласно п.6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- ✓ гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- ✓ испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- ✓ испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- ✓ испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- ✓ испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером ОЭТС.

При получении тепловой энергии от источника тепла, принадлежащего другой организации, рабочая программа согласовывается с главным инженером этой организации.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

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

Руководитель испытания перед началом испытания должен:

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

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером ОЭТС, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с

требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером ОЭТС, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (далее - температурные испытания) определяется руководителем ОЭТС.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°C. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- ✓ отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- ✓ неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- ✓ системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- ✓ отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- ✓ калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек - задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем ОЭТС.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем ОЭТС.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Фактические данные по испытаниям тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, не предоставлены.

Техническое обслуживание и ремонт

ОЭТС должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и (или) восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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.

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

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- ✓ подготовка технического обслуживания и ремонтов;

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

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

Испытания на определение тепловых потерь в тепловых сетях МО Новодевяткинское сельское поселение не проводились.

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

Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии выполняется в соответствии с «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго России №325 от 30.12.2008г., с учетом Приказа Минэнерго России №36 от 01.02.2010г. «О внесении изменений в приказы Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. N 325 и от 30 декабря 2008 г. N 326».

Исходные данные, используемые при выполнении расчетов:

Теплоноситель «вода».

$n_{от}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном периоде, ч.;

$n_{неот}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в неотопительном периоде, ч.;

$\alpha = 0,25\%$ норма среднегодовой утечки теплоносителя;

$t_{х.от} = 5^{\circ}\text{C}$ – температура холодной воды в отопительный период;

$V_{от}$ - объем тепловых сетей в отопительный период, м^3 ;

$t_{ср. \text{ наружного воздуха}}$ – прогнозируемая среднемесячная температура наружного воздуха в отопительный период в соответствии с данными о фактических температурах наружного воздуха за последние пять лет, $^{\circ}\text{C}$.

Определение нормативных потерь теплоносителя.

Теплоноситель «вода».

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м^3 , определяются по формуле:

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

α - норма среднегодовой утечки теплоносителя, установленная в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{\text{год}}$ - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³;

$m_{\text{ут.год.н.}}$ - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/ч;

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

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м³, определяется из выражения:

$$V_{\text{год}} = \frac{V_{\text{от}} \cdot n_{\text{от}} + V_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}}}{n_{\text{от}} + n_{\text{л}}} = \frac{V_{\text{от}} \cdot n_{\text{от}} + V_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}}}{n_{\text{год}}},$$

где:

$V_{\text{от}}$ $V_{\text{л}}$ - емкость трубопроводов тепловой сети, соответственно, в отопительном и неотопительном периодах, м³;

$n_{\text{от}}$ $n_{\text{л}}$ - продолжительность функционирования тепловой сети, соответственно, в отопительном и неотопительном периодах, ч.

Емкость трубопроводов тепловой сети определяется в зависимости от их удельного объема и длины:

$$V_{\Pi} = \sum_{i=1}^k v_{di} \cdot l_{di},$$

где:

v_{di} - удельный объем i -го участка трубопровода определенного диаметра, м³/км.

l_{di} - длина i -го участка трубопровода, м.

Определение потерь тепловой энергии, обусловленных утечкой теплоносителя.

Теплоноситель «вода».

Нормативные потери тепловой энергии с потерями теплоносителя, Гкал/год:

$$Q_{\text{ун}} = m_{\text{ут.год.н.}} \cdot \rho_{\text{год}} \cdot c \cdot [b \cdot \tau_{1\text{год}} + (1-b) \cdot \tau_{2\text{год}} - \tau_{\text{х.год}}] \cdot n_{\text{год}} \cdot 10^{-6},$$

где

$\rho_{\text{год}}$ - среднегодовая плотность теплоносителя при средней (с учетом b) температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м³;

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

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

$t_{x.zod}$ - среднегодовое значение температуры исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, °С;

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

Среднегодовая температура холодной воды:

$$t_{XB}^{cp.zod} = \frac{t_{XB}^{om} \cdot n_{om} + t_{XB}^{\pi} \cdot n_{\pi}}{n_{zod}},$$

где:

$t_{XB}^{om}, t_{XB}^{\pi}$ - температура холодной воды, соответственно, в отопительный и неотопительный периоды, °С.

Определение часовых тепловых потерь тепловой энергии через изоляцию.

Нормативные годовые потери тепловой энергии через изоляционные конструкции трубопроводов, Гкал/год:

$$Q_{из.н.zod} = \sum (q_{из.н.} \cdot L \cdot \beta \cdot n) \cdot 10^{-6}, \quad \text{где}$$

$q_{из.н.}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводов каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия эксплуатации;

L - протяженность участков трубопроводов каждого диаметра, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий потери запорной арматурой, компенсаторами, опорами.

Теплоснабжающие организации определяют потери тепловой энергии в сетях расчетным способом. Величина потерь ежегодно устанавливается Комитетом по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Потери находятся на уровне 7,28% от отпуска тепловой энергии в сеть.

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

Данные о фактических потерях тепловой энергии представлены в таблице.

2020 год факт	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГ
Ново-Девяткино (ТЭЦ-21)	1 927	1 826	1 851	1 653	1 558	1 426	1 458	805	1 468	1 573	1 690	2 079	19 314
<i>через изоляцию</i>	1 597	1 511	1 531	1 373	1 293	1 196	1 230	674	1 220	1 304	1 400	1 720	16 049
<i>с потерями теплоносителя</i>	330	315	320	280	265	230	228	131	248	269	290	359	3 265

2021 год факт	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГ
Ново-Девяткино (ТЭЦ-21)	2 265	2 106	1 985	1 605	1 628	1 374	1 367	875	1 415	1 487	1 632	2 250	19 989
<i>через изоляцию</i>	1 820	1 727	1 640	1 299	1 357	1 144	1 148	734	1 158	1 226	1 348	1 865	16 466
<i>с потерями теплоносителя</i>	445	379	345	306	271	230	219	141	257	261	284	385	3 523

2022 год факт	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГ
Ново-Девяткино (ТЭЦ-21)	2 236	1 769	1 893	1 596	1 505	1 414	856	1 444	1 438	1 488	1 743	2 148	19 530
<i>через изоляцию</i>	1 840	1 459	1 561	1 315	1 248	1 178	718	1 201	1 197	1 232	1 442	1 769	16 160
<i>с потерями теплоносителя</i>	396	310	332	281	257	236	138	243	241	256	301	379	3 370

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

Сведений о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей не выявлено.

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

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

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

Потребители, чьи здания не оборудованы приборами учета тепловой энергии, производят оплату исходя из норматива отпуска тепловой энергии по утвержденному тарифу.

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

В соответствии с требованиями части 15 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утв. Приказом Минэнерго России от 24.03.2003 N 115 при эксплуатации систем теплоснабжения и теплопотребления мощностью 10 Гкал/час и более организуется круглосуточное диспетчерское управление, при мощности менее 10 Гкал/час диспетчерское управление устанавливается по решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

Задачами диспетчерского управления являются:

- разработка и ведение заданных режимов работы тепловых энергоустановок и сетей в подразделениях организации;
- планирование и подготовка ремонтных работ;
- обеспечение устойчивости систем теплоснабжения и теплопотребления;
- выполнение требований к качеству тепловой энергии;

- обеспечение экономичности работы систем теплоснабжения и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;

- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и потреблении тепловой энергии.

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

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

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

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

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

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

Операции с указанным оборудованием и устройствами производятся под руководством диспетчера.

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

Операции с указанным оборудованием и устройствами производятся с разрешения диспетчера.

Все тепловые энергоустановки и сети распределяются по уровням диспетчерского управления.

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

Взаимоотношения персонала различных уровней оперативно-диспетчерского управления регламентируются соответствующими типовыми положениями. Взаимоотношения специалистов различных уровней управления в организации регламентируются местными инструкциями.

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

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

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

1.3.16 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Устройств защиты тепловых сетей (установленных непосредственно на трубопроводах ТС) от превышения давления не установлено.

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

В настоящее время на территории муниципального образования бесхозяйных сетей нет.

1.3.18 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

В соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии (СО-153-34.20.523-2003, части 1, 2, 3 и 4 утвержденных приказом министерства энергетики Российской Федерации №278 от

30.06.2003 г.) энергетические характеристики должны разрабатываться для систем теплоснабжения с расчетной тепловой нагрузкой 100 Гкал/ч и более по следующим показателям: разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах; удельный расход электроэнергии; удельный расход сетевой воды, потери тепловой энергии и потери сетевой воды.

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

1.4 Зоны действия источников тепловой энергии

На территории МО Новодевяткинское сельское поселение действует 1 источник централизованного теплоснабжения: Северная ТЭЦ-21 мощностью 1 208 Гкал/ч. Границы зоны действия источника централизованного теплоснабжения представлены на рис. 7.



Рис. 7 Зона действия теплоснабжения Северной ТЭЦ-21

1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

Значения расчетных тепловых нагрузок потребителей МО Новодевяткинское сельское поселение, подключенных к системе централизованного теплоснабжения, предоставлены ресурсоснабжающими организациями.

Общая подключенная нагрузка отопления потребителей МО Новодевяткинское сельское поселение, подключенных к системе централизованного теплоснабжения, составляет 212,90 Гкал/ч., в т.ч. отопление – 79,9026 Гкал/ч., ГВС – 40,6048 Гкал/ч., вентиляция – 92,3926 Гкал/ч.

Тепловые нагрузки потребителей представлены в таблице.

№	Адрес				Тепловая нагрузка, Гкал/час		
	улица	дом	корп.	лит.	Отопление	Вентиляция	ГВС (макс)
1	Главная ул	\60	-	-	0,0366	0,0366	0,0000
2	Энергетиков ул	\8	-	-	0,7530	0,0000	1,0600
3	Энергетиков ул	\3	-	-	0,6100	0,0000	0,5300
4	Славы ул	\5	-	-	0,1700	0,0000	0,1600
5	Ветеранов ул	\6	-	-	0,0400	0,0000	0,1300
6	Ветеранов ул	\8	-	-	0,0800	0,0000	0,0000
7	Энергетиков ул	\2	-	-	1,0760	0,0000	0,3950
8	Славы ул	\10	-	-	0,6042	0,0000	0,2480
9	Ветеранов ул	\14	-	-	0,5982	0,0000	0,2600
10	Ветеранов ул	\4	-	-	0,0400	0,0000	0,1300
11	Ветеранов ул	\10	-	-	0,2700	0,0000	0,2500
12	Озерная ул	\9	-	-	0,6530	0,0000	0,3230
13	Озерная ул	\5	-	-	0,7880	0,0000	0,5378
14	Озерная ул	\7	-	-	0,6530	0,0000	0,3230
15	Ветеранов ул	\12	-	-	0,1400	0,0000	0,1400
16	Энергетиков ул	\6	-	-	0,7380	0,0000	0,3180
17	Лесная ул	\2	-	-	1,7900	0,0000	0,8140
18	Славы ул	\7	-	-	1,1700	0,0000	0,4100
19	Ветеранов ул	\16	-	-	0,9700	0,0000	0,4300
20	Озерная ул	\3	-	-	0,8690	0,0000	0,6330
21	Ветеранов ул	\2	-	-	0,2400	0,0000	0,2100
22	Капральская	\19	-	-	0,5693	0,0000	0,2897
23	Арсенальная ул	\4	-	-	1,5300	0,0000	0,6418
24	Озерная ул	\8	-	-	0,5200	0,0000	0,4370
25	Школьная ул	\2	-	-	0,5390	0,0000	0,3960
26	Арсенальная ул	\2	-	-	1,5240	0,0000	0,6400
27	Энергетиков ул	\1	-	-	0,6680	0,0000	0,4750
28	Энергетиков ул	\1	-	-	0,4320	0,0000	0,3400
29	Школьная ул	\2	-	-	0,2460	0,0000	0,2060
30	Лесная ул	\6	-	-	1,2390	0,0000	0,5730
31	Лесная ул	\4	-	-	0,8910	0,0000	0,5420
32	Озерная ул	\6	-	-	0,4300	0,0000	0,3200
33	Главная ул	\12	-	-	1,2694	0,0000	0,4973
34	Главная ул	\21	-	-	0,1660	0,4840	0,0510
35	Главная ул	\56	-	-	0,0085	0,0000	0,0000
36	Главная ул	\58	-	-	0,0087	0,0000	0,0000
37	Озерная ул	\4	-	-	0,0700	0,1130	0,0500
38	Новое Девяткино	\кв.28,д.15	-	-	0,5270	0,0000	0,4310
39	Новое Девяткино	\кв.28,д.15	-	-	0,0610	0,0640	0,2540
40	Новое Девяткино	\кв.28,д.15	-	-	0,7030	0,0000	0,5830
41	Новое Девяткино	\кв.28,д.15	-	-	0,0000	0,3150	0,0000
42	Арсенальная ул	\2	-	-	0,0060	0,0000	0,0000

43	Главная ул	`56	-	-	0,0009	0,0000	0,0000
44	Школьная ул	`2	-	-	0,0196	0,0000	0,0109
45	Школьная ул	`2	-	-	0,0274	0,0000	0,0151
46	Главная ул	`58	-	-	0,0035	0,0000	0,0000
47	Капральская	`19	-	-	0,0043	0,0000	0,0071
48	Капральская	`15	-	-	0,7711	0,0000	0,5700
49	Капральская	`15	-	-	0,6935	0,0000	0,4985
50	Капральская	`15	-	-	0,6216	0,0000	0,4289
51	Капральская	`15	-	-	0,7876	0,0000	0,4864
52	Арсенальная ул	`9	-	-	0,2550	0,0800	0,0350
53	Арсенальная ул	`9	-	-	0,0410	0,1520	0,0000
54	Флотская ул	`9	-	-	1,1677	0,0000	0,6666
55	Флотская ул	`9	-	-	0,8651	0,0000	0,4812
56	Арсенальная ул	`5	-	-	0,8700	0,0000	0,7000
57	Школьная ул	`9	-	М	0,0790	0,0000	0,0070
58	Школьная ул	`14	-	З	0,0730	0,0000	0,0350
59	Школьная ул	`13	-	К	0,0150	0,0000	0,0000
60	Новое Девяткино	`19/1	-	-	0,0030	0,0000	0,0050
61	Школьная ул	`10	-	И	0,0850	0,0000	0,0090
62	Славы ул	`14	-	-	0,1390	0,0000	0,0560
63	Новое Девяткино	`19/1	-	Д	0,0810	0,0000	0,0310
64	Школьная ул	`10	-	А	0,1050	0,0000	0,2770
65	Славы ул	`12	-	-	0,1020	0,0000	0,0490
66	Новое Девяткино	`19/1	-	Д	0,0210	0,0000	0,0000
67	Славы ул	`6	-	-	0,1440	0,0000	0,0200
68	Школьная ул	`15	-	-	0,0461	0,0000	0,0000
69	Школьная ул	`15	-	-	0,0943	0,0000	0,0000
70	Школьная ул	`15	-	-	0,0996	0,2000	0,0100
71	Капральская	`11	`1	-	0,1000	0,0000	0,0279
72	Капральская	`11	-	А	0,0080	0,0000	0,0000
73	Капральская	`11	`4	-	0,0375	0,0000	0,0105
74	Капральская	`11	`3	-	0,0879	0,0000	0,0246
75	Капральская	`11	`2	-	0,1005	0,0000	0,0281
76	Капральская	`11	`8	-	0,1003	0,0000	0,0280
77	Капральская	`11	`6	-	0,1141	0,0000	0,0319
78	Капральская	`11	`14	-	0,0402	0,0000	0,0112
79	Капральская	`11	`13	-	0,0350	0,0000	0,0098
80	Капральская	`11	`9	-	0,0745	0,0000	0,0208
81	Капральская	`11	`5	-	0,1359	0,0000	0,0380
82	Капральская	`11	`11	-	0,0745	0,0000	0,0208
83	Капральская	`11	`12	-	0,0745	0,0000	0,0208
84	Капральская	`11	`7	-	0,0999	0,0000	0,0279
85	Капральская	`11	`10	-	0,0993	0,0000	0,0278
86	Флотская ул	`10	-	-	0,6000	0,0000	0,4500
87	Флотская ул	`8	-	-	0,5700	0,0000	0,3400
88	Флотская ул	`6	-	-	1,0900	0,0000	0,7200
89	Новое Девяткино	`121	-	-	0,1800	0,0000	0,1300
90	Главная ул	`60	-	-	0,3900	0,2900	0,3000
91	Школьная ул	`1	-	-	0,5960	0,0000	0,0700
92	Энергетиков ул	`4	-	-	0,1600	0,3900	0,1370
93	Новое Девяткино	`ОСТ	-	-	0,0120	0,0000	0,0000
94	Арсенальная ул	`6	-	-	1,5600	0,0000	0,7300
95	Арсенальная ул	`6	-	-	0,0029	0,2100	0,0000
96	Новое Девяткино	`16	-	Б, В, Д	0,0700	0,0500	0,0900
97	Флотская ул	`7	-	-	1,4000	0,0000	0,6200
98	Лесная ул	`8	-	-	0,1630	0,0400	0,1300
99	Лесная ул	`8	-	-	0,0370	0,0000	0,0000
100	Новое Девяткино	`37-А	-	-	0,0070	0,0000	0,0000
101	Арсенальная ул	`7	-	-	0,0044	0,0000	0,0000
102	Арсенальная ул	`7	-	-	0,0056	0,0000	0,0000
103	Арсенальная ул	`7	-	-	0,0050	0,0000	0,0000
104	Арсенальная ул	`7	-	-	0,0045	0,0000	0,0000
105	Арсенальная ул	`7	-	-	0,0045	0,0000	0,0000

106	Арсенальная ул	`7	-	-	0,0052	0,0000	0,0000
107	Энергетиков ул	-	-	-	1,0000	0,0000	0,0000
108	Арсенальная ул	`7	-	А	0,0150	0,0000	0,0000
109	Арсенальная ул	`7	-	А	0,0000	0,0000	0,0111
110	Арсенальная ул	`7	-	А	0,2810	0,1071	0,1604
111	Новое Девяткино	`96А	-	-	0,3920	0,0380	0,1960
112	Арсенальная ул	`1	-	А	0,0160	0,0000	0,0000
113	Арсенальная ул	`1	-	А	0,1500	0,0300	0,0650
114	Главная ул	`58	-	-	0,0017	0,0000	0,0000
115	Главная ул	`56	-	-	0,0014	0,0000	0,0000
116	Капральская	`19	-	-	0,0020	0,0000	0,0000
117	Главная ул	`58	-	-	0,0030	0,0000	0,0000
118	Капральская	`19	-	-	0,0031	0,0000	0,0072
119	Арсенальная ул	`5А	-	-	0,1400	0,4300	0,2090
120	Озерная ул	`5	-	-	0,0055	0,0000	0,0000
121	Ветеранов ул	`14	-	-	0,0059	0,0000	0,0000
122	Озерная ул	`5	-	-	0,0043	0,0000	0,0000
123	Главная ул	`58	-	-	0,0018	0,0000	0,0000
124	Славы ул	`10	-	-	0,0057	0,0000	0,0117
125	Главная ул	`56	-	-	0,0015	0,0000	0,0000
126	Главная ул	`56	-	-	0,0021	0,0000	0,0000
127	Арсенальная ул	`4	-	-	0,0027	0,0000	0,0042
128	Главная ул	`58	-	-	0,0012	0,0000	0,0000
129	Главная ул	`56	-	-	0,0009	0,0000	0,0000
130	Арсенальная ул	`6	-	-	0,0029	0,0000	0,0000
131	Главная ул	`56	-	-	0,0018	0,0000	0,0000
132	Главная ул	`56	-	-	0,0013	0,0000	0,0000
133	Главная ул	`56	-	-	0,0014	0,0000	0,0000
134	Главная ул	`58	-	-	0,0017	0,0000	0,0000
135	Главная ул	`58	-	-	0,0020	0,0000	0,0000
136	Озерная ул	`5	-	-	0,0042	0,0000	0,0042
137	Новое Девяткино	`произв.	-	-	0,0440	0,0000	0,0000
138	Новое Девяткино	`ремонт	`Цех №1	-	0,1850	0,2170	0,0000
139	Новое Девяткино	`бытовые	`админ.	-	0,0390	0,0290	0,0620
140	Новое Девяткино	`гараж	`Цех № 2	-	0,0870	0,1520	0,0000
141	Новое Девяткино	`ск	`централ	ад	0,1480	0,0000	0,0000
142	Школьная ул	`2	-	-	0,0107	0,0000	0,0095
143	Школьная ул	`2	-	-	0,0113	0,0000	0,0095
144	Энергетиков ул	`5	-	-	0,0350	0,0000	0,0115
145	Энергетиков ул	`5	-	-	0,1843	0,0000	0,1282
146	Новое Девяткино	`1.3	`9	-	0,0352	0,0180	0,0274
147	Новое Девяткино	`1.3	`9	-	0,9867	0,0245	0,3734
148	Новое Девяткино	`1.3	`9	-	1,2454	0,0274	0,4514
149	Главная ул	`58	-	-	0,3950	0,0000	0,3800
150	Главная ул	`56	-	-	0,4200	0,0000	0,3600
151	Арсенальная ул	`7	-	-	0,0288	0,0000	0,0000
152	Арсенальная ул	`3	-	-	1,0500	0,0000	0,6720
153	Арсенальная ул	`1	-	-	1,6100	0,0000	0,9120
154	Арсенальная ул	`7	-	-	1,7500	0,0000	1,1100
155	Капральская	`15	-	-	0,0080	0,0000	0,0072
156	Капральская	`15	-	-	0,0128	0,0000	0,0064
157	Капральская	`15	-	-	0,0120	0,0000	0,0042
158	Озерная ул	`8	-	-	0,0737	0,0000	0,0344
159	Озерная ул	`8	-	-	0,0123	0,0000	0,0058
160	Озерная ул	`8	-	-	0,0039	0,0000	0,0018
161	Главная ул	`12	-	Г	0,0260	0,0000	0,0000
162	Главная ул	`12	-	Г	0,1800	0,0000	0,0000
163	Главная ул	`12	-	Г	0,1700	0,0000	0,0350
164	Главная ул	`12	-	Г	0,0400	0,0000	0,0000
165	Главная ул	`12	-	Г	0,0780	0,0000	0,0130
166	Главная ул	`12	-	Г	0,0260	0,0000	0,0000
167	Главная ул	`14	-	-	0,7896	0,0182	0,3237
168	Главная ул	`14	-	-	0,0074	0,0000	0,0000

169	Главная ул	\14	-	-	0,0225	0,0037	0,0000
170	Главная ул	\участок13	-	-	0,0553	0,0000	0,0000
171	Озерная ул	\уч.10	-	-	0,0262	0,0131	0,0000
172	Новое Девяткино	\95431	-	-	0,5000	0,0000	0,2542
173	Новое Девяткино	\ЛМЗ	-	-	28,5800	88,8600	12,2710
Итого по видам теплоснабжения:					79,9026	92,3926	40,6048
ИТОГО:					212,9000		

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

Расчетная температура наружного воздуха для МО Новодевяткинское сельское поселение составляет -24°C . Анализ значений потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха основан на показаниях приборов учета тепловой энергии, установленных на выводах тепловых сетей источников тепловой энергии.

Полезный отпуск тепла МО Новодевяткинское сельское поселение за 2023 г. составил 378 871,97 Гкал.

У теплоснабжающей организации нет дефицита в тепловой мощности теплоисточника.

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения МО Новодевяткинское сельское поселение на отопление утверждены Постановлением Правительства Ленинградской области от 24 ноября 2010 г. №313. Согласно данному постановлению, нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории МО Новодевяткинское сельское поселение, составляют:

№ п/п	Классификационные группы многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления тепловой энергии, Гкал/кв. м общей площади жилых помещений в месяц
1	Дома постройки до 1945 года	0,0207
2	Дома постройки 1946-1970 годов	0,0173
3	Дома постройки 1971-1999 годов	0,0166
4	Дома постройки после 1999 года	0,0099

1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

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

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

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

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

В таблице представлены параметры тепловой мощности нетто источников:

Источник тепловой энергии	Установленная мощность источника, Гкал/ч.	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч.	Потери тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч.	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч.
Северная ТЭЦ-21	1208	980	79	901

Как следует из приведенного баланса у источника имеется определенный резерв установленной тепловой мощности котлов.

Существующие тепловые сети по результатам гидравлического расчета не имеют резерв пропускной способности, и не могут обеспечить тепловой энергией новых потребителей.

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в РПК Zulu.

1.7 Балансы теплоносителя

Виды потребляемой воды:

- осветленная (хоз. питьевая).

Источник осветленной воды – городской водопровод.

Осветленная вода после дополнительной химводоочистки используется для подпитки тепловых сетей.

Данные по температурам воды в источнике отсутствуют, поэтому для проведения расчетов приняты следующие температуры: 5 °С – для отопительного периода; 15 °С – для летнего периода.

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя, обусловленных утечкой теплоносителя, м^3 , определяются по формуле:

$$M_{\text{у.н.}} = \frac{a V_{\text{ср.год}} n_{\text{год}}}{100} = m_{\text{у.н.год}} n_{\text{год}}, \text{ м}^3,$$

где a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, установленная Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети и подключенных к ней систем теплоснабжения, $\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}^3$;

$V_{\text{год}}$ - среднегодовая емкость тепловой сети и систем теплоснабжения, м^3 ;

$n_{\text{год}}$ - продолжительность функционирования тепловой сети и систем теплоснабжения в течение года, ч;

$m_{\text{у.н.год}}$ - среднечасовая за год норма потерь теплоносителя, обусловленных его утечкой, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Значение среднегодовой емкости тепловых сетей и присоединенных к ним систем теплоснабжения, м^3 , определяется формулой:

$$V_{\text{ср.год}} = \frac{V_{\text{от}} n_{\text{от}} + V_{\text{л}} n_{\text{л}}}{n_{\text{от}} + n_{\text{л}}} = \frac{V_{\text{от}} n_{\text{от}} + V_{\text{л}} n_{\text{л}}}{n_{\text{год}}}, \text{ м}^3,$$

где $V_{\text{от}}$ и $V_{\text{л}}$ - емкость трубопроводов тепловой сети и систем теплоснабжения в отопительном и неотапливаемом периодах, м^3 ;

$n_{\text{от}}$ и $n_{\text{л}}$ - продолжительность функционирования тепловой сети в отопительном и неотапливаемом периодах, ч.

Емкость трубопроводов тепловых сетей определяется в зависимости от их удельного объема и длины:

$$V_{\text{мс}} = \sum_{i=1}^n v_{\text{д}i} l_{\text{д}i},$$

где v_{di} - удельный объем i -го участка трубопроводов определенного диаметра, $\text{м}^3/\text{км}$; принимается по таблице 6 Правил;

l_{di} - длина i -го участка трубопроводов, км

Емкость систем теплоснабжения зависит от их вида и определяется по формуле:

$$V_{с.ж.и} = \sum_{i=1}^n v Q_{от}^n ,$$

где v - удельный объем системы теплоснабжения, $\text{м}^3 \cdot \text{ч}/\text{Гкал}$; принимается по таблице 7 Правил в зависимости от вида нагревательных приборов, которыми оснащена система, и температурного графика регулирования отпуска тепловой энергии, принятого в системе теплоснабжения;

n - количество систем теплоснабжения, оснащенных одним видом нагревательных приборов.

Баланс теплоносителя за 2023 г. представлен в таблице.

Наименование показателя	Ед. Изм.	2023
Потребление холодной воды из сети на источнике (при разделении на «питьевого качества» и «техническую» указать)	тыс. м^3	557,2
Собственные нужды ХВО источника	тыс. м^3	485,0
Подпитка тепловой сети	тыс. м^3	11950,0
Нормативные потери теплоносителя в ТС	тыс. м^3	72,200
Сверхнормативные потери теплоносителя в ТС	тыс. м^3	–
Полезный отпуск теплоносителя в качестве ГВС (при открытой схеме), в том числе:	тыс. м^3	12096,6
ГВС по приборам учета у Потребителей	тыс. м^3	11950,0

1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

Основным топливом на ТЭЦ является природный газ.

Газ на ТЭЦ сжигается в энергетических котлах для получения перегретого пара, который направляется на паровую турбину для выработки электроэнергии, а также используется для теплоснабжения потребителей.

В качестве резервного топлива используется мазут топочный М-100, который доставляется железнодорожным транспортом в цистернах и хранится в мазутохранилище ТЭЦ.

Расход топлива за 2023 г. по ТЭЦ представлен в таблице.

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т.н.т.	Приход топлива за год, т.н.т., тыс. м ³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т.н.т.	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм ³)
			Всего, т.у.т., тыс. м ³	в т.ч. на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натур.	услов.		
Природный газ			572 092			8 131	
Мазут			268			9 291	
Дизельное топливо							

Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источником тепловой энергии за 2023 г. составил 122,5 кг усл. топл./Гкал.

1.9 Надежность теплоснабжения

Расчет надежности теплоснабжения выполняется на основе данных по повреждениям тепловых сетей и сооружений на них отдельно по отопительному периоду, по неотопительному периоду и по данным гидравлических испытаний по каждому году ретроспективного периода, предоставляемых теплосетевыми организациями.

Кроме этого надежность теплоснабжения обеспечивают такие факторы, как

- наличие резерва тепловых мощностей на теплоисточниках;
- наличие резервных сетевых насосов;
- наличие резерва сетевых подогревателей;
- наличие системы поставок топлива и его запасов в размерах не менее нормативов;
- наличие соединительных линий (перемычек) между тепловыми сетями от разных теплоисточников;
- техническое состояние основного и вспомогательного оборудования на котельных и ТЭЦ;
- техническое состояние тепловых сетей и сооружений на них;
- техническое состояние тепловых узлов потребителей, центральных и индивидуальных тепловых пунктов;
- техническое состояние трубопроводов внутридомовых разводок.

Централизованное теплоснабжение потребителей тепловой энергии осуществляется от единственного источника, схема тепловых сетей радиально-тупиковая, резервирование, а также кольцевание сетей полностью отсутствует.

Автономные источники теплоснабжения потребителей 1 категории надежности не предусмотрены.

Оценка каждого из факторов надежности позволяет сделать следующие выводы:

- ✓ на источнике установлено 11 котлов. Это, в случае выхода из строя одного из котлов, позволяет обеспечить подключенные нагрузки не менее, чем на 80%;
- ✓ теплоснабжающая организация имеет сложившуюся систему поставок топлива;
- ✓ техническое состояние многих участков тепловых сетей не обеспечивает энергоэффективность процесса транспортировки теплоносителя. По причине физического износа тепловой изоляции фактические тепловые потери значительно превышают нормативные. При отсутствии приборов учета тепловой энергии у большинства потребителей сверхнормативные (нерациональные) сетевые потери входят в отпускаемую с котельных теплоту и оплачиваются потребителями.
- ✓ техническое состояние тепловых узлов потребителей, центральных и индивидуальных тепловых пунктов, которые являются коллективной собственностью жителей домов, зависит от деятельности управляющих организаций и органов

самоуправления домов.

За отопительный период 2021-2023 г. остановок источника тепловой энергии не было.

1.10 Управляемость систем теплоснабжения

В соответствии со статьей 6. ФЗ-190 к полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относятся:

1) организация обеспечения надежного теплоснабжения потребителей на территориях поселений, городских округов, в том числе принятие мер по организации обеспечения теплоснабжения потребителей в случае неисполнения теплоснабжающими организациями или теплосетевыми организациями своих обязательств либо отказа указанных организаций от исполнения своих обязательств;

2) рассмотрение обращений потребителей по вопросам надежности теплоснабжения в порядке, установленном правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации;

3) выполнение требований, установленных правилами оценки готовности поселений, городских округов к отопительному периоду, и контроль за готовностью теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций, отдельных категорий потребителей к отопительному периоду;

4) согласование вывода источников тепловой энергии, тепловых сетей в ремонт и из эксплуатации;

5) утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации;

6) согласование инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Управление системой теплоснабжения и другими системами коммунального хозяйства производит администрация МО Новодевяткинское сельское поселение.

1.11 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.11.1 Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

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

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

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

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

г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;

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

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

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

Данные результатов хозяйственной деятельности в области централизованного теплоснабжения ПАО «ТГК - 1» ТЭЦ - 21 за 2023 г. представлены в таблице.

Выручка от регулируемого вида деятельности с распределением по видам деятельности	тыс. руб.	852 855,77
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	967 056,91
Расходы на приобретаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
Расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки	тыс. руб.	533 864,02
газ природный по регулируемой цене	х	х

объём	млн м3	76,74
стоимость за единицу объёма	тыс. руб.	5 726,52
стоимость доставки	тыс. руб.	43 672,74
способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
газ природный по нерегулируемой цене	х	х
объём	тыс м3	8,33
стоимость за единицу объёма	тыс. руб.	5 555,61
стоимость доставки	тыс. руб.	3 977,43
способ приобретения	х	Торги/аукци оны
мазут	х	х
объём	тонны	0,04
стоимость за единицу объёма	тыс. руб.	11 776,90
стоимость доставки	тыс. руб.	
способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
Расходы на приобретаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	6 728,12
Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	1,39
Объём приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	4 837,61
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	34 830,41
Расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	1 136,6814
Расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала, в том числе:	тыс. руб.	52 237,63
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	40 149,87
Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала	тыс. руб.	12 087,76
Расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	30 386,19
Расходы на амортизацию основных средств	тыс. руб.	30 386,19
Расходы на амортизацию нематериальных активов	тыс. руб.	0,00
Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	13,90
Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	9 254,01
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	14 381,12
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных средств	тыс. руб.	40 786,23
Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует

Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс. руб.	243 438,59
Расходы на услуги по передаче тепловой энергии	тыс. руб.	217 376,66
Расходы на уплату налогов и сборов	тыс. руб.	3 499,80
Предпринимательская прибыль	тыс. руб.	4 112,71
Прочие расходы	тыс. руб.	18 449,42
Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-91 218,13
Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-92 130,62
Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	1 046,53
Изменение стоимости основных фондов за счет:	тыс. руб.	1 046,53
Изменения стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	1 046,53
Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	1 208,00
ТЭЦ-21	Гкал/ч	1 208,00
Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	404,39
Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	590,6390
Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, определенном в том числе	тыс. Гкал	610,8031
По приборам учёта	тыс. Гкал	404,3560
По нормативам потребления коммунальных услуг и нормативам потребления коммунальных ресурсов	тыс. Гкал	206,4471
Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	тыс. Гкал/год	33,01
Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	32,66
Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	30,6779
Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал	167,0000

ТЭЦ-21	кг у. т./Гкал	167,0000
Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг усл. топл./Гкал	167,6910
ТЭЦ-21	кг усл. топл./Гкал	167,6910
Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал	0,24
Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	куб.м/Гкал	1,80

Данные результатов хозяйственной деятельности в области централизованного теплоснабжения АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» за 2023 г. представлены в таблице.

Выручка от регулируемого вида деятельности с распределением по видам деятельности	тыс. руб.	279 695,57
Расходы на приобретаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	49 011,24
Расходы на приобретаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	363,95
Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	7,77
Объём приобретения электрической энергии	тыс. кВт.ч	46,82
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	6 098,00
Расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,0000
Расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала, в том числе:	тыс. руб.	36 041,00
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	27 219,00
Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала	тыс. руб.	8 822,00
Расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала, в том числе:	тыс. руб.	8 313,00
Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	6 520,00
Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 793,00
Расходы на амортизацию основных средств и нематериальных	тыс. руб.	84 927,00

активов		
Расходы на амортизацию основных средств	тыс. руб.	83 031,26
Расходы на амортизацию нематериальных активов	тыс. руб.	1 895,74
Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	3 281,00
Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	240,00
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	240,00
Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	213,00
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	213,00
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных средств	тыс. руб.	1 310,00
Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс. руб.	87 490,53
сырье, основные материалы	тыс. руб.	2 917,00
охрана труда	тыс. руб.	663,00
затраты на оплату труда цехового персонала	тыс. руб.	16 071,00
отчисления на социальные нужды цехового персонала	тыс. руб.	4 832,00
амортизация основных средств (цеховые и общехоз.)	тыс. руб.	4 759,00
энергия на хоз. нужды	тыс. руб.	617,00
другие эксплуатационные расходы	тыс. руб.	2 072,00
другие производственные расходы	тыс. руб.	172,00
телекоммуникационные услуги	тыс. руб.	366,00
охрана	тыс. руб.	1 693,00
подготовка кадров	тыс. руб.	393,00
средства на страхование	тыс. руб.	273,00
плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс. руб.	64,00
налог на землю	тыс. руб.	21,00
налог на имущество	тыс. руб.	31 506,00
добровольное медицинское страхование	тыс. руб.	892,00
резерв на оплату отпусков	тыс. руб.	0,00
аудиторские и консультационные услуги	тыс. руб.	67,00
командировочные расходы	тыс. руб.	7,00
полиграфия	тыс. руб.	4,00
услуги по информационно-вычислительному обслуживанию	тыс. руб.	2 081,00
реклама и маркетинг	тыс. руб.	16,00
представительские расходы	тыс. руб.	4,00
юридические и нотариальные услуги	тыс. руб.	1,00
транспортный налог	тыс. руб.	24,00
регистрация и оценка имущественного комплекса	тыс. руб.	61,00
вода на технологические цели и хозяйственные нужды	тыс. руб.	122,00
ГО и ЧС и МОБ подготовка	тыс. руб.	0,00
Услуги по транспортировке грузов	тыс. руб.	6,00
Услуги банков	тыс. руб.	18,75
расходы на обслуживание заемных средств	тыс. руб.	1 993,32
проценты по аренде	тыс. руб.	12,37
на социальное развитие	тыс. руб.	1 516,88
на прочие цели	тыс. руб.	3 633,31
в т.ч. от деятельности по подключению объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 0,1	тыс. руб.	2 453,21

Гкал/ч		
Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования	тыс. руб.	8 158,68
Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	108 631,00
Изменение стоимости основных фондов за счет:	тыс. руб.	108 507,00
Изменения стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	109 835,00
Изменения стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	1 328,00
Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	124,00
Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	440,88
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, определенном в том числе	тыс. Гкал	790,8568
Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	46,26
Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	30,4084
Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	13,2583
Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал	0,06

1.11.2 Оценка полноты раскрытия информации каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

Оценка полноты раскрытия информации теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями» - удовлетворительная.

1.11.3 Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии каждой теплоснабжающей организации

Производственный расход товарного отпуска тепловой энергии у АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО» отсутствует.

Производственный расход тепловой энергии ПАО «ТГК-1» Северная ТЭЦ-21 за 2023 г. – 140442 Гкал.

1.12 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Тарифы на тепловую энергию для организаций осуществляющих услуги теплоснабжения в МО Новодевяткинское сельское поселение утверждаются на календарный год соответствующим приказом ЛенРТК.

На 2024 год установлены следующие тарифы на отопление:

Наименование организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступления тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Экономически обоснованные тарифы на тепловую энергию для ресурсоснабжающей организации (без НДС), руб./Гкал	Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС), руб./Гкал	Примечание
	Дата	Номер					
ПАО «ТГК-1»	18.12.2023	396-п	01.01.2024	30.06.2024	1 029,45		Тариф на коллекторах ТЭЦ
			01.07.2024	31.12.2024	1 132,32		
			01.01.2024	30.06.2024	1 446,46		Тариф на т/э, отпускаемую из тепловой сети
			01.07.2024	31.12.2024	1 594,00		
	20.12.2023	489-п	01.01.2024	30.06.2024		1 735,75	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению
			01.07.2024	31.12.2024		1 912,80	
			01.01.2024	30.06.2024		1 570,67	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП
			01.07.2024	31.12.2024		1 807,84	
АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»	18.12.2023	398-п	01.01.2024	30.06.2024	372,45	-	Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, производимой ПАО "ТГК-1"
			01.07.2024	31.12.2024	420,03	-	
ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО»	18.12.2023	375-п	01.01.2024	30.06.2024	399,59	-	
			01.07.2024	31.12.2024	559,83	-	

1.12.1 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения.

Плата за подключение к системам теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки объектов заявителей на территории МО «Новодевяткинское сельское поселение» на 2022 составляет:

ПАО «ТГК-1»

№ п/п	Наименование	Значение*, тыс. руб./Гкал/ч
1	2	3
Плата за подключение объектов заявителей в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки		
1.	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П ₁)	2,07
2.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П _{2,1}), в том числе:	2 405,25
2.1.	Надземная (наземная) прокладка	1 809,79
2.1.1	50-250 мм	1 809,79
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	595,46
2.2.1.	канальная прокладка	-
2.2.2.	бесканальная прокладка	595,46
2.2.1.1	50-250 мм (в стальном футляре)	595,46
3.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П _{2,2})	-
4.	Налог на прибыль (Н)	14,19

* Плата указана без учета налога на добавленную стоимость

АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»

№ п/п	Наименование	Значение*, тыс. руб./Гкал/ч
1	2	3
Плата за подключение объектов заявителей в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки		
1.	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П ₁)	87,61
2.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П _{2,1}), в том числе:	4 769,46
2.1.	Надземная (наземная) прокладка	-
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	4 769,46
2.2.1.	канальная прокладка	5 358,17
2.2.1.1	50-250 мм	5 358,17
2.2.2.	бесканальная прокладка	4 376,99
2.2.2.1	50-250 мм	4 376,99
3.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки (П _{2,2})	-
4.	Налог на прибыль (Н)	14,10

* Плата указана без учета налога на добавленную стоимость

ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО»

№ п/п	Наименование	Значение*, тыс. руб./Гкал/ч
1	2	3
Плата за подключение объектов заявителей в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки		
1.	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П ₁)	56,19
2.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П _{2,1}), в том числе:	10 221,61
2.1.	Надземная (наземная) прокладка	-
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	10 221,61
2.2.1.	канальная прокладка	9 737,94
2.2.1.1	50-250 мм	9 737,94
2.2.2.	бесканальная прокладка	483,66
2.2.2.1	50-250 мм	483,66
3.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П _{2,2})	-
4.	Налог на прибыль (Н)	-

* Плата указана без учета налога на добавленную стоимость

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

Плата за поддержание резервной мощности на территории МО «Новодевяткинское сельское поселение» на 2024 год не установлена.

1.13 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения.

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

К основным проблемам системы теплоснабжения следует отнести:

- наличие участков тепловых сетей с выработанным нормативным сроком службы.
- частично теплоснабжение муниципального образования осуществляется по двухтрубной системе, отсутствует закольцованность системы, что приводит к отключению групп потребителей в зимний период во время ремонта тепловой сети.
- единственным источником теплоснабжения является ТЭЦ - 21 дер. Новое Девяткино, обеспечивающая теплоснабжение населенного пункта. При аварии на магистральной сети или перебое с топливом, теплоснабжение населенного пункта полностью прекращается. Резервные трубопроводы от существующей ТЭЦ отсутствуют.
- значительный физический износ тепловой изоляции тепловых сетей, что создает сверхнормативные потери при передаче тепловой энергии потребителям.
- частично теплоснабжение осуществляется по двухтрубной системе с открытым водоразбором на горячее водоснабжение.

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

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

- отсутствие резервирования системы теплоснабжения.

1.13.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

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

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

Некоторые участки тепловой сети, как на магистральных трубопроводах, так и на

внутриквартальных, не имеют резерва пропускной способности, что не позволит обеспечить перспективных потребителей теплоносителем необходимых параметров.

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

Проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения отсутствуют.

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

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

2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Опираясь на представленные технико-экономические показатели в период с 01.01.2023 по 31.12.23г. полезный отпуск составил 378 871,97 Гкал, при мощности подключенных абонентов – 212,9 Гкал/ч.

Величины расчетных тепловых нагрузок потребителей представлены в таблице.

Источник теплоснабжения	Тепловые нагрузки, Гкал/ч
ТЭЦ – 21 в т.ч	212,90
отопление	79,9026
вентиляция	92,3926
ГВС	40,6048
Всего	212,90

Сведения о фактическом потреблении тепловой энергии в зонах действия источников теплоснабжения представлены в таблице.

Источник теплоснабжения	Потребление тепловой энергии за 2023 г., Гкал
ТЭЦ – 21 в т.ч.	378 871,97
население	133 228,38
бюджет	2 340,73
прочие	243 302,86
Всего	378 871,97

2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов

В соответствии с Генеральным планом МО Новодевяткинское сельское поселение на длительную перспективу (до 2036 года) объем нового жилищного строительства на расчетный срок до 2036 г. составит 935518 м².

По проекту генерального плана жилая зона Новодевяткинского сельского поселения представляет собой три крупных микрорайона жилой застройки разной этажности (Ж3, Ж4, Ж5). Общая численность населения – 40,6 тыс. чел.. Общая площадь квартир на расчетный срок – 935 518 м².

Микрорайон 1	- расположен к югу от автодороги Санкт-Петербург - Матокса, состоит из пяти жилых кварталов. Проектируемая общая площадь (квартир) – 366 588 м ² .
Микрорайон 2	- расположен к северу от автодороги Санкт-Петербург - Матокса, состоит из двух жилых кварталов. Проектируемая общая площадь (квартир) – 285 430 м ² .
Микрорайон 3	- расположен к западу от автодороги Санкт-Петербург – Матокса. Проектируемая общая площадь (квартир) – 283 500 м ² .

Данные о перспективной тепловой нагрузке по действующим договорам и выданным техническим условиям представлены в таблице.

Объект	Адрес	Назначение	Нагрузка, Гкал/час	Планируемый срок ввода
ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАН НЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «СПБ ВСЕВОЛОЖСКИЙ»			25,300	
Администрация муниципального образования «Новодевяткинское сельское поселение» Всеволожского муниципального района			0,001	
"СЗ "Воронцовский", ООО			7,62	
ООО "СЗ ИнвестАльянс"	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Новодевяткинское сельское поселение, дер. Новое Девяткино, в границе квартала №1.3. (Кадастровые номера земельных участков 47:07:0722001:105102 (Корпус 3), 47:07:0000000:94697 (Корпус 4)	Жилье	5,292	4 кв. 2023
Джалалов Самир Садагат Оглы	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Новодевяткинское сельское поселение, дер. Новое Девяткино, улица Главная, земельный участок 19, кадастровый номер 47:07:0711002:42	Магазин	0,100	2024
Индивидуальный предприниматель Нуруллаев Джаваншир Вахид оглы	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, дер. Новое Девяткино, уч.2а, кадастровый номер земельного участка 47:07:0711002:3	Нежилое здание	0,055	2024
ООО «ЖКХ Карельский»	Ленинградская область, Всеволожский район, Новодевяткинское сельское поселение, деревня Новое Девяткино, ул. Главная, уч. №25, 47:07:0711002:2	Нежилое здание	0,177	2024
Индивидуальный предприниматель Нуруллаев Джаваншир Вахид оглы	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, дер. Новое Девяткино, ул. Главная, уч.13, кадастровый номер земельного участка 47:07:0711002:55	Нежилое здание	0,055	2024
Выдрин П.С.	Ленинградская область, Всеволожский район, Новодевяткинское сельское поселение, дер. Новое Девяткино, ул. Главная, участок № 47 Кадастровый номер: 47:07:0711002:38	Нежилое здание	0,197	2025
ООО "ЭниВэй Экспедишн" (ООО "Супер Проперти")	Ленинградская область, Всеволожский район, Новодевяткинское сельское поселение, деревня Новое Девяткино, ул. Главная, уч. №37-41, 47:07:0711002:50	Нежилое здание	0,600	2025

ООО "ДанНас" (ООО "СК "Мегастрой")	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Новодевяткинское сельское поселение, кадастровый номер земельного участка 47:07:0722001:36041	Жилье	2,100	2025
Аристов Владимир Леонидович	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Новодевяткинское сельское поселение, кадастровый номер земельного участка 47:07:0722001:36040	Объект различного назначения	1,200	2025
ООО "СЗ ИнвестАльянс"	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Новодевяткинское сельское поселение, дер. Новое Девяткино, в границе квартала №1.3 (Кадастровый номер земельного участка 47:07:0722001:105100 (Корпус 8))	Жилье	3,777	2024-2026
ООО "СЗ ИнвестАльянс"	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Новодевяткинское сельское поселение, дер. Новое Девяткино, в границе квартала №1.3 (Кадастровые номера земельных участков 47:07:0722001:105104 (Корпус 6), 47:07:0722001:105087, 47:07:0722001:105101 (Корпус 7))	Жилье	3,930	2024-2026
ООО "СЗ ИнвестАльянс"	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Новодевяткинское сельское поселение, дер. Новое Девяткино, в границе квартала №1.3 (Кадастровые номера земельных участков 47:07:0722001:105103 (Корпус 5), 47:07:0722001:105105 (ДОУ на 350 мест))	Жилье	1,947	2024-2026
		ДОУ	1,500	
ООО "ИСК "АВРОРА"	Ленинградская область, Всеволожский район, кадастровый номер земельного участка 47:07:0722001:36042	Жилье	15,500	2027
ИП Синелобов Николай Николаевич	ЛО, Всеволожский р-н, Мурунская волость, д. Новое Девяткино, кв. 1-А, к. 30, к.н. 47:07:0711004:9		0,23	сентябрь 2025
Шуляк Людмила Александровна	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Новодевяткинское сельское поселение, дер. Новое Девяткино, ул. Главная, дом 57		0,01	апрель 2025
Киракосян Айк Генрихович	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Новодевяткинское сельское поселение, деревня Новое Девяткино, ул. Главная, д.54, кадастровый номер 47:07:0711004:491		0,1	июнь 2025
ООО Специализированный застройщик "Зенит"	ЛО, Всеволожский р-н, Новодевяткинское сельское поселение, д. Новое Девяткино,		4,155	4 кв. 2024

	уч. 62Б			
Нуриева А.Ш. кызы	Новое Девяткино д., уч. 46, к.н. 47:07:0711002:32		0,050	ноябрь 2024
ООО "СЗ "Крокус"	ЛО, Всеволожский р-н, д. Новое Девяткино, к.н. 47:07:0711004:62		1,104	4 кв. 2025
ООО "СМТ Девелопмент"	ЛО, Всеволожский район, дер. Новое Девяткино, у дома № 75, к.н. 47:07:0711004:60		1,900	2 кв. 2028
ИП Хуршудян Ж.В. (ТУ в 2024 г.)	Ленинградская область, Всеволожский район, дер. Новое Девяткино, уч. 117А, кадастровый номер 47:07:0711004:877		0,131	

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

Удельные укрупненные показатели расхода теплоты на отопление и вентиляцию разрабатываются на основе нормативных документов, устанавливающих предельные значения удельных показателей теплоснабжения для новых зданий различного назначения.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 25 января 2011 года № 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений и сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов» удельная годовая величина расхода энергетических ресурсов в новых, реконструируемых, капитально-ремонтных и модернизируемых отапливаемых жилых зданиях и зданиях общественного назначения должна уменьшаться не реже, чем 1 раз в 5 лет по сравнению с базовым уровнем:

- с января 2011 года (на период 2011 – 2015 годов) - не менее чем на 15% по отношению к базовому уровню;
- с 1 января 2016 года (на период 2016 – 2019 годов) – не менее чем на 30% по отношению к базовому уровню;
- с 1 января 2020 года – не менее чем на 40% по отношению к базовому уровню.

Такая же степень понижения потребления энергетических ресурсов с первых чисел 2011, 2016 и 2020 годов установлена и в приказе Министерства регионального развития РФ от 28 мая 2010 года № 262 «О требованиях энергетической эффективности зданий, строений, сооружений». В качестве базового уровня для систем отопления и вентиляции принято удельное теплоснабжение в соответствии со СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

С учетом этих документов для определения удельных показателей теплоснабжения в системах отопления и вентиляции жилых и общественных зданий перспективной застройки за основу принимаются следующие данные:

- на период 2011–2015 гг.- удельное теплотребление в соответствии с СНиП 23-02-2003, уменьшенное на 15 %;
- на период 2016–2019 гг. - удельное теплотребление в соответствии с СНиП 23-02-2003, уменьшенное на 30 %;
- на период с 2020 г. - удельное теплотребление в соответствии с СНиП 23-02-2003, уменьшенное на 40 %.

Базовый уровень нормируемого удельного годового расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных многоквартирных и многоквартирных домов $q_{h,req}$, Вт·ч/(м²·°С·сут) представлен в таблице 2.9.

Отапливаемая площадь домов, м ²	Число этажей			
	1	2	3	4
60 и менее	38,9	-	-	-
100	34,7	37,5	-	-
150	30,6	33,3	36,1	-
250	27,8	29,2	30,6	-
400	-	25,0	26,4 – 31,0	32,3
600	-	23,2 – 30,0	22,6 – 28,5	28,7
1000	-	22,0 – 28,7	21,0 – 27,0	26,4
1500 и более	-	-	25,9	25,2

Примечания:

1. При промежуточных значениях отапливаемой площади дома 60 – 1000 м² значения $q_{h,req}$ должны определяться методом линейной интерполяции.
2. Под отапливаемой площадью многоквартирного дома понимают сумму площадей отапливаемых помещений с расчетной температурой внутреннего воздуха выше 12°, для блокированных домов – площадь квартиры, а для многоквартирных домов с общей лестничной клеткой – сумма площадей квартир без летних помещений.
3. В домах в 2 и 3 этажа через черту и в 4-х этажных домах – на отопление и вентиляцию многоквартирных домов, остальные дома многоквартирные отдельно стоящие или сблокированные.

Базовый уровень нормируемого удельного годового расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию многоэтажных жилых и общественных зданий $q_{h,req}$, Вт·ч/(м²·°С·сут) представлен в таблице.

Типы зданий	Этажность зданий:							
	1	2	3, 4	5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1. Жилые, гостиницы, общежития	по таблице 2.9			23,6	22,2	21,1	20,0	19,4
2. Общественные, кроме перечисленных в поз.3-6	34,6	30,8	28,9	26,3	23,9	22,3	21,4	20,2
(с односменным и 1,5- сменным режимом работы) *	38,6	34,8	33	30,3	27,9	26,3	25,5	24,1
3.Поликлиники и лечебные учреждения с:								

1,5-сменным режимом работы	33,8	32,8	31,8	30,8	29,3	28,3	27,7	26,9
круглосуточным режимом работы **	37,8	36,8	35,8	34,8	33,4	32,4	31,8	31
4. Дошкольные учреждения, хосписы	36			-	-	-	-	-
5. Административного назначения (офисы)	34,2	31,2	27,7	24,7	21,6	19,8	18,6	18,4
6. Сервисного обслуживания, культурно-досуговой и производственной направленности*** при:								
$t_{int} = 20\text{ °C}$	28,8 [6,4]	27,5 [6,1]	26,1 [5,8]	25,2 [5,6]	24,7 [5,5]	24,2 [5,4]	23,7 [5,3]	-
$t_{int} = 18\text{ °C}$	26,6 [5,9]	25,7 [5,7]	23,9 [5,3]	23,0 [5,1]	22,5 [5,0]	22,0 [4,9]	21,5 [4,8]	-
$t_{int} = 13-17\text{ °C}$	23,9 [5,3]	23,0 [5,1]	22,1 [4,9]	21,2 [4,7]	20,7 [4,6]	20,2 [4,5]	19,7 [4,4]	-
<p>* Верхняя строка с односменным режимом работы; ** Верхняя строка с 1,5-сменным режимом работы; *** В квадратных скобках для зданий с высотой этажа от пола до потолка более 3,6 м в Вт·ч/(м³×°C×сут) отапливаемого объема зданий. Остальные значения - на м² полезной площади помещений. Примечание. 1. Для регионов, имеющих значение $D_d = 8000\text{ °C} \times \text{сут}$ и более, нормируемые q_h^{yreq} снижаются на 5 %.</p>								

Нормы расхода горячей воды потребителями и удельной часовой величины тепловой энергии на ее нагрев в средние за отопительный период сутки, л/сутки представлены в таблице.

№ п/п	Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды α , л/сут	Норма общей/полезной площади на 1 измеритель S_a , м ² /чел.	Удельная величина тепловой энергии q_{hw} , Вт/м ²
1	Жилые дома независимо от этажности, оборудованные умывальниками, мойками и ваннами, с квартирными регуляторами давления	1 житель	105	25	12,2
2	То же с умывальниками, мойками и душем	1 житель	85	18	13,8
3	Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных номерах	1 проживающий	70	12	17
4	Больницы с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 больной	90	15	17,5
5	Поликлиники и амбулатории	1 больной в смену	5,2	13	1,5

№ п/п	Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды α , л/сут	Норма общей/полезной площади на 1 измеритель S_a , м ² /чел.	Удельная величина тепловой энергии q_{hw} , Вт/м ²
6	Детские ясли-сады с дневным пребыванием детей и столовыми, работающими на полуфабрикатах	1 ребенок	11,5	10	3,1
7	Административные здания	1 работающий	5	10	1,3
8	Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми на полуфабрикатах	1 учащийся	3	10	0,8
9	Физкультурно-оздоровительные комплексы	1 человек	30	5	17,5
10	Предприятия общественного питания для приготовления пищи, реализуемой в обеденном зале	1 посетитель	12	10	3,2
11	Магазины продовольственные	1 работающий	12	30	1,1
12	Магазины протмтоварные	то же	8	30	0,7

Примечания:

1. Нормы расхода воды установлены для основных потребителей и включают все дополнительные расходы (обслуживающим персоналом, душевыми для обслуживания персонала, посетителями, на уборку помещений и т.п.)

2. Расход воды на производственные нужды, не указанный в настоящей таблице, следует принимать в соответствии с технологическими заданиями и указаниями по строительству и проектированию предприятий отдельных отраслей промышленности.

3. Для водопотребителей гражданских зданий, сооружений и помещений, не указанных в данной таблице, нормы расхода воды следует принимать согласно настоящему приложению для потребителей, аналогичных по характеру водопотребления.

4. В таблице удельный часовой норматив тепловой энергии q_{hw} , Вт/м², на нагрев нормы расхода горячей воды в средние сутки отопительного периода соответствует указанной в соседнем столбце принятой величине общей площади квартиры в жилом доме (с $K_{тп}=0,1$, без полотенецсушителей) на одного больного, работающего, учащегося или ребенка, S_a , м²/чел. Если в действительности окажется иная величина общей или полезной площади на одного человека, $S_{a,i}$, то удельный норматив тепловой энергии данного конкретного дома $q_{hw,i}$ изменится: $q_{hw,i} = q_{hw} \cdot S_a / S_{a,i}$

Нормируемые уровни суммарного удельного годового расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых многоквартирных зданий, в том числе на отопление и вентиляцию отдельно, для установления класса энергетической эффективности, кВт×ч/(м²×год) представлены в таблице.

№ п/п	Наименование удельного показателя	Градусо-сутки отопительного периода	Базовое значение		Нормируемое значение, устанавливаемое со дня вступления в силу требований энергетич. эффективности		Нормируемое значение, устанавливаемое с 01.01.2016		Нормируемое значение, устанавливаемое с 01.01.2020	
			5 эт.	12 эт. и выше	5 эт.	12 эт. и выше	5 эт.	12 эт. и выше	5 эт.	12 эт. и выше
1	Удельное энергопотребление на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в жилых многоквартирных зданиях высотой 5-12 этажей	2000	168	158	142	135	117	112	100	95
		4000	216	196	182	168	150	140	128	118
		6000	264	234	222	201	183	168	156	141
		8000	312	272	262	134	216	196	184	164
		10000	360	310	302	267	249	224	212	187
		12000	408	348	342	300	282	252	240	210
2	Удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию в жилых многоквартирных зданиях высотой 5-12 этажей	2000	48	38	40	33	33	28	28	23
		4000	96	76	80	66	66	56	56	46
		6000	144	114	120	99	99	84	84	69
		8000	192	152	160	132	132	112	112	92
		10000	240	190	200	165	165	140	140	115
		12000	288	228	240	198	198	168	168	138

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

В соответствии с Генеральным планом МО Новодевяткинское сельское поселение на ближайшую и длительную перспективу (до 2036 года) планируется увеличение подключенной нагрузки потребителей по сравнению с 2023 г. на 103,511 Гкал /ч. до 316,411 Гкал/ч.

Перспективный рост общей тепловой мощности будет представлен, в основном, подключением новых потребителей в перспективных районах застройки.

Данные о перспективном потреблении тепловой энергии представлены в таблице.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
ТЭЦ - 21	211,0468	212,90	230	240	250	260	290	316,411

Величина планового отпуска тепловой энергии с коллекторов Северной ТЭЦ (ТЭЦ-21) на Ленинградскую область на 2025 год составляет 516,86 тыс. Гкал.

2.5 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

Все жилые дома индивидуальной жилищной застройки будут снабжены собственными источниками тепловой энергии, работающими на природном газе. Подключение таких домов к централизованному теплоснабжению не предусматривается ввиду значительного повышения затрат на передачу теплоносителя от источника до потребителей в индивидуальной жилой застройке с малой плотностью тепловой нагрузки, приходящейся на площадь застройки.

2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом 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

Приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом 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 не планируется.

2.7 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель

Льготные тарифы на тепловую энергию для населения в зонах деятельности централизованных источников устанавливаются Комитетом по тарифам и ценовой политике Ленинградской области в соответствии с областным законом от 20 июля 2015 года №75-оз «О льготных тарифах теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения на территории Ленинградской области».

2.8 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

Согласно ст. 10 ФЗ №190 «О теплоснабжении», поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя в целях обеспечения потребления тепловой энергии объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 года, могут осуществляться на основании долгосрочных (на срок более чем один год) договоров теплоснабжения, заключенных в установленном Правительством Российской Федерации порядке между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающими организациями по ценам, определенным соглашением сторон. Государственное регулирование цен (тарифов) в отношении объема тепловой энергии (мощности), теплоносителя, продажа которых осуществляется по таким договорам, не применяется.

Заключение долгосрочных (на срок более чем один год) договоров теплоснабжения по ценам, определенным соглашением сторон, возможно при соблюдении следующих условий:

- заключение договоров в отношении тепловой энергии, произведенной источниками тепловой энергии, введенными в эксплуатацию до 1 января 2010 года, не влечет за собой дополнительное увеличение тарифов на тепловую энергию (мощность) для потребителей, объекты которых введены в эксплуатацию до 1 января 2010 года;
- существует технологическая возможность снабжения тепловой энергией (мощностью), теплоносителем от источников тепловой энергии потребителей, которые являются сторонами договоров.

Прерогатива заключения долгосрочных договоров принадлежит единой теплоснабжающей организации. Информация о подобных договорах теплоснабжения в муниципальном образовании в настоящее время отсутствует. Спрогнозировать заключение свободных долгосрочных договоров на данном этапе не представляется возможным.

2.9 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене

Сведения о перспективном потреблении тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене производственных расходах товарного отпуска тепловой энергии отсутствуют.

3 ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

Основными задачами электронной модели МО Новодевяткинское сельское поселение являются:

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

Электронная модель системы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение была создана в программно-расчетном комплексе (ПРК) ZuluThermo™, основой которого является географическая информационная система (ГИС) Zulu™.

ПРК ZuluThermo™ позволяет проводить расчет тупиковых и кольцевых сетей (количество колец в сети неограниченно), а также двух, трех, четырехтрубные или многотрубные системы теплоснабжения, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

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

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Результаты расчетов могут быть экспортированы в MS Excel, наглядно представлены с помощью тематической раскраски и пьезометрических графиков.

Картографический материал и схема тепловых сетей может быть оформлена в виде документа с использованием макета печати.

В составе ПРК ZuluThermo входят различные расчетные модули, позволяющие производить:

- наладочный расчет;
- поверочный расчет;
- конструкторский расчет;
- расчет температурного графика;
- построение пьезометрического графика;
- решать коммутационные задачи;
- расчет нормативных потерь тепла через изоляцию и с утечками.

3.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения

Система теплоснабжения включает в себя следующие основные объекты: источник, участок, потребитель и узлы: ЦТП, насосную станцию, запорно-регулирующую арматуру, и другие элементы.

Источник – это символичный объект тепловой сети, моделирующий режим работы котельной или ТЭЦ.

В математической модели источник представляется сетевым насосом, создающим располагаемый напор, и подпиточным насосом, определяющим напор в обратном трубопроводе. Внешнее и внутреннее представление источника показано на рис. 8.

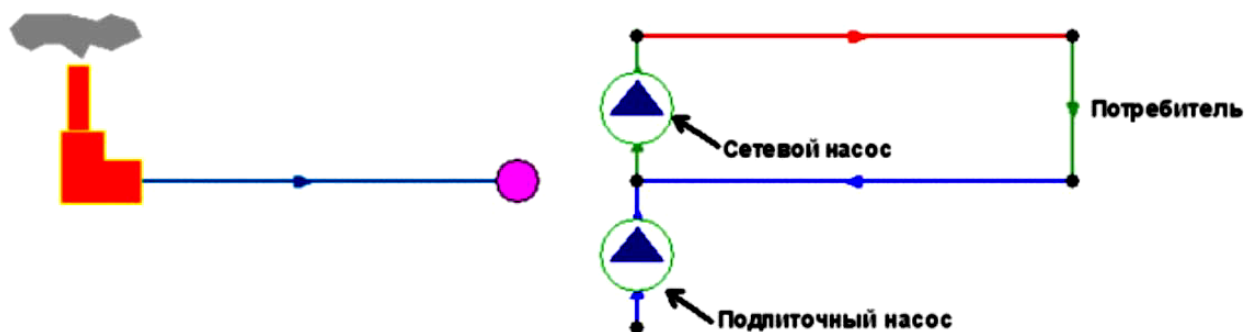


Рис. 8 Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) сети

Участок - это линейный объект, на котором не меняются:

- диаметр трубопровода;
- тип прокладки;
- вид изоляции;

- расход теплоносителя;
- период работы (весь год, зимний период, летний период);
- балансодержатель.

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и может, в зависимости от желания пользователя, соответствовать или не соответствовать стандартному изображению сети по ГОСТ 21-605-82.

Как любой объект сети, участок имеет разные режимы работы, например, «отключен подающий» или «отключен обратный» (рис.9).

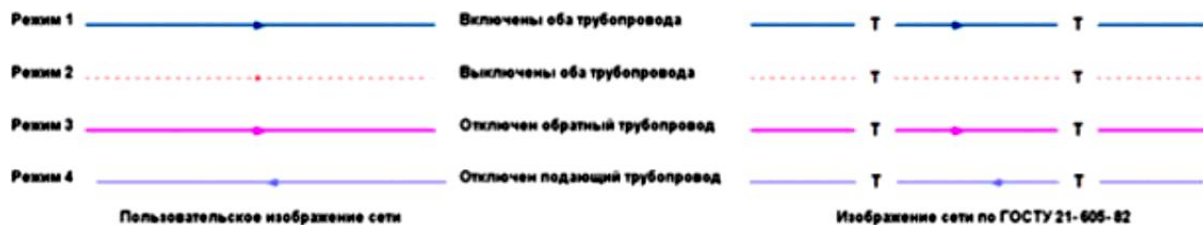


Рис. 9 Режимы изображения участка

Потребитель – это символический объект тепловой сети, характеризующийся потреблением тепловой энергии и сетевой воды.

ПРК ZuluTherm позволяет моделировать два вида потребителей: «Потребитель» и «Обобщенный потребитель».

«Потребитель» - это конечный объект участка, в который входит один подающий и выходит один обратный трубопровод тепловой сети. Под потребителем понимается абонентский ввод в здание.

Присоединение потребителя к тепловой сети и его внутреннее представление изображено на рис. 10.

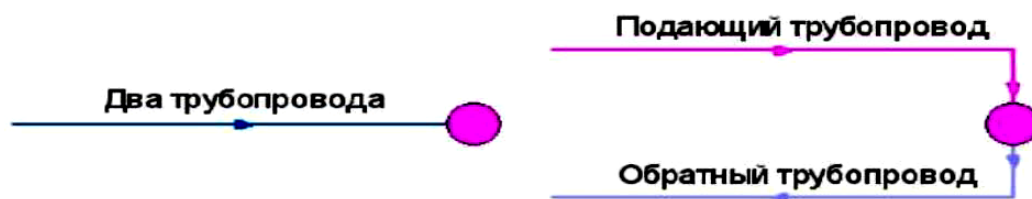


Рис. 10 Присоединение потребителя к тепловой сети (слева) и его внутреннее представление (справа).

Внутренняя кодировка потребителя зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смещением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС.

Схемы присоединения имеют разную степень автоматизации подключенной нагрузки, которая определяется наличием регулятора температуры, например на ГВС, регулятором расхода или нагрузки на систему отопления, регулирующим клапаном на систему вентиляции.

На данный момент в распоряжении пользователя 32 схемы присоединения потребителей.

Простой узел – это символичный объект тепловой сети, например, разветвление трубопровода, смена прокладки, вида изоляции, балансодержателя или точка контроля для регулятора.

На рисунке 11 показан внешний вид узла в однолинейном изображении и во внутреннем представлении в электронной модели.



Рис. 11 Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа)

узла

ЦТП – это символичный элемент тепловой сети, характеризующийся возможностью дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии.

Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть с индивидуальными потребителями (рис. 12).

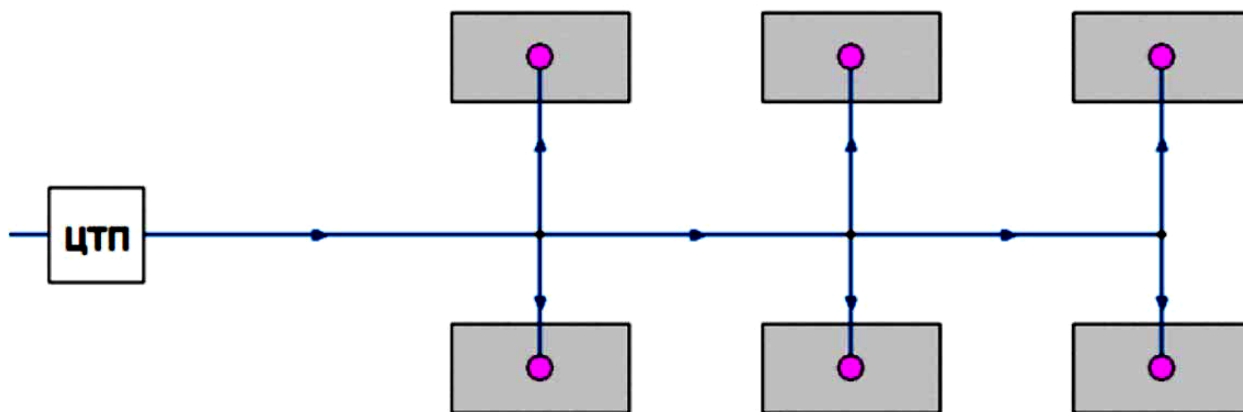


Рис. 12 Двухтрубная сеть после ЦТП

Внутренняя кодировка ЦТП зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Это может быть, например, групповой элеватор или независимое подключение группы потребителей. На данный момент в распоряжении пользователя 29 схем присоединения ЦТП.

Насосная станция – символичный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса. Насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах, как показано на рис. 13.



Рис. 13 Сверху: однолинейное изображение, снизу – внутреннее представление

Задвижка – это символичный объект тепловой сети, являющийся отсекающим устройством. Задвижка кроме двух режимов работы (открыта, закрыта), может находиться в промежуточном состоянии, которое определяется степенью её закрытия.

Промежуточное состояние задвижки должно определяться при её режиме работы. Задвижка в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах (рис.14)

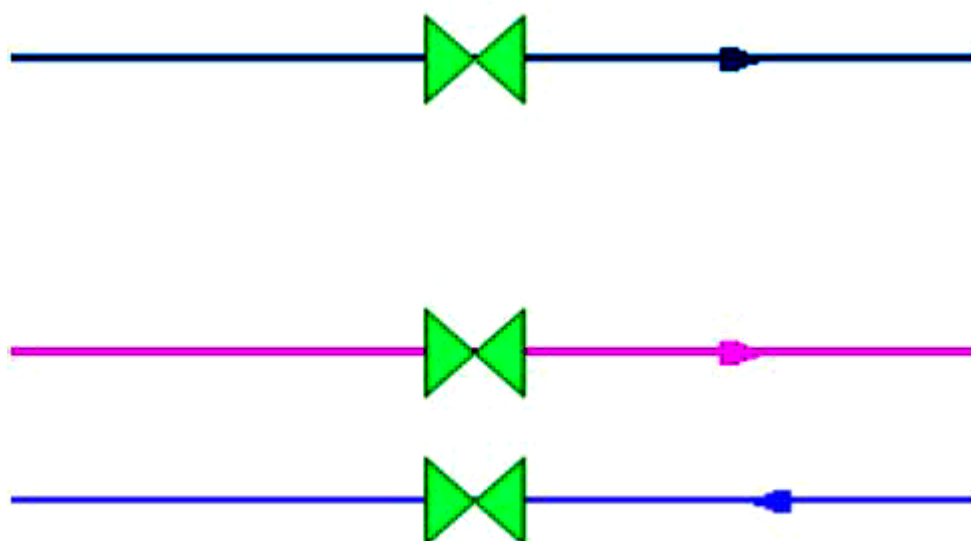


Рис. 14 Однолинейное изображение (сверху) и внутреннее представление (снизу)

Также в составе электронной модели присутствуют следующие дроссельные устройства:

- дроссельная шайба;
- регулятор располагаемого напора;
- регулятор расхода;
- регулятор давления.

3.2 Гидравлический расчет тепловых сетей

ПК ZuluTherm позволяет проводить следующие виды гидравлических расчетов:

3.2.1 Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является качественное обеспечение всех потребителей, подключенных к тепловой сети необходимым количеством тепловой энергии и сетевой воды, при оптимальном режиме работы системы централизованного теплоснабжения в целом.

В результате наладочного расчета определяются номера элеваторов, диаметры сопел и дросселирующих устройств, а также места их установки.

Расчет проводится с учетом различных схем присоединения потребителей к тепловой сети и степени автоматизации подключенных тепловых нагрузок. При этом на потребителях могут устанавливаться регуляторы расхода, нагрузки и температуры.

На тепловой сети могут быть установлены насосные станции, регуляторы давления, регуляторы расхода, кустовые шайбы и перемычки.

3.2.2 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.

Электронная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы, 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 качестве теплоносителя может использоваться вода, антифриз или этиленгликоль.

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.

Поверочный 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, 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 зоны влияния источников на сеть.

3.2.3 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:

- проектирование новых тепловых сетей;
- реконструкции существующих тепловых сетей;
- выдаче разрешений на подключение новых потребителей к существующей тепловой сети.

В качестве источника теплоснабжения может выступать любой узел системы, например тепловая камера.

Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность задания для каждого участка тепловой сети либо оптимальной скорости движения воды, либо удельных линейных потерь напора.

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

В электронной модели системы теплоснабжения МО Новодевятикинское сельское поселение, составленной на отопительный сезон 2023-2024 гг., были проведены гидравлические расчеты в наладочном режиме.

Существующий гидравлический режим системы теплоснабжения рассчитывался в первую очередь с целью отладки расчетной модели, используемой в дальнейшем для моделирования различных вариантов развития системы теплоснабжения.

Моделирование новых тепловых сетей производилось с помощью конструкторского расчета.

3.3 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Расчет тепловых потерь в ПРК ZuluThermo ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Расчет нормативных значений тепловых потерь в тепловых сетях производится на основании Приказа Минэнерго России от 30.12.2008 № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»

Тепловые потери в ПРК ZuluThermo определяются суммарно за год с разбивкой по каждому месяцу. Просмотреть результаты расчета в электронной модели можно как по всей тепловой сети, так и по каждому источнику тепловой энергии или ЦТП. Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь. Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

Вследствие отсутствия данных по фактическому состоянию изоляции тепловых сетей МО Новодевяткинское сельское поселение расчет тепловой потерь в ПРК ZuluThermo был произведен по нормативным значениям.

3.4 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Одним из основных инструментов анализа результатов расчетов для тепловых сетей является пьезометрический график. Этот 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 нужен другой путь, то надо указать промежуточные узлы. Пример пьезометрического графика представлен на рис. 15.

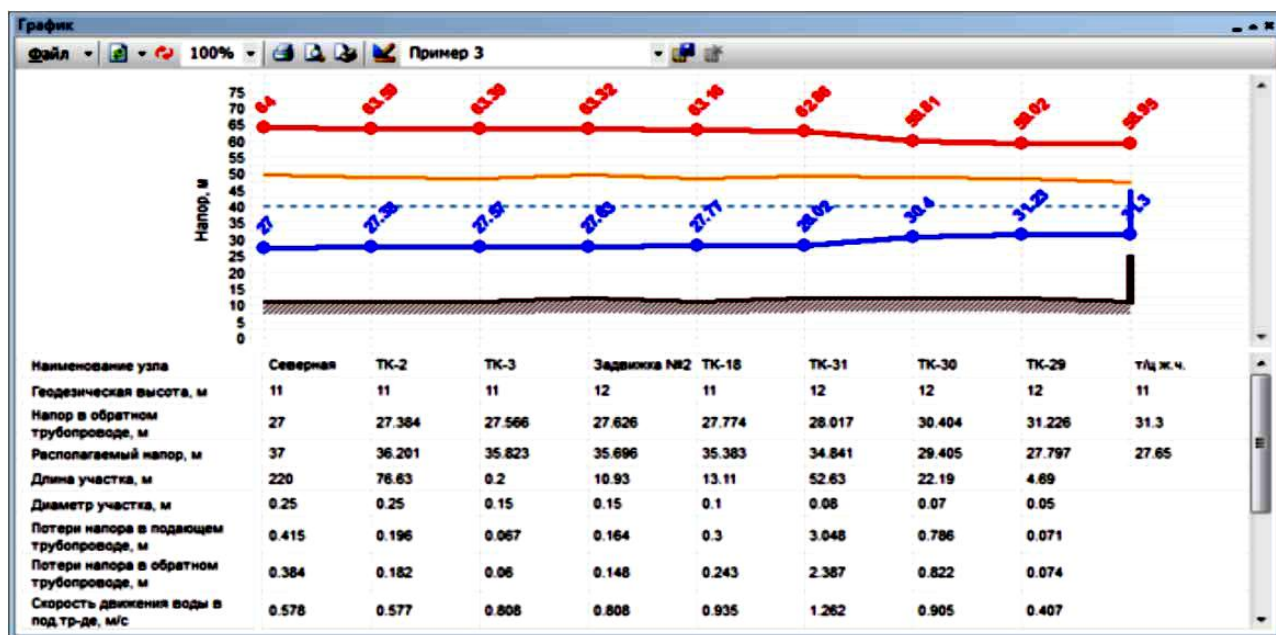


Рис. 15 Пример пьезометрического графика

Как видно из рис. 15 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.

Также в ПРК ZuluThermo можно совмещать пьезометрические графики (рис. 16).

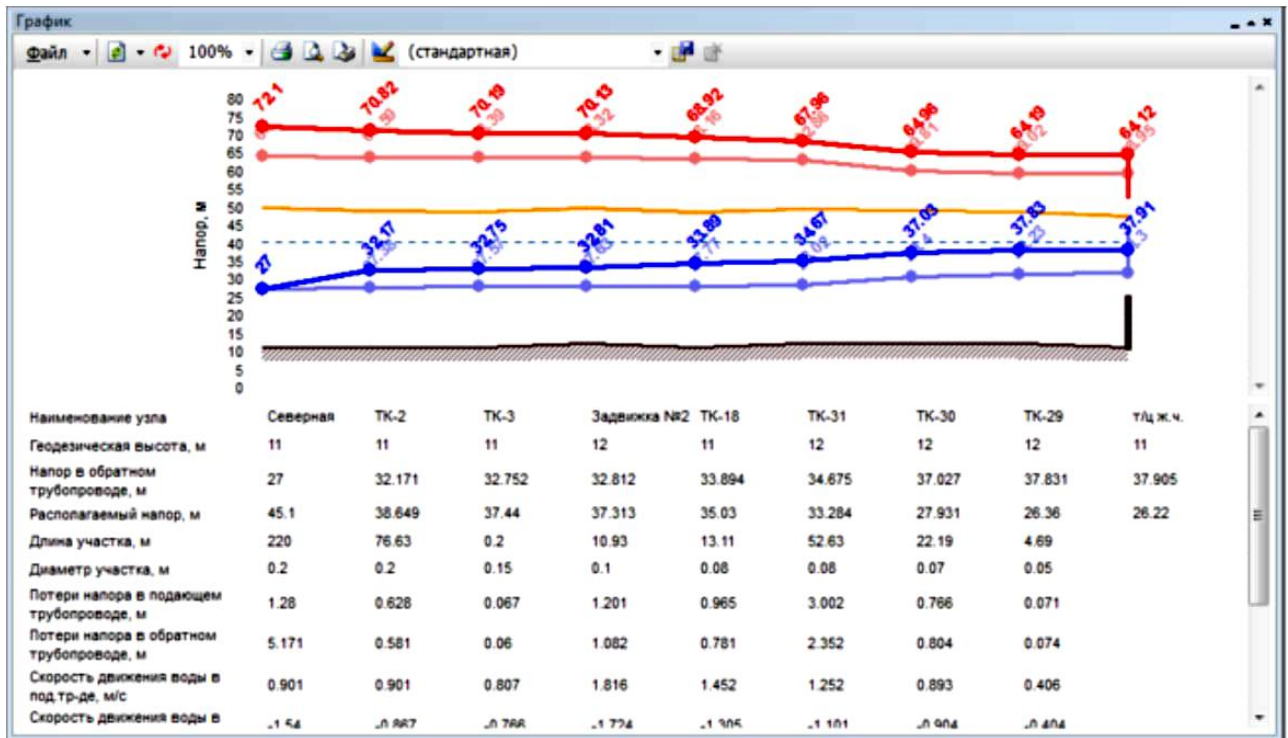


Рис. 16 Пример совмещения пьезометрических графиков

Пьезометрические графики, иллюстрирующие существующие гидравлические режимы работы тепловых сетей МО Новодевятикинское сельское поселение, а также гидравлические режимы работы тепловых сетей в различных вариантах развития системы теплоснабжения представлены в отчете.

3.5 Моделирование переключений, осуществляемых в тепловых сетях

Моделирование переключений в ПРК ZuluThermo ведется в модули коммутационные задачи.

Данный модуль предназначен 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 теплопотребления. 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 сети;
- расчет объемов внутренних систем теплопотребления и нагрузок на системы теплопотребления 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.

Пример отображения отключений в электронной модели представлен на рис. 17.

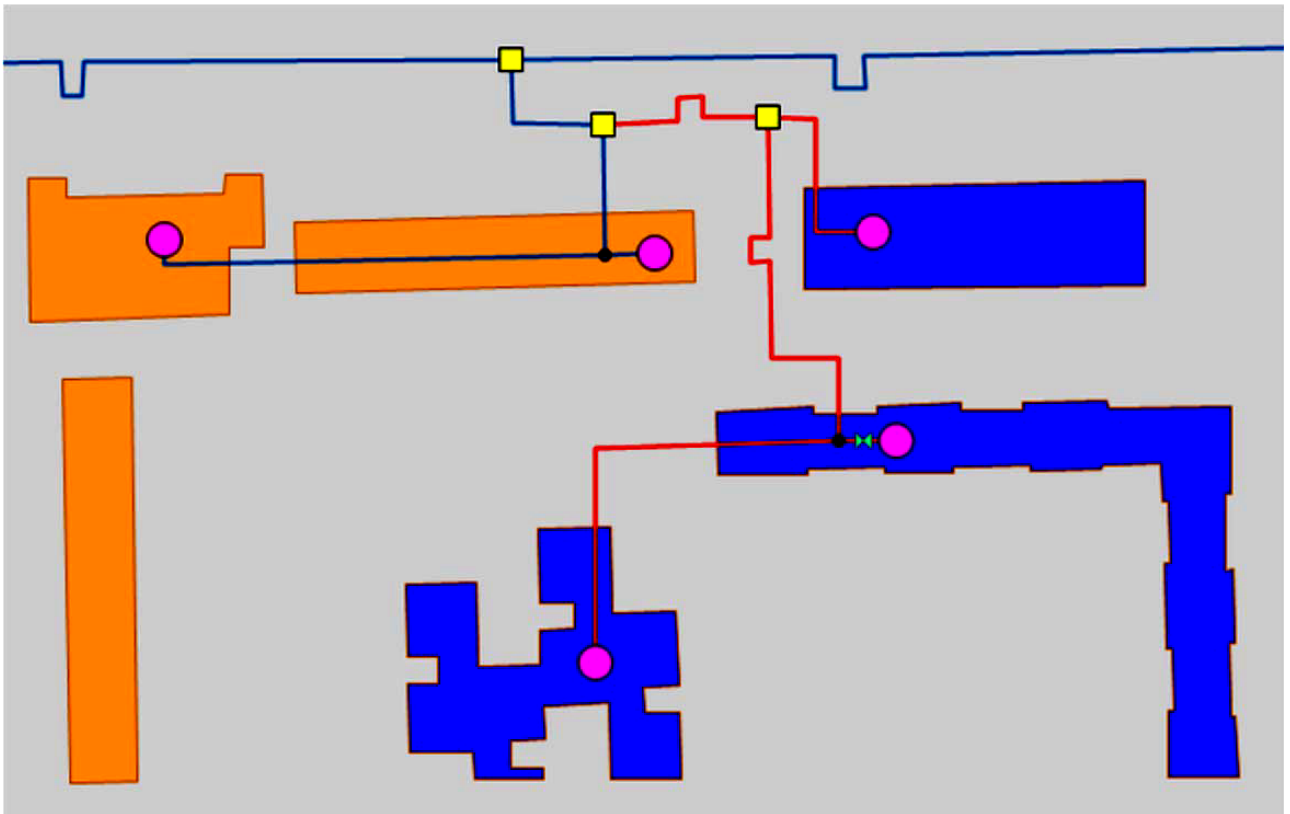


Рис. 17 Пример отображения отключений в электронной модели

Также в ПРК ZuluThermo реализованы следующие виды переключений:

- «Включить» - Режим объекта устанавливается на «Включен»;
- «Выключить» - Режим объекта устанавливается на «Выключен»;
- «Изолировать от источника» - Режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся изолирующая объект от источника запорная арматура;
- «Отключить от источника» - Режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся отключающая объект от источника запорная арматура.

3.6 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Одним из результатов поверочного расчета тепловой сети, производимого в ПРК ZuluThermo, является составление балансов теплоносителя и отпущенной тепловой энергии между источником тепловой энергии и потребителем.

Вышеуказанные балансы строятся, как в расчетном режиме работы системы теплоснабжения, так и при любых фактических режимах, в том числе при аварийных

ситуациях (отключении отдельных участков тепловой сети, передачи теплоносителя и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.).

При работе нескольких источников на одну сеть определяются распределение воды и тепловой энергии между источниками.

В результате поверочного расчета в ПРК ZuluThermo производится расчет расходной части баланса тепловой энергии, которая состоит из:

- суммарной присоединенной тепловой нагрузки потребителей с разделением по видам (отопление, вентиляция, ГВС);
- потерь тепловой мощности в тепловых сетях через изоляционные конструкции и с утечками;

При этом тепловая мощность источника тепловой энергии нетто (величина равная установленной тепловой мощности за вычетом тепловой нагрузки на собственные нужды и мощности, не реализуемой по техническим причинам) задается Пользователем.

В результате сравнения левой и правой части уравнения Пользователем делается вывод о наличии резерва или дефицита тепловой мощности в зоне действия источника тепловой энергии.

3.7 Расчет показателей надежности теплоснабжения

В настоящий момент необходимый модуль, позволяющий производить расчет показателей надежности теплоснабжения, в ПРК ZuluThermo находится в процессе разработки компанией ООО «Политерм» (автор ГИС «ZULU»).

Данное обстоятельство вызвано в первую очередь отсутствием утвержденной методики определения показателей надежности теплоснабжения на момент начала разработки схемы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение.

4 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

В соответствии с «Требованиями к схемам теплоснабжения», утвержденными постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154, в главе 4 «Существующие перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей» выполнено следующее:

а) сформированы балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии;

б) сформированы балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии;

в) выполнен 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 магистрального вывода;

г) сделаны выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.

В результате формирования перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки:

а) выявлены резервы (дефициты) тепловой мощности источников тепловой энергии в зонах их действия.

б) определена пропускная способность существующих тепловых сетей при существующих (в базовом периоде актуализации схемы теплоснабжения) установленных и располагаемых значениях тепловых мощностей источников тепловой энергии.

4.1 Балансы существующей на базовый период 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

Тепловая нагрузка теплоиспользующих установок внешних потребителей, определяется по формуле:

$$Q_p^{6H} = \sum_{i=1}^n (Q_{от} + Q_{вен} + Q_{гвс} + Q_{тех})$$

где

n - количество теплоиспользующих установок отдельно стоящих потребителей, присоединенных к тепловым сетям, Гкал/ч;

$Q_{от}$ - тепловая нагрузка отопления (тепловая мощность теплоиспользующих установок отопления) i -го внешнего потребителя, Гкал/ч;

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

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

$Q_{тех}$ - тепловая нагрузка на технологические нужды i -го внешнего потребителя, Гкал/ч.

Балансы существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия источников тепловой энергии (прогнозируемые в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения) определяются по балансам существующей тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и тепловой нагрузки на коллекторах источников.

В таблице представлены балансы существующей тепловой мощности «нетто» и перспективной тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей тепловой мощности «нетто» в каждой из выделенных зон действия источников на каждый год расчетного периода.

Баланс тепловой мощности ТЭЦ-21 в зоне деятельности ПАО «ТГК-1» на период 2023-2036 годы

Наименование		Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
Электрическая часть	Установленная электрическая мощность	МВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
	Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	1208,0	1208,0	1208,0	1208,0	1208,0	1208,0	1228,0
Тепловая часть	отборы паровых турбин, в том числе:	Гкал/ч	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0
	производственных показателей (с учетом противодействия)	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	теплофикационных показателей (с учетом противодействия)	Гкал/ч	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0
	КУВ	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	ПВК	Гкал/ч	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	240,0
	РОУ	Гкал/ч	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0
	Ограничения	Гкал/ч	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	60,0	30,0
	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	980,0	980,0	980,0	980,0	980,0	1148,0	1198,0
	Собственные нужды	Гкал/ч	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0
	Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	901,0	901,0	901,0	901,0	901,0	1069,0	1119,0
	Потери при передаче всего, в т.ч.:	Гкал/ч	92,4	92,4	92,5	93,0	93,1	94,9	97,9
	через изоляционные конструкции	Гкал/ч	73,2	73,2	73,3	73,7	73,8	75,2	77,6
	с утечками теплоносителя	Гкал/ч	19,2	19,2	19,2	19,3	19,3	19,7	20,3
	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
	Подключенная нагрузка (договорная с учетом ГВС ср. час), в т.ч.:	Гкал/ч	949,2	949,8	950,8	961,4	963,5	999,4	1059,0
	Отопление и вентиляция	Гкал/ч	777,3	777,8	778,5	784,5	785,9	806,7	841,7
	ГВС (ср. час)	Гкал/ч	171,9	172,0	172,3	176,9	177,6	192,7	217,3
	Пар	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Подключенная нагрузка (расчетная с учетом ГВС ср. час), в т.ч.:	Гкал/ч	871,1	871,7	872,8	883,3	885,5	921,3	981,0
	Отопление и вентиляция	Гкал/ч	736,1	736,6	737,3	743,3	744,7	765,5	800,5
	ГВС (ср. час)	Гкал/ч	135,0	135,1	135,5	140,1	140,8	155,9	180,5
	Пар	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Подключенная тепловая нагрузка на коллекторах (по договорным	Гкал/ч	1047,0	1047,7	1048,8	1059,9	1062,1	1099,8	1162,4

Наименование		Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
	нагрузкам с учетом ГВС ср. час)								
	Подключенная тепловая нагрузка на коллекторах (по расчетным нагрузкам с учетом ГВС ср. час)	Гкал/ч	969,0	969,6	970,7	981,8	984,0	1021,7	1084,3
	Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности (по договорным нагрузкам с учетом ГВС ср. час)	Гкал/ч	-146,0	-146,7	-147,8	-158,9	-161,1	-30,8	-43,4
	Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности (по расчетным нагрузкам с учетом ГВС ср. час)	Гкал/ч	-68,0*	-68,6*	-69,7*	-80,8*	-83,0*	47,3*	34,7*
	Отношение резерва(+)/дефицита(-) к тепловой мощности "нетто" (по договорным нагрузкам)	%	-16,2%	-16,3%	-16,4%	-17,6%	-17,9%	-2,9%	-3,9%
	Отношение резерва(+)/дефицита(-) к тепловой мощности "нетто" (по расчетным нагрузкам)	%	-7,5%*	-7,6%*	-7,7%*	-9,0%*	-9,2%*	4,4%*	3,1%*
Аварийный режим	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	733,0	733,0	733,0	733,0	733,0	901,0	951,0
	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	719,5	720,0	720,6	726,3	727,6	747,1	779,9
	Аварийный резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности (по расчетным нагрузкам)	Гкал/ч	13,5	13,0	12,4	6,7	5,4	153,9	171,1
Прирост нагрузок за счет нового строительства в зоне источника	ВСЕГО	Гкал/ч		0,6	1,7	12,3	14,4	50,3	109,9
	Отопление и вентиляция	Гкал/ч		0,5	1,2	7,2	8,6	29,4	64,4
	ГВС (ср. час)	Гкал/ч		0,1	0,4	5,0	5,7	20,8	45,4
	Пар	Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Переключение нагрузок между источниками (расчет)	ВСЕГО	Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Отопление и вентиляция	Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	ГВС (ср. час)	Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Пар	Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Переключение нагрузок	ВСЕГО	Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование		Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
между источниками (договор)	Отопление и вентиляция	Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	ГВС (ср. час)	Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Пар	Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв/дефицит в совместной зоне теплоснабжения ТЭЦ- 21, котельной "Парнас" и котельной г. Мурино, аллея Охтинская*	Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности (по договорным нагрузкам)	Гкал/ч	-631,5	-640,2	-611,2	-612,2	-613,2	-618,1	-605,2
	Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности (по расчетным нагрузкам)	Гкал/ч	228,0	219,3	248,3	247,3	246,3	241,4	254,3

Примечание: * - ТЭЦ-21 работает в совместной зоне с котельной «Парнас» и котельной г. Мурино, аллея Охтинская, строение 13..

4.2 Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии

Существующие и перспективные значения установленной мощности источников теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение представлены в таблице.

Источник теплоснабжения	Установленная мощность, Гкал/ч						
	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
ТЭЦ - 21	1208	1208	1208	1208	1208	1208	1228

4.3 Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии

В результате проведенного обследования обнаружено – на источниках теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение отсутствуют ограничения на использование установленной тепловой мощности.

Перспективные значения располагаемой мощности представлены в таблице.

Источник теплоснабжения	Располагаемая мощность, Гкал/ч						
	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
ТЭЦ - 21	980,0	980,0	980,0	980,0	980,0	1148,0	1198,0

4.4 Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии

Существующие и перспективные затраты тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды источников теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение представлены в таблице.

Источник теплоснабжения	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал/ч						
	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
ТЭЦ - 21	79	79	79	79	79	79	79

4.5 Значения существующей и перспективной тепловой мощности нетто источников тепловой энергии

Существующие и перспективные значения тепловой мощности нетто источников теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение представлены в таблице.

Источник теплоснабжения	Располагаемая мощность, нетто, Гкал/ч						
	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
ТЭЦ - 21	901,0	901,0	901,0	901,0	901,0	1069,0	1119,0

4.6 Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям

Существующие и перспективные значения потерь тепловой энергии в тепловых сетях

источников теплоснабжения МО Новодевятикинское сельское поселение представлены в таблице.

Источник теплоснабжения	Потери, Гкал/ч						
	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
ТЭЦ - 21	92,4	92,4	92,5	93,0	93,1	94,9	97,9

4.7 Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей

Существующие и перспективные значения присоединенной тепловой нагрузки на источниках теплоснабжения МО Новодевятикинское сельское поселение представлены в таблице.

Источник теплоснабжения	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч							
		2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
ТЭЦ - 21	по договорным нагрузкам с учетом ГВС ср. час)	1047,0	1047,7	1048,8	1059,9	1062,1	1099,8	1162,4
	по расчетным нагрузкам с учетом ГВС ср. час)	969,0	969,6	970,7	981,8	984,0	1021,7	1084,3

4.8 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Перспективные значения резервов и дефицитов тепловой мощности в зонах действия источников теплоснабжения МО Новодевятикинское сельское поселение представлены в таблице.

Источник теплоснабжения	Резерв("+")/Дефицит("-"), Гкал/ч							
		2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
ТЭЦ - 21	по договорным нагрузкам с учетом ГВС ср. час)	-146,0	-146,7	-147,8	-158,9	-161,1	-30,8	-43,4
	по расчетным нагрузкам с учетом ГВС ср. час)	-68,0*	-68,6*	-69,7*	-80,8*	-83,0*	47,3*	34,7*

Перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии разрабатывались в соответствии с перспективными условиями развития МО Новодевятикинское сельское поселение.

Учитывая, что генеральным планом, предполагающим единственный сценарий

развития территории в части энергетики, не предусматривающий развитие новых источников тепловой энергии для подключения перспективной тепловой нагрузки, настоящей схемой теплоснабжения аналогично предусмотрен один сценарий развития.

Данный сценарий предполагает замену изношенных тепловых сетей и переход на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения).

Переход на закрытую систему теплоснабжения обусловлен части восьмой Статьи 40 Федерального закона от 7 декабря 2011 г. №416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» следует произвести прекращение горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и перевести абонентов, подключенных к таким системам, на иные системы горячего водоснабжения.

4.9 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

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 магистрального вывода показывает не достаточную пропускную способность магистралей в границах МО Новодевяткинское сельское поселение.

При выполнении гидравлического расчета учитывались перспективные нагрузки потребителей на расчетный 2036 г.

Цель гидравлического расчета выводных участков источников тепловой энергии — определить их пропускную способность и требуемый диаметр для обеспечения подключенных на данный вывод тепловых нагрузок.

Расчетный расход теплоносителя, т/ч на выводном участке рассчитывается по формуле:

$$G_p = g_p * Q_o, \text{ т/ч}$$

где g_p - удельный расход теплоносителя, т/ч*(Гкал/ч); составляет:

- для температурного сетевого графика 80/60°C $g_p = 50 \text{ тн./ч*(Гкал/ч)}$;
- для температурного сетевого графика 95/70°C $g_p = 40 \text{ тн./ч*(Гкал/ч)}$;
- для температурного сетевого графика 110/70°C $g_p = 25 \text{ тн./ч*(Гкал/ч)}$;
- для температурного сетевого графика 150/70°C $g_p = 12,5 \text{ тн./ч*(Гкал/ч)}$.

Q_o - суммарная расчетная тепловая нагрузка на данный вывод с теплоисточника, Гкал/ч;

Требуемый диаметр вывода, мм рассчитывается по формуле:

$$D_p = 1000 * \sqrt{(4 * G_p / (1,3 * 2,3 * 3600))} \text{ мм};$$

где 1,3 — допустимая скорость течения сетевой воды в трубопроводах, м/с;

Наименование котельной	Сетевой график, °C	Расчетная тепловая нагрузка на вывод, Гкал/ч.	Расчетный расход теплоносителя, тн./ч.	Требуемый диаметр вывода, мм	Фактический диаметр вывода, мм
ТЭЦ -21	150/70	316,411	3 955,14	780	700

5 МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

Мастер-план схемы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение разработан в соответствии требованиями ПП РФ от 22.02.2012 г. № 154 «Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции постановления Правительства РФ от 03.04.2018 г. №405).

Согласно требованиям пунктов 28 и 59 Постановления Правительства РФ №154 от 22 февраля 2012 г. (редакция от 16 марта 2019 г.) «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» схема теплоснабжения должны включать в себя Главу 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения», состоящую из 2-3 вариантов возможного перспективного развития с обоснованием выбора приоритетного варианта.

Выбор итогового варианта развития системы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение должен осуществляться на основании анализа комплекса показателей, в целом характеризующих качество, надежность и экономичность теплоснабжения.

Сравнение вариантов производится по следующим направлениям:

1. Эффективность системы обеспечения тепловой энергией конечного потребителя.
2. Принцип минимизации затрат на теплоснабжение для потребителя (минимум тарифных последствий).
3. Приоритетность комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (п.8, ст.23 ФЗ от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и п.6 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012г. № 154 «Требования к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения»).
4. Обеспечение необходимого гидравлического режима работы тепловой сети.
5. Обеспечение необходимого уровня надежности системы теплоснабжения.

Каждый вариант должен обеспечивать покрытие всего перспективного спроса на тепловую мощность, возникающую в МО Новодевяткинское сельское поселение, и критерием этого обеспечения является выполнение балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и спроса на тепловую мощность при расчетных условиях, заданных нормативами проектирования систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов теплопотребления. Все варианты развития системы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение сформированы на основе территориально-распределенного прогноза изменения тепловой нагрузки, приведенного в Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» обосновывающих материалов. Основным источником теплоснабжения населения и объектов бюджетной сферы в МО Новодевяткинское сельское поселение в настоящее время является источник

комбинированной выработки тепловой и электрической энергии ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1». Установленная тепловая мощность ТЭЦ составляет 1208 Гкал/ч. Отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется по магистральному трубопроводу Ду 700 мм по температурному графику 100/70⁰С.

На основании выполненного обследования существующей системы теплоснабжения, анализа ее работы и внешних условий функционирования можно сказать, что ТЭЦ-21 в существующем состоянии и на всех сроках реализации схемы теплоснабжения поселения позволяет полностью покрыть потребность в тепловых нагрузках МО Новодевяткинское сельское поселение.

Учитывая, что генеральным планом, предполагающим единственный сценарий развития территории в части энергетики, то настоящей схемой теплоснабжения аналогично предусмотрен один базовый сценарий развития.

Базовый сценарий развития предполагает замену изношенных тепловых сетей и переход на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения).

6 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

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

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

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

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м^3 , определяются по формуле:

$$G_{\text{ут.н}} = aV_{\text{год}}n_{\text{год}}10^{-2} = m_{\text{ут.год.н}}n_{\text{год}},$$

где: a – норма среднегодовой утечки теплоносителя, $\text{м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}^3$, установленная правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

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

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

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

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м^3 , определяется из выражения:

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

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

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

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

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

Прогнозируемая продолжительность отопительного периода принималась в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии.

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

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

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяемые конструкцией указанных приборов и технологией обеспечения нормального функционирования тепловых сетей и оборудования, в расчете нормативных значений потерь теплоносителя не учитывались из-за отсутствия в тепловых сетях сельского поселения действующих приборов автоматики или защиты такого типа.

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

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производилось с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов и принималось в размере 1,5-кратной

емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей.

При изменении емкости (внутреннего объема) трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, на 5%, ожидаемые значения показателя «потери сетевой воды» допускается определять по формуле:

$$G_{\text{псв}}^{\text{план}} = G_{\text{псв}}^{\text{норм}} \frac{\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{план}}}{\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{норм}}},$$

где: $G_{\text{псв}}^{\text{план}}$ –ожидаемые годовые потери сетевой воды на период регулирования, м³;

$G_{\text{псв}}^{\text{норм}}$ –годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, в соответствии с энергетическими характеристиками, м³;

$\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{план}}$ – ожидаемый суммарный среднегодовой объем тепловых сетей, м³;

$\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{норм}}$ – суммарный среднегодовой объем тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, принятый при разработке энергетических характеристик, м³.

Данные по существующему и перспективному расходу воды на подпитку представлены в таблице.

Тепловая сеть	Существующий расход на подпитку, м ³ /Гкал	Перспективный расход с открытой схемой, м ³ /Гкал	Перспективный расход с закрытой схемой, м ³ /Гкал
ТЭЦ - 21	3,72	3,72	0,5

В результате представленного анализа можно сделать вывод, что мощность водоподготовительных установок ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» будет соответствовать потребностям в течение расчетного срока.

6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии

В соответствии со ст. 2 Федерального закона от 07.12.2011 N 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» на территории МО Новодевяткинское сельское поселение присутствуют как централизованные системы горячего водоснабжения потребителей, так и нецентрализованные в которых, т.е. приготовление горячей воды осуществляется абонентом самостоятельно с использованием сооружений и устройств, в том числе индивидуальные тепловые пункты.

6.3 Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях за отчетный период

Нормативные потери теплоносителя в тепловой сети за 2023 г. – 68,830 тыс. м³.

6.4 Определение расчетной производительности ВПУ источников тепловой энергии и аварийной подпитки теплосети

Расчет производительности водоподготовительных установок котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия выполнен согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

Максимальная производительность водоподготовительных установок для тепловых сетей рассчитывается из компенсации возможных потерь теплоносителя с утечками через неплотности, дренажи и исполнительные механизмы и плановыми сбросами с воздушников.

Согласно п. 6.16 базовой версии СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

«Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

- в закрытых системах теплоснабжения – 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах;

- в открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах;

- для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения, при наличии баков аккумуляторов, по расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2, а при отсутствии баков аккумуляторов по максимальному расходу воды на горячее водоснабжении. В обоих случаях плюс 0,75% фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий.

$$G_{nod} = 1,2G_{ГВС_{cp}} + 0,0075(V_{mc} + V_{om} + V_{вент} + V_{ГВС}), \text{ м}^3/\text{ч};$$

где:

V_{mc} , V_{om} , $V_{вент}$, $V_{ГВС}$ - объем теплоносителя в трубопроводах в тепловых сетях, системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей.

Согласно МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе,

электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утвержденной заместителем председателя Госстроя России 12.08.2003 года:

Емкость трубопроводов тепловых сетей определяется в зависимости от их удельного объема и длины согласно по формуле:

$$V_{mc} = \sum_{i=1}^n v_{di} l_{di}$$

где:

v - удельный объем i -го участка трубопроводов определенного диаметра, м³/км;

l - длина i -го участка трубопроводов, км.

Емкость систем теплоснабжения зависит от их вида и определяется согласно по формуле:

$$V_{cmi} = \sum_{i=1}^n v Q_{0max}$$

где:

Q_{0max} – расчетное значение часовой тепловой нагрузки здания, Гкал/ч;

v – удельный объем системы теплоснабжения, м³ч/Гкал;

n - количество систем теплоснабжения, оснащенных одним видом нагревательных приборов.

При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплоснабжения (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере 30 м³ч/Гкал. Емкость местных систем горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения можно определять при $v=6$ м³ч/Гкал средней часовой тепловой нагрузки.

Производительность ВПУ составляет 100 тн/ч., потеря располагаемой производительности 11,49%.

7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

7.1 Анализ условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

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;
- возможность замещать простое сжигание топлива тепловыми отходами производственных циклов, в первую очередь теплового цикла производства электроэнергии на ТЭЦ;
- относительно гораздо более высокий электрический КПД крупных ТЭЦ и тепловой КПД крупных котельных работающих на твердом и газообразном топливе.

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 округах или отдельных районах городов с удельной характеристикой больше 200 м²/Гкал/час централизация противопоказана – небольшие доходы от реализации тепла при значительных капитальных затратах делают системы центрального 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 и крышные котельные объективная необходимость и они составляют конкуренцию вариантам поквартирного отопления.

Отдельно надо сказать о крышных котельных. К основным проблемам относятся:

- отсутствие внятного собственника, так как котельная является коллективной собственностью жителей;
- не начисление амортизации и длительной срок сбора средств на необходимые крупные ремонты;
- отсутствие системы быстрой поставки запасных частей.

Определение условий организации индивидуального теплоснабжения

Использование индивидуальных источников тепловой энергии в новых многоквартирных домах не предусматривается.

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.).

В рамках реализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления не планируется.

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 СП 41-108-2004 перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе допускается только при полной проектной реконструкции инженерных систем дома.

Полная проектная реконструкция инженерных систем дома предполагает реконструкцию общей системы теплоснабжения дома, общей системы газоснабжения дома, в том числе внутридомового газового оборудования, газового ввода, и системы

дымоудаления и подвода воздуха для горения газа.

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СНиП 31-01-2003 «Здания жилые многоквартирные») применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире.

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 воздуховодом 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 взаимосвязанная по газу, воде, дымоудалению и теплоперетокам система с распределенным сжиганием.

Необходимые условия для организации поквартирного отопления:

- развитая сеть трубопроводов (для подключения квартир к общедомовым стоякам через индивидуальный узел ввода);
- организованная сеть газоснабжения (для возможности установка в квартирах индивидуальных газовых отопительных котлов);
- строительство нового или реконструкция существующего жилья с возможностью организации поквартирного отопления.

7.2 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии. Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения

Мероприятия по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии не запланированы.

7.3 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии

Мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии не запланированы.

7.4 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

Мероприятия по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения не запланированы.

7.5 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных

Совместная работа источников тепловой энергии, функционирующих в режиме

комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных не предусмотрена.

7.6 Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно

Мероприятия по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников энергии, выработавших нормативный срок службы, не запланированы.

7.7 Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

В связи с отсутствием на территории муниципального образования котельных, мероприятия по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не запланированы.

7.8 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации

Мероприятия по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации не запланированы.

7.9 Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения

Температурный график источников теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение 100/70⁰С.

Изменение температурного графика не планируется, в связи с чем затраты на его изменения не требуются.

7.10 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей приведены в таблице:

Наименование котельной	Существующая установленная мощность источника, Гкал/ч	Перспективная установленная мощность источника, Гкал/ч
ТЭЦ - 21	1208	1228

7.11 Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Предложения по строительству новых источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива отсутствуют.

7.12 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения 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.

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

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом и горячей водой; снимается проблема перебоев в тепле и горячей воде по техническим, организационным и сезонным причинам.

Индивидуальное теплоснабжение в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями организовывается в зонах, где реализованы и планируются к реализации проекты

по газификации частного сектора, и нет централизованного теплоснабжения. 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 энергии при ее транспортировке (значит, снизить стоимость тепла для конечного потребителя), повысить надежность отопления и горячего водоснабжения, 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 тепла 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 газовых котлов. 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.

7.13 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения

Схемой теплоснабжения перспективные потребители в производственных зонах на территории МО Новодевяткинское сельское поселение не предусмотрены.

7.14 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения

Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки, а также ее распределение между источниками представлено в разделе 4. Обоснование перспективных балансов теплоносителя представлено в разделе 6.

7.15 Расчет радиуса эффективного теплоснабжения

Методика определения эффективного радиуса теплоснабжения

Определение радиуса эффективного теплоснабжения основано на методике разработанной специалистами НП «РТ» в целях оказания методической помощи теплоснабжающим/теплосетевым организациям, а также местным и региональным органам власти. Радиус эффективного теплоснабжения определяет условия, при которых подключение (присоединение) теплопотребляющих установок к источникам централизованного теплоснабжения нецелесообразно по причинам невозможности возврата затрат на строительство тепловых сетей в процессе их эксплуатации и реализации передаваемой по этим сетям тепловой энергии, теплоносителя.

Данный метод позволяет рассчитать радиус эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии до потребителя и находит применение при расчетах для крупных районов застройки. А так же позволяет установить радиус эффективного теплоснабжения для источника тепловой энергии, который может быть отображен как в графическом виде, так и в виде номограмм для определения эффективности подключения.

Во втором варианте радиус эффективного теплоснабжения следует рассматривать как предельно возможную протяженность новой теплотрассы, исходя из условия, что выручка от реализации тепловой энергии не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы.

Рассматривая эффективный радиус теплоснабжения как предельно возможную протяженность новой теплотрассы, необходимо учитывать, что радиус рассчитывается отдельно для каждого объекта и не является общей установленной протяженностью от источника теплоснабжения в целом для трассы. Другими словами, в целом, радиус эффективного теплоснабжения определяется для источника, но величина его зависит от удаленности конкретного объекта присоединения от ближайшей тепломагистрали.

В третьем варианте рассматривается возможность подключения от альтернативного источника тепловой энергии. Данный вариант позволяет определить более экономичный вариант подключения объекта для потребителя.

Для полноты обоснования потребителю в технологическом присоединении стоит так же учитывать:

- гидравлический расчет от источника теплоснабжения до объекта с построение пьезометрических графиков;
- превышение расхода сетевой воды от номинальной производительности сетевых насосов должно составлять не более 0,05%;
- превышение установленной мощности теплоисточника не допускается.

Вариант 1. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от источника

тепловой энергии для районов крупной застройки.

Методика основывается на допущении, что в среднем по системе централизованного теплоснабжения, состоящей из источника тепловой энергии, тепловых сетей и потребителя, затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребления.

1) Для района застройки рассчитывается усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки;

2) Исходя из значений присоединенной нагрузки к источнику тепловой энергии, присоединенной нагрузки рассматриваемой зоны и расстояния от источника до условного центра присоединяемой нагрузки, определяем средний радиус теплоснабжения по системе;

3) Через среднюю себестоимость передачи тепла определяем коэффициент пропорциональности, который характеризует затраты в системе на транспорт тепла на 1 км тепловой сети и на единицу присоединенной мощности;

4) Задаемся условием, что коэффициент пропорциональности принимается одинаковым для всей системы, т. к. для каждого потребителя (района) затраты на транспорт тепла пропорциональны присоединенной нагрузке и расстоянию до источника, а индивидуальные особенности участков теплосети могут быть учтены через эквивалентные длины. Производим пересчет затрат на транспорт тепла для района застройки (если радиус эффективного теплоснабжения считается для существующей схемы теплоснабжения, то затраты на транспорт тепла берутся без учета присоединяемого объекта);

5) Рассчитываем годовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя и себестоимость транспорта 1 Гкал; (если радиус эффективного теплоснабжения считается для существующей схемы теплоснабжения, то годовые затраты на транспорт тепла берутся без учета присоединяемого объекта);

6) Годовые затраты на транспорт тепла определяем через средний тариф на транспорт;

7) Определяем разницу между годовыми затратами на транспорт тепла и годовыми затратами на транспорт тепла для района застройки.

Радиус эффективного теплоснабжения будет оптимальным если:

1) годовые затраты на транспорт тепла для района застройки будут меньше годовых затрат на транспорт тепла, определенных по тарифу;

2) себестоимость транспорта 1 Гкал меньше средней себестоимости передачи тепла;

3) себестоимость транспорта 1 Гкал меньше тарифа на транспорт тепловой энергии.

Вариант 2. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения объекта

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к

централизованному теплоснабжению является тот факт, что выручка от реализации тепловой энергии по присоединяемому объекту после подключения его к источнику не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы. В соответствии с данным условием, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1) Для каждого диаметра трубопровода определяется длина теплотрассы при заданном расходе сетевой воды. Принимается расход сетевой воды с шагом, обеспечивающим требуемую точность расчетов и значение гидравлических потерь. В сумме в подающем и обратном трубопроводе потери не должны превышать 2 м. вод. ст. Данное условие берется из целесообразности обеспечения перепада давлений в каждой точке теплотрассы. Иными словами, если потери будут более указанной величины, необходимо будет держать завышенный перепад давлений по теплотрассе, что приведет к дополнительным потерям и необходимости перестройки гидравлического режима всей системы теплоснабжения.

2) Задаваясь температурным графиком работы теплосети (исходя из фактического для рассматриваемого источника тепловой энергии), определяется пропускная способность в Гкал/ч. В соответствии с этим определяется месячная и годовая величину полезного отпуска тепла. В данном случае под полезным отпуском следует понимать потребление тепла объектом присоединения.

3) Производится расчет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции при среднегодовых условиях работы тепловой сети и нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды.

4) Определяется выручка от реализации тепловой энергии и затраты с тепловыми потерями.

5) Определяются капитальные затраты на строительство тепловой сети с учетом показателя укрупненного норматива цены. Так как показатель укрупненного норматива цены представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных тепловых сетей, производится пересчет капитальных затрат на длину i -го участка тепловой сети. Учитывая срок амортизации на 10 лет (равномерно), получаются годовые затраты на строительство.

6) Из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении вычисляем долю каждого диаметра тепловых сетей. Общие эксплуатационные затраты, определяем из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей за прошедший период. Рассчитываются эксплуатационные затраты для необходимого диаметра. В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для i -го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных

гидравлических потерях) для данного диаметра.

7) Определяются совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы, как сумма затрат с тепловыми потерями, приведенных затрат на строительство на 10 лет (Постановление правительства РФ №1 от 01.01.2002 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы») и эксплуатационных затрат.

8) Определяется отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии.

Вывод о попадании объекта присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается на основании соблюдения условия:

отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В случае превышения – объект не входит в радиус эффективного теплоснабжения и присоединению к системе централизованного теплоснабжения не подлежит.

Вариант 3. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения при установке котельного агрегата в доме.

Данный вариант рассматривается исходя из условия подключения объекта с расчетной тепловой нагрузкой отопления не превышающей 0,1 Гкал/ч.

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к централизованному теплоснабжению является тот факт, что совокупные затраты на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы должны быть меньше суммы стоимости котельного агрегата с учетом установки. А так же в случае невыполнения данного условия для более обоснованного отказа потребителю необходимо произвести расчет срока окупаемости котельного агрегата. В соответствии с данными условиями, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1) Определяем расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания. При отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям;

2) Исходя, из данных расчетной тепловой нагрузки отопления определяем тип котла и его характеристики по проектной документации. Определяем удельный расход условного топлива и расход условного топлива в базовом году. Переводим величину расхода условного топлива в натуральное выражение;

3) Производим расчет годовых затрат на топливо котельного агрегата и затрат при годовом потреблении от ТЭЦ;

4) Определяем экономию между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо котельного агрегата. Срок окупаемости рассчитываем как отношение стоимость котельного агрегата с учетом установки, к экономии между годовыми

затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо котельного агрегата. Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию трассы, определяются аналогично первому варианту для определенного диаметра;

Радиус эффективного теплоснабжения будет обуславливаться условием, что стоимость котельного агрегата с учетом установки будет равна совокупными затратами на строительство и эксплуатацию трассы. Т. е. максимально допустимая длина трассы для определенного диаметра, будет достигаться при выполнении равенства затрат на котельный агрегат и затрат на строительство трассы. Если фактическая длина трассы больше предельно допустимой, то соответственно затраты на строительство трассы будут превышать затраты на котельный агрегат и строительство трассы до потребителя будет более неэкономичным вариантом. Так же при невысоких сроках окупаемости котельного агрегата подключение объекта к децентрализованному теплоснабжению будет более обоснованным вариантом.

Вариант 1. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии для районов крупной застройки.

1. Усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки и средний радиус теплоснабжения системы

Усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки, км:

$$L_i = \sum (Q_{зд} \cdot L_{зд}) / Q_i, \text{ где (1)}$$

i - номер района застройки;

$L_{зд}$ - расстояние по трассе либо эквивалентное расстояние от каждого здания района до источника тепловой энергии;

$Q_{зд}$ - присоединенная нагрузка здания, Гкал/ч;

Q_i - суммарная присоединенная нагрузка рассматриваемой зоны, $Q_i = \sum Q_{зд}$.

Средний радиус теплоснабжения по системе, км:

$$L_{cp} = \sum (Q_i \cdot L_i) / Q, \text{ где (2)}$$

Q - присоединенная нагрузка к источнику, Гкал/ч

3. Удельные затраты на транспорт тепла и среднечасовые затраты на транспорт тепла от источника до потребителя

Удельные затраты на транспорт тепла рассчитываются:

$$Z = \frac{C_{cp}}{(Q \cdot L_{cp})}, \text{ где (3)}$$

C_{cp} - средняя себестоимость передачи тепла, тыс. руб.

Среднечасовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя,

тыс. руб./Гкал:

$$C_{cp,ч} = Z \cdot Q_i \cdot L_i, \text{ где (4)}$$

Годовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя руб./год:

$$C_{год} = C_{cp,ч} \cdot Ч, \text{ где (5)}$$

Ч - число часов работы системы теплоснабжения в год.

Себестоимость транспорта 1 Гкал тепла, отпущенной от источника до потребителя:

$$C_{1Гкал} = C_{год} / Q_{год}, \text{ где (6)}$$

$Q_{год}$ - годовая нагрузка здания.

4. Годовые затраты на транспорт тепла

Годовые затраты на транспорт тепла, руб./год:

$$B = Q_{год} \cdot T, \text{ где (7)}$$

T – тариф на транспорт тепла;

$Q_{год}$ – годовой отпуск тепла от источника тепловой энергии, тыс. Гкал/год.

Если годовые затраты на транспорт тепла от источника до потребителя меньше годовых затрат на транспорт тепла определенных по тарифу на транспорт тепла, то подключение объекта на данном расстоянии от источника тепловой энергии возможно. Также полученная себестоимость транспорта 1 Гкал не должна превышать средней себестоимости передачи тепла и тариф на транспорт тепловой энергии.

Вариант 2. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения объекта

5. Расчет длины трубопровода

Для каждого диаметра трубопровода определяется длина теплотрассы при заданном расходе сетевой воды. Принимается расход сетевой воды с шагом, обеспечивающим требуемую точность расчетов и значение гидравлических потерь (в сумме в подающем и обратном трубопроводе потери не должны превышать 2 м. вод. ст.). Определение длины производится по формулам расчета гидравлических потерь, представленным в справочнике В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

Потери давления на участке трубопровода, м. вод .ст.:

$$\Delta P = P_{тр} + P_{м}, \text{ (8)}$$

где

$P_{тр}$ – линейные потери давления, м. вод. ст.;

$P_{м}$ – потери давления в местных сопротивлениях, м. вод .ст.

Линейные потери давления, м. вод .ст.:

$$P_{mp} = R \cdot l, (9)$$

где R - удельные потери давления $кгс / м^2$;

l - длина теплотрассы.

$$R = \lambda \frac{g^2 \rho}{2gD_B} = 0,00638 \frac{G^2}{D_B^5 \rho}, (10)$$

ρ - плотность теплоносителя, $кг/м^3$;

λ - коэффициент гидравлического трения;

g - скорость теплоносителя, $м/с$;

g - ускорение свободного падения, $м^2 / с$;

D_B - внутренний диаметр трубопровода, $мм$;

G - расход теплоносителя на рассчитываемом участке, $т/ч$;

Потери давления в местных сопротивлениях, $м. вод. ст.$:

$$P_m = \sum \xi \frac{\rho g^2}{2}, (11)$$

где $\sum \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений (табл. 4.15 В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей»)

Коэффициент гидравлического трения определяется по формуле Прандтля - Никурадзе:

$$\lambda = \frac{1}{(1,14 + 2 \lg \frac{D_{\text{э}}}{K_{\text{экв}}})^2}, (12)$$

где $K_{\text{экв}}$ - эквивалентная шероховатость, принимается для вновь прокладываемых труб водяных тепловых сетей $0,5$ $мм$

При значениях эквивалентной шероховатости трубопроводов отличных от $0,5$ $мм$, на величину удельных потерь давления вводится поправочный коэффициент β (табл. 4.14 В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей»). В этом случае:

$$\Delta P = \beta R l + P_{m, м.вод.ст} \Rightarrow l = \frac{\Delta P + P_m}{\beta R}, м (13)$$

6. Расчет пропускной способности трубопровода

Перед расчетом принимается температурным графиком работы теплосети, исходя из фактического для рассматриваемого источника тепловой энергии.

Пропускная способность трубопровода (А. А. Николаев «Справочник проектировщика»), $Гкал$:

$$Q_{от}^ч = Gc(t_n - t_o), (14)$$

где G - расход сетевой воды, $т/ч$;

t_n - температура в подающем трубопроводе в соответствии с температурным графиком тепловой сети, °С;

t_o - температура в обратном трубопроводе в соответствии с температурным графиком тепловой сети, °С;

c - удельная теплоемкость сетевой воды, кДж/кг*К.

Полезный отпуск тепловой энергии за месяц, Гкал:

$$Q_{от.м} = Q_{от}^н \frac{t_{вн} - t_{нр.м}}{t_{вн} - t_{расч}} \tau, \quad (15)$$

V - объем здания по наружному обмеру, м³

$t_{вн}$ - температура внутри помещения, °С;

$t_{нр.м}$ - среднемесячная температура наружного воздуха, °С

$t_{расч}$ - расчетная температура наружного воздуха, °С

τ - количество часов в месяце.

Годовой полезный отпуск, Гкал:

$$Q_{год} = \sum Q_{от.м}, \quad (16)$$

7. Определение тепловых потерь водяными тепловыми сетями

Расчет тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети производится по РД 153-34.0-20.523-98 «Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»» /5/.

7.1. Определение тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

Для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{норм}^{ср.г} = \sum (q_n L \beta), \quad (17);$$

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{норм.п}^{ср.г} = \sum (q_{н.п} L \beta), \quad (18);$$

$$Q_{норм.о}^{ср.г} = \sum (q_{н.о} L \beta), \quad (19),$$

где q_n , $q_{н.п}$, $q_{н.о}$ - удельные (на 1 м длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь или для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, Вт/м [ккал/(м*ч)];

L - длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром d_n в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери

арматурой, компенсаторами, опорами (принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 150 мм и 1,15 при диаметрах 150 мм и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки).

Удельные часовые тепловые потери, q_n , Вт/м [ккал/(м×ч)], определяются для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам по формуле:

$$q_n = q_n^{T1} + (q_n^{T2} - q_n^{T1}) \frac{\Delta t_{cp}^{cp,z} - \Delta t_{cp}^{T1}}{\Delta t_{cp}^{T2} - \Delta t_{cp}^{T1}}, \quad (20)$$

где q_n^{T1} и q_n^{T2} - удельные часовые тепловые потери суммарно по подающему и обратному трубопроводам каждого диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем, чем для данной сети) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, Вт/м [ккал/(м×ч)];

$\Delta t_{cp}^{cp,z}$ - значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, °С;

Δt_{cp}^{T1} и Δt_{cp}^{T2} - смежные (соответственно меньшее и большее, чем для данной сети) табличные значения среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, °С.

Значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта $\Delta t_{cp}^{cp,z}$, °С, определяется по формуле:

$$\Delta t_{cp}^{cp,z} = \frac{t_n^{cp,z} + t_o^{cp,z}}{2} - t_{гр}^{cp,z}, \quad (21)$$

$t_n^{cp,z}$ и $t_o^{cp,z}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах для данной тепловой сети, °С;

$t_{гр}^{cp,z}$ - среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, °С;

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам $q_{нп}$, $q_{но}$, Вт/м [ккал/(м×ч)], по формулам:

$$q_{нп} = q_{нп}^{T1} + (q_{нп}^{T2} - q_{нп}^{T1}) \frac{\Delta t_n^{cp,z} - \Delta t_n^{T1}}{\Delta t_n^{T2} - \Delta t_n^{T1}}, \quad (22)$$

$$q_{но} = q_{но}^{T1} + (q_{но}^{T2} - q_{но}^{T1}) \frac{\Delta t_o^{cp,z} - \Delta t_o^{T1}}{\Delta t_o^{T2} - \Delta t_o^{T1}}, \quad (23)$$

где $q_{нп}^{T1}$ и $q_{нп}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по подающему трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м [ккал/(м×ч)];

$q_{но}^{T1}$ и $q_{но}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по обратному трубопроводу для

данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м (ккал/(м×ч)];

$\Delta t_n^{cp.2}$ и $\Delta t_o^{cp.2}$ - среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, °С;

Δt_n^{T1} и Δt_n^{T2} - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

Δt_o^{T1} и Δt_o^{T2} - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, °С.

Среднегодовые значения разности температур для подающего $\Delta t_n^{cp.2}$ и обратного $\Delta t_o^{cp.2}$ трубопроводов определяются как разность соответствующих среднегодовых температур сетевой воды $t_n^{cp.2}$ и $t_o^{cp.2}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $t_g^{cp.2}$.

7.2 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды

В соответствии с РД 153-34.0-20.523-98 «Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»» определяется величина утечки. Нормируемые эксплуатационные годовые тепловые потери с утечкой сетевой воды Q_{ym}^2 , [Гдж (Гкал)], определяются по формуле:

$$Q_{ym}^2 = aV^{cp.2} c\rho^{cp.2} \left(\frac{t_n^{cp.2} + t_o^{cp.2}}{2} - t_x^{cp.r} \right) \cdot n_{год} \cdot 10^{-6}, \quad (24)$$

где a - нормируемая среднегодовая утечка сетевой воды м³/(ч×м³); устанавливается ПТЭ не более 0,25% в час от среднегодового объема сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения (0,0025 м³/(ч×м³);

$V^{cp.2}$ - среднегодовой объем сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения, м³;

c - удельная теплоемкость сетевой воды; принимается равной 4,1868 кДж / (кг×°С) или 1 ккал / (кг×°С);

$\rho^{cp.2}$ - среднегодовая плотность воды, кг/м³; определяется при среднем значении среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;

$t_n^{cp.2}$ и $t_o^{cp.2}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С;

$t_x^{cp.2}$ - среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник тепловой

энергии для подготовки и использования в качестве подпитки тепловой, сети, °С;

$n_{год}$ - продолжительность работы тепловой сети в течение года, ч.

Среднегодовой объем сетевой воды в трубопроводах тепловой сети и в системах теплоснабжения $V^{cp.г}$, м³, определяется по формуле:

$$V^{cp.г} = \frac{V_{om}n_{om} + V_{л}n_{л}}{n_{om} + n_{л}} = \frac{V_{om}n_{om} + V_{л}n_{л}}{n_{год}}, \quad (25)$$

где V_{om} и $V_{л}$ - объем воды в тепловой сети и системах теплоснабжения соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, м³;

n_{om} и $n_{л}$ - продолжительность работы тепловой сети соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, ч.

Среднегодовая температура воды, поступающей на источник тепловой энергии для последующей обработки с целью подпитки тепловой сети $t_x^{cp.г}$, °С, определяется по формуле:

$$t_x^{cp.г} = \frac{t_x^{om}n_{om} - t_x^{л}n_{л}}{n_{om} + n_{л}}, \quad (26)$$

где t_x^{om} и $t_x^{л}$ - значения температуры воды, поступающей на источник тепловой энергии, соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети (°С), определяются как средние значения из соответствующих среднемесячных значений температуры холодной воды; при отсутствии статистических эксплуатационных данных принимается $t_x^{om} = 5^{\circ}\text{C}$, $t_x^{л} = 15^{\circ}\text{C}$.

8. Определение выручки от реализации тепловой энергии и затрат с тепловыми потерями

Выручка от реализации тепловой энергии, тыс. руб./год:

$$B = Q_{год} \cdot T / 1000, \quad (27)$$

где $Q_{год}$ - годовая нагрузка отопления здания.

Затраты с тепловыми потерями, тыс. руб./год:

$$Z_{пот} = Q_{норм}^{cp.г} \cdot T / 1000, \quad (28)$$

где T – тариф за тепловую энергию, определяется на основе Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э.

9. Расчет капитальных затрат на строительство тепловой сети

Капитальные затраты на строительство тепловой сети определяются по НЦС 81-02-13-2014 «Наружные тепловые сети» с учетом показателя укрупненного норматива цены

строительства НСЦ 81-02-13-2014 «Наружные тепловые сети», который представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных тепловых сетей.

Затраты на строительство i -го участка тепловой сети тыс. руб.:

$$Z_i = Z \cdot L_{\text{уч}}^i / 1000, (29)$$

где Z - затраты определенные с учетом показателя укрупненного норматива цены строительства, тыс. руб. (включают строительство тепловой сети от точки присоединения до потребителя, реконструкцию тепловых сетей, строительство тепловых пунктов, строительство ПНС);

$L_{\text{уч}}^i$ - длина i -го участка тепловой сети, м.

Приведенные затраты на строительство на 10 лет, тыс. руб./год:

$$Z_{\text{прив}} = Z_i / 10, (30)$$

10. Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты для определенного диаметра, тыс. руб.:

$$\mathcal{E}_d = \mathcal{E}_{\text{общ}} \cdot \alpha, (31)$$

где

$\mathcal{E}_{\text{общ}}$ - общие эксплуатационные затраты (определялись из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей), тыс. руб.;

α - доля теплотрассы определенного диаметра (определяется из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении);

В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для i -го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных гидравлических потерях) для данного диаметра, тыс. руб.:

$$\mathcal{E}_{\text{уч}} = \frac{L_{\text{уч}}^i}{\sum L_{\text{уч}}} \mathcal{E}_d, (32)$$

$L_{\text{уч}}^i$ - длина i -го участка тепловой сети, м;

$\sum L_{\text{уч}}$ - сумма длин всех участков, м.

11. Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы

Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы, тыс. руб., определяются по формуле:

$$Z = Z_{\text{ном}} + Z_{\text{прив}} + \mathcal{E}_{\text{уч}}, (33)$$

Далее определяется отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии, %:

$$\varphi = \frac{3}{B}, \quad (34)$$

Исходя из условия $\varphi = 100\%$, определяется предельно допустимая длина теплотрассы.

Дальнейшее применение расчета таково: если φ меньше, либо равно 100 %, то присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения от данного источника целесообразно, а значит, возможно. При значениях $\varphi > 100\%$ подключение объекта с заданной тепловой нагрузкой будет вызывать перераспределение издержек на ранее подключенных абонентов и соответственно к росту тарифов, следовательно, подключение данного объекта к системе централизованного теплоснабжения от данного источника нецелесообразно и должно быть запрещено.

Вариант 3. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения при установке котельного агрегата в доме

Данный метод состоит на сравнительном анализе стоимостных затрат на строительство новой трассы и затрат на установку отдельного котла в доме.

12. Определение расчетной часовой тепловой нагрузки отопления отдельного здания

В соответствии с МДС 41-4.2000 «Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения» при отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям:

$$Q_{op} = \alpha V q_o (t_n - t_{вн}) (1 + K_{up}) 10^{-3}, \quad (35)$$

где

α - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления t_n в местности, где расположено рассматриваемое здание, при которой определено соответствующее значение q_o ;

V - объем здания по наружному обмеру, м³;

q_o - удельная отопительная характеристика здания, (кДж/м³°С);

K_{up} - расчетный коэффициент инфильтрации, обусловленный тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при температуре наружного воздуха, расчётной для проектирования отопления.

Расчетный коэффициент инфильтрации K_{up} определяется по формуле

$$K_{up} = 10^{-2} \sqrt{2gL \frac{273+t_n}{273+t_b} + \omega_p^2}, \quad (36)$$

где

g - ускорение свободного падения, м/с²;

L - свободная высота здания, м;

ω_p - расчетная для данной местности скорость ветра в отопительный период, м/с; принимается по СНиП 2.04 05-91.

13. Определение удельного расхода условного топлива и расхода условного топлива в базовом году

Исходя, из данных расчетной тепловой нагрузки отопления определяем тип котла и его характеристики по проектной документации.

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в базовом году b_t , кг.т./Гкал:

$$b_t = \frac{143}{\eta_{ка}} \quad (37)$$

$\eta_{ка}$ - КПД котельного агрегата;

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии в базовом году B_m^y , кг.т.:

$$B_m^y = b_t \cdot Q_{op} \quad (38)$$

Q_{op}^z - годовая нагрузка на отопление, Гкал

Перевод величины расхода условного топлива в натуральное выражение, т.н.т:

$$B = B_m^y (Q_{н.усл.} / Q_{н.норм.}) \quad (39)$$

14. Расчет годовых затрат на топливо и затрат при годовом потреблении от ТЭЦ

Годовые затраты на топливо, тыс. руб.:

$$Z_{топл} = B_m^y \cdot Ц, \quad (40)$$

где $Ц$ – цена за тонну натурального топлива, тыс. руб.

Затраты при годовом потреблении от ТЭЦ:

$$Z_{ТЭЦ} = Q_{op}^z \cdot T, \quad (41)$$

где T – тариф за тепловую энергию, руб./Гкал

15. Срок окупаемости котельного агрегата

Экономия между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо, тыс. руб.:

$$\mathcal{E} = Z_{ТЭЦ} - Z_{топл} \quad (42)$$

Срок окупаемости установки котельного агрегата:

$$T = \frac{C}{\mathcal{E}}, \quad (43)$$

где C – стоимость котельного агрегата с учетом установки, тыс. руб.;

Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию трассы, определяем по формуле 33.

Сравниваем сумму стоимости котельного агрегата с учетом установки с совокупными затратами на строительство и эксплуатацию трассы. Отсюда определяем максимально допустимую длину трассы для определенного диаметра, которая будет ограничена стоимостью котельного агрегата с учетом установки. Исходя из условия, что фактическая длина новой трассы нам известна, сравниваем ее с максимально допустимой длиной трассы. Если фактическая длина трассы больше максимально допустимой длины при данных затратах будет более экономична установка котельного агрегата.

Так же при определении более экономичного варианта необходимо учесть срок окупаемости котельного агрегата, т.к. в совокупные затраты на строительство и эксплуатацию входят приведенные затраты на строительство на 10 лет.

Радиус эффективного теплоснабжения представлен в таблице.

Источник теплоснабжения	Радиус эффективного теплоснабжения, км
ТЭЦ - 21	более 10

8 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

8.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, не планируется.

8.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку

Обязательным критерием при принятии решений в отношении развития системы теплоснабжения муниципального образования является минимизация затрат на теплоснабжение, в том числе и энергоэффективность передачи тепловой энергии.

Для правильного выбора трассы тепловых сетей, дающего наилучшее решение с технической, экономической и экологической точек зрения, необходимо выполнение следующих условий:

- магистральные сети следует прокладывать вблизи центров тепловых нагрузок;
- тепловые сети, независимо от способа прокладки и системы теплоснабжения, не должны проходить по территории кладбищ, свалок, скотомогильников, мест захоронения радиоактивных отходов, сельскохозяйственных полей орошения, полей фильтрации и других участков, представляющих опасность химического, биологического и радиоактивного загрязнения;
- трассы должны иметь кратчайшие расстояния;
- тепловые сети не следует прокладывать в грунтах в затопляемых районах городов, микрорайонов и промышленных предприятий;
- намеченные трассы не рекомендуется располагать на месте намечаемой застройки, а также они не должны мешать работе транспортной системы города;
- трассировка систем теплоснабжения должна обеспечивать удобства при проведении ремонтных работ;
- выбранный вариант трассы тепловых сетей должен иметь наименьшую стоимость при строительстве и эксплуатации и обладать высокой надежностью;

- подземную прокладку тепловых сетей не следует намечать вдоль электрифицированных железнодорожных и трамвайных путей во избежание электрокоррозии металлических трубопроводов.

Строительство и реконструкция тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения под жилищную, комплексную или производственную застройку составляет 5000 м.

8.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, 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 не планируется ввиду наличия одного источника тепловой энергии.

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

Строительство и реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных не предусмотрено.

8.5 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности потребителей

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения не планируется.

8.6 Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Для обеспечения перспективного прироста тепловой нагрузки предполагается замена магистрального трубопровода d-700 мм на трубопровод d-800 мм.

8.7 Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения МО

Новодевяткинское сельское поселение требуется замена тепловых сетей, исчерпавших свой эксплуатационный ресурс. Сведения представлены в таблице:

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год
УС	УВ		250	надземная	1986
УС	УВ		700	надземная	1986
УВ	врезка 1		700	надземная	1986
врезка 1	граница раздела с ТЭЦ-21		700	надземная	1986
граница раздела с ТЭЦ-21	УС-1	168,55	700	надземная	1986
УС-1	УВ-1	6,02	700	надземная	1986
УВ-1	УС-2	47,53	700	надземная	1986
УС-2	УТ-1	1 292,01	700	надземная	1986
УС-2	УТ-1	0,25	600	надземная	1986
УС-2	УТ-1	4,58	500	надземная	1986
УТ-1	Пр.1	0,83	500	надземная	1986
УТ-1	Пр.1	1,36	600	надземная	1986
УТ-1	Пр.1	4,01	700	надземная	1986
Пр.1	гр.раздела 1	0,78	700	канальная	1986
гр.раздела 2	ТК-1	52,59	700	канальная	1986
ТК-1	ТК-2	169,11	700	канальная	1986
ТК-2	Пр.2	105,79	700	канальная	1986
ТК-2	Пр.2	4,26	700	надземная	1986
Пр.2	врезка 2	209,85	700	надземная	1986
врезка 2	врезка 3	15,03	700	надземная	1986
врезка 3	Пр. 3	362,7	700	надземная	1986
Пр. 3	ТК-4	3,03	700	канальная	1996
Пр. 3	ТК-4	4,44	500	канальная	1996
ТК-4	ТК-5	4,44	500	канальная	1996
ТК-4	ТК-5	5,73	700	канальная	1996
ТК-4	ТК-5	11,2	700	футляр	1996
ТК-4	ТК-5	4,9	700	канальная	1996
ТК-4	ТК-5	22	700	футляр	1996
ТК-4	ТК-5	103,9	700	канальная	1996
ТК-4	ТК-5	15,3	700	бесканальная	2006
ТК-5	ТК-6	5,2	700	бесканальная	2006
ТК-5	ТК-6	19,87	700	канальная	1996
ТК-5	ТК-6	52,24	700	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	2,04	1000	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	12,64	700	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	8,93	500	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	26,1	500	канальная	1996
ТК-5	ТК-6	58,67	500	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	26	500	канальная	1996
ТК-5	ТК-6	79,96	500	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	14,5	500	канальная	1996
ТК-5	ТК-6	78,95	500	бесканальная	1996
ТК-5	ТК-6	51,05	500	канальная	1996
ТК-5	ТК-6	57,57	700	канальная	1996
ТК-6	ТК-7	66,13	700	канальная	1996
ТК-7	ТК-8	68,33	700	канальная	1996
ТК-7	ТК-8	6,94	700	бесканальная	1996
ТК-7	ТК-8	22,4	700	канальная	1996
ТК-7	ТК-8	4,67	700	бесканальная	1996

TK-8	TK-9	92,73	500	бесканальная	1996
TK-9	TK-10	228,51	500	бесканальная	1996
TK-10	TK-11	125,54	500	бесканальная	1996
TK-11	TK-12	24,22	500	бесканальная	1996
TK-11	TK-12	33,58	500	канальная	1996
TK-11	TK-12	158,23	500	бесканальная	1996
TK-12	TK-13	26,92	500	бесканальная	1996
TK-12	TK-13	18,2	500	канальная	1996
TK-12	TK-13	4,66	500	бесканальная	1996
врезка 2	TK-3	8,88	200	надземная	1996
врезка 2	TK-3	6,68	200	канальная	1996
пдв. 49	пдв. 53 1	2,6	150	подвал	1994
пдв. 49	пдв. 53 1	4,1	150	бесканальная	1994
пдв. 49	пдв. 53 1	14	150	канальная	1994
пдв. 49	пдв. 53 1	17,7	150	бесканальная	1994
пдв. 49	пдв. 53 1	43,55	150	подвал	1994
пдв. 53 1	пдв. 53 2	53	150	подвал	1994
пдв. 53 2	пдв. 53 3	46,35	150	подвал	1994
пдв. 53 3	TK-1	2,35	150	подвал	1994
пдв. 53 3	TK-1	10,6	150	подвал	1998
пдв. 53 3	TK-1	68	150	канальная	1998
TK-1	пдв. 61	38,3	125	канальная	1998
TK-1	пдв. 61	3,15	125	подвал	1998
TK-1	пдв. 61	2,8	80	подвал	1999
пдв. 53 3	пдв. 55 1	3,35	150	подвал	1994
пдв. 53 3	пдв. 55 1	13,7	150	бесканальная	1994
пдв. 53 3	пдв. 55 1	12	150	канальная	1994
пдв. 53 3	пдв. 55 1	4,1	150	бесканальная	1994
пдв. 53 3	пдв. 55 1	4,7	150	подвал	1994
пдв. 53 3	пдв. 55 1	1,1	80	подвал	2003
пдв. 55 1	пдв. 55 2	1	80	подвал	2003
пдв. 55 1	пдв. 55 2	21,7	150	подвал	1994
пдв. 55 2	пдв. 55 3	51	150	подвал	1994
пдв. 55 3	пдв. 57	36,25	150	подвал	1994
пдв. 55 3	пдв. 57	14,3	150	бесканальная	1994
пдв. 55 3	пдв. 57	2,55	150	подвал	1994
TK-6	TK-1	7,57	300	бесканальная	1993
TK-6	TK-1	25,5	300	канальная	1993
TK-6	TK-1	15,3	300	бесканальная	1993
TK-1	TK-2	24,25	250	канальная	1993
TK-1	TK-2	11,75	250	бесканальная	1993
TK-1	TK-2	16	250	канальная	1993
TK-1	TK-2	73,4	250	бесканальная	1993
TK-2	TK-3	76	250	бесканальная	1993
TK-2	TK-3	49	250	канальная	1993
TK-2	TK-3	19	250	бесканальная	1993
TK-5	TK-1	60,65	250	бесканальная	2006
TK-1	TK-2	44	250	бесканальная	2006
TK-1	TK-2	3,6	250	бесканальная	2009
TK-2	TK-3	17,5	250	бесканальная	2009
TK-2	TK-3	8	250	канальная	2009
TK-2	TK-3	8	250	бесканальная	2009
TK-2	TK-3	8	250	канальная	2009
TK-2	TK-3	38,1	250	бесканальная	2009
TK-3	пдв. 49	2,6	200	бесканальная	2009

ТК-3	пдв. 49	92,4	200	бесканальная	1994
ТК-3	пдв. 49	8,7	200	подвал	1994
ТК-2	ТК-4	1	200	бесканальная	2006
УТ-1	Пр.1	32,16	250	надземная	1997
Пр.1	ТК-1	21,86	250	футляр	1997
ТК-1	Пр. 2	2,42	250	канальная	1997
ТК-1	Пр. 2	2,15	250	надземная	1997
Пр. 2	УВ-2	5,48	250	надземная	1997
УВ-2	УВ-3	159,09	250	надземная	1997
УВ-3	УС-1	50,39	250	надземная	1997
УС-1	УС-2	37,93	250	надземная	1997
УС-2	УВ-4	74,98	250	надземная	1997
УВ-4	УС-3	53,21	250	надземная	1997
УС-3	Пав.1	39,88	250	надземная	1997
Пав.1	Пр.3	5,53	200	надземная	1997
Пр.3	УТ-2	18,88	200	бесканальная	1997
Пр.3	УТ-2	4,32	200	надземная	1997
УТ-2	УТ-3	16,2	200	надземная	1985
УТ-3	УТ-4	1,4	200	надземная	1985
УТ-4	УТ-5	5,3	200	надземная	1985
УТ-5	УТ-6	3,1	200	надземная	1985
УТ-6	НСС Школьная, 11	22,35	200	надземная	1985
НСС Школьная, 11	пдв. 93_1	149,95	200	канальная	1985
НСС Школьная, 11	пдв. 93_1	10	200	бесканальная	1985
НСС Школьная, 11	пдв. 93_1	11	200	подвал	1985
пдв. 93_1	пдв. 94	33	150	подвал	1985
пдв. 93_1	пдв. 94	1,7	125	подвал	1985
пдв. 93_1	пдв. 94	11,8	125	канальная	1985
пдв. 93_1	пдв. 94	28,15	125	подвал	1985
пдв. 94	ТК-2	2,1	100	подвал	1985
пдв. 94	ТК-2	38	100	канальная	1985
ТК-2	пдв. 92_1	20	100	канальная	1985
ТК-2	пдв. 92_1	1,8	100	подвал	1985
пдв. 92_1	пдв. 92_2	82,4	80	подвал	1985
пдв. 92_2	врезка 1	1,75	80	подвал	1985
пдв. 92_2	врезка 1	3	80	бесканальная	1985
врезка 1	ТК-7	18	40	бесканальная	1985
пдв. 93_1	пдв. 93_2	26,15	100	подвал	1985
пдв. 93_1	пдв. 93_2		80	подвал	1985
пдв. 93_2	пдв. 93_3	42,3	100	подвал	1985
пдв. 93_2	пдв. 93_3		80	подвал	1985
пдв. 93_2	пдв. 93_3		70	подвал	1985
пдв. 93_3	пдв. 93_4	37,15	100	подвал	2008
пдв. 93_3	ТК-3	2,65	100	подвал	1985
пдв. 93_3	ТК-3	32	100	канальная	1985
ТК-3	пдв. 91	19,7	125	канальная	1985
ТК-3	пдв. 91	2,7	125	подвал	1985
пдв. 91	врезка 2	48,4	100	подвал	1985
пдв. 91	врезка 2	0,95	50	подвал	1985
пдв. 91	врезка 2	12	50	бесканальная	1985
пдв. 91	врезка 2	3,15	70	бесканальная	2008
пдв. 91	врезка 2	18	70	канальная	2008

пдв. 91	врезка 2	1,3	70	бесканальная	2008
врезка 2	УВВ-1	0,7	70	бесканальная	2008
врезка 2	УВВ-1	29	70	канальная	2008
врезка 2	УВВ-1	2,3	70	бесканальная	2008
врезка 2	ТК-5	12	70	бесканальная	2008
ТК-3	пдв. Озерная, 3	3,1	125	бесканальная	2009
ТК-3	пдв. Озерная, 3	45,7	125	бесканальная	2003
ТК-3	пдв. Озерная, 3	4	125	подвал	2003
врезка 1	ИТП 121	27,89	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	0,89	100	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	15,04	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	1,2	80	бесканальная	2008
врезка 1	ИТП 121	10,6	80	футляр	2008
врезка 1	ИТП 121	1	80	бесканальная	2008
врезка 1	ИТП 121	11,6	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	0,89	100	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	175,75	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	4,4	80	бесканальная	2008
врезка 1	ИТП 121	19,9	80	футляр	2008
врезка 1	ИТП 121	0,41	80	бесканальная	2008
врезка 1	ИТП 121	1,45	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	67,2	80	надземная	2008
врезка 1	ИТП 121	3,23	80	подвал	2008
ТК-13	гр.раздела	2,26	150	бесканальная	2007
ТК-2	ТП Школьная, 1	28,47	125	бесканальная	2008
ТК-2	ТП Школьная, 1	8	125	канальная	2008
ТК-2	ТП Школьная, 1	29,53	125	бесканальная	2008
ТК-2	ТП Школьная, 1	67,98	125	канальная	2008
ТК-2	ТП Школьная, 1	1	125	подвал	2008
ТК-2	ТП Школьная, 1	1,4	125	подвал	1988
ТК-3	Граница раздела	2,11	200	бесканальная	1996
ТК-5	гр.раздела	16,59	70	канальная	2007
ТК-5	гр.раздела	1,25	70	футляр	2007
гр.раздела	ИТП Озёрная, 4		70	подвал	2007
ТК-6	АК-1а	3,92	125	бесканальная	1996
ТК-6	АК-1а	14	125	бесканальная	2000
ТК-6	АК-1а	24	125	канальная	2000
ТК-6	АК-1а	5	125	бесканальная	2000
АК-1а	гр.раздела 1	1,55	70	бесканальная	2000
гр.раздела 2	ИТП Озёрная, 6	16	70	бесканальная	2000
гр.раздела 2	ИТП Озёрная, 6	5	70	подвал	2000
ТК-8	пдв. Капральская, 15_1	1,62	700	бесканальная	1996
пдв. 53 1	ТП 53 1	4,5	80	подвал	1994
пдв. 53 2	ТП 53 2	4,5	80	подвал	1994
пдв. 55 2	ТП 55 1	4,5	80	подвал	1994
пдв. 55 3	ТП 55 2	4,5	80	подвал	1994
пдв. 57	пдв. 57 2	13,8	100	подвал	1994
пдв. 57 2	пдв. 57 3	28,8	100	подвал	1994
пдв. 57 3	ТП 57 2	12,5	50	подвал	1994
пдв. 57 2	ТП 57 1	12,5	50	подвал	1994
пдв. 57 3	пдв. 57 4	28,8	100	подвал	1994
пдв. 57 4	ТП 57 3	12,5	50	подвал	1994
пдв. 57 4	ТП 57 4	21,5	100	подвал	1994
пдв. 57 4	ТП 57 4	19,8	50	подвал	1994

пдв. 61	пдв. 61 2	33,04	125	подвал	1998
пдв. 61 2	пдв. 61 3	4,45	125	подвал	1998
пдв. 61 2	пдв. 61 3	49,75	100	подвал	1998
пдв. 61 3	ТП 61 3	3,9	100	подвал	1998
пдв. 61 3	ТП 61 3	52,26	80	подвал	1998
пдв. 61 2	ТП 61 1	5,26	80	подвал	1998
пдв. 61 3	ТП 61 2	5,76	80	подвал	1998
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	34,31	125	канальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	36,5	125	бесканальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	17	125	канальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	10	125	бесканальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	25,4	125	канальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	49,2	125	бесканальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	46,8	125	канальная	2009
ТК-1	ЦТП Новое Девяткино, 75а	2,15	125	подвал	2009
ТК-2	АК-1	3,16	125	канальная	1993
АК-1	гр.раздела 2	1,9	125	канальная	1993
АК-1	гр.раздела 2	1	125	бесканальная	1993
АК-1	гр.раздела 2	1,28	125	подвал	1993
пдв. 35 1	пдв. 35 2	8,6	125	подвал	1993
пдв. 35 2	ТП 35 2	5,8	80	подвал	1993
пдв. 35 1	ТП 35 3	57,55	80	подвал	1993
пдв. 35 2	пдв. 35 3	53,6	125	подвал	1993
пдв. 35 3	ТП 35 1	5,5	80	подвал	1993
пдв. 35 3	пдв. 35 4	31,95	100	подвал	1993
пдв. 35 4	гр.раздела 3	2	100	подвал	1993
пдв. 35 4	гр.раздела 4	0,5	100	подвал	1993
ТК-3	гр.раздела 1	7	150	канальная	1993
ТК-3	гр.раздела 1	1	150	бесканальная	1993
ТК-3	гр.раздела 1	12,5	150	подвал	1993
гр.раздела 2	пдв. 33 1	3	150	подвал	1993
пдв. 33 1	пдв. 33 2	3,2	150	подвал	1993
пдв. 33 2	ТП 33 2	24,5	80	подвал	1993
пдв. 33 1	ТП 33 1	6	80	подвал	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	14,22	150	подвал	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	10	150	бесканальная	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	30	150	канальная	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	39,5	150	бесканальная	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	11,5	150	канальная	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	1	150	бесканальная	1993
пдв. 33 2	пдв. 31 1	2,94	150	подвал	1993
пдв. 31 1	пдв. 31 2	13,7	125	подвал	1993
пдв. 31 2	ТП 31 3	6,5	80	подвал	1993
пдв. 31 1	пдв. 31 4	55,5	100	подвал	1993
пдв. 31 4	ТП 31 4	6	80	подвал	1993
пдв. 31 2	пдв. 31 3	53,3	125	подвал	1993
пдв. 31 3	ТП 31 2	6,5	80	подвал	1993
пдв. 31 4	гр.раздела 3	3	100	подвал	1993

пдв. 31 3	ТП 31 1	35,6	100	подвал	1993
пдв. 31 3	ТП 31 1	21,8	80	подвал	1993
пдв. 49	гр.раздела 3	10,6	150	подвал	1990
гр.раздела 4	гр.раздела 1	16	150	подвал	1990
гр.раздела 2	пдв. 49 3	2,3	150	подвал	1990
пдв. 49 3	пдв. 49 4	27,35	150	подвал	1990
пдв. 49 4	ТП 49 2	6,2	80	подвал	1990
пдв. 49 3	ТП 49 1	6,2	80	подвал	1990
пдв. 49 4	УВС3-1	26,3	150	подвал	1990
пдв. 49 4	УВС3-1	30,6	100	подвал	1991
пдв. 49 4	УВС3-1	4,2	100	бесканальная	1991
пдв. 49 4	УВС3-1	2,25	100	подвал	1991
УВС3-1	пдв. 51	35	100	подвал	1991
пдв. 51	ТП 51 2	1,2	100	подвал	1991
пдв. 51	ТП 51 2	31,75	80	подвал	1991
пдв. 51	ТП 51 1	6,2	80	подвал	1991
ТК-1	гр.раздела	3	50	бесканальная	2006
ТК-1	гр.раздела	5	50	бесканальная	1993
ТК-3	АК-5	123,41	150	канальная	2006
АК-5	ИТП Энергетиков, 3	0,55	150	канальная	2006
АК-5	ИТП Энергетиков, 3	56,73	100	канальная	2006
АК-5	ИТП Энергетиков, 3	34,1	100	подвал	2006
ТК-4	гр.раздела	44,02	80	бесканальная	2006
ТК-4	гр.раздела	24	80	канальная	2006
ТК-4	гр.раздела	20	80	бесканальная	2006
ТК-4	гр.раздела	18	80	канальная	2006
ТК-4	гр.раздела	1,5	80	бесканальная	2006
врезка 1	УВС3-1	15	80	бесканальная	1985
врезка 1	УВС3-1	69	100	канальная	1985
врезка 1	УВС3-1	2	100	бесканальная	1985
врезка 1	УВС3-1	3,5	100	подвал	1985
УВС3-1	ТП 90	48,5	100	подвал	1985
пдв. 91	ТП 91	38	80	подвал	1985
пдв. 92 1	ТП 92	41,8	70	подвал	1985
пдв. 93 2	ТП 93 1	9,4	80	подвал	1985
пдв. 93 4	ТП 93 2	9,4	80	подвал	1985
пдв. 93 4	ТП 59	22	100	подвал	1985
пдв. 93 4	ТП 59	9,9	80	подвал	1985
пдв. 93 4	ТП 59	10,3	80	канальная	1985
пдв. 93 4	ТП 59	61	80	подвал	1985
пдв. 94	пдв. 94 2	3,35	125	подвал	1985
пдв. 94 2	пдв. 94 3	48,25	125	подвал	1985
пдв. 94 3	пдв. 95 1	2	125	подвал	1985
пдв. 94 3	пдв. 95 1	7,75	100	подвал	1985
пдв. 94 3	пдв. 95 1	2,2	100	бесканальная	1985
пдв. 94 3	пдв. 95 1	10	100	канальная	1985
пдв. 94 3	пдв. 95 1	41,2	100	подвал	1985
пдв. 95 1	ТП 95 1	9,6	80	подвал	1985
пдв. 94 2	ТП 94	5,95	80	подвал	1985
пдв. 94 3	ТП 96а	5,5	80	подвал	1985
пдв. 94 3	ТП 96а	2,2	80	бесканальная	1985
пдв. 94 3	ТП 96а	137,5	80	канальная	1985
пдв. 94 3	ТП 96а	5	80	подвал	1985
пдв. 95 1	пдв. 95 2	30,8	100	подвал	1985
пдв. 95 2	ТП 95 2	8	80	подвал	1985

пдв. 95_2	заглушки	1,3	100	подвал	1985
ТК-3	ТП 76	15	70	канальная	1985
ТК-3	ТП 76	25	70	подвал	1985
ТК-5	ТП 63	1	50	бесканальная	1985
ТК-5	ТП 63	1	50	подвал	1985
ТК-7	ТП 65	1	40	бесканальная	1985
ТК-7	ТП 65	1	40	подвал	1985
УВВ-1	гр.раздела	4,5	70	бесканальная	1985
УТ-2	УТ-7	1,73	200	надземная	1986
УТ-2	УТ-7	1,03	80	надземная	1986
УТ-2	УТ-7	13,54	80	бесканальная	1986
УТ-2	УТ-7	0,5	80	надземная	1986
УТ-2	УТ-7	19	200	надземная	1986
УТ-7	ТП Гараж ГСК «Пять»		25	надземная	1990
УТ-7	УТ-8	103	200	надземная	1986
УТ-8	УВС3-1	2,3	200	надземная	1986
УВС3-1	ТП Школьная, 15	45,9	70	надземная	2002
УВС3-1	ТП Школьная, 15	2,3	70	подвал	2002
УТ-3	гр.раздела	20,6	100	надземная	2008
УТ-4	АК-1	43,5	100	надземная	1986
УТ-4	АК-1	39	80	бесканальная	1986
АК-1	гр.раздела	21	40	бесканальная	1986
УТ-6	гр.раздела	33	150	надземная	1985
пдв. Озерная, 3	гр.раздела 1		125	подвал	2009
гр.раздела 1	пдв. Озерная, 3 2	0,55	125	подвал	2009
пдв. Озерная, 3 2	пдв. Озерная, 3 3	4,9	125	подвал	2009
пдв. Озерная, 3 2	пдв. Озерная, 3 3	8	125	канальная	2009
пдв. Озерная, 3 2	пдв. Озерная, 3 3	30,13	125	подвал	2009
пдв. Озерная, 3 3	пдв. Озерная, 5	36,2	100	подвал	2009
пдв. Озерная, 3 3	пдв. Озерная, 5	3,6	100	футляр	2009
пдв. Озерная, 3 3	пдв. Озерная, 5	58,6	100	подвал	2009
пдв. Озерная, 5	ИТП Озерная, 5 1	5,54	80	подвал	2009
пдв. Озерная, 3 2	ИТП Озерная, 3 1	35,52	80	подвал	2009
пдв. Озерная, 3 3	ИТП Озерная, 3 2	5,57	80	подвал	2009
пдв. Озерная, 5	ИТП Озерная, 5 2	32,39	80	подвал	2009

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

9.1 Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

Согласно ч. 8 ст. 40 Федерального закона от 7 декабря 2011 г. №416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» следует произвести прекращение горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и перевести абонентов, подключенных к таким системам, на иные системы горячего водоснабжения. Затраты на финансирование данных программ учитываются в составе тарифов в сфере теплоснабжения.

Для организации закрытой схемы ГВС необходимо:

- установить на вводах зданий индивидуальные автоматизированные тепловые пункты (ИТП) с теплообменниками ГВС;
- обеспечить создаваемые ИТП холодным водоснабжением и электроснабжением по 1-й категории надежности;
- во всех зданиях, оборудованных централизованным горячим водоснабжением, выполнить замену стальных труб внутренних систем ГВС на полимерные;
- реконструировать систему водоподготовки на Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

Основным вариантом перехода на закрытую зависимую систему теплоснабжения является установка индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) с выделенным ГВС. Переход на закрытую схему теплоснабжения позволит повысить качество теплоснабжения, установить гидравлическую стабильность в системе отопления и значительно уменьшить затраты на подготовку подпиточной воды для тепловой сети. На рис. 18-19 приведены рекомендованные принципиальные схемы ИТП устанавливаемых у абонентов.

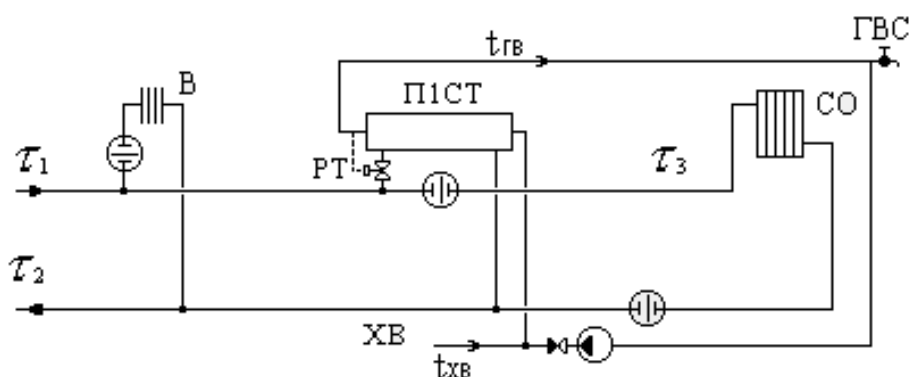


Рис. 18 Схема ИТП 1

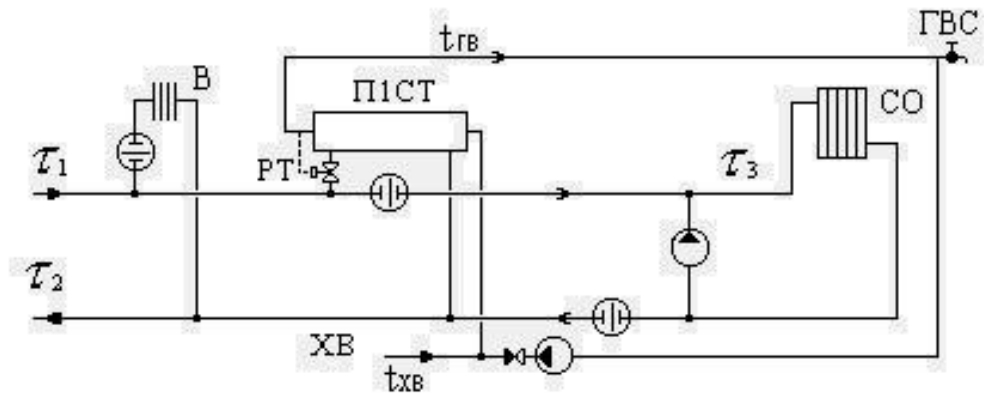


Рис. 19 Схема ИТП 2

9.2 Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии

Согласно СП 124.13330.2012 «Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»:

- регулирование отпуска теплоты предусматривается: центральное – на источнике теплоты, групповое – в ЦТП, индивидуальное в ИТП.

- основным критерием регулирования является поддержание температурного и гидравлического режима у потребителя тепла.

На источнике тепла следует предусматривать следующие способы регулирования:

- количественное – изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, расхода теплоносителя в тепловых сетях на выходных задвижках источника теплоты;

- качественное – изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, температуры теплоносителя на источнике теплоты;

- центральное качественно–количественное по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения – путем регулирования на источнике теплоты, как температуры, так и расхода сетевой воды.

При регулировании отпуска теплоты для подогрева воды в системах горячего водоснабжения потребителей температура воды в подающем трубопроводе должна обеспечивать, для открытых и закрытых систем теплоснабжения, температуру горячей воды у потребителя в диапазоне, установленном СанПиН 2.1.4.1074.

При центральном качественном и качественно–количественном регулировании по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения точка излома графика температур воды в подающем и обратном трубопроводах должна приниматься при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома графика регулирования по нагрузке отопления.

Для отдельных водяных тепловых сетей от одного источника теплоты к предприятиям и жилым районам допускается предусматривать разные графики температур теплоносителя.

При теплоснабжении от центральных тепловых пунктов зданий общественного и

производственного назначения, для которых возможно снижение температуры воздуха в ночное и нерабочее время, следует предусматривать автоматическое регулирование температуры или расхода теплоносителя.

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

Реконструкция тепловых сетей АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения не предусмотрена.

9.4 Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения

Качество горячего водоснабжения регламентируется разделом II Приложения 1 к Правилам предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденным Постановлением Правительства РФ от 06.05.2011 г. № 354 (ред. от 13.07.2019, с изм. от 02.04.2020 г.) «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» (вместе с «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»)

Пунктом 5, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия температуры горячей воды в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496–09): при эксплуатации СЦГВ температура воды в местах водоразбора не должна быть ниже + 60°C, статическом давлении не менее 0,05 МПа при заполненных трубопроводах и водонагревателях водопроводной водой.

Допустимое отклонение температуры горячей воды в точке разбора: в ночное время (с 00.00 до 5.00 часов) не более чем на 5°C; в дневное время (с 5.00 до 00.00 часов) не более чем на 3°C.

Пунктом 6, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия состава и свойств горячей воды требованиям в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496–09): отклонение состава и свойств горячей воды от требований законодательства Российской Федерации о техническом регулировании не допускается.

Пунктом 7, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия давления в системе горячего водоснабжения в точке разбора – от 0,03 МПа (0,3

кгс/кв. см) до 0,45 МПа (4,5 кгс/кв.): отклонение давления в системе горячего водоснабжения не допускается.

В соответствии с требованиями приказа Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 4.04.2014 №162/пр «Об утверждении перечня показателей надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, порядка и правил определения плановых значений и фактических значений таких показателей» показателями качества горячей воды являются:

- доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды;

- доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды.

Целевые показатели качества определяются исходя из данных регулируемой организации и устанавливаются в процентном соотношении к фактическим показателям деятельности регулируемой организации на начало периода регулирования.

10 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

В результате разработки в соответствии с Требованиями к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы тепловой энергии, вырабатываемой на всех источниках тепловой энергии, обеспечивающие спрос на тепловую энергию и теплоноситель для потребителей, на собственные нужды котельных, на потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, на хозяйственные нужды предприятий;

- установлены объемы топлива для обеспечения выработки тепловой энергии на каждом источнике тепловой энергии;

- определены виды топлива, обеспечивающие выработку необходимой тепловой энергии;

- установлены показатели эффективности использования топлива и предлагаемого к использованию теплоэнергетического оборудования.

10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных годовых расходов основного вида топлива для зимнего периода, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа

Согласно методическим рекомендациям по разработке Схем теплоснабжения, в данном разделе приводятся перспективные расходы топлива для предложенных сценариев развития источников тепловой энергии.

Значения перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного топлива (в эквиваленте условного топлива) на источниках теплоснабжения (для зимнего периода) приведены в таблице. Расходы основного топлива рассчитаны для расчетной температуры наружного воздуха -24°C .

Источник	Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
ТЭЦ – 21, Новодевяткинское сельское поселение	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	211,0468	212,9	230	240	250	260	290	316,411
	Годовой расход топлива	т.у.т.								
	Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	т.у.т./Гкал	0,169	0,168	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
	Максимальный часовой расход топлива	т.у.т./ч	35,635	35,77	38,410	40,080	41,750	43,420	48,430	52,841

10.2 Расчеты перспективных запасов аварийного и резервного топлива на источниках тепловой мощности

На территории МО Новодевяткинское сельское поселение на ТЭЦ в качестве резервного топлива используется мазут.

Норматив создания запасов топлива на котельных рассчитывается в соответствии с «Порядком определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии» утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10 августа 2012 г. № 377.

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

Для электростанций и котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу.

Расчетный размер ННЗТ определяется по среднесуточному плановому расходу топлива самого холодного месяца отопительного периода и количеству суток, определяемых с учетом вида топлива и способа его доставки:

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

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

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

K - коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо;

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

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

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

Утвержденный нормативных создания запасов резервного топлива на 1 декабря 2023 г. составляет 15,43 тыс. тн.

11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1 Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения

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

2. Показатели надёжности системы теплоснабжения:

а) показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии ($K_э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

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

$K_э=0,6$ – при отсутствии резервного электроснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_э^{общ} = \frac{Q_i * K_э^{уст.i} + \dots + Q_n * K_э^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, (1)$$

где $K_э^{уст.i}$, $K_э^{уст.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

$$Q_i = \frac{Q_{факт}}{t_ч}, (2)$$

где Q_i , Q_n - средние фактические тепловые нагрузки за предшествующие 12 месяцев по каждому i -му источнику тепловой энергии;

$t_ч$ – количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев.

n – количество источников тепловой энергии.

б) показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии ($K_в$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

$K_в = 1,0$ – при наличии резервного водоснабжения;

$K_в = 0,6$ – при отсутствии резервного водоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_в^{общ} = \frac{Q_i * K_в^{уст.i} + \dots + Q_n * K_в^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, (3)$$

где $K_в^{уст.i}$, $K_в^{уст.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

в) показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии ($K_т$) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

$K_m = 1,0$ – при наличии резервного топливоснабжения;

$K_m = 0,5$ – при отсутствии резервного топливоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_m^{общ} = \frac{Q_i * K_m^{уст.i} + \dots + Q_n * K_m^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (4)$$

где $K_m^{уст.i}$, $K_m^{уст.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

г) показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей (K_ϕ) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

$K_\phi = 1,0$ – полная обеспеченность;

$K_\phi = 0,8$ – не обеспечена в размере 10% и менее;

$K_\phi = 0,5$ – не обеспечена в размере более 10%.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_\phi^{общ} = \frac{Q_i * K_\phi^{уст.i} + \dots + Q_n * K_\phi^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (5)$$

где $K_\phi^{уст.i}$, $K_\phi^{уст.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

д) показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путём их кольцевания и устройства перемычек (K_p), характеризуемый отношением резервируемой расчётной тепловой нагрузки к сумме расчётных тепловых нагрузок (%), подлежащих резервированию согласно схеме теплоснабжения поселений, городских округов, выраженный в %:

Оценку уровня резервирования (K_p):

от 90% до 100% - $K_p = 1,0$;

от 70% до 90% включительно - $K_p = 0,7$;

от 50% до 70% включительно - $K_p = 0,5$;

от 30% до 50% включительно - $K_p = 0,3$;

менее 30% включительно - $K_p = 0,2$.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_p^{общ} = \frac{Q_i * K_p^{ист.i} + \dots + Q_n * K_p^{ист.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (6)$$

где $K_p^{ист.i}$, $K_p^{ист.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

е) показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризующий доли ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

$$K_c = \frac{S_c^{экспл} - S_c^{ветх}}{S_c^{экспл}}, \quad (7)$$

где $S_c^{экспл}$ - протяжённость тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{ветх}$ - протяжённость ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации.

ж) показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк.мс}$), характеризующий количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением:

$$I_{отк.мс} = \frac{n_{отк}}{S} [1/(км*год)], \quad (8)$$

где

$n_{отк}$ – количество отказов за предыдущий год;

S – протяжённость тепловой сети (в двухтрубном исчислении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк.мс}$) определяется показатель надёжности тепловых сетей ($K_{отк.мс}$):

до 0,2 включительно - $K_{отк.мс} = 1,0$;

от 0,2 до 0,6 включительно - $K_{отк.мс} = 0,8$;

от 0,6 до 1,2 включительно - $K_{отк.мс} = 0,6$;

свыше 1,2 - $K_{отк.мс} = 0,5$.

з) показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ($K_{нед}$) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{нед} = \frac{Q_{откл} * 100}{Q_{факт}} [\%], \quad (9)$$

где

$Q_{откл}$ – недоотпуск тепла;

$Q_{факт}$ – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения.

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

до 0,1% включительно - $K_{нед} = 1,0$;

от 0,1% до 0,3% включительно - $K_{нед} = 0,8$;

от 0,3% до 0,5% включительно - $K_{нед} = 0,6$;

от 0,5% до 1,0% включительно - $K_{нед} = 0,5$;

свыше 1,0% - $K_{нед} = 0,2$.

и) показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом (K_n) определяется как отношение фактической численности к численности по действующим нормативам, но не более 1,0.

к) показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием (K_m) принимается как среднее отношение фактического наличия к количеству, определённому по нормативам, по основной номенклатуре:

$$K_m = \frac{K_m^f + K_m^n}{n}, \quad (10)$$

где

K_m^f , K_m^n - показатели, относящиеся к данному виду машин, механизмов, оборудования;

n – число показателей, учтённых в числителе.

л) показатель наличия основных материально-технических ресурсов ($K_{мр}$) определяется аналогично по формуле (10) по основной номенклатуре ресурсов (трубы, компенсаторы, арматура, сварочные материалы и т.п.). Принимаемые для определения значения общего $K_{мр}$ частные показатели не должны превышать 1,0.

м) показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания ($K_{ист}$) для ведения аварийно-восстановительных работ вычисляется как отношений фактического наличия данного оборудования (в единицах мощности – кВт) к потребности.

н) показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно восстановительных работ в системах теплоснабжения (общий показатель) базируется на показателях:

укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом;

оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием;

наличия основных материально-технических ресурсов;

укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ.

Общий показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению восстановительных работ в системах теплоснабжения к выполнению аварийно-восстановительных работ определяется следующим образом:

$$K_{\text{гот}} = 0,25 * K_n + 0,35 * K_m + 0,3 * K_{\text{тр}} + 0,1 * K_{\text{ист}} \quad (11)$$

Общая оценка готовности даётся по следующим категориям:

$K_{\text{гот}}$	$K_n; K_m; K_{\text{тр}}$	Категория готовности
0,85-1,0	0,75 и более	удовлетворительная готовность
0,85-1,0	до 0,75	ограниченная готовность
0,7-0,84	0,5 и более	ограниченная готовность
0,7-0,84	до 0,5	неготовность
менее 0,7	-	неготовность

3. Оценка надёжности систем теплоснабжения.

а) оценка надёжности источников тепловой энергии.

В зависимости от полученных показателей надёжности $K_э$, $K_б$, K_m и источники тепловой энергии могут быть оценены как:

надёжные - при $K_э=K_б=K_m=1$;

малонадёжные - при значении меньше 1 одного из показателей $K_э$, $K_б$, K_m .

ненадёжные - при значении меньше 1 у 2-х и более показателей $K_э$, $K_б$, K_m .

б) оценка надёжности тепловых сетей.

В зависимости от полученных показателей надёжности тепловые сети могут быть оценены как:

высоконадёжные - более 0,9;

надёжные - 0,75 - 0,9;

малонадёжные - 0,5 - 0,74;

ненадёжные - менее 0,5.

в) оценка надёжности систем теплоснабжения в целом.

Общая оценка надёжности системы теплоснабжения определяется исходя из оценок надёжности источников тепловой энергии и тепловых сетей:

$$K_{\text{над}} = \frac{K_э + K_б + K_m + K_б + K_p + K_c + K_{\text{отк.мс}} + K_{\text{нед}}}{8} \quad (12)$$

Общая оценка надёжности системы теплоснабжения определяется как наихудшая из оценок надёжности источников тепловой энергии и тепловых сетей.

11.2 Расчёт перспективных показателей надёжности системы теплоснабжения

Результаты расчёта перспективных показателей надёжности систем теплоснабжения, на основании формул, представлены в таблицах.

Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения от ТЭЦ - 21

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
ТЭЦ - 21			
1.	Показатель надёжности электроснабжения	$K_э$	1
2.	Показатель надёжности водоснабжения	$K_в$	1
3.	Показатель надёжности топливоснабжения	$K_т$	1
4.	Показатель соответствия тепловой мощности и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_б$	0,5
5.	Показатель уровня резервирования источника и элементов тепловой сети	$K_р$	0,5
6.	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,2
7.	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	1
8.	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1
9.	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	1
10.	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	1
11.	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	1
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_{ист}$	1
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	1
14.	Общий показатель надёжности системы теплоснабжения	$K_{над}$	0,775

По общему показателю надёжности система теплоснабжения данной системы попадает в область надёжных. Если исходить из наихудшего показателя между оценками надёжности источников тепловой энергии и тепловых сетей, то система ненадёжная.

11.3 Метод и результаты 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

Значительных нарушений в подаче тепловой энергии в системах теплоснабжения муниципального образования не зафиксировано.

11.4 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Результаты оценки вероятности безотказной работы системы теплоснабжения по отношению к каждому потребителю свидетельствуют о высоком уровне надежности систем теплоснабжения на территории муниципального образования Новодевяткинское сельское поселение.

11.5 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки свидетельствуют о высоком уровне готовности систем теплоснабжения на территории муниципального образования.

11.6 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Оценка недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии свидетельствует о незначительности величины недоотпуска тепловой энергии в системах теплоснабжения на территории муниципального образования.

11.7 Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения

11.7.1 Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность энергетического оборудования

Применение рациональных тепловых схем, с дублированными связями, обеспечивающих готовность 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 резервирование, обеспечивающее в аварийных ситуациях 100%-ную подачу теплоты от других тепловых сетей. При резервировании теплоснабжения промышленных предприятий, как правило, используются местные резервные (аварийные) источники теплоты.

11.7.2 Установка резервного оборудования

Источник тепловой энергии поселения имеет достаточный резерв тепловой мощности для обеспечения расчетных тепловых нагрузок существующих потребителей в нормативном диапазоне температур. Поэтому, установка резервного оборудования на источнике не предусматривается.

11.7.3 Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии

В связи с территориальным расположением источников тепловой энергии сельского поселения, организация совместной работы нескольких источников не представляется возможной.

11.7.4 Взаимное резервирование тепловых сетей смежных районов поселения

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.

11.7.5 Устройство резервных насосных станций

Установка резервных насосных станций не предусматривается.

11.7.6 Установка баков-аккумуляторов

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение теплогидроаккумулирующих установок, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулярующие свойства отапливаемых зданий. Теплоинерционные свойства зданий учитываются МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ» при определении расчетных расходов на горячее водоснабжение при проектировании систем теплоснабжения из условий темпов остывания зданий при авариях.

Размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно, как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления. При этом на источнике теплоты предусматриваются баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей расчетной вместимости системы. Внутренняя поверхность баков защищается от коррозии, а вода в них - от аэрации, при этом предусматривается непрерывное обновление воды в баках.

Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение предусматриваются баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды расчетной вместимостью, равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более предусматривается установка баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды вместимостью 3% объема воды в системе теплоснабжения, при этом обеспечивается обновление воды в баках.

Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50 % рабочего объема.

В системах центрального теплоснабжения (СЦТ) с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплопотребления допускается использование теплопроводов в качестве аккумуляющих емкостей.

Таким образом, структура систем теплоснабжения должна соответствовать их масштабности и сложности. Если надежность небольших систем обеспечивается при радиальных схемах тепловых сетей, не имеющих резервирования и узлов управления, то тепловые сети крупных систем теплоснабжения должны быть резервированными, а в местах сопряжения резервируемой и нерезервируемой частей тепловых сетей должны иметь автоматизированные узлы управления. Это позволяет преодолеть противоречие между

"ненадежной" структурой тепловых сетей и требованиями к их надежности и обеспечить управляемость системы в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, а также подачу потребителям необходимых количеств тепловой энергии во время аварийных ситуаций.

12 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

12.1 Официальные источники для определения индексов-дефляторов на период разработки схемы теплоснабжения

Использование индексов-дефляторов, установленных Минэкономразвития России, позволяет привести финансовые потребности для осуществления производственной деятельности теплоснабжающей и/или теплосетевой организации и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет. Для формирования блока долгосрочных индексов-дефляторов использован Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации до 2036 года, размещенный на сайте Министерства экономического развития Российской Федерации.

Кроме того, на ближайшие три года использованы краткосрочные прогнозы МЭР РФ, размещенные на сайте министерства экономического развития Российской Федерации.

В указанном документе рассмотрены два сценария долгосрочного развития Российской Федерации на период до 2036 г.: консервативный и базовый. Для выполнения расчетов ценовых последствий реализации схемы теплоснабжения выбран базовый сценарий долгосрочного развития.

Прогноз индексов-дефляторов и инфляции до 2036 г. (в %) представлен в таблице.

Долгосрочный прогноз индексации регулируемых цен (тарифов) на продукцию (услуги) компаний инфраструктурного сектора на 2019-2036 гг. представлены в таблице.

Индексы-дефляторы и инфляция до 2036 г. (в %, за год к предыдущему году)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Промышленность (BCDE)	104,4	104,5	104,3	104,2	104,3	104,3	104,3	104,3	104,2	104,2	104,2	104,2	104,1	104,1
Добыча полезных ископаемых (Раздел В)	103,8	104,2	104,0	103,8	103,8	103,6	103,7	103,8	103,5	103,5	103,5	103,6	103,6	103,6
Добыча топливно-энергетических полезных ископаемых (05, 06+09)	103,7	104,1	104,0	103,8	103,8	103,5	103,7	103,7	103,4	103,5	103,5	103,6	103,6	103,6
Добыча угля (05)	104,8	104,9	104,5	104,5	104,3	104,2	104,1	104,0	103,9	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8
Добыча сырой нефти и природного газа (06+09)	103,5	104,0	103,9	103,7	103,7	103,5	103,6	103,7	103,4	103,4	103,5	103,5	103,6	103,6
Добыча металлических руд и прочих полезных ископаемых (07, 08)	104,4	104,6	104,3	104,3	104,2	104,3	104,2	104,2	104,1	103,9	103,9	103,8	103,7	103,7
Добыча металлических руд (07)	104,7	104,8	104,6	104,5	104,5	104,6	104,4	104,4	104,3	104,1	104,1	104,0	103,9	103,9
Добыча прочих полезных ископаемых (08)	103,8	104,1	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8	103,7	103,7	103,6	103,6	103,5	103,3	103,3
Обрабатывающие производства (Раздел С)	104,6	104,7	104,5	104,4	104,5	104,6	104,6	104,6	104,5	104,5	104,4	104,4	104,3	104,2
Производство пищевых продуктов, напитков и табачных изделий (10, 11, 12)	103,9	104,1	103,9	104,0	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,2	104,2	104,1	104,0	104,0
Производство текстильных изделий, Производство одежды, Производство кожи и изделий из кожи (13, 14, 15)	104,1	104,2	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	103,8	103,7	103,7	103,7	103,7	103,6
Обработка древесины и производство изделий из дерева и пробки, кроме мебели, производство изделий из соломки и материалов для плетения (16)	105,4	105,5	105,3	105,2	105,2	105,0	105,0	105,1	104,9	104,9	104,8	104,8	104,8	104,7
Производство бумаги и бумажных изделий (17)	105,6	105,6	105,4	105,3	105,4	105,2	105,2	105,3	105,3	105,2	105,0	104,9	104,7	104,7
Производство нефтепродуктов (19.2)	103,3	103,5	103,2	103,1	103,1	103,5	103,6	103,6	103,5	103,5	103,5	103,6	103,6	103,5
Производство химических веществ и химических продуктов, Производство лекарственных средств и материалов, применяемых в медицинских целях, Производство резиновых и пластмассовых изделий (20, 21, 22)	105,8	105,9	105,7	105,6	105,7	105,7	105,7	105,7	105,6	105,4	105,4	105,3	105,2	105,0
Производство прочей неметаллической минеральной продукции (23)	104,5	104,5	104,4	104,3	104,4	104,3	104,3	104,2	104,1	104,1	104,1	104,0	104,0	103,9
Производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования (25)	104,5	104,6	104,2	104,1	104,0	104,2	104,2	104,1	104,1	104,0	104,0	104,0	103,9	103,8
Производство черных металлов (24.1, 24.2, 24.3, 24.5)	105,5	105,6	105,5	105,3	105,1	105,5	105,4	105,4	105,3	105,1	105,0	104,9	104,6	104,5

Производство основных драгоценных металлов и прочих цветных металлов, производство ядерного топлива (24.4)	105,4	105,6	105,4	105,2	105,2	105,3	105,2	105,2	105,1	105,0	104,9	104,9	104,9	104,9
Продукция машиностроения (26, 27, 28, 29, 30, 33)	105,1	105,3	105,0	105,0	104,9	104,8	104,8	104,8	104,7	104,7	104,6	104,6	104,5	104,4
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха (35)	103,9	103,9	104,0	104,0	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9
Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений (Раздел E)	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
Сельское хозяйство	103,9	104,1	104,2	104,3	104,4	104,5	104,6	104,7	104,6	104,6	104,5	104,4	104,3	104,3
Транспорт, вкл. Трубопроводный	104,0	104,0	103,9	103,9	103,9	103,8	103,8	103,8	103,8	103,7	103,7	103,7	103,6	103,6
Инвестиции в основной капитал ¹	104,4	104,4	104,3	104,2	104,1	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
Строительство	104,9	104,7	104,6	104,6	104,6	104,6	104,6	104,7	104,5	104,5	104,4	104,2	104,1	104,1
Оборот розничной торговли	104,0	104,0	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8
Платные услуги населению	104,2	104,1	104,1	104,1	104,2	104,2	104,2	104,2	104,3	104,3	104,4	104,4	104,4	104,4

Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Газ - индексация оптовых цен для всех категорий потребителей, исключая населения	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%
- индексация оптовых цен для населения	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%
- индексация тарифов на транспортировку газа по распределительным сетям	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%
Электроэнергия - индексация тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей, исключая населения	июль 3,0%	июль 3,0%	июль 2- 3%	июль 2- 3%	июль 2- 3%	июль 2- 3%	июль 2-3%	июль 2-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%	июль 1-3%
- индексация тарифов для населения	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%	июль 5,0%
Совокупный платеж граждан за коммунальные услуги - размеры индексации	июль 4,0%	июль 4,0%	июль 3-4%	июль 3-4%	июль 3-4%	июль 3-4%	июль 3-4%	июль 3-4%	июль 2-4%	июль 2-4%	июль 2-4%	июль 2-4%	июль 2-4%	июль 2-4%

12.2 Финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

Объем финансовых потребностей на реализацию плана развития схемы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение 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 и техническому перевооружению источников тепловой энергии», Главе 8 обосновывающих материалов «Предложения по строительству и реконструкции 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.

Оценка финансовых затрат для реализации проектов по реконструкции и строительству тепловых сетей выполнена по укрупнённым показателям базисных стоимостей по видам строительства (УПР), укрупнённым показателям сметной стоимости (УСС), укрупнённым показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ, установленных в соответствии с Методическими рекомендациями по формированию укрупнённых показателей базовой стоимости на виды работ и порядку их применения для составления инвесторских смет и предложений подрядчика (УПБС ВР), Сборником укрупнённых показателей базисной стоимости на виды работ и государственными элементными сметными нормами на строительные работы в части сборников №2 (ГЭСН 2001 – 01 «Земляные работы»); № 24 (ГЭСН 2001-24 «Теплоснабжение и газопроводы – наружные сети»), № 26 (ГЭСН 2001-26 «Теплоизоляционные работы»); ГЭСНр; ГЭСНм; ГЭСНп; отраслевых сметных норм; территориальных сметных норм; фирменных сметных норм.

Все затраты, реализация которых намечена на период 2024-2035 гг., рассчитаны в ценах 2023 г.

12.3 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе

В мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии входят 7 групп проектов, в том числе:

Группа проектов – мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;

Группа проектов – мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы;

Группа проектов – мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования;

Группа проектов – мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;

Группа проектов – мероприятия по реконструкции действующих котельных для повышения эффективности работы;

Группа проектов - мероприятия по реконструкции действующих котельных в связи с физическим износом оборудования;

Группа проектов – мероприятия по строительству новых источников тепловой энергии для обеспечения существующих потребителей;

Инвестиции в реконструкцию источника тепловой энергии представлены в таблице.

№ ИП	Наименование мероприятия	2024	2025	2026	2027	2028
М-D22112-180388	Техническое перевооружение Северной ТЭЦ-21	49 426	10 317			
М-D22112-230092	Техническое перевооружение ТГ №2 Северной ТЭЦ-21		4 084	94 013	25 465	
	Техническое перевооружение теплофикационной установки Северной ТЭЦ		3 143	2 177		
	Реконструкция системы технического водоснабжения со строительством башенной градирни каркасно-обшивного типа и установкой 2-х насосных агрегатов в существующей циркуляционной насосной Северной ТЭЦ		5 543	16 328	53 687	37 441
	ИТОГО	49 426	23 087	112 518	79 152	37 441

12.4 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе

В мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружению на них входят 7 групп проектов, в том числе:

Группа проектов – реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);

Группа проектов – строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;

Группа проектов – реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

Группа проектов – строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения;

Группа проектов – 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;

Группа проектов – строительство или реконструкция насосных станций;

Группа проектов – реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса;

Стоимость реконструкции тепловых сетей взята в соответствии с НЦС 81-02-13-2023 Сборник № 13. Наружные тепловые сети.

Инвестиции в строительство и реконструкцию тепловых сетей представлены в таблице:

Внутренний диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Срок реализации	Капитальные вложения, тыс. руб.
Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса				
40	41	Подземная	2024-2036	416,56
50	80,25			815,34
70	241,34			2 671,17
80	1 270,86			15 171,05
100	1 092,26			14 676,21
125	834,17			13 821,46
150	836,53			15 618,14

200	496,43			14 652,00
250	936,8			37 364,53
300	48,37			2 182,59
500	1 072,65			90 093,61
700	1 451			50 634,73
Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра				
700/800	1500	Подземная	2024-2036	52 344,66
Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах				
40-80	1000			11 068,10
100	900			12 092,90
125	850			14 083,75
150	850			15 869,62
200	500			14 757,36
250	900			35 896,75
ИТОГО				311 251,14

В соответствии с частью восьмой Статьи 40 Федерального закона от 7 декабря 2011 г. N 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» в проекте предусматривается переход на закрытую систему теплоснабжения. Переход на закрытую схему теплоснабжения осуществляется путем реконструкции абонентских вводов с установкой ИТП.

Инвестиции в строительство сооружений на тепловых сетях при переходе на закрытую систему теплоснабжения представлены в таблице.

Мероприятие	Срок реализации	Затраты, млн. руб.
Оснащение потребителей ИТП	2024-2027	84,50

12.5 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения

Схемой теплоснабжения не предусмотрены мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.

12.6 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

Общий объем необходимых инвестиций в осуществление программы складывается из суммы капитальных затрат на реализацию предлагаемых мероприятий по теплоисточникам и тепловым сетям, требуемых оборотных средств и средств, необходимых для обслуживания

долга (в случае финансирования за счёт заёмных средств).

В качестве источников финансирования рассматриваются:

- собственные средства теплоснабжающих организаций;
- заемные средства;
- бюджетные средства.

К собственным средствам организации относятся: прибыль, плата за подключение и амортизация. В качестве источника финансирования рассматривается не вся прибыль организации, а только часть, превышающая нормируемую прибыль организации. Величина нормируемой прибыли принята 1,5%.

Плата за подключение устанавливается для новых потребителей, подключаемых к системе централизованного теплоснабжения. Она определяется на основании постановления Правительства РФ от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Плата за подключение является источником финансирования для групп проектов по строительству и реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра с целью подключения новых потребителей.

Предполагается, что амортизация, начисляемая по существующим основным средствам организаций, используется на поддержание и восстановление существующего оборудования и поэтому не является источником финансирования. В качестве источника финансирования рассматривается только часть амортизации, начисляемой по объектам, введенным при реализации программы.

Заемные средства могут быть привлечены организацией на срок до 10 лет, при этом стоимость заемных средств составляет 19%. Для получения кредита необходимо предоставления гарантий на всю сумму долга без учета процентов.

12.7 Расчеты эффективности инвестиций

Эффективность инвестиционного проекта (ИП) – категория, отражающая соответствие проекта, порождающего данный ИП, целям и интересам его участников. Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренний валовой продукт, который затем делится между участвующими в проекте субъектами. Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования. Показатели эффективности проекта характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения. В основу оценки эффективности ИП положены следующие основные принципы:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода), охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения;

- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период;
- сопоставимость условий сравнения различных вариантов проекта;
- принцип положительности и максимума эффекта;
- учет фактора времени;
- учет только предстоящих затрат и поступлений;
- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта);
- учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

12.8 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

Анализ ценовых последствий реализации мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения и предлагаемых к включению в инвестиционную программу теплоснабжающей организации, выполнен по результатам прогнозного расчета необходимой валовой выручки.

При этом необходимо отметить, что поскольку схема теплоснабжения является предпроектным документом, выполненный анализ ценовых последствий в действительности отражает динамику изменения тарифа на тепловую энергию для потребителей систем теплоснабжения, а не сам тариф.

Тарифы на тепловую энергию полностью регулируются государством.

Однако Министерство экономического развития Российской Федерации в своих комментариях отмечает, что региональные власти могут устанавливать и более высокие тарифные ставки, если существует критическая потребность в инвестициях в сектор.

Прогноз по динамике тарифов на производство и реализацию тепловой энергии представлен в разработанном Министерством экономического развития Российской Федерации документе: «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года».

В таблице приведена оценка тарифных последствий по годам расчетного периода для потребителей тепловой энергии.

Наименование	Дополн.	Ед. изм	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Индекс предельного роста цен и тарифов на топливо и энергию (по данным Минэкономразвития РФ до 2036 г.)		%	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
Коэффициент влияния на тариф % капитальных затрат в тарифе	20%	ед.	1	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
	60%	ед.	1	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
	100%	ед.	1	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
Тариф с учетом Индексов роста цен и тарифов на топливо и энергию		руб./Гкал	1735,75	1805,18	1877,39	1952,48	2030,58	2111,81	2196,28	2284,13	2375,49	2470,51	2569,33	2672,11	2778,99
Тариф с учетом Индексов роста цен и тарифов на топливо и энергию, % капитальных затрат в тарифе	20%	руб./Гкал	1735,75	1850,31	1924,32	2001,29	2081,35	2164,60	2251,18	2341,23	2434,88	2532,28	2633,57	2738,91	2848,47
	60%	руб./Гкал	1735,75	1938,76	2016,31	2096,97	2180,85	2268,08	2358,80	2453,15	2551,28	2653,33	2759,46	2869,84	2984,64
	100%	руб./Гкал	1735,75	2029,02	2110,18	2194,59	2282,37	2373,67	2468,62	2567,36	2670,05	2776,86	2887,93	3003,45	3123,59

13 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

а) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях

Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на территории МО Новодевяткинское сельское поселение.

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	11	10	9	7	5	3	0	0

б) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии

Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	0	0	0	0	0	0	0	0

в) 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 (кг у.т.) на выработку 1 Гкал тепловой энергии определяют по формуле:

$$b = \frac{142,86 \cdot 100}{(\eta_{квд})^{сп}},$$

- КПД котлоагрегата, соответствующий номинальной нагрузке котлоагрегата, %.

Где КПД котлоагрегата определяют на основании теплотехнических испытаний котлоагрегата, находящегося в технически исправном и отлаженном состоянии.

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	168	168	167	167	167	167	167	167

г) отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

д) коэффициент использования установленной тепловой мощности

Коэффициент использования установленной тепловой мощности котельных

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

е) удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке

Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

ж) 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)

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	100							

з) удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	168	168	167	167	167	167	167	167

и) коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

к) доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии

Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии.

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	75	75	75	80	85	90	100	100

л) средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)

Средневзвешенный срок эксплуатации тепловых сетей, измеряется в годах

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	более 20	более 20	более 20	более 20	более 10	более 10	более 10	менее 10

м) 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)

Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	менее 0,05	менее 0,05	менее 0,05	менее 0,05	0,1	0,1	0,1	0,1

н) 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 оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.

Показатель	2023 г. (факт)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029- 2033 гг.	2034- 2036 гг.
ТЭЦ - 21	-	-	-	-	-	-	-	-

14 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

При расчете ценовых последствий для потребителей при реализации принятого плана капитальных вложений учитывались следующие условия:

- цена поставки тепловой энергии (услуг) регулируется органами государственного ценового регулирования;

- полномочия государственного ценового регулирования распределены между следующими органами: федеральный (ФСТ), региональный (тарифные комитеты органов исполнительной власти субъектов РФ); муниципальный (в случае наделения полномочиями органов местного самоуправления);

- показатели производственной программы ЕТО на перспективный период до 2036 г. приняты по экспертной оценке с учетом:

- плановых объемов полезного отпуска тепловой энергии по данным организации, с учетом перспективных тепловых нагрузок на период до 2036 г.;

- снижения потерь тепловой энергии при транспортировке с учетом завершения реализации мероприятий по строительству и перекладке тепловых сетей.

- при прогнозировании производственных расходов товарного отпуска учитывались показатели инфляции и прогнозные тарифы на покупные энергоносители и воду, расчет которых представлен в таблице.

Расчет ценовых последствий реализации мероприятий предполагает, что инвестиционная составляющая в тарифе и срок ее включения в тариф, должны обеспечивать баланс интересов теплоснабжающих организаций и потребителей услуг теплоснабжения и обеспечивать покрытие обоснованных финансовых потребностей, необходимых для реализации мероприятий и подлежащих возмещению через тарифные источники.

Разработанный вариант тарифного сценария основан на необходимости обеспечения:

- допустимой тарифной нагрузки на потребителей, доступности услуг теплоснабжения потребителям;

- приемлемых для ЕТО показателей эффективности инвестиций при реализации мероприятий (простых и дисконтированных).

Прогноз тарифов ЕТО на тепловую энергию и их индекс роста на 2024-2036 гг. приведены в таблице.

Наименование	Дополн.	Ед. изм	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Индекс предельного роста цен и тарифов на топливо и энергию (по данным Минэкономразвития РФ до 2036 г.)		%	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
Коэффициент влияния на тариф % капитальных затрат в тарифе	20%	ед.	1	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
	60%	ед.	1	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
	100%	ед.	1	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
Тариф с учетом Индексов роста цен и тарифов на топливо и энергию		руб./Гкал	1735,75	1805,18	1877,39	1952,48	2030,58	2111,81	2196,28	2284,13	2375,49	2470,51	2569,33	2672,11	2778,99
Тариф с учетом Индексов роста цен и тарифов на топливо и энергию, % капитальных затрат в тарифе	20%	руб./Гкал	1735,75	1850,31	1924,32	2001,29	2081,35	2164,60	2251,18	2341,23	2434,88	2532,28	2633,57	2738,91	2848,47
	60%	руб./Гкал	1735,75	1938,76	2016,31	2096,97	2180,85	2268,08	2358,80	2453,15	2551,28	2653,33	2759,46	2869,84	2984,64
	100%	руб./Гкал	1735,75	2029,02	2110,18	2194,59	2282,37	2373,67	2468,62	2567,36	2670,05	2776,86	2887,93	3003,45	3123,59

Величина тарифа к 2036 году с учетом Индексов роста цен и тарифов на топливо и энергию будет составлять 2 778,99 руб./Гкал. Тариф к 2036 году, учитывая Индексы роста цен и тарифов на топливо и энергию и величину 20 % капитальных затрат, заложенную в тариф, будет составлять 2 848,47 руб./Гкал. Тариф к 2036 году, учитывая Индексы роста цен и тарифов на топливо и энергию и величину 60 % капитальных затрат, заложенную в тариф, будет составлять 2 984,64 руб./Гкал. Тариф к 2036 году, учитывая Индексы роста цен и тарифов на топливо и энергию и с учетом, что вся величина капитальных затрат закладывается в тариф, будет составлять 3 123,59 руб./Гкал.

При существующих тарифах на тепловую энергию, теплоснабжающие компании не в состоянии выполнить модернизацию системы теплоснабжения населенного пункта за свой счет. Проведение реконструкции системы теплоснабжения предполагается с привлечением средств из Федерального и местного бюджетов, а также с привлечением инвесторов.

15 РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа

На территории МО Новодевяткинское сельское поселение теплоснабжение осуществляют три теплоснабжающие организации: ПАО «ТГК-1», АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и ООО «Теплоэнерго».

На обслуживании АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и ООО «Теплоэнерго» находятся тепловые сети.

На балансе ПАО «ТГК-1» находится источник тепловой энергии.

15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

ПАО «ТГК-1» присвоен статуса единой теплоснабжающей организации в соответствии с Постановлением от 01.08.2024 №221/01-04 «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации».

№ п/п	Муниципальное образование	Источник тепловой энергии в системе теплоснабжения	Границы систем теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Утвержденная ЕТО
1	МО «Новодевяткинское сельское поселение» Всеволожского муниципального района Ленинградской области	Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»	Территория, ограниченная с севера 2-м проездом, с юга – ул. Лесной, с запада – западной границей участков Северной ТЭЦ-21 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» и завода «Турбоатомгаз» АО «Силовые машины», береговой линией реки Охта, ул. Заречной, ул. Главной, с востока – береговой линией Капральева ручья и ул. Главной	АО «Теплосеть Санкт-Петербурга», ООО «Теплоэнерго»	ПАО «ТГК-1»

15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

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

В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: «Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

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

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

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Предлагается использовать для этого нижеследующий раздел проекта Постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил организации теплоснабжения», предложенный к утверждению Правительством Российской Федерации в соответствии со статьей 4 пунктом 1 ФЗ-190 «О теплоснабжении»:

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается 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

городского поселения.

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 городского поселения 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.

15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

ПАО «ТГК-1» присвоен статуса единой теплоснабжающей организации в соответствии с Постановлением от 01.08.2024 №221/01-04 «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации».

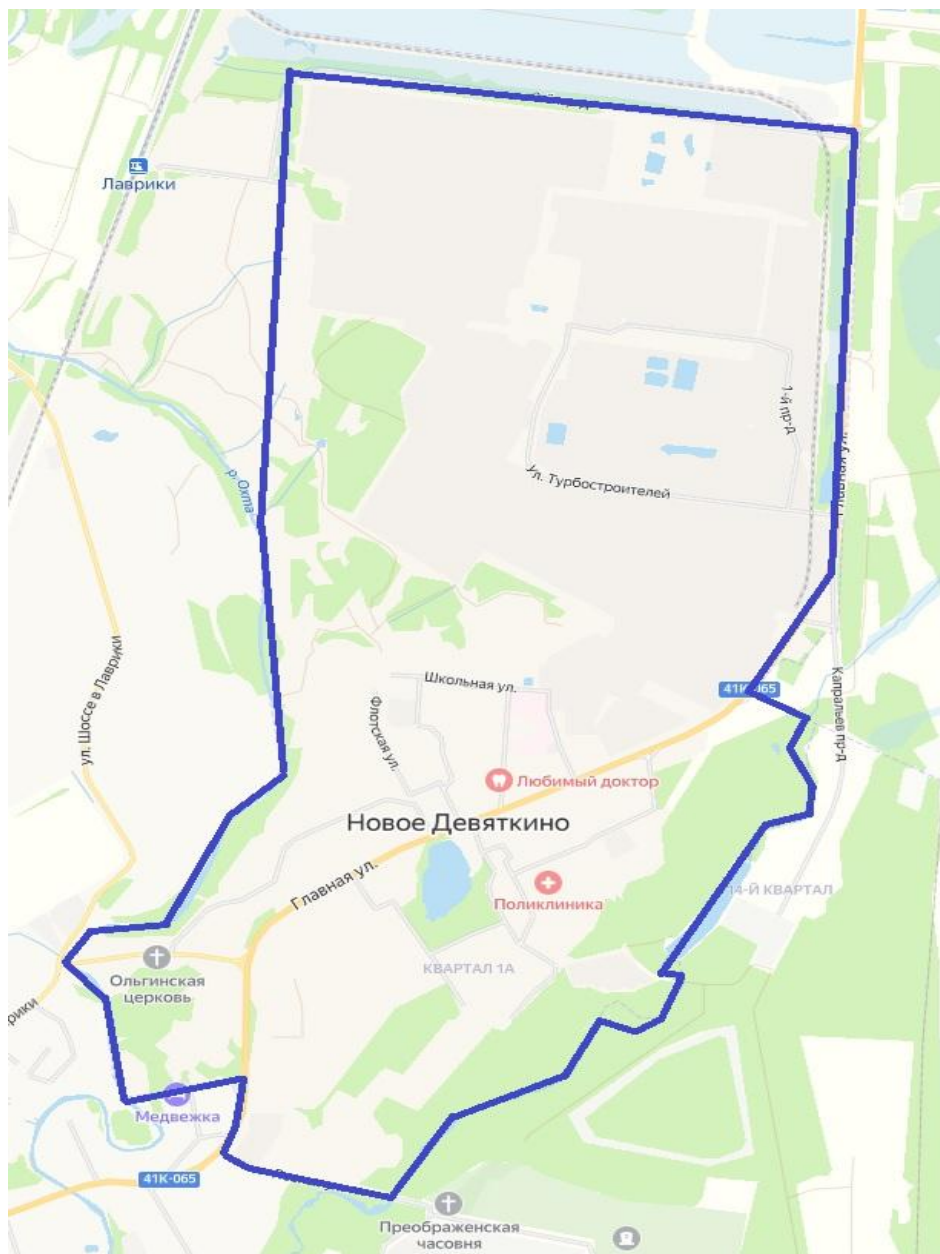
15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

ПАО «ТГК-1» присвоен статуса единой теплоснабжающей организации в соответствии с Постановлением от 01.08.2024 №221/01-04 «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации».

№ п/п	Муниципальное образование	Источник тепловой энергии в системе теплоснабжения	Границы систем теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Утвержденная ЕТО
1	МО «Новодевяткинское сельское поселение» Всеволожского муниципального района Ленинградской области	Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»	Территория, ограниченная с севера 2-м проездом, с юга – ул. Лесной, с запада – западной границей участков Северной ТЭЦ-21 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» и завода «Турбоатомгаз» АО «Силовые машины», береговой линией реки Охта, ул. Заречной, ул. Главной, с востока – береговой линией Капральева ручья и ул. Главной	АО «Теплосеть Санкт-Петербурга», ООО «Теплоэнерго»	ПАО «ТГК-1»

Границы систем теплоснабжения утвержденной единой теплоснабжающей

организации ПАО «ТГК-1» в МО «Новодевяткинское сельское поселение» Всеволожского муниципального района Ленинградской области в соответствии с Постановлением от 01.08.2024 №221/01-04 «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации» приведены на рисунке:



16 РЕЕСТР ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Реестр проектов Схемы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение до 2036 года (актуализация на 2024 год) разрабатывается в соответствии с п. 142 Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения. Глава реестра проектов содержит сводный перечень технических, технологических и финансовых мероприятий, обеспечивающих достижение наилучших возможных показателей развития и функционирования системы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение. Глава реестра проектов включает в себя:

- реестр проектов нового строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии (мощности);
- реестр проектов нового строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

Капитальные затраты на реализацию проектов приведены в ценах соответствующих лет.

16.1 Реестр проектов нового строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии (мощности)

Реестр проектов нового строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии (мощности), включенных в Схему теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение до 2036 года (актуализация на 2024 год) представлен в таблице.

Техническая сущность предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, а также цели выполнения данных предложений подробно рассмотрены в Главе 7 Обосновывающих материалов и разделе 5 Утверждаемой части схемы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии».

Суммарная финансовая потребность в реализацию мероприятий с учетом непредвиденных расходов по данным проектам составляет 301 624 тыс. руб.

№ ИП	Наименование мероприятия	2024	2025	2026	2027	2028
М-D22112-180388	Техническое перевооружение Северной ТЭЦ-21	49 426	10 317			
М-D22112-230092	Техническое перевооружение ТГ №2 Северной ТЭЦ-21		4 084	94 013	25 465	
	Техническое перевооружение теплофикационной установки Северной ТЭЦ		3 143	2 177		

	Реконструкция системы технического водоснабжения со строительством башенной градирни каркасно-обшивного типа и установкой 2-х насосных агрегатов в существующей циркуляционной насосной Северной ТЭЦ		5 543	16 328	53 687	37 441
	ИТОГО	49 426	23 087	112 518	79 152	37 441

16.2 Реестр проектов нового строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них

Реестр проектов предложений по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, включенных в Схему теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение до 2036 года (актуализация на 2024 год) представлен в таблице, а также цели выполнения данных предложений подробно рассмотрены в Главе 8 Схемы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей». Суммарная финансовая потребность в реализацию мероприятий с учетом непредвиденных расходов по данным проектам составляет 311 251,14 тыс. руб.

Внутренний диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Срок реализации	Капитальные вложения, тыс. руб.
Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса				
40	41	Подземная	2024-2036	416,56
50	80,25			815,34
70	241,34			2 671,17
80	1 270,86			15 171,05
100	1 092,26			14 676,21
125	834,17			13 821,46
150	836,53			15 618,14
200	496,43			14 652,00
250	936,8			37 364,53
300	48,37			2 182,59
500	1 072,65			90 093,61
Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра				
700/800	2 951	Подземная	2024-2036	102 979,39
Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах				
40-80	1000	Подземная	2024-2036	11 068,10
100	900			12 092,90

125	850			14 083,75
150	850			15 869,62
200	500			14 757,36
250	900			35 896,75
ИТОГО				311 251,14

16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения с указанием сроков реализации, объемов планируемых инвестиций на реализацию и источников инвестиций

Реестр проектов предложений обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения, включенных в Схему теплоснабжения МО Новодевятикинское сельское поселение до 2036 года (актуализация на 2024 год) представлен в таблице, а также цели выполнения данных предложений подробно рассмотрены в Главе 8 Схемы теплоснабжения МО Новодевятикинское сельское поселение «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей». Суммарная финансовая потребность в реализацию мероприятий с учетом непредвиденных расходов по данным проектам составляет 84 500 тыс. руб.

Мероприятие	Срок реализации	Затраты, млн. руб.
Оснащение потребителей ИТП	2024-2027	84,50

**17 ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Замечаний и предложений не представлено.

18 СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Настоящая Глава содержит 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.

18.1 Изменения, внесенные при актуализации в утверждаемую часть схемы теплоснабжения

Раздел скорректирован с учетом изменения структуры систем теплоснабжения и базового года.

18.2 Изменения, внесенные при актуализации в главу 1 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»

Данная глава скорректирована в части перечня рассматриваемых теплоснабжающих организаций, зон действия источников тепловой энергии, базового года, тепловых нагрузок, балансов тепловой мощности источников и тепловой нагрузки потребителей, схем тепловых сетей, топливных балансов, балансов водоподготовительных установок, надежности теплоснабжения, базовых целевых показателей.

18.3 Изменения, внесенные при актуализации в главу 2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Существующее и Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»

Данная глава скорректирована с учетом обновления проекта планировки территории и межевания.

18.4 Изменения, внесенные при актуализации в главу 3 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Электронная модель системы теплоснабжения поселения»

В рамках актуализации схемы теплоснабжения в части электронной модели выполнены следующие работы:

- выверка и соответствующая корректировка трассировки и характеристик тепловых сетей по предоставленным данным теплоснабжающих организаций;
- выверка и соответствующая корректировка подключенных потребителей в соответствии с предоставленными базами абонентов теплоснабжающих организаций;

- калибровка электронной модели по фактическим данным из суточных ведомостей источников тепловой энергии;
- в соответствии с мастер-планом создание перспективной модельной базы с учетом изменения нагрузок потребителей, планируемых к подключению или отключению;
- проведение гидравлических расчетов для оценки перспективного состояния системы теплоснабжения МО Новодевяткинское сельское поселение до 2036 года.

18.5 Изменения, внесенные при актуализации в главу 4 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»

Глава скорректирована с учетом изменения хозяйства теплоснабжающих организаций, прогноза перспективной нагрузки и корректировки предложений по развитию систем теплоснабжения

18.6 Изменения, внесенные при актуализации в главу 5 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения»

Глава скорректирована с учетом изменения прогноза перспективной нагрузки и корректировки предложений по развитию систем теплоснабжения.

18.7 Изменения, внесенные при актуализации в главу 6 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»

Глава скорректирована с учетом изменения прогноза перспективной нагрузки и корректировки предложений по развитию систем теплоснабжения.

18.8 Изменения, внесенные при актуализации в главу 7 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии»

Глава скорректирована с учетом изменения перечня теплоснабжающих организаций, прогноза прироста тепловой нагрузки и корректировки предложений по развитию систем теплоснабжения.

18.9 Изменения, внесенные при актуализации в главу 8 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей»

Глава скорректирована с учетом изменения перечня теплоснабжающих организаций, прогноза прироста тепловой нагрузки и корректировки предложений по развитию систем теплоснабжения.

18.10 Изменения, внесенные при актуализации в главу 9 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»

Глава скорректирована с учетом изменения прогноза перспективной нагрузки и корректировки предложений по развитию систем теплоснабжения.

18.11 Изменения, внесенные при актуализации в главу 10 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Перспективные топливные балансы»

Глава скорректирована с учетом прогноза прироста тепловой нагрузки и корректировки предложений по развитию систем теплоснабжения.

18.12 Изменения, внесенные при актуализации в главу 11 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Оценка надежности теплоснабжения»

Глава скорректирована с учетом корректировки предложений по развитию систем теплоснабжения в части тепловых сетей.

18.13 Изменения, внесенные при актуализации в главу 12 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение»

Глава скорректирована с учетом корректировки предложений по развитию источников тепловой энергии (мощности) и тепловых сетей. Выполнена корректировка затрат по ряду проектов по развитию источников тепловой энергии (мощности) и систем транспорта теплоносителя.

18.14 Изменения, внесенные при актуализации в главу 13 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения»

Глава скорректирована с учетом изменения прогноза перспективной нагрузки и

корректировки предложений по развитию систем теплоснабжения.

18.15 Изменения, внесенные при актуализации в главу 14 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Ценовые (тарифные) последствия»

Глава скорректирована с учетом корректировки предложений по развитию источников тепловой энергии (мощности) и тепловых сетей. Выполнена корректировка затрат по ряду проектов по развитию источников тепловой энергии (мощности) и систем транспорта теплоносителя.

18.16 Изменения, внесенные при актуализации в главу 15 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Реестр единых теплоснабжающих организаций»

Глава скорректирована с учетом изменения прогноза перспективной нагрузки и корректировки предложений по развитию систем теплоснабжения.

18.17 Изменения, внесенные при актуализации в главу 16 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Реестр проектов схемы теплоснабжения»

Глава скорректирована с учетом изменения прогноза перспективной нагрузки и корректировки предложений по развитию систем теплоснабжения.

ПРИЛОЖЕНИЕ