

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА  
ГОРОД ОКТЯБРЬСКИЙ РЕСПУБЛИКА  
БАШКОРТОСТАН  
НА ПЕРИОД С 2012 ГОДА ДО 2027 ГОДА**

**Этап 3 Обосновывающие материалы, главы 2-11**

**Муниципальный контракт  
от 19 декабря 2012 г. № 30**

**Разработчик: ОАО «Газпром промгаз»**

*Москва 2013*



**Состав схемы теплоснабжения городского округа города Октябрьский Республики Башкортостан на период с 2012 до 2027 года**

Этап 1 Сбор исходных данных по теплоснабжению жилья, социальной сферы, административно-деловых учреждений, промышленно-коммунальных зон

Этап 2 Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Глава 1

Этап 3 Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Главы 2-11

Этап 4 Проект схемы теплоснабжения (Утверждаемая часть)

## РЕФЕРАТ

Отчет – 543 с., 149 рис., 214 табл., 9 приложений.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИЕ ОРГАНИЗАЦИИ, ЕДИНАЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, КОТЕЛЬНЫЕ, ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ

**Объект исследования:** система теплоснабжения городского округа города Октябрьский РБ в границах, определенных Генеральным планом развития до 2030 г., потребители тепловой энергии.

**Цель работы:** удовлетворение спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель и обеспечение надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом (с соблюдением принципа минимизации расходов) при минимальном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрении энергосберегающих технологий.

**Метод работы:** анализ и обобщение представленных исходных данных и документов территориального планирования и развития города, разработка на их основе глав и разделов обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, в том числе, формирование электронной модели существующих и перспективных систем теплоснабжения города.

**Новизна работы:** схема теплоснабжения города на перспективу до 2027 г. с разработкой электронной модели разрабатывается впервые, в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154.

**Результат работы:** обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения.

**Практическое использование:** обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения предназначены для формирования проекта схемы теплоснабжения, подлежащего утверждению, и использования администрацией и другими структурными подразделениями городского округа города Октябрьский РБ при осуществлении регулируемой деятельности в сфере теплоснабжения.

**Значимость работы:** оптимальное развитие решений в части теплоснабжения, заложенных в Генеральном плане города, на основе требований Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения", повышение за счет этого качества снабжения потребителей тепловой энергией, улучшение информационной поддержки принятия решений за счет использования электронной модели.

**Прогнозные предположения о развитии объекта исследования:** эффективное функционирование системы теплоснабжения, ее развитие на базе ежегодной актуализации, с учетом правового регулирования в области энергоснабжения и повышения энергетической эффективности.



## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения в г. Октябрьском .....	15
2.1. Данные базового уровня потребности в тепловой мощности потребителями централизованного теплоснабжения г. Октябрьского .....	15
2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов .....	17
2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.....	31
2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов .....	33
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии.....	34
2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах.....	63
2.7. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в расчетных элементах территориального деления в зонах действия индивидуального теплоснабжения.....	65
2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель .....	67
2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения и долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене .....	69
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения города .....	70
3.1. Общие положения .....	70
3.2. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе города и топологическим описанием связности объектов .....	72

3.2.1 Привязка объектов системы теплоснабжения к топографической основе города .....	86
3.2.2 Топологическое описание связности объектов.....	87
3.2.3 Заголовок.....	87
3.2.4 Параметры.....	90
3.2.5 Точки привязки .....	91
3.2.6 Область отображения.....	91
3.3 Паспортизация объектов системы теплоснабжения .....	94
3.4 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального и административного деления .....	131
3.4.1 Получение данных по всем или нескольким расчетным единицам .....	134
3.4.2 Использование SQL запросов для получения данных.....	134
3.5 Гидравлический расчет тепловых сетей .....	139
3.6 Моделирование переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии	164
3.7 Расчет балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки по зонам действия источников тепловой энергии.....	175
3.8 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя .....	184
3.9 Расчет показателей надежности теплоснабжения .....	191
3.9.1 Принятые допущения .....	192
3.9.2 Основные расчетные зависимости.....	193
3.9.3 Порядок расчета показателей надежности нерезервированной распределительной тепловой сети .....	196
3.9.4 Относительная доля отказов $z_{i,j}$ , приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей .....	200
3.9.5 Среднее время до восстановления участков тепловой сети после отказов .....	201
3.9.6 Относительная доля отказов участка тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей .....	203
3.9.7 Сумма относительных долей отказов, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей .....	207
3.10 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.....	228

3.11 Построение сравнительных пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей .....	235
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки .....	241
4.1 Общие положения .....	241
4.2 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 .....	244
4.3 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 .....	252
4.4 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 .....	281
4.5 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей .....	293
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах .....	295
5.1 Общие положения .....	295
5.2 Перспективные объемы теплоносителя .....	295
5.3 Перспективное потребление теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей .....	299
5.4 Балансы производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития .....	302
5.5 Расчет аварийной подпитки тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии .....	307
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии. ....	309
6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления .....	309

6.2	Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок .....	310
6.3	Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок .....	313
6.4	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	314
6.5	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии .....	333
6.5.1	Определение существующих котельных и их зон в зонах действия крупных котельных .....	333
6.5.2	Определение перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия существующих крупных котельных .....	336
6.5.3	Определение резерва тепловой мощности крупных котельных и технические предложения по их реконструкции с увеличением зоны действия в зоны существующих котельных .....	340
6.5.4	Предложения по реконструкции существующих котельных в зоне действия крупных котельных.....	343
6.6	Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии .....	344
6.7	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	344
6.8	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии .....	344
6.8.1	Выявление неэффективных котельных и их зон в зонах действия эффективных котельных .....	344
6.8.2	Предложения по выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации неэффективных котельных при передаче тепловых нагрузок на эффективные котельные .....	346

6.9	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	346
6.9.1	Определение зон застройки малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки 0,09 Гкал/Га .....	346
6.9.2	Сравнение технико-экономических показателей систем централизованного и децентрализованного теплоснабжения в зонах застройки поселения, города малоэтажными жилыми зданиями.....	347
6.9.3	Оценка финансовых потребностей (капитальных затрат) по организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, города малоэтажными жилыми зданиями.....	352
6.10	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа .....	355
6.11	Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии .....	355
6.12	Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе .....	362
6.13	Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.....	362
6.14	Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления.....	363
6.15	Определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке.....	363
6.16	Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.....	363
Глава 7.	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.....	364
7.1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в	

зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	364
7.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.....	364
7.3 Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения .....	364
7.4 Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.....	372
7.4.1 Предложения по повышению эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет изменения графиков регулирования.....	372
7.4.2 Предложения по переводу присоединения потребителей на независимую схему.....	376
7.4.3 Предложения по повышению уровня автоматизации источников и ЦТП	377
7.5 Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения .....	377
7.6 Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	377
7.7 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	378
7.8 Строительство и реконструкция насосных станций .....	380
Глава 8. Перспективные топливные балансы .....	381
8.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа .....	381
8.2 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива .....	382
8.3 Суммарное потребление топлива котельными ГО города Октябрьский .....	387
Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения.....	393
9.1 Общие положения .....	393

9.2 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии.....	394
9.2.1 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии потребителям г. Октябрьского от котельной № 1.....	394
9.2.2 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии потребителям г. Октябрьского от котельной № 2.....	397
9.2.3 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии потребителям г. Октябрьского от котельной № 3.....	401
9.2.4 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии потребителям г. Октябрьского от котельной № 15.....	405
9.2.5 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии потребителям г. Октябрьского от котельной № 16.....	409
9.3 Заключение.....	413
Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение .....	415
10.1 Подход и методические особенности формирования финансовых потребностей строительства и технического перевооружения систем теплоснабжения .....	415
10.1.1 Техничко-экономическая информация по мини-ТЭЦ на базе газотурбинных (ГПУ) и газо-поршневых установок (ГПУ).....	415
10.1.2 Техничко-экономическая информация по строительству новых котельных .....	418
10.1.3 Стоимости отдельных видов работ ТЭЦ, котельных и тепловых сетей	424
10.1.4 Особенности учета демонтажа, ликвидации и динамики строительства энергетического оборудования .....	425
10.2 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	428

---

10.2.1 Демонтаж и строительство мини-ТЭЦ на существующих и новых источниках тепловой энергии.....	428
10.2.2 Строительство новых БМК путем замещения тепловых мощностей на существующих котельных .....	436
10.2.3 Реконструкция существующих котельных.....	436
10.2.4 Оснащение потребителей узлами смешения .....	445
10.2.5 Закрытие существующих котельных .....	464
10.2.6 Реконструкция и развитие трубопроводов тепловых сетей к реконструируемым и новым энергоисточникам.....	466
10.3 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности .....	491
10.3.1 Собственные средства энергоснабжающих предприятий .....	491
10.3.2 Бюджетное финансирование .....	493
10.4 Расчеты эффективности инвестиций .....	497
10.4.1 Методические особенности оценки эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	497
10.4.2 Цены на газ и тарифы на электроэнергию и тепло .....	498
10.4.3 Эффективность от закрытия малоэффективных котельных с передачей потребителей другим теплоисточникам .....	499
10.4.4 Техническое перевооружение котельных .....	499
10.4.5 Замещение котельных путем строительства новых БМК .....	503
10.4.6 Эффективности строительства новых мини-ТЭЦ .....	506
10.5 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения .....	510
Глава 11. Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации .....	526
11.1 Основные положения по определению и обоснованию ЕТО. Критерии определения ЕТО.....	526
11.2 Предложения по созданию единой(ых) теплоснабжающей (их) организации(й) в ГО города Октябрьский.....	535
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	542



## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем отчете применяют следующие сокращения:

- БМК – блочно-модульная котельная;
- ВБР – вероятность безотказной работы;
- ВВП – водо-водяной подогреватель;
- ВПУ – водоподготовительная установка;
- ГВС – горячее водоснабжение;
- ГО – городской округ;
- ЕТО – единая теплоснабжающая организация;
- ЖКС – жилищно-коммунальный сектор;
- ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;
- ИТП – индивидуальный тепловой пункт;
- ОАО – открытое акционерное общество;
- ООО – общество ограниченной ответственности;
- ОВ – отопление и вентиляция;
- ОНЗТ – общий нормативный запас топлива;
- ПВП – паро-водяной подогреватель;
- ПП – постановление правительства;
- ПИР – проектно-изыскательские работы;
- ПН – показатель надежности;
- ПНР – пуско-наладочные работы;
- ПСД – проектно-сметная документация;
- РБ – Республика Башкортостан;
- РТС – район теплосетевой;
- РЭТ – радиус эффективного теплоснабжения;
- СМР – строительно-монтажные работы;
- СНиП – строительные нормы и правила;
- ТС – тепловые сети;
- ТСО – теплоснабжающая организация;
- ТК – тепловая камера;
- ТЭК – топливно-энергетический комплекс;
- НК – новая котельная;
- НЭЗТ – нормативный эксплуатационный запас топлива;
- ФЗ – федеральный закон;
- ЦТП – центральный тепловой пункт.

## ВВЕДЕНИЕ

Работа «Разработка схемы теплоснабжения городского округа город Октябрьский Республики Башкортостан на период с 2012 до 2027 года» (далее Схема теплоснабжения) выполняется в соответствии с Техническим Заданием (Приложение № 1 к муниципальному контракту № 30 от 19.12.2012 г. между ОАО «Газпром промгаз» и Администрацией городского округа город Октябрьский РБ), во исполнение Федерального Закона №190-ФЗ «О теплоснабжении» от 09.06.2010 г., устанавливающего статус схемы теплоснабжения как документа, содержащего предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Цель Схемы теплоснабжения - удовлетворение спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель для обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом (с соблюдением принципа минимизации расходов) при минимальном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрения энергосберегающих технологий.

Схема теплоснабжения выполняется на основе:

- исходных данных и материалов, полученных от администрации города, основных теплоснабжающих организаций, других организаций и ведомств города;
- решений Генерального плана городского округа город Октябрьский, в том числе схемы планируемого размещения объектов теплоснабжения в границах города.

В этап 3 включены главы 2-11 обосновывающих материалов схемы теплоснабжения, посвященных перспективному потреблению тепловой энергии на цели теплоснабжения, перспективным балансам тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки, перспективным балансам производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя, предложениям по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них, перспективным топливным балансам, вопросам оценки надежности теплоснабжения, обоснованию инвестиций и обоснованию предложений по определению единой теплоснабжающей организации. Кроме того, в этапе 3 представлена электронная модель системы теплоснабжения городского округа г. Октябрьский.

## Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения в г. Октябрьском

### 2.1. Данные базового уровня потребности в тепловой мощности потребителями централизованного теплоснабжения г. Октябрьского

Данные базового уровня потребности в тепловой мощности потребителями централизованного теплоснабжения г. Октябрьского представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения базового потребности в тепловой мощности потребителями централизованного теплоснабжения г. Октябрьского, Гкал/ч

наименование квартала (микрорайона)	отопление	вентиляция	ГВС	пар	Всего
1.	2.	3.	4.	5.	6.
3	1,826	0,000	0,000	0,000	1,826
4	1,580	0,000	0,000	0,000	1,580
5	0,951	0,000	0,000	0,000	0,951
6	1,162	0,000	0,001	0,000	1,162
7	0,943	0,000	0,000	0,000	0,943
8	2,191	0,000	0,000	0,000	2,191
26	0,833	0,000	0,000	0,000	0,833
31	0,233	0,000	0,000	0,000	0,233
33	0,548	0,000	0,131	0,000	0,679
34	0,475	0,000	0,000	0,000	0,475
35	2,911	0,000	0,384	0,000	3,295
37	0,096	0,000	0,000	0,000	0,096
41	0,196	0,000	0,020	0,104	0,321
42	1,510	0,000	0,000	0,000	1,510
43	3,081	0,000	0,000	0,000	3,081
44	2,252	0,012	0,000	0,000	2,264
45	1,668	0,000	0,000	0,000	1,668
46	1,688	0,000	0,000	0,000	1,688
47	2,659	0,000	0,025	0,000	2,684
48	1,813	0,000	0,215	0,000	2,027
51	1,274	0,000	0,003	0,000	1,277
52	1,271	0,000	0,000	0,000	1,271
53	1,074	0,000	0,000	0,000	1,074
54	0,924	0,000	0,000	0,000	0,924
56	0,883	0,000	0,000	0,000	0,883
60	0,819	0,000	0,000	0,000	0,819
61	0,061	0,000	0,000	0,000	0,061
69	0,118	0,000	0,333	1,320	1,771
81	0,411	0,000	0,123	0,230	0,764
1 - 2	4,947	0,000	0,112	0,700	5,759
14а	5,245	0,612	0,415	0,300	6,571
21 мкр	5,440	0,000	0,002	0,000	5,442
23 мкр	8,743	0,311	2,055	0,000	11,108
24 мкр	10,975	0,003	1,627	1,776	14,382
25 мкр	13,247	0,000	2,494	0,000	15,741
28 мкр	2,289	0,000	1,298	0,000	3,586
29 мкр	9,372	0,112	1,920	0,000	11,404
34 мкр	19,564	0,083	6,672	0,105	26,424

Продолжение таблицы 1

1.	2.	3.	4.	5.	6.
35 мкр	17,133	0,081	3,719	0,000	20,933
36 мкр	1,384	0,001	0,513	0,000	1,903
55-57	3,668	0,175	0,167	0,000	4,010
55а	2,926	0,065	0,000	0,000	2,991
58-59	4,559	0,000	0,073	0,000	4,631
63/64	0,236	0,000	0,042	0,000	0,278
7 мкр	12,614	0,000	0,882	0,000	13,497
б/н 1	3,612	0,000	0,014	0,000	3,627
б/н 2	3,494	0,000	0,078	0,000	3,572
б/н 4	0,187	0,000	0,000	0,000	0,187
квартал Нарышево	0,061	0,000	0,000	0,000	0,061
Мулдино	0,379	0,000	0,000	0,000	0,379
парк им. Гагарина	0,434	0,000	0,000	0,000	0,434
Первомайский	0,919	0,000	0,213	0,000	1,131
Рынок	1,927	0,000	0,032	0,000	1,959
Туркменево	0,112	0,000	0,000	0,000	0,112
УК 100	1,653	0,000	0,022	0,000	1,674
УК 111	0,917	0,000	0,217	0,240	1,374
УК 112	5,436	0,000	1,315	0,000	6,751
УК 117	0,224	0,000	0,000	0,000	0,224
УК 120	0,282	0,000	0,000	0,000	0,282
УК 170	1,430	0,000	0,001	0,174	1,605
УК 198	1,256	0,000	0,002	0,149	1,407
УК 20	8,272	0,000	0,000	3,700	11,972
УК 32	1,850	0,000	0,000	0,024	1,874
УК 47	2,761	2,543	0,171	0,126	5,601
УК 53	3,150	0,000	0,140	0,000	3,290
УК 54	4,275	1,582	0,004	0,000	5,861
УК 77	0,172	0,000	0,000	0,000	0,172
УК 81	0,425	0,000	0,000	0,000	0,425
УК 82	0,151	0,000	0,013	0,000	0,164
УК 85	1,508	0,000	0,108	0,000	1,616
УК 96	0,537	0,000	0,042	0,000	0,579
Центральная площадь	0,445	0,000	0,000	0,000	0,445
«Туркменево (Промыш- ленная зона)	1,480				1,480
24 мкр Котельная, ул. Кувыкина, д. 49	0,800				0,800
УК-191	10,000				10,000
УК-47	10,840		2,700		13,540
УК-120 Котельная ул. Космонавтов, д. 65	6,200		1,600		7,800
Итого	232,98	5,58	29,89	8,95	277,40

Итоговое значение потребности в тепловой мощности в расчетных элементах территориального деления г. Октябрьского при расчетных температурах наружного воздуха потребителями централизованных систем теплоснабжения составляет 277,4 Гкал/ч. При этом общая потребность в тепловой мощности жилых многоквартирных зданий составляет 151,6 Гкал/ч (таблица 2).

Таблица 2 – Значения потребности в тепловой мощности отдельными категориями потребителей, Гкал/ч

Категория потребителей	отопление	вентиляция	ГВС	пар	Всего
Жилые здания	132,25	0,18	19,20	0,00	151,63
Здания общественные и нежилого фонда	49,46	3,84	6,07	4,67	64,05
Промышленные предприятия	51,26	1,57	4,62	4,28	61,73
Итого	232,98	5,58	29,89	8,95	277,40

## 2.2 Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов

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

Прогноз приростов площадей жилых строительных фондов на основании прогнозов Генерального плана г. Октябрьского представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Приросты жилого фонда на основании данных генерального плана (проекта) г. Октябрьский, тыс. м<sup>2</sup>

	года					2013-2017 гг
	2013	2014	2015	2016	2017	
Строительные фонды						
Многоквартирные дома						
Новое строительство	38,02	38,02	38,02	38,02	38,02	190,10
Снос	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	12,40
Прирост многоквартирного жилого фонда	35,54	35,54	35,54	35,54	35,54	177,70
Индивидуальные жилые дома						
Новое строительство	10,59	10,59	10,59	10,59	10,59	52,95
Снос	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,25
Прирост индивидуального жилого фонда	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54	52,70
Весь жилой фонд						
Новое строительство	48,61	48,61	48,61	48,61	48,61	243,05
Снос	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	12,65
Прирост жилого фонда	46,08	46,08	46,08	46,08	46,08	230,40

## Продолжение таблицы 3

Строительные фонды	года					2018-2022 гг.
	2018	2019	2020	2021	2022	
Многokвартирные дома						
Новое строительство	38,02	38,02	43,37	43,37	43,37	206,15
Снос	2,48	2,48	0,14	0,14	0,14	5,38
Прирост многоквартирного жилого фонда	35,54	35,54	43,23	43,23	43,23	200,77
Индивидуальные жилые дома						
Новое строительство	10,59	10,59	17,80	17,80	17,80	74,58
Снос	0,05	0,05	0,65	0,65	0,65	2,05
Прирост индивидуального жилого фонда	10,54	10,54	17,15	17,15	17,15	72,53
Весь жилой фонд						
Новое строительство	48,61	48,61	61,17	61,17	61,17	280,73
Снос	2,53	2,53	0,79	0,79	0,79	7,43
Прирост жилого фонда	46,08	46,08	60,38	60,38	60,38	273,30

## Продолжение таблицы 3

Строительные фонды	года					2023- 2027 гг.	всего 2013-2027 гг.
	2023	2024	2025	2026	2027		
Многokвартирные дома							
Новое строительство	43,37	43,37	43,37	43,37	43,37	216,85	613,10
Снос	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,70	18,48
Прирост многоквартирного жилого фонда	43,23	43,23	43,23	43,23	43,23	216,15	594,62
Индивидуальные жилые дома							
Новое строительство	17,80	17,80	17,80	17,80	17,80	89,00	216,53
Снос	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	3,25	5,55
Прирост индивидуального жилого фонда	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	85,75	210,98
Весь жилой фонд							
Новое строительство	61,17	61,17	61,17	61,17	61,17	305,85	829,63
Снос	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	3,95	24,03
Прирост жилого фонда	60,38	60,38	60,38	60,38	60,38	301,90	805,60

Генеральным планом г. Октябрьский предусматривается ввод в действие следующих отапливаемых площадей производственных зданий (таблица 4)

Таблица 4 – Ввод площадей производственных зданий по Генеральному плану г. Октябрьский

Территория	Характеристика участка	Наименование квартала
1. Производственный корпус на территории ООО «Авто-прибор»	S земельного участка 1,79 га S здания 19327,2 м <sup>2</sup> (Развитие машиностроительных кластеров РБ)	Ук-120
2. Территория ОАО АК «Апри»	S здания-44327,2 м <sup>2</sup> (Электронная промышленность и технологии энергосбережения-электротехнический кластер РБ).	Туркменево
3 Территория промзоны	Логистический центр S здания 20000 м <sup>2</sup>	Ук-120
4 Территория промзоны	Троллейбусное депо S здания 5000 м <sup>2</sup>	Ук-120

В соответствии с решениями рабочей группы (протокол №3 от 09.04.2013 г. и письмом № 10 от 29.04.2013 г. Главного архитектора г. Октябрьский (Приложение А.) был согласован итоговый прирост жилых фондов (многоквартирных и индивидуальных) в размере 542,36 тыс. м<sup>2</sup>.

В таблицах 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 представлен поэтапный ввод строительных фондов, обеспечиваемый тепловой энергией централизованными системами теплоснабжения г. Октябрьский на период до 2027 г.

Таблица 5 – Адресный перечень жилых многоквартирных зданий нового строительства в г. Октябрьском, тыс. м<sup>2</sup>

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	Адрес	Назначение здания	Этажность	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 гг.	2018-2022 гг.	2023-2027 гг.	Всего 2013-2027 гг.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
5	Чапаева 1	Жилой дом	3					0,84	0,84			0,84
31	Садовое Кольцо ул, 162	Жилой дом	3	0,84					0,84			0,84
34	Свердлова 4	Жилой дом	5		2,13				2,13			2,13
34	Свердлова 6	Жилой дом	5		2,33				2,33			2,33
34	Чапаева 30	Жилой дом	3		0,84				0,84			0,84
34	Чапаева 32	Жилой дом	3	0,84					0,84			0,84
35	Социалистическая, 24,26,28	Жилой дом	5	6					6			6
54	Островского 34	Жилой дом	5		2,6				2,6			2,6
54	Куйбышева 4.8	Жилой дом	5		3,3				3,3			3,3
54	Ленина 29.33	Жилой дом	3		2,3				2,3			2,3
54	Куйбышева 6	Жилой дом	5		1,55				1,55			1,55
54	Островского 38	Жилой дом	5		1,52				1,52			1,52
54	Ленина 31	Жилой дом	5		1,55				1,55			1,55
56	Губкина 13.17	Жилой дом	5		1,76				1,76			1,76
56	Островского 12.16	Жилой дом	5		2,7				2,7			2,7
56	Островского 24.26.28	Жилой дом	5		2,43				2,43			2,43
56	Куйбышева 3.7	Жилой дом	5		1,76				1,76			1,76
56	Островского 20	Жилой дом	5		0,4				0,4			0,4
23 мкр	Кувыкина 2,4	Жилой дом	5						0	2,33		2,33
23 мкр	Кувыкина 22,24	Жилой дом	4			1,15			1,15			1,15
25 мкр	Аксакова 14,16,18	Жилой дом	5				2,33		2,33			2,33
34 мкр	34-й мкр, 31	Жилой дом		2,1					2,1			2,1
34 мкр	34-й мкр, 17	Жилой дом	9	5,2					5,2			5,2
34 мкр	34-й мкр, 14	Жилой дом	9	5,2					5,2			5,2
УК 32	Гаражная 6,8,10	Жилые дома	5				4,66		4,66			4,66



Продолжение таблицы 5

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
УК 53	Аксакова 17,19	Жилой дом	5					1,15	1,15			1,15
УК 53	Аксакова 5,7	Жилой дом	5							1,15		1,15
УК 81	Ленина пр, 50	Жилой дом	9	7,2					7,2			7,2
УК 96	Ул. Социалистическая, 4б	Жилой дом	5		2,333				2,333			2,333
	Итого:			27,38	29,503	1,15	6,99	1,99	67,013	3,48	0	70,493

Таблица 6 – Квартальная застройка нового жилого многоэтажного строительства в г. Октябрьском, тыс. м<sup>2</sup>

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	Адрес	Назначение здания	Этажность	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 гг.	Всего 2018-2022 гг.	Всего 2023-2027 гг.	Всего 2013-2027 гг.
33 мкр.	33 мкр.	Жилая многоквартирная	9								95	95
35	35	Жилая многоквартирная	9		6	6,44			12,44			12,44
38 мкр	38 мкр	Жилая многоквартирная	9	0	0	16	18	16	50	50	100	200
32 мкр.	32 мкр.	Жилая многоквартирная	9	5,7	10	10	10	15,5	51,2	51	0	102,2
	Итого			5,7	16	32,44	28	31,5	113,64	101	195	409,64

Таблица 7 – Адресный перечень объектов многоэтажного строительства г. Октябрьский, запланированных к сносу на период с 2012 по 2027 гг. и принимаемый к расчету при разработке Схемы теплоснабжения, тыс. м<sup>2</sup>

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	Адрес	Наименование здания	Этажность	Год ввода в эксплуатацию	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 гг.	Всего 2018-2022 гг.	Всего 2023-2027 гг.	Всего 2013-2027 гг.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.
56	Губкина 13	Жилой дом (Жил-массив)	3	1957	0,375					0,375			0,375
56	Губкина 17	Жилой дом (Жил-массив)	3	1962	0,372					0,372			0,372
54	Кубышева 4	Жилой дом (Универсал)	2	1978	0,378					0,378			0,378
54	Кубышева 6	Жилой дом (Универсал)	2	1978	0,373					0,373			0,373
54	Кубышева 8	Жилой дом (Универсал)	2	1978	0,365					0,365			0,365
56	Островского 12	Жилой дом (Жил-массив)	3	1962	0,530					0,530			0,530
56	Островского 14	Жилой дом (Жил-массив)	3	1954	0,532					0,532			0,532
56	Островского 16	Жилой дом (Жил-массив)	2	1950	0,528					0,528			0,528
34	Свердлова 4	Жилой дом (Универсал)	4	1962	0,372					0,372			0,372
34	Свердлова 6	Жилой дом (Универсал)	2	1950	0,387					0,387			0,387
34	Свердлова 6а	Жилой дом (Универсал)	2	1950	0,387					0,387			0,387
34	Свердлова 8	Жилой дом (Универсал)	2	1951	0,387					0,387			0,387
35	Социалистическая 16	Общежитие (Дом-7)	5	1994	0,381					0,381			0,381

Продолжение таблицы 7

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.
6	Чапаева 2	Жилой дом (Универсал)	2	1944	0,634					0,634			0,634
34	Чапаева 30	Жилой дом (Универсал)	2	1952	0,379					0,379			0,379
УК 53	Аксакова 16	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1954				0,298		0,298			0,298
УК 53	Аксакова 17	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1954				0,419		0,419			0,419
25 мкр	Аксакова 18	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1954				0,423		0,423			0,423
УК 53	Аксакова 19	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1954					0,423	0,423			0,423
УК 53	Аксакова 5	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1954		0,414				0,414			0,414
УК 53	Аксакова 7	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1954		0,298				0,298			0,298
8	Гоголя 17	Жилой дом (Универсал)	2	1949		0,533				0,533			0,533
34	Гоголя 19	Жилой дом (Универсал)	2	1950								0,531	0,531
5	Горького 22	Жилой дом (Универсал)	2	1948								0,627	0,627
56	Губкина 10	Жилой дом (Универсал)	2	1949							0,416		0,416
55a	Губкина 2	Жилой дом (Универсал)	2	1954							0,484		0,484
55a	Губкина 6	Жилой дом (Универсал)	2	1954							0,393		0,393
55a	Губкина 8	Жилой дом (Универсал)	2	1954							0,386		0,386
5	Комсомольская 4	Жилой дом (Универсал)	2	1949								0,635	0,635
24 мкр	Кувыкина 1	Жилой дом (Жил-массив)	2	1952								0,327	0,327

Продолжение таблицы 7

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.
23 мкр	Кувыкина 2	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1956								0,37	0,37
23 мкр	Кувыкина 20	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1952			0,25			0,25			0,25
23 мкр	Кувыкина 20	Кафе-закусочная	2	1952			0,09			0,09			0,09
23 мкр	Кувыкина 22	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1952			0,37			0,37			0,37
23 мкр	Кувыкина 24	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1952			0,37			0,37			0,37
25 мкр	Кувыкина 34	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1953					0,42	0,42			0,42
УК 53	Кувыкина 36	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1953					0,40	0,40			0,40
УК 53	Кувыкина 38	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1953					0,40	0,40			0,40
23 мкр	Кувыкина 4	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1961							0,63		0,63
УК 53	Кувыкина 40	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1953								0,40	0,40
24 мкр	Кувыкина 55	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1953								0,41	0,41
24 мкр	Кувыкина 57	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1953								0,41	0,41
24 мкр	Кувыкина 59	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1953								0,41	0,41
24 мкр	Кувыкина 61	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1953								0,41	0,41
54	Куйбышева 10	Жилой дом (Универсал)	2	1950								0,46	0,46
56	Островского 30	Жилой дом (Жил-массив)	2	1950							0,41		0,41
55а	Садовое кольцо 20	Жилой дом (Универсал)	1	1954							0,26		0,26
4	Советская 3	Общежитие (Универсал)	2	1950							0,57		0,57

Продолжение таблицы 7

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.
6	Советская 6	Жилой дом (Универсал)	2	1954							0,40		0,40
6	Советская 8	Жилой дом (Универсал)	2	1954							0,40		0,40
23 мкр	Цурюпа 23	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1957							0,41		0,41
23 мкр	Цурюпа 24	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1957							0,41		0,41
23 мкр	Цурюпа 26	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1957							0,43		0,43
23 мкр	Цурюпа 28	Жилой дом (Жил-Мастер +)	2	1957							0,43		0,43
5	Чапаева 1	Общежитие "Нис" (Универсал)	2	1949					1,03	1,03			1,03
8	Чапаева 20	Жилой дом (Универсал)	2	1951								0,37	0,37
34	Чапаева 28	Жилой дом (Универсал)	2	1954								0,54	0,54
	Итого				6,38	1,25	1,08	1,14	2,68	12,52	6,05	5,95	24,53

Таблица 8 – Адресный перечень общественной застройки нового строительства в г. Октябрьском, тыс. м<sup>2</sup>

Квартал	Адрес	Назначение здания	Этаж-ность	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 гг.	2018-2022 гг.	2023-2027 гг.	Всего 2013-2027 г.
56	Губкина 13.17	Жилой дом с общественными помещениями	5		1,62				1,62			1,62
56	Островского 12.16	Жилой дом с общественными помещениями	5		2,30				2,30			2,30
56	Островского 24.26.28	Жилой дом с общественными помещениями	5		1,80				1,80			1,80
56	Куйбышева 3.7	Жилой дом с общественными помещениями	5		1,62				1,62			1,62
56	Островского 20	Жилой дом с общественными помещениями	5		0,36				0,36			0,36
34 мкр.		Детсады 220 мест			5,74				5,74		5,74	5,74
38 мкр.		Детсады 210 мест							0,00	5,70	5,70	11,40
38 мкр.		Школа на 960 мест							0,00		11,30	11,30
32 а мкр.		Детсад (3 этажа)							0,00	5,70		5,70
32 мкр.		Детский сад на 220 мест		5,70					5,70			5,70
ук		Здание городского рынка		6								
	Итого			11,7	13,44	0	0	0	25,14	11,4	17	59,28

Таблица 9 – Общественная застройка в кварталах нового жилого многоэтажного строительства в г. Октябрьском (25% от жилой площади), тыс. м<sup>2</sup>

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	Адрес	Назначение здания	Этажность	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 гг.	Всего 2018-2022 гг.	Всего 2023-2027 гг.	Всего 2013-2027 гг.
33 мкр.	33 мкр.	Общественная в составе жилой многоквартирной	2-9 эт.						0,00		23,75	23,75
35	35	Общественная в составе жилой многоквартирной	2-9 эт.		1,50	1,61			3,11			3,11
38 мкр	38 мкр	Общественная в составе жилой многоквартирной	2-9 эт.			4,00	4,50	4,00	12,50	12,50	25,00	50,00
32 мкр.	32 мкр.	Общественная в составе жилой многоквартирной	2-9 эт.	1,43	2,50	2,50	2,50	3,88	12,80	12,75		25,55
		Итого		1,43	4,00	8,11	7,00	7,88	28,41	25,25	48,75	102,41

Таблица 10 – Адресный перечень общественной застройки г. Октябрьский, запланированной к сносу на период с 2012 по 2027 гг. и принимаемый к расчету при разработке Схемы теплоснабжения

Адрес	Наименование здания	Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	Этажность	Год ввода в эксплуатацию	2013, м2	2014, м2	2015, м2	2016, м2	2017, м2	Всего 2013-2017, м2	Всего 2018-2022, м2	Всего 2023-2027, м2	Всего 2013-2027, м2
Чапаева 2	Магазин "Глория"	6	2	1944	0,040	0,000				0,040			0,040
Аксакова 7	Магазин " Купава "	УК 53	2	1954		0,090				0,090			0,090
Губкина 2	Филиал №3 ОСБ	55а	2	1954							0,050		0,050
Губкина 2	Отделение банка	55а	2	1954							0,027		0,027
Губкина 2	Административное здание	55а	2	1954							0,116		0,116
Губкина 2	магазин "Изумруд"	55а	2	1954							0,018		0,018
Кувыкина 1	Аптечный пункт		2	1952							0,000	0,045	0,045
54	Куйбышева 10	офис	2	1950						0		50	50
Островского 30	Магазин "НИКА"	56	2	1950						0	107		107
Садовое кольцо 20	Магазин "Реглан"	55а	1	1954						0	49,75		49,75
Садовое кольцо 20	Аптека	55а	1	1954						0	63,75		63,75
Садовое кольцо 20	Аптека (ортопедический салон)	55а	1	1954						0	45,75		45,75
	Итого				0,040	0,623	0,000	0,000	0,000	0,663	0,210	0,045	0,918

Таблица 11 – Прирост общественного фонда г. Октябрьский, тыс. м<sup>2</sup>

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 г.	Всего 2018-2022 г.	Всего 2023-2027 г.	Всего 2013-2027 г.
Адресное строительство	5,70	13,44				19,14	11,40	17,00	47,54
Квартальная застройка	1,43	4,00	8,11	7,00	7,88	28,41	25,25	48,75	102,41
Всего новое строительств	7,13	17,44	8,11	7,00	7,88	47,55	36,65	65,75	149,95
Снос общественных зданий	0,04	0,62				0,66	0,21	0,05	0,92
Прирост общественного фонда	7,09	16,82	8,11	7,00	7,88	46,89	36,44	65,71	149,03



Таблица 12 – Прирост площади производственных зданий в г. Октябрьском, тыс. м<sup>2</sup>

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	Назначение здания	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 г.	2018-2022 г.	2023-2027 г.	Всего 2013-2027 г.
Ук-120	Производственный корпус на территории ООО «Автоприбор»				19,327		19,327			19,327
Туркменево	Производственный корпуса на территории ОАО АК «Апри»					44,327	44,327			44,327
Ук-120	Логистический центр								20,0	20,0
Ук-120	Троллейбусное депо							5,0		5,0
	Итого				19,327	44,327	63,697	5,0	20,0	88,697

Таблица 13 – Прирост площадей жилых зданий в зонах действия котельных г. Октябрьского, тыс. м<sup>2</sup>

Наименование котельной	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 г.	2018-2022 г.	2023-2027 г.	Всего 2013-2027 г.
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	-4,53	13,82	0,00	0,00	-0,19	9,10	-2,35	-2,72	4,03
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	-0,63	0,00	0,00	4,66	0,00	4,03	-1,38	0,00	2,65
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42	7,20	12,11	0,07	1,19	-0,49	20,165	1,16	-3,24	17,99
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31	6,46	8,33	6,44	0,00	0,00	21,23	0	0,00	21,23
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а	18,20	10,00	26,00	28,00	31,50	113,70	101,00	195,00	409,70
Итого	26,70	44,26	32,51	33,85	30,82	168,23	98,43	189,04	455,60

Таблица 14 – Прирост площадей общественных зданий в зонах действия котельных г. Октябрьского, тыс. м<sup>2</sup>

Наименование котельной	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 г.	2018-2022 г.	2023-2027 г.	Всего 2013-2027 г.
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	0,00	13,44	0,00	0,00	0,00	13,44	0,00	5,74	19,18
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31	0,00	1,50	1,61	0,00	0,00	3,11		0,00	3,11
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а	7,13	2,50	6,50	7,00	7,88	31,00	36,65	65,75	133,40
Итого	7,13	17,44	8,11	7,00	7,88	47,55	36,65	71,49	155,69

Таблица 15 – Прирост площадей производственных зданий в зонах действия котельных г. Октябрьского, тыс. м<sup>2</sup>

Наименование котельной	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 г.	2018-2022 г.	2023-2027 г.	Всего 2013-2027 г.
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а	0,00	0,00	0,00	19,33	0,00	19,33	5,00	20,00	44,33
Котельная производственная в Туркменево	0,00	0,00	0,00	0,00	44,33	44,33	0,00	0,00	44,33
Итого	0,00	0,00	0,00	19,33	44,33	63,66	5,00	20,00	88,66

### 2.3 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение согласованы с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации. Обоснование базовых удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение нового строительства представлено в части 5 Главы 1 Обосновывающих материалов. При расчете удельных показателей учтены:

1. Требования Постановления Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. N 306 (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 28 марта 2012 г. N 258) для жилых зданий нового строительства;
2. Требования СНиП 23-02-2003, ТСН 23-318-2000 РБ для общественных зданий и зданий производственного назначения;
3. Требования Постановления Правительства РФ от 25.01.2011 №18, предусматривающие поэтапное снижение нормативов теплоснабжения;
4. Сохранение показателей теплоснабжения для строящихся в настоящее время зданий, вводимых в 2013-2014 гг., в проекты которых заложены устаревшие нормативы.

Для расчета приростов потребности в тепловой энергии нового строительства принимаются следующие удельные показатели. Сводные данные по удельному теплоснабжению и приросту спроса на мощность представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Показатели энергопотребления жилых зданий с учетом энергоэффективного строительства, принятые при расчете приростов тепловых нагрузок, ккал/(ч м<sup>2</sup>)

Этажность здания	до 1999 г		базовые		до 2015 г		до 2020 г		с 2021 г.	
	ккал/ (ч м <sup>2</sup> )	Гкал/ (год м <sup>2</sup> )	ккал/ (ч м <sup>2</sup> )	Гкал/ (год м <sup>2</sup> )	ккал/ (ч м <sup>2</sup> )	Гкал/ (год м <sup>2</sup> )	ккал/ (ч м <sup>2</sup> )	Гкал/ (год м <sup>2</sup> )	ккал/ (ч м <sup>2</sup> )	Гкал/ (год м <sup>2</sup> )
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.
1	162,4	0,4844	84,6	0,2558	71,91	0,2174	59,22	0,1791	50,76	0,1535
2	151,4	0,4566	81,8	0,2488	69,53	0,2115	57,26	0,1742	49,08	0,1493
3	99,4	0,3249	76,3	0,2348	64,86	0,1996	53,41	0,1644	45,78	0,1409
4	99,4	0,3249	73,9	0,2288	62,82	0,1945	51,73	0,1602	44,34	0,1373
5	87,8	0,2955	70,8	0,2209	60,18	0,1878	49,56	0,1546	42,48	0,1325
6	87,8	0,2955	68	0,2139	57,80	0,1818	47,60	0,1497	40,80	0,1283
7	87,8	0,2955	68	0,2139	57,80	0,1818	47,60	0,1497	40,80	0,1283
8	87,8	0,2955	65,8	0,2084	55,93	0,1771	46,06	0,1459	39,48	0,1250

Продолжение таблицы 16

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.
9	87,8	0,2955	65,8	0,2084	55,93	0,1771	46,06	0,1459	39,48	0,1250
10			63,7	0,2029	54,15	0,1725	44,59	0,1420	38,22	0,1217
11			63,7	0,2029	54,15	0,1725	44,59	0,1420	38,22	0,1217
12 и более			62,5	0,1999	53,13	0,1699	43,75	0,1399	37,50	0,1199

Примечания.

- Показатели учитывают потребность в тепловой энергии и мощности на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение
- Значения приведены без учета потерь в тепловых сетях.

Таблица 17 – Показатели энергопотребления общественных зданий с учетом энергоэффективного строительства, принятые при расчете приростов тепловых нагрузок

Этажность здания	базовые		до 15 г		до 20 г		с 21 г.	
	ккал/ (ч м <sup>2</sup> )	Гкал/ (год м <sup>2</sup> )	ккал/ (ч м <sup>2</sup> )	Гкал/ (год м <sup>2</sup> )	ккал/ (ч м <sup>2</sup> )	Гкал/ (год м <sup>2</sup> )	ккал/ (ч м <sup>2</sup> )	Гкал/ (год м <sup>2</sup> )
здания общественные офисного типа								
1 – 12	59,6	0,1125	50,66	0,0956	41,72	0,0788	35,76	0,0675
12 и более	59,6	0,1125	50,66	0,0956	41,72	0,0788	35,76	0,0675
Школы общеобразовательные, учебные заведения								
1	86,8	0,1769	73,78	0,1504	60,76	0,1238	52,08	0,1061
2	84,8	0,1719	72,08	0,1461	59,36	0,1203	50,88	0,1031
3	82,9	0,1669	70,47	0,1419	58,03	0,1168	49,74	0,1001
4	80,9	0,1619	68,77	0,1376	56,63	0,1133	48,54	0,0971
5	80,9	0,1619	68,77	0,1376	56,63	0,1133	48,54	0,0971
6	77,9	0,1544	66,22	0,1312	54,53	0,1081	46,74	0,0926
Хосписы, детские сады и ясли								
1	104,9	0,2879	89,17	0,2447	73,43	0,2015	62,94	0,1727
2	102,9	0,2826	87,47	0,2402	72,03	0,1978	61,74	0,1696
3	100,9	0,2772	85,77	0,2356	70,63	0,1940	60,54	0,1663
4	98,9	0,2719	84,07	0,2311	69,23	0,1903	59,34	0,1631
5	98,9	0,2719	84,07	0,2311	69,23	0,1903	59,34	0,1631
6	96,1	0,2644	81,69	0,2247	67,27	0,1851	57,66	0,1586
Поликлиники, лечебные учреждения								
1	88,9	0,26	75,57	0,2210	62,23	0,1820	53,34	0,1560
2	86,9	0,2548	73,87	0,2166	60,83	0,1784	52,14	0,1529
3	84,9	0,2497	72,17	0,2122	59,43	0,1748	50,94	0,1498
4	83	0,2445	70,55	0,2078	58,10	0,1712	49,80	0,1467
5	83	0,2445	70,55	0,2078	58,10	0,1712	49,80	0,1467
6	80	0,2368	68,00	0,2013	56,00	0,1658	48,00	0,1421
7	80	0,2368	68,00	0,2013	56,00	0,1658	48,00	0,1421
8	78	0,2316	66,30	0,1969	54,60	0,1621	46,80	0,1390
9	78	0,2316	66,30	0,1969	54,60	0,1621	46,80	0,1390
10	76,8	0,2285	65,28	0,1942	53,76	0,1600	46,08	0,1371
11	76,8	0,2285	65,28	0,1942	53,76	0,1600	46,08	0,1371
12 и более	75,3	0,2244	64,01	0,1907	52,71	0,1571	45,18	0,1346

## 2.4 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

Удельные показатели теплотребления зданий производственных предприятий и складов нового строительства представлены в таблице Таблица 18.

Таблица 18 – Показатели энергопотребления производственных зданий и складов с учетом энергоэффективного строительства, принятые при расчете приростов тепловых нагрузок, ккал/ (ч м<sup>3</sup>)

Этажность здания	Производственные здания и склады при t°		
	20 °С	18 °С	13-17 °С
Базовые показатели			
1	25,1	23,2	21,0
2	24,5	22,9	20,7
3	24,0	22,1	20,3
4	23,6	21,8	20,0
5	23,6	21,6	20,0
6	23,4	23,4	19,8
7	23,4	23,4	19,8
До 2015 г.			
1	21,3	19,7	17,9
2	20,8	19,5	17,6
3	20,4	18,8	17,3
4	20,1	18,5	17,0
5	20,1	18,4	17,0
6	19,9	19,9	16,8
7	19,9	19,9	16,8
До 2020 г.			
1	17,6	16,2	14,7
2	17,2	16,0	14,5
3	16,8	15,5	14,2
4	16,5	15,3	14,0
5	16,5	15,1	14,0
6	16,4	16,4	13,9
7	16,4	16,4	13,9
С 2021 г.			
1	15,1	13,9	12,6
2	14,7	13,7	12,4
3	14,4	13,3	12,2
4	14,2	13,1	12,0
5	14,2	13,0	12,0
6	14,0	14,0	11,9
7	14,0	14,0	11,9

## **2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии**

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии представлены в таблицах 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36. Общий прирост потребности в тепловой мощности централизованного теплоснабжения прогнозируется в 40,806 Гкал/ч.

Таблица 19 – Прирост потребности в тепловой мощности на отопление жилых домов г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчет- ный эле- мент террито- риально- го деле- ния, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013- 2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013– 2027 гг.
	2.																			
5	Чапаева 1					0,035	0,035 0						0,000						0,000	0,035 0
31	Садовое Кольцо ул, 162	0,054 2					0,054 2						0,000 0						0,000 0	0,054 2
34	Свердлова 4		0,125 7				0,125 7						0,000 0						0,000 0	0,125 7
34	Свердлова 6		0,137 5				0,137 5						0,000 0						0,000 0	0,137 5
34	Чапаева 30		0,054 2				0,054 2						0,000 0						0,000 0	0,054 2
34	Чапаева 32	0,054 2					0,054 2						0,000 0						0,000 0	0,054 2
35	Социалистическая, 24,26,28	0,354 0					0,354 0						0,000 0						0,000 0	0,354 0
54	Островского 34		0,153 4				0,153 4						0,000 0						0,000 0	0,153 4
54	Куйбышева 4.8		0,194 7				0,194 7						0,000 0						0,000 0	0,194 7
54	Ленина 29.33		0,148 4				0,148 4						0,000 0						0,000 0	0,148 4
54	Куйбышева 6		0,091 5				0,091 5						0,000 0						0,000 0	0,091 5
54	Островского 38		0,089 7				0,089 7						0,000 0						0,000 0	0,089 7
54	Ленина 31		0,091 5				0,091 5						0,000 0						0,000 0	0,091 5

Продолжение таблицы 19

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.
56	Губкина 13.17		0,103 8				0,103 8						0,000 0						0,000 0	0,103 8
56	Островского 12.16		0,159 3				0,159 3						0,000 0						0,000 0	0,159 3
56	Островского 24.26.28		0,143 4				0,143 4						0,000 0						0,000 0	0,143 4
56	Куйбышева 3.7		0,103 8				0,103 8						0,000 0						0,000 0	0,103 8
56	Островского 20		0,023 6				0,023 6						0,000 0						0,000 0	0,023 6
23 мкр	Кувыкина 2,4						0,000 0		0,088 0				0,088 0						0,000 0	0,088 0
23 мкр	Кувыкина 22,24			0,058 7			0,058 7						0,000 0						0,000 0	0,058 7
25 мкр	Аксакова 14,16,18				0,088 0		0,088 0						0,000 0						0,000 0	0,088 0
34 мкр	34-й мкр, 31	0,123 9					0,123 9						0,000 0						0,000 0	0,123 9
34 мкр	34-й мкр, 17	0,280 8					0,280 8						0,000 0						0,000 0	0,280 8
34 мкр	34-й мкр, 14	0,280 8					0,280 8						0,000 0						0,000 0	0,280 8
УК 32	Гаражная 6,8,10				0,176 0		0,176 0						0,000 0						0,000 0	0,176 0
УК 53	Аксакова 17,19					0,047 9	0,047 9						0,000 0						0,000 0	0,047 9
УК 53	Аксакова 5,7						0,000 0	0,043 4					0,043 4						0,000 0	0,043 4
УК 81	Ленина пр, 50	0,388 8					0,388 8						0,000 0						0,000 0	0,388 8
УК 96	Ул. Социалистиче- ская, 46		0,137 6				0,137 6						0,000 0						0,000 0	0,137 6
	Итого:	1,536 7	1,757 9	0,058 7	0,263 9	0,082 8	3,700	0,043 4	0,088 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,131 4	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,000 0	3,831 4



Таблица 20 – Прирост потребности в тепловой мощности на горячее водоснабжение жилых домов г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013–2027 гг.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.
5	Чапаева 1					0,0099	0,0099						0,0000						0,0000	0,0099
31	Садовое Кольцо ул, 162	0,0099					0,0099						0,0000						0,0000	0,0099
34	Свердлова 4		0,0251				0,0251						0,0000						0,0000	0,0251
34	Свердлова 6		0,0275				0,0275						0,0000						0,0000	0,0275
34	Чапаева 30		0,0099				0,0099						0,0000						0,0000	0,0099
34	Чапаева 32	0,0099	0,0000				0,0099						0,0000						0,0000	0,0099
35	Социалистическая, 24,26,28	0,0708					0,0708						0,0000						0,0000	0,0708
54	Островского 34		0,0307				0,0307						0,0000						0,0000	0,0307
54	Куйбышева 4.8		0,0389				0,0389						0,0000						0,0000	0,0389
54	Ленина 29.33		0,0271				0,0271						0,0000						0,0000	0,0271
54	Куйбышева 6		0,0183				0,0183						0,0000						0,0000	0,0183
54	Островского 38		0,0179				0,0179						0,0000						0,0000	0,0179
54	Ленина 31		0,0183				0,0183						0,0000						0,0000	0,0183
56	Губкина 13.17		0,0208				0,0208						0,0000						0,0000	0,0208

Продолжение таблицы 20

			0,031				0,031					0,000					0,000	
56	Островского 12.16		9				9					0					0	0,0319
56	Островского 24.26.28		0,028				0,028					0					0	0,0287
56	Куйбышева 3.7		0,020				0,020					0					0	0,0208
56	Островского 20		0,004				0,004					0					0	0,0047
23 мкр	Кувыкина 2,4						0,000		0,027			0					0	0,0275
23 мкр	Кувыкина 22,24			0,013			0,013					0					0	0,0136
25 мкр	Аксакова 14,16,18				0,027		0,027					0					0	0,0275
34 мкр	34-й мкр, 31	0,024					0,024					0					0	0,0248
34 мкр	34-й мкр, 17	0,061					0,061					0					0	0,0614
34 мкр	34-й мкр, 14	0,061					0,061					0					0	0,0614
УК 32	Гаражная 6,8,10				0,055		0,055					0					0	0,0550
УК 53	Аксакова 17,19					0,013	0,013					0					0	0,0136
УК 53	Аксакова 5,7						0,000	0,013				0					0	0,0136
УК 81	Ленина пр, 50	0,085					0,085					0					0	0,0850
УК 96	Ул. Социалистическая, 46		0,027				0,027	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0	0,0275
	Итого:	0,323	0,348	0,013	0,082	0,023	0,790	0,013	0,027	0,000	0,000	0,000	0,041				0	0,8318

Таблица 21 – Прирост потребности в тепловой мощности на отопление жилых домов квартальной застройки г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчетный элемент территориально-деления, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013–2027 гг.
33 мкр.	33 мкр.						0,0000						0,0000	0,4602	0,6136	0,6136	0,6136	0,6136	2,9146	2,9146
35	35		0,3540	0,3116			0,6656						0,0000						0,0000	0,6656
38 мкр	38 мкр			0,7741	0,6797	0,6042	2,0579	0,3776	0,3776	0,3776	0,3068	0,3068	1,7464	0,6136	0,6136	0,6136	0,6136	0,6136	3,0680	6,8723
32 мкр.	32 мкр.	0,3363	0,5900	0,4838	0,3776	0,5853	2,3730	0,3776	0,3776	0,3776	0,3221	0,3221	1,7771						0,0000	4,1501
	Итого	0,3363	0,9440	1,5694	1,0573	1,1894	5,0965	0,7552	0,7552	0,7552	0,6289	0,6289	3,5235	1,0738	1,2272	1,2272	1,2272	1,2272	5,9826	14,602

Таблица 22 – Прирост потребности в тепловой мощности на горячее водоснабжение жилых домов квартальной застройки г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчет- ный эле- мент террито- риально- го деле- ния, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013- 2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013– 2027 гг.
33 мкр.	33 мкр.						0,0000						0,0000	0,1770	0,2360	0,2360	0,2360	0,2360	1,1210	1,1210
35	35		0,0708	0,0760			0,1468						0,0000						0,0000	0,1468
38 мкр	38 мкр			0,1888	0,2124	0,1888	0,5900	0,1180	0,1180	0,1180	0,1180	0,1180	0,5900	0,2360	0,2360	0,2360	0,2360	0,2360	1,1800	2,3600
32 мкр.	32 мкр.	0,0673	0,1180	0,1180	0,1180	0,1829	0,6042	0,1180	0,1180	0,1180	0,1239	0,1239	0,6018						0,0000	1,2060
	Итого	0,0673	0,1888	0,3828	0,3304	0,3717	1,3410	0,2360	0,2360	0,2360	0,2419	0,2419	1,1918	0,4130	0,4720	0,4720	0,4720	0,4720	2,3010	4,8338

Таблица 23 – Убыль потребности в тепловой мощности на отопление в связи со сносом жилых домов, Гкал/ч

Расчет- ный эле- мент террито- риально- го деле- ния, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013- 2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013– 2027 гг.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.
56	Губкина 13	0,0361					0,0361						0,0000						0,0000	0,0361
56	Губкина 17	0,0354					0,0354						0,0000						0,0000	0,0354
54	Кубышева 4	0,0346					0,0346						0,0000						0,0000	0,0346
54	Кубышева 6	0,0355					0,0355						0,0000						0,0000	0,0355
54	Кубышева 8	0,0340					0,0340						0,0000						0,0000	0,0340
56	Островского 12	0,0484					0,0484						0,0000						0,0000	0,0484
56	Островского 14	0,0487					0,0487						0,0000						0,0000	0,0487
56	Островского 16	0,0486					0,0486						0,0000						0,0000	0,0486
34	Свердлова 4	0,0361					0,0361						0,0000						0,0000	0,0361
34	Свердлова 6	0,0386					0,0386						0,0000						0,0000	0,0386
34	Свердлова 6а	0,0402					0,0402						0,0000						0,0000	0,0402
34	Свердлова 8	0,0363					0,0363						0,0000						0,0000	0,0363

Продолжение таблицы 23

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.
35	Социали- стическая 16	0,0365					0,0365						0,0000						0,0000	0,0365
6	Чапаева 2	0,0769					0,0769						0,0000						0,0000	0,0769
34	Чапаева 30	0,0408					0,0408						0,0000						0,0000	0,0408
УК 53	Аксакова 16				0,0316		0,0316						0,0000						0,0000	0,0316
УК 53	Аксакова 17				0,0447		0,0447						0,0000						0,0000	0,0447
25 мкр	Аксакова 18				0,0430		0,0430						0,0000						0,0000	0,0430
УК 53	Аксакова 19					0,0480	0,0480						0,0000						0,0000	0,0480
УК 53	Аксакова 5		0,0426				0,0426						0,0000						0,0000	0,0426
УК 53	Аксакова 7		0,0316				0,0316						0,0000						0,0000	0,0316
8	Гоголя 17		0,0591				0,0591						0,0000						0,0000	0,0591
34	Гоголя 19						0,0000						0,0000	0,0590					0,0590	0,0590
5	Горького 22						0,0000						0,0000	0,0719					0,0719	0,0719
56	Губкина 10						0,0000	0,0445					0,0445						0,0000	0,0445
55а	Губкина 2						0,0000	0,0899					0,0899						0,0000	0,0899
55а	Губкина 6						0,0000		0,0422				0,0422						0,0000	0,0422
55а	Губкина 8						0,0000		0,0430				0,0430						0,0000	0,0430
5	Комсомоль- ская 4						0,0000						0,0000		0,0718				0,0718	0,0718
24 мкр	Кувыкина 1						0,0000						0,0000		0,0358				0,0358	0,0358
23 мкр	Кувыкина 2						0,0000						0,0000		0,0403				0,0403	0,0403
23 мкр	Кувыкина 20			0,0341			0,0341						0,0000						0,0000	0,0341
23 мкр	Кувыкина 22			0,0411			0,0411						0,0000						0,0000	0,0411
23 мкр	Кувыкина 24			0,0403			0,0403						0,0000						0,0000	0,0403
25 мкр	Кувыкина 34					0,0420	0,0420						0,0000						0,0000	0,0420
УК 53	Кувыкина 36					0,0410	0,0410						0,0000						0,0000	0,0410
УК 53	Кувыкина 38					0,0409	0,0409						0,0000						0,0000	0,0409
23 мкр	Кувыкина 4						0,0000				0,0682		0,0682						0,0000	0,0682
УК 53	Кувыкина 40						0,0000						0,0000	0,0411					0,0411	0,0411
24 мкр	Кувыкина 55						0,0000						0,0000	0,0403					0,0403	0,0403
24 мкр	Кувыкина 57						0,0000						0,0000	0,0420					0,0420	0,0420
24 мкр	Кувыкина 59						0,0000						0,0000	0,0410					0,0410	0,0410
24 мкр	Кувыкина 61						0,0000						0,0000	0,0409					0,0409	0,0409
54	Куйбышева 10						0,0000						0,0000	0,0682					0,0682	0,0682

Продолжение таблицы 23

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.
56	Островского 30						0,0000			0,0464			0,0464						0,0000	0,0464
55а	Садовое кольцо 20						0,0000			0,0314			0,0314						0,0000	0,0314
4	Советская 3						0,0000			0,0582			0,0582						0,0000	0,0582
6	Советская 6						0,0000			0,0427			0,0427						0,0000	0,0427
6	Советская 8						0,0000			0,0427			0,0427						0,0000	0,0427
23 мкр	Цурюпа 23						0,0000			0,0432			0,0432						0,0000	0,0432
23 мкр	Цурюпа 24						0,0000			0,0426			0,0426						0,0000	0,0426
23 мкр	Цурюпа 26						0,0000			0,0491			0,0491						0,0000	0,0491
23 мкр	Цурюпа 28						0,0000			0,0504			0,0504						0,0000	0,0504
5	Чапаева 1					0,0950	0,0950						0,0000	0,0421					0,0421	0,1371
8	Чапаева 20						0,0000						0,0000	0,0627					0,0627	0,0627
34	Чапаева 28						0,0000						0,0000						0,0000	0,0000
		0,6267	0,1332	0,1156	0,1193	0,2670	1,2618	0,1344	0,0852	0,4067	0,0682	0,0000	0,6946	0,5093	0,1480	0,0000	0,0000	0,0000	0,6572	2,6136

Таблица 24 – Прирост потребности в тепловой мощности на отопление общественных зданий г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчет- ный эле- мент террито- риально- го деле- ния, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013- 2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013– 2027 гг.
56	Губкина 13.17		0,0808				0,0808						0,0000						0,0000	0,0808
56	Островского 12.16		0,1148				0,1148						0,0000						0,0000	0,1148
56	Островского 24.26.28		0,0898				0,0898						0,0000						0,0000	0,0898
56	Куйбышева 3.7		0,0808				0,0808						0,0000						0,0000	0,0808
56	Островского 20		0,0180				0,0180						0,0000						0,0000	0,0180
34 мкр.	Детсады 220 мест		0,4445				0,4445						0,0000			0,3137			0,3137	0,7582
38 мкр.	Детсады 210 мест						0,0000			0,3635			0,3635				0,3116		0,3116	0,6751
38 мкр.	Школа на 960 мест						0,0000						0,0000	0,5560					0,5560	0,5560
32 а мкр.	Детсад (3 этажа)						0,0000	0,3635					0,3635						0,0000	0,3635
32 мкр.	Детский сад на 220 мест	0,5193					0,5193						0,0000						0,0000	0,5193
УК	Здание го- родского рынка	2,9600					2,9600						0,0000						0,0000	2,9600
	Итого	3,4793	0,8287	0,0000	0,0000	0,0000	4,3079	0,3635	0,0000	0,3635	0,0000	0,0000	0,7270	0,0000	0,5560	0,3137	0,3116	0,0000	1,1813	6,2162



Таблица 25 – Прирост потребности в тепловой мощности на горячее водоснабжение общественных зданий г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчетный элемент территориально-деления, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013–2027 гг.
56	Губкина 13.17		0,0159				0,0159						0,0000						0,0000	0,0159
56	Островского 12.16		0,0225				0,0225						0,0000						0,0000	0,0225
56	Островского 24.26.28		0,0176				0,0176						0,0000						0,0000	0,0176
56	Куйбышева 3.7		0,0159				0,0159						0,0000						0,0000	0,0159
56	Островского 20		0,0035				0,0035						0,0000						0,0000	0,0035
34 мкр.	Детсады 220 мест		0,0563				0,0563						0,0000			0,0563			0,0563	0,1125
38 мкр.	Детсады 210 мест						0,0000			0,0559			0,0559				0,0559		0,0559	0,1117
38 мкр.	Школа на 960 мест						0,0000						0,0000		0,1107				0,1107	0,1107
32 а мкр.	Детсад (3 этажа)						0,0000	0,0559					0,0559						0,0000	0,0559
32 мкр.	Детский сад на 220 мест	0,0559					0,0559						0,0000						0,0000	0,0559
	Итого	0,0559	0,1317	0,0000	0,0000	0,0000	0,1876	0,0559	0,0000	0,0559	0,0000	0,0000	0,1117	0,0000	0,1107	0,0563	0,0559	0,0000	0,2229	0,5221

Таблица 26 – Прирост потребности в тепловой мощности на отопление общественных зданий в составе кварталов массовой жилой застройки г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчетный элемент территориально-деления, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013–2027 гг.
33 мкр.	33 мкр.						0,0000						0,0000	0,1845	0,2460	0,2460	0,2460	0,2460	1,1685	1,1685
35	35		0,1162	0,1247			0,2408						0,0000						0,0000	0,2408
38 мкр	38 мкр			0,2551	0,2870	0,2551	0,7971	0,1594	0,1594	0,1594	0,1230	0,1230	0,7243	0,2460	0,2460	0,2460	0,2460	0,2460	1,2300	2,7514
32 мкр.	32 мкр.	0,1298	0,1936	0,1936	0,1594	0,2471	0,9235	0,1594	0,1594	0,1594	0,1292	0,1292	0,7366						0,0000	1,6601
	Итого	0,1298	0,3097	0,5733	0,4464	0,5022	1,9615	0,3189	0,3189	0,3189	0,2522	0,2522	1,4609	0,4305	0,4920	0,4920	0,4920	0,4920	2,3985	5,8208

Таблица 27 – Прирост потребности в тепловой мощности на горячее водоснабжение общественных зданий в составе кварталов массовой жилой застройки г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчетный элемент территориально-деления, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 гг.	Всего 2013–2027 гг.
33 мкр.	33 мкр.						0,0000						0,0000	0,0368	0,0490	0,0490	0,0490	0,0490	0,2328	0,2328
35	35		0,0147	0,0158			0,0305						0,0000						0,0000	0,0305
38 мкр	38 мкр			0,0392	0,0441	0,0392	0,1225	0,0245	0,0245	0,0245	0,0245	0,0245	0,1225	0,0490	0,0490	0,0490	0,0490	0,0490	0,2450	0,4900
32 мкр.	32 мкр.	0,0140	0,0245	0,0245	0,0245	0,0380	0,1254	0,0245	0,0245	0,0245	0,0257	0,0257	0,1250						0,0000	0,2504
	Итого	0,0140	0,0392	0,0795	0,0686	0,0772	0,2784	0,0490	0,0490	0,0490	0,0502	0,0502	0,2475	0,0858	0,0980	0,0980	0,0980	0,0980	0,4778	1,0036

Таблица 28 – Прирост потребности в тепловой мощности на отопление производственных зданий г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчетный элемент территориально-го деления, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013–2027 гг.
Ук-120	Производственный корпус на территории ООО «Автоприбор»				2,2572		2,2572												0,0000	2,2572
Туркме-нево	Производственный корпуса на территории ОАО АК «Апри»					4,1144	4,1144												0,0000	4,1144
Ук-120	Логистический центр													0,3298	0,3298	0,3298	0,3298	0,3298	1,6488	1,6488
Ук-120	Троллейбусное депо									0,4122			0,4122						0,0000	0,4122
	Итого	0	0	0	2,257	4,114	6,372	0	0	0,412	0	0	0,412	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	1,649	8,433

Таблица 29 – Прирост потребности в тепловой мощности на горячее водоснабжение производственных зданий г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчетный элемент территориально-деления, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013–2027 гг.
Ук-120	Производственный корпус на территории ООО «Автоприбор»				0,0387		0,0387						0,0000						0,0000	0,0387
Туркменево	Производственный корпуса на территории ОАО АК «Апри»					0,0887	0,0887						0,0000						0,0000	0,0887
Ук-120	Логистический центр						0,0000						0,0000	0,0080	0,0080	0,0080	0,0080	0,0080	0,0400	0,0400
Ук-120	Троллейбусное депо						0,0000			0,0100			0,0100						0,0000	0,0100
	Итого	0,0000	0,0000	0,0000	0,0387	0,0887	0,1273	0,0000	0,0000	0,0100	0,0000	0,0000	0,0100	0,0080	0,0080	0,0080	0,0080	0,0080	0,0400	0,1773

Таблица 30 – Приросты объемов потребления тепловой мощности на отопление в каждом расчетном элементе территориального деления г. Октябрьский, Гкал/ч

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013–2027 гг.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
4						0			-0,0582			-0,0582						0	-0,0582
5					-0,0601	-0,0601						0,0000	-0,1140	-0,0718				-0,1858	-0,2459
6	-0,0769					-0,0769			-0,0854			-0,0854						0	-0,1622
8		-0,0591				-0,0591						0	-0,0627					-0,0627	-0,1218
31	0,0542					0,0542						0						0	0,0542
34	-0,1378	0,3173				0,1796						0	-0,0590					-0,0590	0,1206
35	0,3175	0,4702	0,4363			1,2240						0							1,2240
54	-0,1042	0,7690				0,6649						0	-0,0682					-0,0682	0,5966
55						0	-0,0899	-0,0852	-0,0314			-0,2065						0	-0,2065
56	-0,2173	1,0255				0,8082	-0,0445					-0,0910						0	0,7172
23 мкр.			-0,0569			-0,0569		0,0880	-0,1854	-0,0682		-0,1656		-0,0403				-0,0403	0,2628
24 мкр.						0						0	-0,1643	-0,0358				-0,2001	-0,2001
25 мкр.				0,0450	-0,0420	0,0030						0						0	0,0030
32 мкр.	0,9854	0,7836	0,6774	0,5370	0,8324	3,8158	0,9005	0,5370	0,5370	0,4513	0,4513	2,8772						0	6,6929
33 мкр.						0						0	0,6447	0,8596	0,8596	0,8596	0,8596	4,0831	4,0831

Продолжение таблицы 30

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
34 мкр.	0,6855	0,4445				1,1300						0			0,3137	0,0000	0,0000	0,3137	1,4437
38 мкр.			1,0292	0,9667	0,8593	2,8551	0,5370	0,5370	0,9005	0,4298	0,4298	2,8341	0,8596	1,4156	0,8596	1,1712	0,8596	5,1655	10,8547
Туркмене- во					4,1144	4,1144						0						0	4,1144
УК 32				0,1760		0,1760						0						0	0,1760
УК 53		- 0,0741		- 0,0763	- 0,0821	- 0,2325	0,0434					0,0434	- 0,0411					- 0,0411	- 0,2302
УК 81	0,3888					0,3888						0						0	0,3888
УК 96		0,1376				0,1376						0						0	0,1376
УК 119				2,2572		2,2572						0						0	2,2572
УК 120						0			0,4122			0,4122	0,3298	0,3298	0,3298	0,3298	0,3298	1,6490	2,0612
Итого	1,8953	3,8145	2,0860	3,9055	5,6219	17,3232	1,3465	1,0768	1,4430	0,8129	0,8811	5,5603	1,3248	2,4570	2,3627	2,3606	2,0490	10,5541	33,4376

Таблица 31 – Приросты объемов потребления тепловой мощности на горячее водоснабжение в каждом расчетном элементе территориального деления г. Октябрьский, Гкал/ч

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013–2027 гг.
4						0						0						0	0
5					0,0099	0,0099						0						0	0,0099
6						0						0						0	0
8						0						0						0	0
31	0,0099					0,0099						0						0	0,0099
34	0,0099	0,0625				0,0725						0						0	0,0725
35	0,0708	0,0855	0,0918			0,2481						0						0	0,2481
54		0,1513				0,1513						0						0	0,1513
55						0						0						0	0
56		0,1823				0,1823						0						0	0,1823
23 мкр.			0,0136			0,0136		0,0275				0,0275						0	0,0411
24 мкр.						0						0						0	0
25 мкр.				0,0275		0,0275						0						0	0,0275
32 мкр.	0,1371	0,1425	0,1425	0,1425	0,2209	0,7855	0,1984	0,1425	0,1425	0,1496	0,1496	0,7826						0	1,5681
33 мкр.						0						0	0,2138	0,2850	0,2850	0,2850	0,2850	1,3538	1,3538
34 мкр.	0,1475	0,0563				0,2038						0			0,0563			0,0563	0,2600
38 мкр.			0,2280	0,2565	0,2280	0,7125	0,1425	0,1425	0,1984	0,1425	0,1425	0,7684	0,2850	0,3957	0,2850	0,3409	0,2850	1,5916	3,0725
Туркмене-во					0,0887	0,0887						0						0	0,0887
УК 32				0,0550		0,0550						0						0	0,0550
УК 53					0,0136	0,0136	0,0136					0,0136						0	0,0271
УК 81	0,0850					0,0850						0						0	0,0850
УК 96		0,0275				0,0275						0						0	0,0275
УК 119				0,0387	0,0000	0,0387						0						0	0,0387
УК 120						0						0,0100	0,0080	0,0080	0,0080	0,0080	0,0080	0,0400	0,0500
Итого	0,4602	0,7078	0,4759	0,5202	0,5611	2,7252	0,3544	0,3125	0,3509	0,2921	0,2921	1,6020	0,5068	0,6887	0,6343	0,6339	0,5780	3,0417	7,3688



Таблица 32 – Общие приросты объемов потребления тепловой мощности в каждом расчетном элементе территориально-го деления г. Октябрьский, Гкал/ч

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013–2027 гг.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
4						0			-0,0582			-0,0582						0	-0,0582
5					-0,0502	0,0502						0	-0,1140	-0,0718				-0,1858	-0,2360
6	-0,0769					-0,0769			-0,0854			-0,0854						0	-0,1622
8		-0,0591				-0,0591						0	-0,0627					-0,0627	-0,1218
31	0,0641					0,0641						0						0	0,0641
34	-0,1279	0,3799				0,2520						0	-0,0590					-0,0590	0,1930
35	0,3883	0,5557	0,5281			1,4721						0						0	1,4721
54	-0,1042	0,9203				0,8161							-0,0682					-0,0682	0,7479
55						0	-0,0899	-0,0852	-0,0314			-0,2065						0	-0,2065
56	-0,2173	1,2077				0,9904	-0,0445		-0,0464			-0,0910						0	0,8995
23 мкр.			-0,0433			-0,0433		0,1155	0,1854	-0,0682		-0,1381		-0,0403				-0,0403	-0,2217
24 мкр.						0						0	-0,1643	-0,0358				-0,2001	-0,2001
25 мкр.				0,0725	-0,0420	0,0304						0						0	0,0304
32 мкр.	1,1225	0,9261	0,8199	0,6795	1,0533	4,6013	1,0988	0,6795	0,6795	0,6009	0,6009	3,6597						0	8,2610
33 мкр.						0						0	0,8585	1,1446	1,1446	1,1446	1,1446	5,4369	5,4369
34 мкр.	0,8330	0,5007				1,3337						0			0,3700			0,3700	1,7037

Продолжение таблицы 32

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
38 мкр.			1,2572	1,2232	1,0873	3,5676	0,6795	0,6795	1,0988	0,5723	0,5723	3,6024	1,1446	1,8113	1,1446	1,5120	1,1446	6,7571	13,9272
Туркмене- во					4,2031	4,2031						0						0	4,2031
УК 32				0,2309	0,0000	0,2309						0						0	0,2309
УК 53		- 0,0741		- 0,0763	- 0,0685	- 0,2190	0,0570					0,0570	0,0411					- 0,0411	- 0,2031
УК 81	0,4738					0,4738						0						0	0,4738
УК 96		0,1652				0,1652						0						0	0,1652
УК 119				2,2959	0,0000	2,2959						0						0	2,2959
УК 120						0			0,4222			0,4222	0,3378	0,3378	0,3378	0,3378	0,3378	1,6890	2,1112
Всего	2,3555	4,5224	2,5618	4,4257	6,1830	20,0483	1,7009	1,3893	1,7938	1,1050	1,1732	7,1623	1,8316	3,1457	2,9970	2,9944	2,6270	13,5958	40,8064

Таблица 33 – Приросты объемов потребления тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции в зонах действия котельных г. Октябрьский, Гкал/ч

Наименование котельной	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 гг.	Всего 2013-2027 гг.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6																			
Всего, в т.ч. здания:	-0,459	1,728	0,000	0,000	-0,060	1,209	-0,134	-0,085	-0,078	0,000	0,000	-0,297	-0,236	-0,072	0,314	0,000	0,000	0,006	0,918
жилые	-0,459	0,792	0,000	0,000	-0,060	0,273	-0,134	-0,085	-0,078	0,000	0,000	-0,297	-0,236	-0,072	0,000	0,000	0,000	-0,307	-0,332
общественные	0,000	0,936	0,000	0,000	0,000	0,936	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,314	0,000	0,000	0,314	1,250
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2																			
Всего, в т.ч. здания:	-0,077	0	0	0,176	0	0,099	0	0	-0,144	0	0	-0,144	0	0	0	0	0	0	-0,044
жилые	-0,077	0	0	0,176	0	0,099	0	0	-0,144	0	0	-0,144	0	0	0	0	0	0	-0,044

Продолжение таблицы 33

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
общественные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42																			
Всего, в т.ч. здания:	0,389	0,695	-0,057	-0,031	-0,124	0,871	0,043	0,088	-0,185	-0,068	0,000	-0,122	-0,274	-0,076	0,000	0,000	0,000	-0,350	0,399
жилые	0,389	0,695	-0,057	-0,031	-0,124	0,871	0,043	0,088	-0,185	-0,068	0,000	-0,122	-0,274	-0,076	0,000	0,000	0,000	-0,350	0,399
общественные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31																			
Всего, в т.ч. здания:	0,372	0,608	0,436	0	0	1,416	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,416
жилые	0,372	0,492	0,312	0	0	1,175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,175
общественные	0,000	0,116	0,125	0	0	0,241	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,241
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а																			
Всего, в т.ч. здания:	1,671	0,784	1,706	3,761	1,691	9,614	1,437	1,074	1,85	0,881	0,881	6,123	1,834	2,605	2,049	2,361	2,049	10,898	26,635
жилые	1,022	0,59	1,258	1,058	1,189	5,116	0,756	0,756	0,756	0,629	0,629	3,523	1,074	1,228	1,228	1,228	1,228	5,983	14,623
общественные	0,649	0,194	0,449	0,446	0,502	2,24	0,682	0,318	0,682	0,252	0,252	2,188	0,431	1,048	0,492	0,804	0,492	3,267	7,693
производственные	0	0	0	2,257	0	2,257	0	0	0,412	0	0	0,412	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	1,649	4,318
"Котельная №2" отдельно стоящая п. Туркменево (Промышленная зона)																			
Всего, в т.ч. здания:	0	0	0	0	4,114	4,114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,114
жилые	0	0	0	0	0,000	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000
общественные	0	0	0	0	0,000	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000
производственные	0	0	0	0	4,114	4,114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,114

Таблица 34 – Приросты объемов потребления тепловой мощности на нужды горячего водоснабжения в зонах действия котельных г. Октябрьский, Гкал/ч

Наименование котельной	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 гг.	Всего 2013-2027 гг.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6																			
Всего, в т.ч. здания:	0,010	0,301	0,000	0,000	0,010	0,321	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,056	0,000	0,000	0,056	0,377
жилые	0,010	0,169	0,000	0,000	0,010	0,189	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,189
общественные	0,000	0,132	0,000	0,000	0,000	0,132	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,056	0,000	0,000	0,056	0,188
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2																			
Всего, в т.ч. здания:	0	0	0	0,055	0,000	0,055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,055
жилые	0	0	0	0,055	0,000	0,055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,055
общественные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42																			
Всего, в т.ч. здания:	0,085	0,151	0,014	0,027	0,014	0,291	0,014	0,027	0	0	0	0,041	0	0	0	0	0	0	0,332
жилые	0,085	0,151	0,014	0,027	0,014	0,291	0,014	0,027	0	0	0	0,041	0	0	0	0	0	0	0,332
общественные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31																			
Всего, в т.ч. здания:	0,081	0,113	0,092	0	0	0,286	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,286
жилые	0,081	0,098	0,076	0	0	0,255	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,255
общественные	0	0,015	0,016	0	0	0,031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,031
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а																			
Всего, в т.ч. здания:	0,285	0,143	0,371	0,438	0,449	1,685	0,341	0,286	0,351	0,293	0,293	1,561	0,507	0,689	0,578	0,634	0,578	2,986	6,231

Продолжение таблицы 34

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
жилые	0,215	0,118	0,307	0,33	0,372	1,342	0,236	0,236	0,236	0,242	0,242	1,192	0,413	0,472	0,472	0,472	0,472	2,301	4,835
общественные	0,07	0,025	0,064	0,069	0,077	0,304	0,105	0,05	0,105	0,051	0,051	0,359	0,086	0,209	0,098	0,154	0,098	0,645	1,307
производственные	0	0	0	0,039	0	0,039	0	0	0,01	0	0	0,01	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,04	0,089
"Котельная №2" отдельно стоящая п. Туркменево (Промышленная зона)																			
Всего, в т.ч. здания:	0	0	0	0	0,089	0,089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,089
жилые	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
общественные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
производственные	0	0	0	0	0,089	0,089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,089

Таблица 35 – Приросты объемов потребления тепловой мощности на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения в зонах действия котельных г. Октябрьский, Гкал/ч

Наименование котельной	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого 2018 - 2022 гг.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2026 г.	Итого 2023 - 2027 гг.	Всего 2013-2027 гг.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6																			
Всего, в т.ч. здания:	-0,449	2,029	0	0	-0,050	1,530	-0,134	-0,085	-0,078	0	0	-0,297	-0,236	-0,072	0,370	0	0	0,0625	1,2948
жилые	-0,449	0,962	0	0	-0,050	0,462	-0,134	-0,085	-0,078	0	0	-0,297	-0,236	-0,072	0	0	0	-	-
общественные	0	1,068	0	0	0	1,068	0	0	0	0	0	0	0	0	0,370	0	0	0,3075	0,1429
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3700	1,4377
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2																			
Всего, в т.ч. здания:	-0,077	0	0	0,231	0	0,154	0	0	-0,144	0	0	-0,144	0	0	0	0	0	0	0,011

Продолжение таблицы 35

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
жилые	-0,077	0	0	0,231	0	0,154	0	0	-0,144	0	0	-0,144	0	0	0	0	0	0	0,011
общественные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42																			
Всего, в т.ч. здания:	0,474	0,846	-0,043	-0,004	-0,111	1,162	0,057	0,115	-0,185	-0,068	0	-0,081	-0,274	-0,076	0	0	0	-0,350	0,731
жилые	0,474	0,846	-0,043	-0,004	-0,111	1,162	0,057	0,115	-0,185	-0,068	0	-0,081	-0,274	-0,076	0	0	0	-0,350	0,731
общественные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31																			
Всего, в т.ч. здания:	0,452	0,721	0,528	0	0	1,701	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,701
жилые	0,452	0,590	0,388	0	0	1,430	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,430
общественные	0	0,131	0,141	0	0	0,271	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,271
производственные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а																			
Всего, в т.ч. здания:	1,955	0,926	2,077	4,199	2,14	11,298	1,779	1,36	2,201	1,173	1,173	7,685	2,341	3,294	2,627	2,995	2,627	13,883	32,865
жилые	1,237	0,708	1,565	1,388	1,561	6,458	0,992	0,992	0,992	0,871	0,871	4,715	1,487	1,7	1,7	1,7	1,7	8,284	19,457
общественные	0,719	0,218	0,512	0,515	0,579	2,544	0,787	0,368	0,787	0,303	0,303	2,547	0,516	1,257	0,59	0,957	0,59	3,91	9,001
производственные	0	0	0	2,296	0	2,296	0	0	0,422	0	0	0,422	0,338	0,338	0,338	0,338	0,338	1,689	4,407
"Котельная №2" отдельно стоящая п. Туркменево																			
Всего, в т.ч. здания:	0	0	0	0	4,203	4,203	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,203
жилые	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
общественные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
производственные	0	0	0	0	4,203	4,203	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,203
<b>Итого</b>																			
Всего, в т.ч. здания:	2,355	4,522	2,562	4,426	6,182	20,048	1,702	1,390	1,794	1,105	1,173	7,163	1,831	3,146	2,997	2,995	2,627	13,596	40,806
жилые	1,637	3,106	1,910	1,615	1,400	9,666	0,915	1,022	0,585	0,803	0,871	4,193	0,977	1,552	1,700	1,700	1,700	7,627	21,486
общественные	0,719	1,417	0,653	0,515	0,579	3,883	0,787	0,368	0,787	0,303	0,303	2,547	0,516	1,257	0,960	0,957	0,590	4,280	10,710
производственные	0,000	0,000	0,000	2,296	4,203	6,499	0,000	0,000	0,422	0,000	0,000	0,422	0,338	0,338	0,338	0,338	0,338	1,689	8,610

Таблица 36 – Объемы потребления тепловой мощности в зонах действия котельных г. Октябрьский, Гкал/ч

Наименование котельной	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	29,16	28,71	30,74	30,74	30,74	30,69	30,56	30,47	30,39	30,39	30,39	30,16	30,08	30,45	30,45	30,45
горячая вода	29,16	28,71	30,74	30,74	30,74	30,69	30,56	30,47	30,39	30,39	30,39	30,16	30,08	30,45	30,45	30,45
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	30,97	30,89	30,89	30,89	31,12	31,12	31,12	31,12	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98
горячая вода	29,97	29,89	29,89	29,89	30,12	30,12	30,12	30,12	29,98	29,98	29,98	29,98	29,98	29,98	29,98	29,98
пар	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	71,08	71,55	72,40	72,36	72,35	72,24	72,30	72,41	72,23	72,16	72,16	71,89	71,81	71,81	71,81	71,81
горячая вода	68,52	68,99	69,84	69,80	69,79	69,68	69,74	69,85	69,67	69,60	69,60	69,33	69,25	69,25	69,25	69,25
пар	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56
"Котельная №4" ул. Северная, д. 5д																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74
горячая вода	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57
пар	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
"Котельная №5" ул. Садовое Кольцо, д. 117																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
горячая вода	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
пар	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
"Котельная №6" ул. 9 Января (Первомайская, 3а)																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
горячая вода	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №7 (Дворец спорта)" ул. Девонская, д. 8/А																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26

Продолжение таблицы 36

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.
горячая вода	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №8" ул. Бакинская, д. 8																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
горячая вода	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
пар	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
"Котельная №9" Отдельно-стоящая ул. Ломоносова, д. 1/а																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,38	1,38
горячая вода	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,14	1,14
пар	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
"Котельная №10" ул. Совхозная																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
горячая вода	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №11" ул. Партизанская, д. 9																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
горячая вода	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №12" 7-й мкр ул. Герцена, д. 22 (помещение №1)																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
горячая вода	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №13" Олега Кошевого ул, д. 4																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38
горячая вода	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	4,79	5,25	5,97	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
горячая вода	4,69	5,15	5,87	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40



Продолжение таблицы 36

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.
пар	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	78,14	80,09	81,02	83,1	87,3	89,44	91,22	92,58	94,78	95,95	97,12	99,46	102,75	105,39	108,37	111,01
горячая вода	77,88	79,83	80,76	82,84	87,04	89,18	90,96	92,32	94,52	95,69	96,86	99,2	102,49	105,13	108,11	110,75
пар	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
"Котельная №16" ул. Северная, д. 8/2																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58
горячая вода	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71
пар	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87
"Котельная №17" ул. 36мкр., на территории городской больницы №2																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
горячая вода	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №18" ул. Пугачева, д.16																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
горячая вода	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная школы № 5" Кооперативная ул, 105																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
горячая вода	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №2" отдельно стоящая п. Туркменево (Промышленная зона)																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68
горячая вода	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная отдельно стоящая блочная, ул. Кувыкина, д. 49																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80

Продолжение таблицы 36

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.
горячая вода	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная отдельно стоящая, ул. 8 Марта, д. 9А																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
горячая вода	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная отдельно стоящая блочная, ул. Северная, д. 60																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54
горячая вода	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная отдельно стоящая блочная, ул. Космонавтов, д. 65																
Всего, в т.ч. по теплоносителю:	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80
горячая вода	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80
пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах выполнены с учетом 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 источников тепловой энергии, представлены в таблицах 37, 38, 39.

Таблица 37 – Прирост потребности в тепловой мощности на отопление производственных зон г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	Итого 2018 - 2022 гг.	Итого 2023 - 2027 г.	Всего 2013–2027 гг.
	"Котельная №2" отдельно стоящая п. Туркменево (Промышленная зона)									
Туркменево	Производственный корпус на территории ОАО АК «Апри»					4,1144	4,1144		0,0000	4,1144
	"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а									
Ук-120	Производственный корпус на территории ООО «Автоприбор»				2,2572		2,2572		0,0000	2,2572
Ук-120	Логистический центр								1,6488	1,6488
Ук-120	Троллейбусное депо							0,4122	0,0000	0,4122

Таблица 38 – Прирост потребности в тепловой мощности на горячее водоснабжение производственных зон г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	Адрес	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	Итого 2018 - 2022 гг.	Итого 2023 - 2027 гг.	Всего 2013–2027 гг.
	"Котельная №2" отдельно стоящая п. Туркменево (Промышленная зона)									
Туркменево	Производственный корпус на территории ОАО АК «Апри»					0,0887	0,0887	0,0000	0,0000	0,0887
	"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а									
Ук-120	Производственный корпус на территории ООО «Автоприбор»				0,0387		0,0387	0,0000	0,0000	0,0387
Ук-120	Логистический центр						0,0000	0,0000	0,0400	0,0400
Ук-120	Троллейбусное депо						0,0000	0,0100	0,0000	0,0100

Таблица 39 – Прирост потребности в тепловой мощности производственных зон г. Октябрьского, Гкал/ч

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	Котельная	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого 2013-2017 гг.	Итого 2018 - 2022 гг.	Итого 2023 - 2027 гг.	Всего 2013–2027 гг.
Туркменево	"Котельная №2" отдельно стоящая п. Туркменево (Промышленная зона), всего, в т.ч. по теплоносителю	0,000	0,000	0,000	0,000	4,203	4,203	0,000	0,000	4,203
	вода	0,000	0,000	0,000	0,000	4,203	4,203	0,000	0,000	4,203
	пар	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ук-120	"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а всего, в т.ч. по теплоносителю	0,000	0,000	0,000	2,296	0,000	2,296	0,422	1,689	4,407
	вода	0,000	0,000	0,000	2,296	0,000	2,296	0,422	1,689	4,407
	пар	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Всего по производственным зонам, в т.ч. по теплоносителю	0,000	0,000	0,000	2,296	4,203	6,499	0,422	1,689	8,610
	вода	0,000	0,000	0,000	2,296	4,203	6,499	0,422	1,689	8,610
	пар	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

## 2.7 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в расчетных элементах территориального деления в зонах действия индивидуального теплоснабжения

В соответствии с решениями рабочей группы (протокол №3 от 09.04.2013 г. и письмом № 10 от 29.04.2013 г. Главного архитектора г. Октябрьский (Приложение А) приросты площадей малоэтажного жилого фонда представлены в таблице 40

Таблица 40 – Новое жилое малоэтажное строительство в г. Октябрьском в соответствии с решениями рабочей группы (протокол №3 от 09.04.2013 г.)

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	Назначение здания	Этажность	2013, тыс.м2	2014, тыс.м2	2015, тыс.м2	2016, тыс.м2	2017, тыс.м2	Всего 2013-2017, тыс.м <sup>2</sup>	Всего 2018-2022, тыс.м <sup>2</sup>	Всего 2023-2027, тыс.м <sup>2</sup>	Всего 2013-2027, тыс.м <sup>2</sup>
32 мкр.	Жилая индивидуальная	1-2 эт	5	9	0	0	0	14			14,00
40 мкр	Жилая индивидуальная	1-2 эт	5	5	5	3	0	18			18,00
40а мкр.	Жилая индивидуальная	1-2 эт	0	0	3	5	0	8			8,00
Заитово	Жилая индивидуальная	1-2 эт	1,941	2,157	1,941	2,157	2,027	10,223			10,22
Московка	Жилая индивидуальная	1-2 эт	1,311	1,456	1,311	1,456	1,369	6,903			6,90
Муллино	Жилая индивидуальная	1-2 эт	3,071	3,412	3,071	3,412	3,208	16,174			16,17
Прометей	Жилая индивидуальная	1-2 эт	0,78	0,867	0,78	0,867	0,815	4,109			4,11
Спутник	Жилая индивидуальная	1-2 эт	0,663	0,737	0,663	0,737	0,693	3,493			3,49
Туркменево	Жилая индивидуальная	1-2 эт	1,233	1,37	1,233	1,37	1,288	6,494			6,49
Итого			18,999	23,999	16,999	17,999	9,4	87,396	0,00	0,00	87,40

Обоснование базовых удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение нового малоэтажного индивидуального строительства представлено в части 5 Главы 1 Обосновывающих материалов. Сводные данные по удельному теплоснабжению и приросту спроса на мощность малоэтажного строительства представлены в таблице 16.

Прирост потребности в тепловой мощности и тепловой энергии на нужды теплоснабжения малоэтажного индивидуального строительства г. Октябрьский представлены в таблицах 41, 42.

Таблица 41 – Прирост потребности в тепловой мощности на нужды теплоснабжения малоэтажного индивидуального строительства г. Октябрьский, Гкал/ч

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 гг.	Всего 2018-2022 гг.	Всего 2023-2027 гг.	Всего 2013-2027 гг.
32 мкр.	0,423	0,647	0,000	0,000	0,000	0,829	0,000	0,000	0,829
40 мкр	0,423	0,360	0,360	0,178	0,000	1,066	0,000	0,000	1,066
40а мкр.	0,000	0,000	0,216	0,296	0,000	0,474	0,000	0,000	0,474
Заитово	0,164	0,155	0,140	0,128	0,120	0,605	0,000	0,000	0,605
Московка	0,111	0,105	0,094	0,086	0,081	0,409	0,000	0,000	0,409
Муллино	0,260	0,245	0,221	0,202	0,190	0,958	0,000	0,000	0,958
Прометей	0,066	0,062	0,056	0,051	0,048	0,243	0,000	0,000	0,243
Спутник	0,056	0,053	0,048	0,044	0,041	0,207	0,000	0,000	0,207
Туркменево	0,104	0,099	0,089	0,081	0,076	0,385	0,000	0,000	0,385
Итого	1,607	1,726	1,222	1,066	0,557	5,176	0,000	0,000	5,176

Таблица 42 – Прирост потребности в тепловой энергии на нужды теплоснабжения малоэтажного индивидуального строительства г. Октябрьский, тыс. Гкал/год

Расчетный элемент территориального деления, (квартал)	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 гг.	Всего 2018-2022 гг.	Всего 2023-2027 гг.	Всего 2013-2027 гг.
32 мкр.	1,28	1,96	0,00	0,00	0,00	3,24	0,00	0,00	3,24
40 мкр	1,28	1,09	1,09	0,54	0,00	3,99	0,00	0,00	3,99
40а мкр.	0,00	0,00	0,65	0,90	0,00	1,55	0,00	0,00	1,55
Заитово	0,50	0,47	0,42	0,39	0,36	2,14	0,00	0,00	2,14
Московка	0,34	0,32	0,29	0,26	0,25	1,44	0,00	0,00	1,44
Муллино	0,79	0,74	0,67	0,61	0,57	3,38	0,00	0,00	3,38
Прометей	0,20	0,19	0,17	0,16	0,15	0,86	0,00	0,00	0,86
Спутник	0,17	0,16	0,14	0,13	0,12	0,73	0,00	0,00	0,73
Туркменево	0,32	0,30	0,27	0,25	0,23	1,36	0,00	0,00	1,36
Итого	4,86	5,22	3,70	3,22	1,68	18,68	0,00	0,00	18,68

В кварталах малоэтажной застройки предполагается применение децентрализованных систем теплоснабжения. Теплоснабжение предполагается осуществлять от индивидуальных поквартирных или домовых источников тепловой энергии.

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

Социально – значимые строительные фонды:

- образование;
- здравоохранение;
- культура;
- социальное обеспечение.

Существующая потребность в тепловой энергии и тепловой мощности социально значимых учреждений в зонах действия существующих котельных представлены в таблице 43. Приросты потребности в тепловой энергии социально значимыми потребителями г. Октябрьский представлены в таблицах 44, 45.

Таблица 43 – Потребность в тепловой мощности и тепловой энергии социально значимых потребителей г. Октябрьский на 2012 г.

Наименование котельной	Потребность в тепловой мощности, Гкал/ч			Потребность в тепловой энергии, тыс. Гкал/год		
	Отопление	ГВС	Всего	Отопление	ГВС	Всего
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	2,56	0,06	2,62	6,33	0,29	6,62
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	2,49	0,03	2,52	6,33	0,18	6,50
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42	6,48	1,18	7,66	16,22	6,09	22,31
"Котельная №6" ул. 9 Января (Первомайская, 3а)	0,19	0,00	0,19	0,46	0,00	0,46
"Котельная №8" ул. Бакинская, д. 8	0,18	0,07	0,25	0,44	0,37	0,81
"Котельная №9" Отдельно-стоящая ул. Ломоносова, д. 1/а	0,04	0,00	0,04	0,09	0,00	0,09
"Котельная №11" ул. Партизанская, д. 9	0,10	0,00	0,10	0,24	0,00	0,24
"Котельная №12" 7-й мкр ул. Герцена, д. 22 (помещение №1)	0,00	0,25	0,25	0,00	1,27	1,27
"Котельная №13" Олега Кошевого ул, д. 4	0,40	0,01	0,42	1,03	0,08	1,10
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31	1,24	0,02	1,26	3,06	0,10	3,16
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а	5,32	0,98	6,30	13,52	5,24	18,76
"Котельная №17" ул. 36мкр., на территории городской больницы №2	0,00	0,17	0,17	0,00	1,42	1,42
"Котельная школы № 5" Кооперативная ул, 105	0,16		0,16	0,39	0,00	0,39
Итого	19,15	2,78	21,93	48,10	15,04	63,14

Таблица 44 – Приросты потребности в тепловой мощности социально значимыми потребителями г. Октябрьский, Гкал/ч

Котельная	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 гг.	Всего 2018-2022 гг.	Всего 2023-2027 гг.	Всего 2013-2027 гг.
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6									
Всего, в т.ч.	0	0,5	0	0	0	0,5	0	0,37	0,871
отопление	0	0,444	0	0	0	0,444	0	0,314	0,758
ГВС	0	0,056	0	0	0	0,056	0	0,056	0,113
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31									
Всего, в т.ч.	0	0,033	0,035	0	0	0,068	0	0	0,068
отопление	0	0,029	0,031	0	0	0,06	0	0	0,06
ГВС	0	0,004	0,004	0	0	0,008	0	0	0,008
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а									
Всего, в т.ч.	0	0	0,074	0,083	0,074	0,23	0,631	1,57	2,431
отопление	0	0	0,064	0,072	0,064	0,199	0,545	1,314	2,058
ГВС	0	0	0,01	0,011	0,01	0,031	0,086	0,256	0,373
Котельная БМК новая									
Всего, в т.ч.	0,611	0,054	0,054	0,046	0,072	0,837	0,635	0,35	1,823
отопление	0,552	0,048	0,048	0,04	0,062	0,75	0,548	0,292	1,59
ГВС	0,059	0,006	0,006	0,006	0,01	0,087	0,087	0,058	0,233
Итого									
Всего, в т.ч.	0,611	0,587	0,163	0,129	0,146	1,635	1,266	2,29	5,193
отопление	0,552	0,521	0,143	0,112	0,126	1,453	1,093	1,92	4,466
ГВС	0,059	0,066	0,02	0,017	0,02	0,182	0,173	0,37	0,727

Таблица 45 – Приросты потребности в тепловой энергии социально значимыми потребителями г. Октябрьский, тыс. Гкал/год

Котельная	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего 2013-2017 гг.	Всего 2018-2022 гг.	Всего 2023-2027 гг.	Всего 2013-2027 гг.
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	0,000	1,294	0,000	0,000	0,000	1,294	0,000	0,957	2,253
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31	0,000	0,085	0,091	0,000	0,000	0,176	0,000	0,000	0,176
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а	0,000	0,000	0,191	0,215	0,191	0,595	1,632	4,062	6,289
Котельная БМК новая	1,581	0,140	0,140	0,119	0,186	2,165	1,643	0,905	4,716
Итого	1,581	1,519	0,422	0,334	0,378	4,230	3,275	5,924	13,434



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

Прерогатива заключения долгосрочных договоров принадлежит единой теплоснабжающей организации.

В настоящее время отсутствует информация о долгосрочных договорах на теплоснабжение в городе Октябрьский.

## **Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения города**

### **3.1 Общие положения**

Под электронной моделью системы теплоснабжения понимается математическая модель этой системы, привязанная к топографической основе городского округа города Октябрьский, предназначенная для имитационного моделирования всех процессов, протекающих в системе теплоснабжения.

Электронная модель системы теплоснабжения городского округа города Октябрьский обеспечивает:

- 1) графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе города с полным топологическим описанием связности объектов;
- 2) хранение и актуализацию данных о тепловых сетях и сооружениях на них, включая технические паспорта объектов системы теплоснабжения;
- 3) выполнение гидравлических расчетов тепловых сетей (любой степени закольцованности, в том числе гидравлических расчетов тепловых сетей при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть);
- 4) моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- 5) расчет энергетических характеристик тепловых сетей по показателям «по-тери тепловой энергии» и «потери сетевой воды»;
- 6) групповое изменение характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;
- 7) расчет и сравнение пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей;
- 8) автоматизированное определение пути движения теплоносителя до произвольно выбранного потребителя с целью расчета вероятности безотказной работы (надежности) системы теплоснабжения относительно этого потребителя;
- 9) определение существования пути движения теплоносителя до выбранного потребителя при повреждении произвольного участка тепловой сети;
- 10) автоматизированный расчет отключенных от теплоснабжения потребителей при повреждении произвольного (любого) участка тепловой сети;

11) определение зон действия изолированных систем теплоснабжения на базе единственного источника тепловой энергии.

Электронная модель системы теплоснабжения городского округа города Октябрьский разработана в программном комплексе ZuluThermo™, основой которого является географическая информационная система (ГИС) Zulu™. В ГИС созданы карты, на которые нанесены источники, тепловые сети, потребители и другие объекты города.

Модули электронной модели позволяют производить расчет тупиковых и кольцевых сетей многотрубных систем теплоснабжения с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающими от одного или нескольких источников. Модель обеспечивает выполнение теплогидравлических расчетов систем централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам. При этом используются 32 схемных решения подключения потребителей, а также 29 схем присоединения ЦТП.

Расчет систем теплоснабжения производится с учетом утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Базовый комплекс электронной модели состоит из следующих расчетных модулей:

- модуль наладочного расчета;
- модуль поверочного расчета;
- модуль конструкторского расчета;
- модуль расчета температурного графика;
- модуль построения пьезометрического графика;
- модуль решения коммутационных задач;
- модуль расчета нормативных потерь теплоты и теплоносителя.

Модуль поверочного расчета электронной модели позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы теплоснабжения, а также прогнозировать изменение температуры воздуха в зданиях потребителей. Режимы работы системы анализируются с учётом потерь теплоты и теплоносителя из тепловой сети и систем теплоснабжения фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях. Расчеты проводятся с различными исходными данными, в том числе в аварийных ситуациях: отключении отдельных участков тепловой сети, передаче теплоносителя и тепловой энергии от одного источника к

другому и т.п. В качестве теплоносителя может использоваться: вода, антифриз или этиленгликоль.

Результаты расчетов представляются в табличном и графическом виде и могут быть экспортированы в MS Excel. Картографический материал и схемы тепловых сетей оформляются в виде документов с использованием макета печати.

### 3.2 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе города и топологическим описанием связности объектов

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

Графическое представление объектов системы теплоснабжения

Источник - символьный 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 рисунке 1.

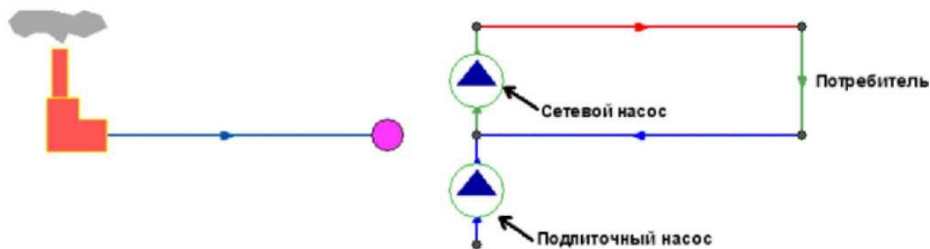


Рисунок 1 – Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) сети

При работе нескольких источников на одну тепловую сеть внешнее и внутреннее представление имеет вид, представленный на рисунке 2.

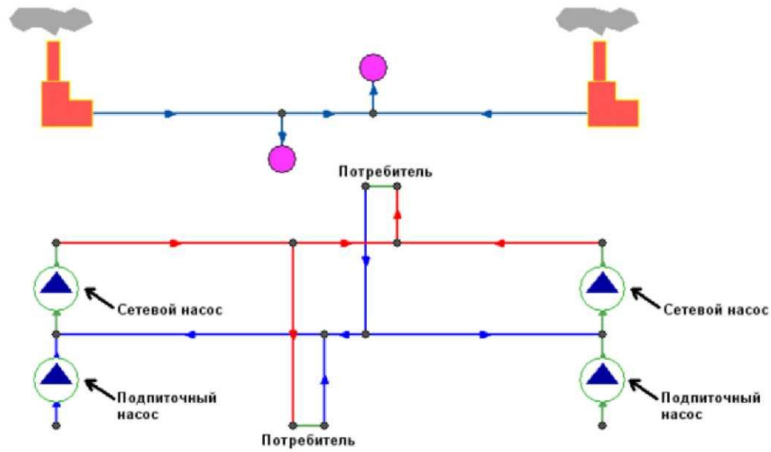
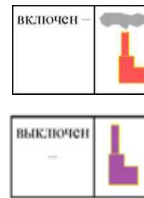


Рисунок 2 – Работа нескольких источников на одну тепловую сеть. Вверху - однолинейное изображение сети, внизу - внутреннее представление

Условные обозначения источника в зависимости от режима работы:



При работе нескольких источников на сеть один из них может выступать в качестве пикового. Внешнее и внутреннее представление для данного случая приведено на рисунке 3.

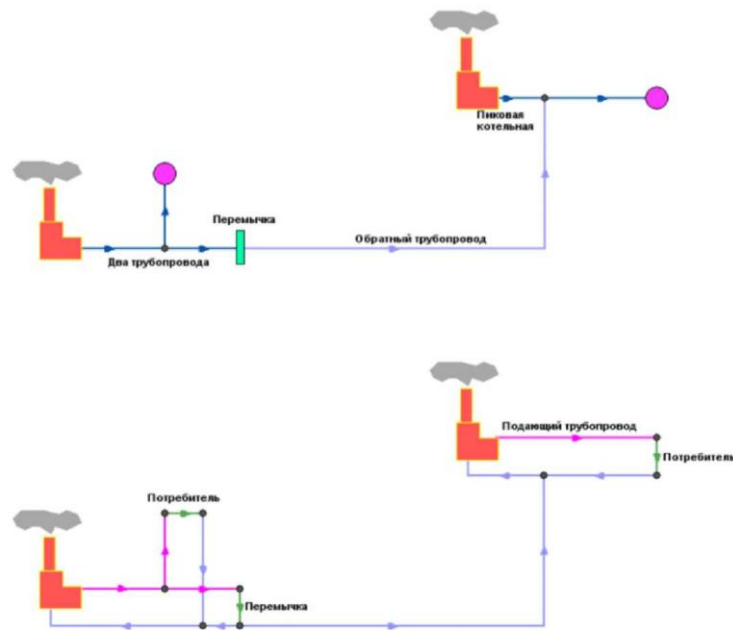


Рисунок 3 – Подключение пикового источника. Вверху - однолинейное изображение сети, внизу - внутреннее представление

Графический тип объекта - символный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как источник. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 1.

Участок - линейный объект, на котором не изменяются:

- диаметр трубопровода;
- тип прокладки;
- вид изоляции;
- расход теплоносителя.

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и соответствует стандартному изображению сети по ГОСТ 21.605-82. Участок имеет различные режимы работы: «отключен подающий», «отключен обратный» и т.п. (рисунок 4).

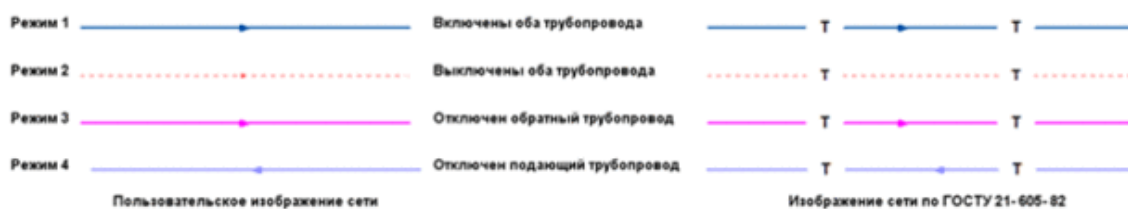


Рисунок 4 – Режимы изображения участка

На рисунке 5 изображена цепочка из участков в однолинейном изображении, имеющих разные режимы работы. Ниже приведено соответствующее ей внутреннее двухлинейное представление этой сети.



Рисунок 5 – Пример однолинейного и внутреннего представления

На рисунке 6 показана трехтрубная сеть с двумя подающими и одним обратным трубопроводами, а также четырехтрубная система.



Рисунок 6 – Изображение трехтрубной и четырехтрубной сети

Участок как тип инженерной сети может выступать в качестве отсекающего устройства. В этом случае его можно использовать для отключения объектов (например, потребителей). Графический тип объекта - линейный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как участок отсекающий. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 6.

Участок обязательно начинается и заканчивается одним из типовых узлов (объектом сети). Условия завершения участка:

- разветвление - меняется расход;
- изменение диаметра - меняется сопротивление;
- смена типа прокладки (канальная, бесканальная, воздушная) - меняются тепловые потери;
- смена вида изоляции (минеральная вата, пенополиуритан и т.д.) - меняются тепловые потери;
- смена состояния изоляции (разрушение, увлажнение, обвисание) - меняются тепловые потери.

Трубопровод может быть разделен на разные участки в любом месте даже там, где тепловые и гидравлические свойства трубопровода не меняются. Например, трубопровод может быть разделен на участки задвижкой, смотровой камерой на магистрали или узлом, разграничивающим балансовую принадлежность.

При нанесении изображения участков теплопровода стрелкой автоматически формируется направление, соответствующее заданному: от начального узла к конечному. Направление движения теплоносителя в подающем трубопроводе выявляется только после выполнения гидравлического расчета. После выполнения расчета значение расхода в подающем трубопроводе на некоторых участках может быть отрицательным. Отрицательное значение расхода означает, что направление движения теплоносителя в подающем трубопроводе на участке не совпадает с направлением изображения участков теплопровода. Расчетный модуль при установленном флажке «автоматически изменять направление участков», позволяет после выполнения расчетов (наладочный, поверочный) изменить направление стрелки на соответствующее направлению движения теплоносителя по подающему трубопроводу (значение расхода в подающем трубопроводе при этом будет всегда положительно, рисунок 7).

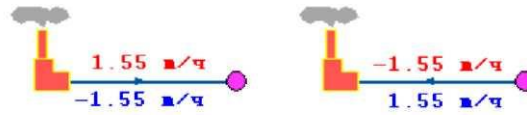


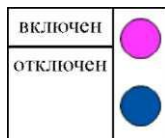
Рисунок 7 – Направление движения теплоносителя

Вспомогательный участок - линейный объект математической модели, имеющий два режима работы. Вспомогательный участок при использовании его с регуляторами давления «до себя» и «после себя» указывает место контролируемого параметра. Вспомогательный участок для ЦТП определяет начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырёхтрубной тепловой сети после ЦТП. Графический тип объекта - линейный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как участок отсекающий. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 13.

Потребитель - символьный объект тепловой сети, характеризующийся потреблением тепловой энергии и сетевой воды. В модели существует 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.

Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы:



Присоединение потребителя к тепловой сети и его внутреннее представление изображено на рисунке 8.

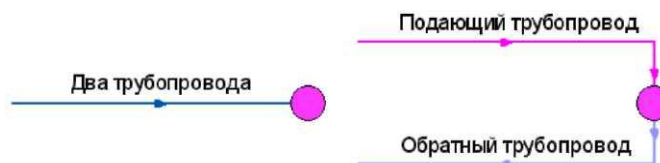


Рисунок 8 – Присоединение потребителя к тепловой сети (слева) и его внутреннее представление (справа)

Внутренняя кодировка потребителя зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Используются схемы элеваторные, с насосным смешением, 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 модуле предусмотрено использование 32-х схем присоединения потребителей. Графический тип объекта - символьный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как потребитель. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 3.

«Обобщенный потребитель» - символьный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением. Таким потребителем моделируется общая нагрузка квартала (рисунок 9).

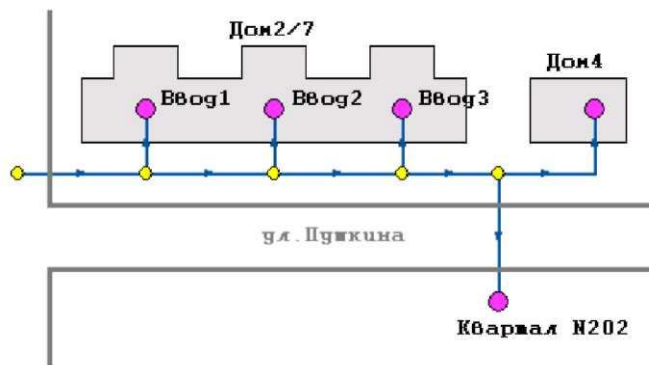


Рисунок 9 – Пример обобщенного потребителя

Объект используется, когда возникает необходимость рассчитать гидравлику сети без информации о тепловых нагрузках и конкретных схемах присоединения потребителей к тепловой сети (например, при расчете магистральных сетей без информации о квартальных сетях для оценки потерь напора в магистралях при задании обобщенных расходов в точках присоединения кварталов к магистральной сети). Условное обозначение обобщенного потребителя в зависимости от режима работы:

включен	
отключен	

Обобщенный потребитель не всегда является конечным объектом сети. В связи с этим, обобщенный потребитель может быть установлен на транзитном участке. Схема подключения обобщенных потребителей к тепловой сети представлена на рисунке 10.






Рисунок 10 – Сеть с обобщенными потребителями

Графический тип объекта - символьный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как потребитель. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 12.

Узел - символьный объект тепловой сети. В тепловой сети узлами являются все объекты сети, кроме источника, потребителя и участков. В математической модели внутреннее представление объектов (кроме источника, потребителя, переключки, ЦТП и регуляторов) моделируется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.

Простой узел - символьный объект тепловой сети, например, разветвление трубопровода, смена прокладки, вида изоляции или точка контроля для регулятора.

Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы:

Тепловая камера	
Разветвление	
Смена диаметра	

На рисунке 11 показан внешний вид узла в однолинейном изображении и во внутреннем представлении в математической модели. В математической модели объект представляется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.



Рисунок 11 – Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) узла

На рисунке 12 представлен вариант подключения одного трубопровода (подающего) к двухтрубной тепловой сети.

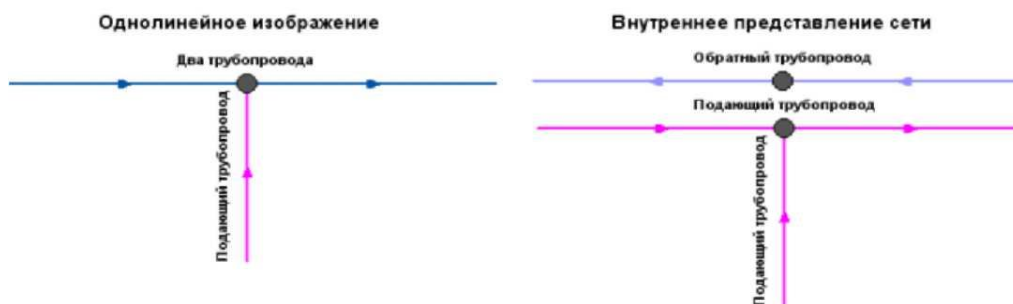


Рисунок 12 – Подключение подающего трубопровода к тепловой сети

Графический тип объекта - символьный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как узел. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 2.

Центральный тепловой пункт (ЦТП) - символьный элемент тепловой сети, характеризующийся возможностью дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии. Условное обозначение ЦТП:



Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть с индивидуальными потребителями (рисунок 13).

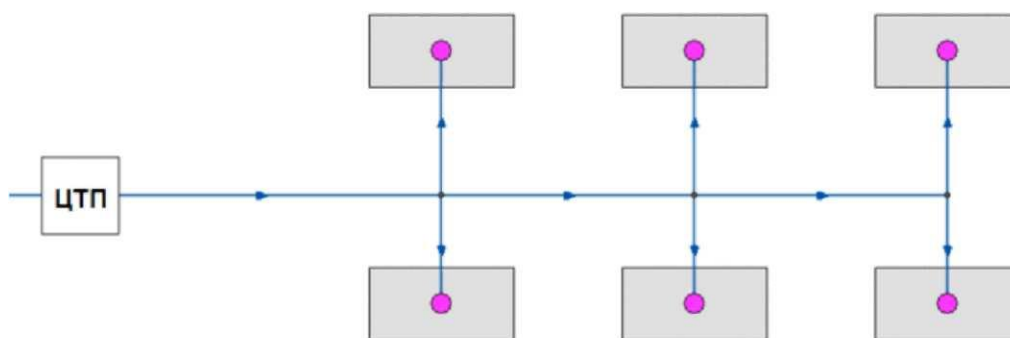


Рисунок 13 – Двухтрубная сеть после ЦТП

Внутренняя кодировка ЦТП зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Это может быть, например, групповой элеватор или независимое подключение группы потребителей. Данный расчетный модуль содержит 29 схем присоединения ЦТП. В ЦТП может входить и выходить только один участок тепловой сети (подающий и обратный трубопровод). При этом, входящий участок направлен к ЦТП (направление стрелки), а выходящий - от ЦТП к следующему объ-

екту. Исключением из данного правила является четырёхтрубная тепловая сеть после ЦТП, в этом случае из ЦТП выходят два участка - один основной и один вспомогательный. Вспомогательный участок используется для подключения трубопровода горячего водоснабжения. Пример однолинейного изображения четырёхтрубной тепловой сети после ЦТП показан на рисунке 14. Графический тип объекта - символьный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как узел. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 8.

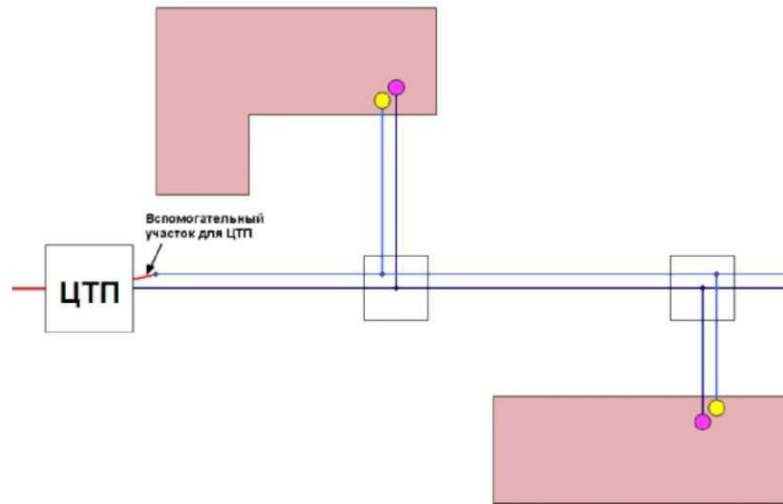


Рисунок 14 – Однолинейное изображение четырёхтрубной сети после ЦТП

Вспомогательный участок указывает начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырёхтрубной тепловой сети после ЦТП. Этот небольшой участок заканчивается простым узлом, к которому подключается трубопровод горячего водоснабжения (рисунок 15).

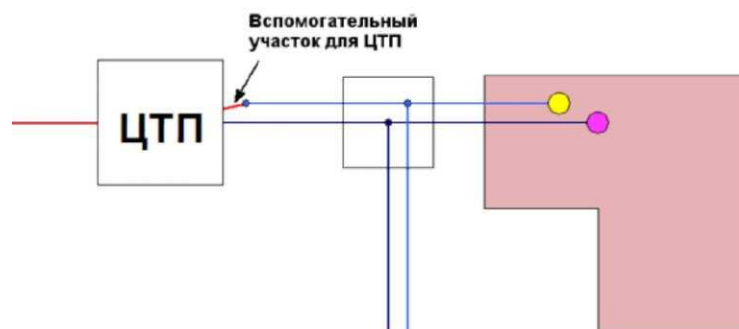


Рисунок 15 – Подключение трубопровода ГВС

Насосная станция - символьный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса. Условное обозначение насосной станции:



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 (рисунок 16).



Рисунок 16 – Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети с насосными станциями

Последовательная и параллельная установка насосов на станции в модели схематически изображаются так, как показано на рисунке 17. Если установленные насосы имеют одинаковые характеристики, то на схеме они обозначаются одним объектом с указанием количества работающих насосов.

Графический тип объекта - символьный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как узел. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 4.

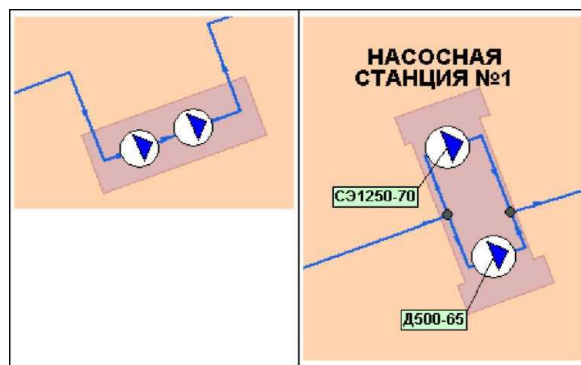
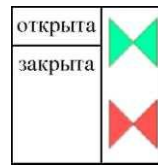


Рисунок 17 – Насосы, работающие последовательно (слева) и параллельно, разных марок (справа)

Задвижка - символьный 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

«Открыто». Условное обозначение запорно-регулирующего устройства в зависимости от режима 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 (рисунок 18).

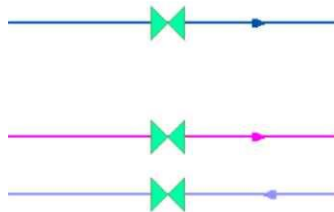


Рисунок 18 – Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети с задвижками

Задвижка в режиме «Закрыто» во внутреннем представлении моделируется двумя закрытыми задвижками на обоих трубопроводах. Изображение задвижек, расположенных внутри тепловой камеры, показано на рисунке 19.

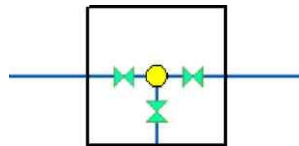
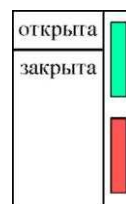


Рисунок 19 – Детализировка тепловой камеры

Графический тип объекта - символьный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как отсекающее устройство. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 5.

Перемычка - символьный объект тепловой сети, моделирующий участок между подающим и обратным трубопроводами. Условное обозначение перемычки в зависимости от режима работы:



Перемычка во внутреннем представлении является участком, соединяющим подающий и обратный трубопроводы, как показано на рисунке 20.



Рисунок 20 – Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) сети с перемычкой

Так как перемычка в однолинейном изображении представлена узлом, то изображение соединения между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка выполняется так, как представлено на рисунке 21.



Рисунок 21 – Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) сети с перемычкой между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка

С помощью перемычек можно моделировать летний режим работы открытых систем централизованного теплоснабжения в случаях, когда теплоноситель может подаваться к потребителям как по подающему, так и по обратному трубопроводам, без возврата воды на источник. Переходы между подающими и обратными трубопроводами осуществляются через перемычки. Изображение этой схемы и её внутреннее представление показаны на рисунке 22.

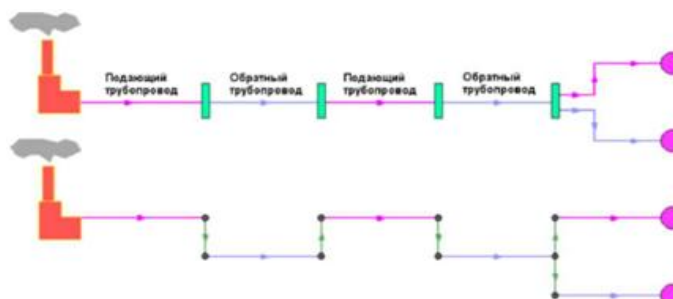
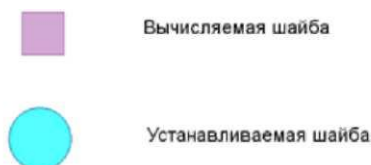


Рисунок 22 – Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети для летнего режима работы открытых систем централизованного теплоснабжения

Графический тип объекта - символьный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как узел. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 11.

Дроссельная шайба - символьный объект тепловой сети, характеризуемый фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы. Дроссельная шайба имеет два режима работы:



Для объекта «Вычисляемая шайба» в результате наладочного расчета определяется количество шайб и их диаметр.

Для объекта «Устанавливаемая шайба» заносится информация о количестве этих устройств и их диаметре.

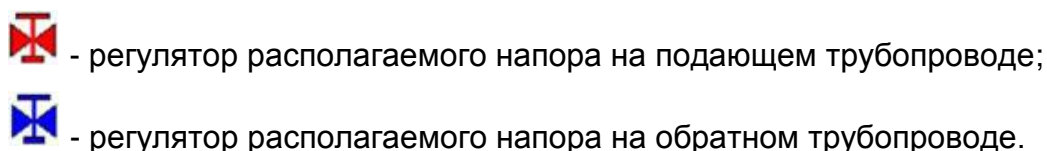
Дроссельная шайба в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении, в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах (рисунок 23).



Рисунок 23 – Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) сети с дроссельными шайбами

Графический тип объекта - символьный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как узел. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 7.

Регулятор располагаемого напора - символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданный располагаемый напор после себя:



Регулятор располагаемого напора устанавливается, в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном (рисунок 24).



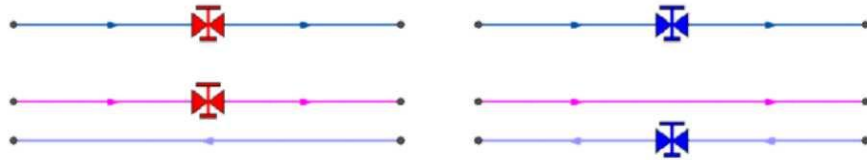


Рисунок 24 – Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети с регуляторами располагаемого напора

Графический тип объекта - символьный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как узел. Уникальный номер (ID) в структуре слоя тепловой сети - ID 7.

Регулятор расхода - символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданный расход теплоносителя:



- регулятор расхода на подающем трубопроводе;



- регулятор расхода на обратном трубопроводе.

Устанавливается, в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном.

*Регулятор давления* - это символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданное давление в трубопроводе «до себя» или «после себя»:



- регулятор давления на подающем трубопроводе;



- регулятор давления на обратном трубопроводе.

Устанавливается, в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном (рисунок 25).



Рисунок 25 – Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети с регуляторами давления

Регулятор давления, установленный на подающем или обратном трубопроводе, контролирует давление «до себя» или «после себя» (рисунок 26). Для указания работы регулятора устанавливается узел контроля (простой узел) и выполняется соединение их вспомогательным участком.

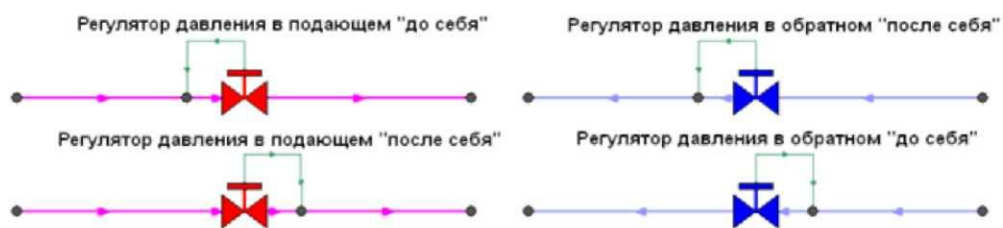


Рисунок 26 – Изображения регуляторов давления "до себя" и "после себя"

На рисунке 27 показан участок трубопровода, на котором установлен регулятор давления «после себя» на подающем трубопроводе, регулирующий давление на всасывающем патрубке насосной станции.

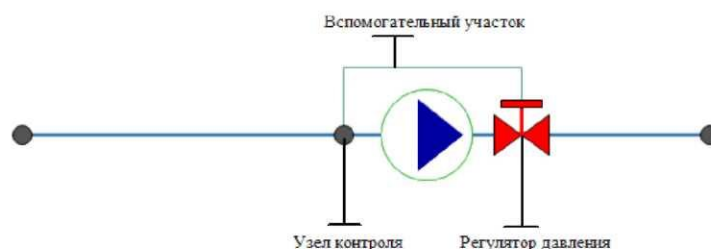


Рисунок 27 – Регулятор давления «до себя» на подающем трубопроводе

### 3.2.1 Привязка объектов системы теплоснабжения к топографической основе города

Тепловая сеть изображается на карте с привязкой к местности (по координатам, с привязкой к окружающим объектам), что позволяет проводить теплогидравлические расчеты и решать другие задачи, исходя из точного местонахождения тепловых сетей. Пример изображения тепловой сети на карте с привязкой к местности приведен на рисунках 28, 29. Общее изображение тепловых сетей городского округа города Октябрьский приведено в приложении В.

Тепловая сеть изображается схематично, при этом важно, что объекты тепловой сети (узлы) соединяются участками (дугами). Степень детализации при изображении тепловой сети на карте с привязкой к местности или при схематичном изображении может быть различной. Наличие компенсаторов и запорных устройств влияет на гидравлические потери в тепловой сети. Все местные сопротивления заносятся в базу данных для адекватного моделирования гидравлических потерь. В связи с этим, точность и детальность отображения сети на карте на результаты расчетов не влияют.

### 3.2.2 Топологическое описание связности объектов

Топологическое описание тепловой сети находится в файле описателя, формируемого автоматически в процессе разработки электронной модели. Так например, описание растрового изображения содержится в текстовом файле с расширением ZRS. Файл состоит из следующих блоков:

- заголовок;
- параметры привязки;
- точки привязки;
- область отображения.

Параметры блоков файла описаны ниже, а пример содержания файла описателя приведен в п. «Пример файла описателя».

#### 3.2.3 Заголовок

Заголовок состоит из трех строк:

- Zulu GIS Data – обязательно должна быть первой строкой файла;
- Version: 7.0 – версия описателя;
- Type: raster – указывает на то, что описываются растровые данные.

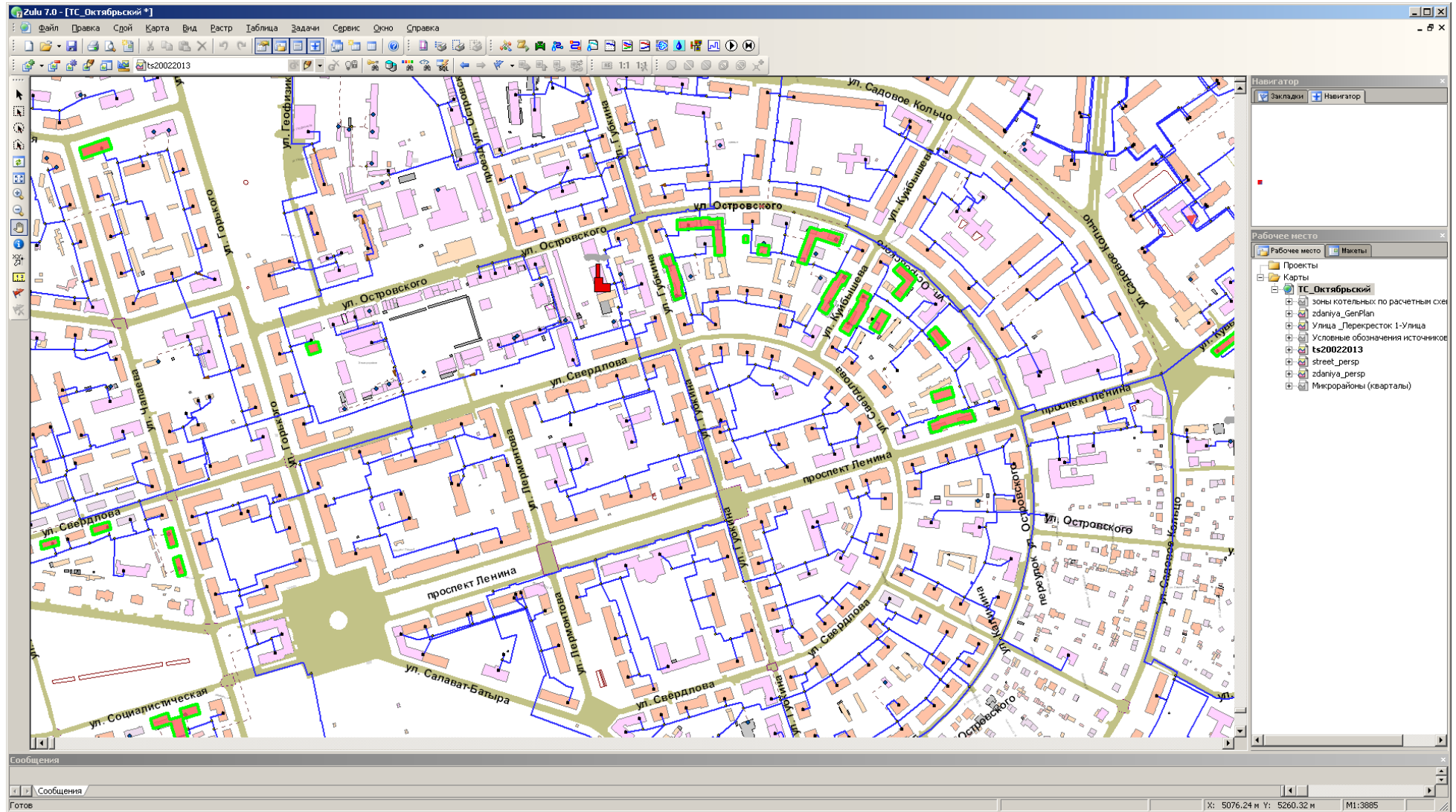


Рисунок 28 – Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе городского округа города Октябрьский.

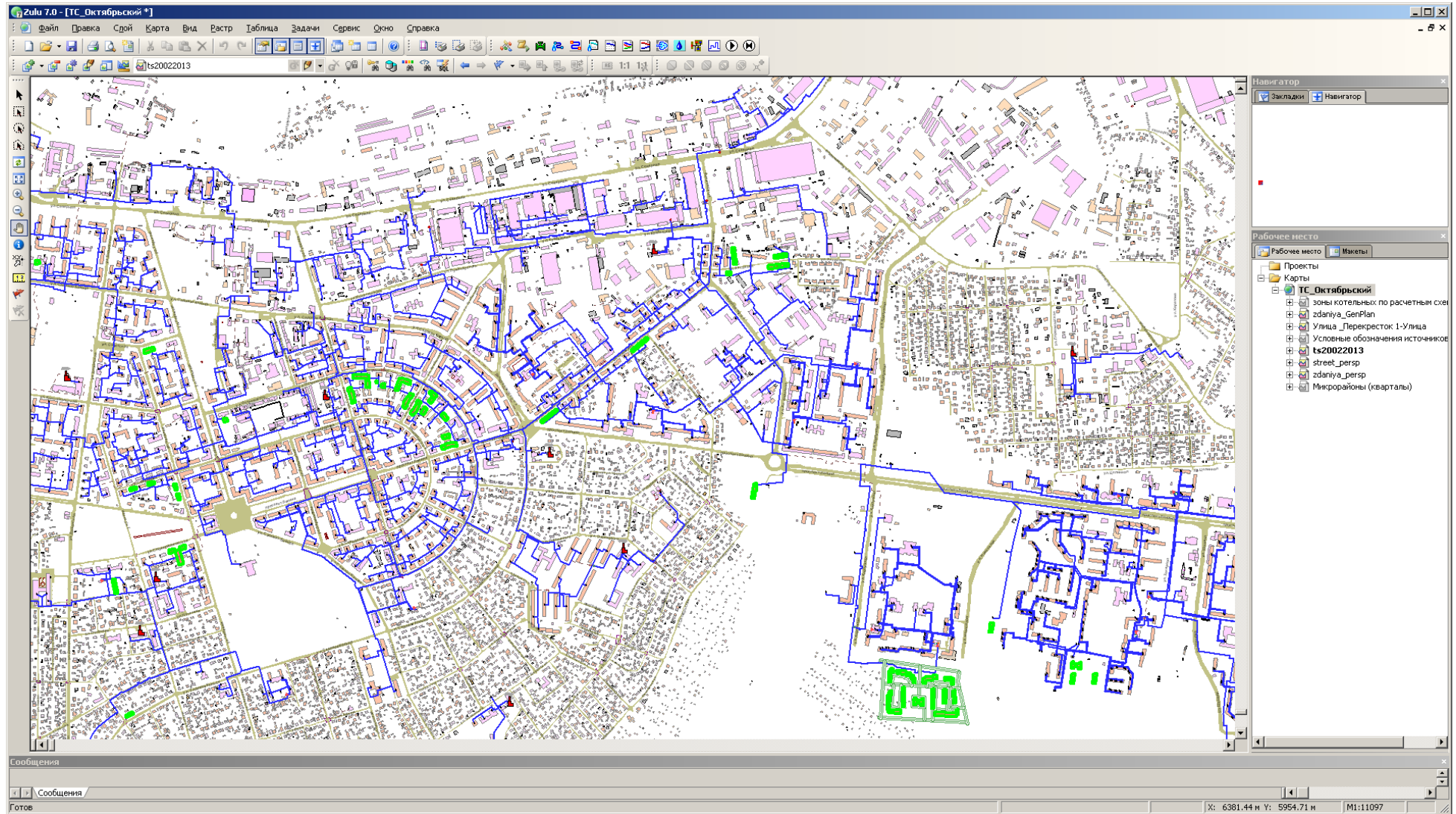


Рисунок 29 – Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе городского округа города Октябрьский

### 3.2.4 Параметры

В зависимости от системы координат точек привязки количество параметров может быть различно. Каждый параметр задается в отдельной строке файла (таблица 46). Формат параметров: <название><двоеточие><пробел><значение>.

Таблица 46 – Параметры описателя

Параметр	Единицы	Описание
File	Строка	Имя файла растрового изображения может содержать либо полный путь, либо путь относительно файла описателя
Timestamp Xmin Ymin Xmax Ymax		Служебные параметры. Создаются системой
Units	Строка	Единица измерения координат местности точек привязки. Могут принимать значения: "degree" – градусы "m" – метры "cm" – сантиметры "km" – километры
Datum	Число	Код датума
Projection	Число	
K0	Число	Масштабный коэффициент
Lon0	Градусы	Центральный меридиан
Lat0	Градусы	Начальная широта
Lon1	Градусы	Стандартная широта 1
Lon2	Градусы	Стандартная широта 2
FE	Метры	Восточное смещение
FN	Метры	Северное смещение
White	Строка	Отображение белого цвета. Может принимать значения "Yes" "No". По умолчанию – "Yes"
Transparency	Число	Прозрачность изображения. Может принимать значения от 0 до 100. 0 – полностью непрозрачный
Cache	строка	Наличие постоянного кэша. Может принимать значения "On" "Off". По умолчанию – "Off". Работает только для файлов в формате BMP
Color BkColor	шестнадцатеричное число	Два цвета для палитры монохромных растров



### 3.2.5 Точки привязки

Первая строка блока имеет вид:

Points: <n>, где n – количество точек привязки.

Далее, следуют строки, по количеству точек привязки, содержащие координаты точек привязки в формате: <X растра><пробел><Y растра><пробел><N местности><пробел><E местности>

X, Y растра – целые числа, задающие координаты точки на растре в пикселях. Ось X направлена вправо, ось Y – вниз. Точка (0, 0) – верхний левый угол растра.

N, E местности – десятичные числа, задающие координаты на местности, соответствующие указанному выше проекции и единицам измерения. Ось N направлена вверх, ось E – вправо.

### 3.2.6 Область отображения

Область отображения – это полигон, вершины которого задаются последовательностью точек на растре. В описателе растрового изображения этот раздел может отсутствовать.

Первая строка: CutPoints: <n>, где n – количество вершин полигона.

Далее, следуют строки, по количеству вершин полигона, содержащие координаты точек на растре: <X растра><пробел><Y растра>

X, Y растра – целые числа, задающие точку на растре в пикселях. Ось X направлена вправо, ось Y – вниз.

Точка (0, 0) – верхний левый угол растра.

Пример файла описателя

Zulu GIS Data

Version: 7.0

Type: raster

File: 001M--J39.GIF

Timestamp: 30103300-698323200

Units: degree

Xmin: 3972564.670000

Ymin: 216600.080000

Xmax: 4444092.370000

Ymax: 783936.560000

Datum: 1001

Projection: 8

K0: 1.00000

Lon0: 51.00000000

FE: 500000.000000

FN: 0.000000

Points: 9

188 79 40.000000 48.000000

2211 101 40.000000 51.000000

4231 54 40.000000 54.000000

146 1828 38.000000 48.000000

2225 1848 38.000000 51.000000

4297 1803 38.000000 54.000000

99 3575 36.000000 48.000000

2236 3596 36.000000 51.000000

4363 3550 36.000000 54.000000

CutPoints: 32

188 79

694 91

1199 99

1705 102

2210 101

2715 96

3220 86

3725 72

4231 54

4248 491

4265 928



4282 1365  
4298 1802  
4315 2239  
4331 2676  
4347 3113  
4363 3550  
3830 3568  
3297 3581  
2764 3590  
2231 3595  
1698 3596  
1165 3593  
632 3586  
99 3575  
109 3138  
120 2701  
131 2264  
142 1827  
153 1390  
165 953  
176 516

Описание файловой структуры пакета, а также особенностей формирования схем теплоснабжения различной степени сложности приведены в руководствах и инструкциях производителя ПК «ZuluTermo» (ООО «Политерм» [www.politerm.com](http://www.politerm.com)).

### **3.3 Паспортизация объектов системы теплоснабжения**

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

Система паспортизации включает описания следующих основных объектов:

- Источник;
- Участок;
- Потребитель;
- Обобщенный потребитель;
- ЦТП;
- Узел;
- Насосная станция;
- Задвижка.

Примеры представления данных по объектам паспортизации в системе «ZuluTermo» приведены на рисунках 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37 и приложении Г.

При описании индивидуальных технических характеристик указанных объектов используются следующие типы данных:

- данные паспорта теплосетевого объекта - Д;
- данные произведенного расчета электронной моделью - Р.

В таблицах 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54 представлено описание полей баз данных по объектам паспортизации системы «ZuluTermo».

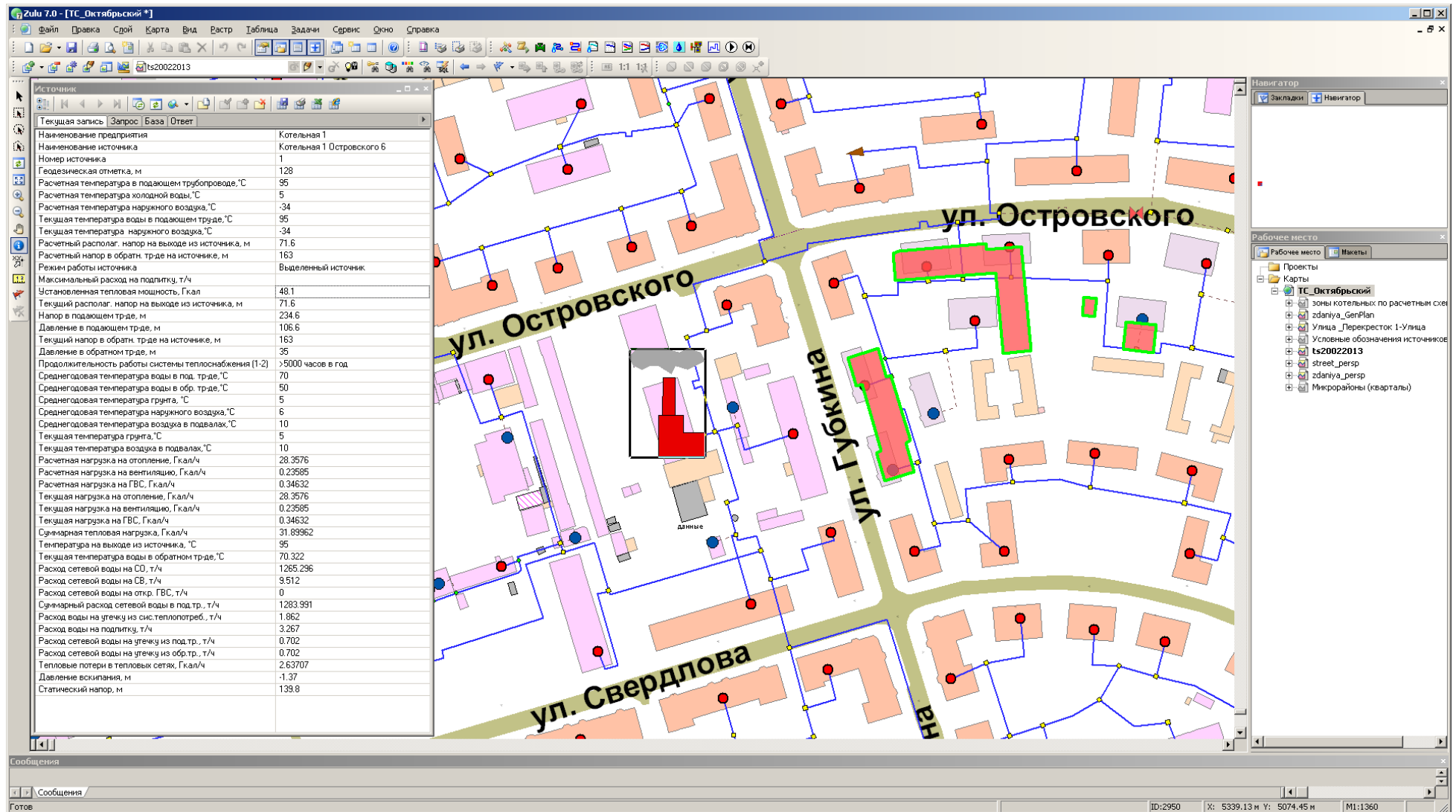


Рисунок 30 – Представление базы данных по объекту паспортизации Источник тепловой сети в ПК «ZuluTermo»

Таблица 47 – Описание полей баз данных по объекту паспортизации Источник тепловой сети в ПК «ZuluTermo»

№ п.п.	Пользовательское наименование поля	Единицы измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1.	2.	3.	4.	5.
1	Наименование предприятия	-	Д	
2	Наименование источника	-	Д	
3	Номер источника	-	Д	Задается пользователем цифрой, например 1, 2, 3 и т.д. по количеству котельных на предприятии. После выполнения расчетов присвоенный номер источника прописывается у всех объектов, которые запрашиваются от этой котельной
4	Геодезическая отметка	м	Д	
5	Расчетная температура в подающем трубопроводе	°С	Д	
6	Расчетная температура холодной воды	°С	Д	
7	Расчетная температура наружного воздуха	°С	Д	
8	Текущая температура воды в подающем тру-де	°С	Д	Задается текущая температура воды в подающем трубопроводе (на выходе из источника), например 70, 100, 120, 150 и т.д. °С. Данное значение должно обязательно задаваться при выполнении поверочного расчета системы централизованного теплоснабжения
9	Текущая температура наружного воздуха	°С	Д	Задается текущая температура наружного воздуха, например +8, -5, -10, -20 и т.д. °С. Данное значение должно обязательно задаваться при выполнении поверочного расчета системы централизованного теплоснабжения
10	Расчетный располагаемый напор на выходе из источника	м	Д	
11	Расчетный напор в обратном трубопроводе на источнике	м	Д	

Продолжение таблицы 47

1.	2.	3.	4.	5.
12	Режим работы источника		Д	<p>Задается пользователем режим работы источника:</p> <p>0 - источник будет определяющим при работе на сеть. В этом случае данный источник будет характеризоваться расчетным располагаемым напором, расчетным напором в обратном трубопроводе и максимальной подпиткой сети, которую он может обеспечить.</p> <p>1 – источник не имеет своей подпитки, располагаемый напор на этом источнике поддерживается постоянным, а напор в обратном трубопроводе зависит от режима работы сети и определяющего источника;</p> <p>2 - источник не имеет своей подпитки, но поддерживает напор в обратном трубопроводе на заданном уровне, при этом располагаемый напор меняется в зависимости от режима работы сети и определяющего источника;</p> <p>3 - источник, имеющий подпитку с заданным расчетным располагаемым напором и расчетным напором в обратном трубопроводе.</p> <p>4 - источник, имеющий фиксированную подпитку с заданным расчетным располагаемым напором. Напор в обратном трубопроводе на источнике будет зависеть от величины этой подпитки, режима работы системы и соседних источников включенных в сеть</p>
13	Максимальный расход на подпитку	т/ч	Д	
14	Текущий располагаемый напор на выходе из источника	м	Р	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
15	Напор в подающем трубопроводе, м	м	Р	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
16	Давление в подающем трубопроводе, м	м	Р	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
17	Текущий напор в обратном трубопроводе на источнике	м	Р	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
18	Давление в обратном трубопроводе, м	м	Р	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
19	Продолжительность работы системы теплоснабжения (1-2)	ч	Д	Задается пользователем число часов работы системы теплоснабжения в год: 1 - менее 5000 часов; 2 - более 5000 часов
20	Среднегодовая температура воды в подающем трубопроводе	°С	Д	
21	Среднегодовая температура воды в обратном трубопроводе	°С	Д	
22	Среднегодовая температура грунта	°С	Д	

Продолжение таблицы 47

1.	2.	3.	4.	5.
23	Среднегодовая температура наружного воздуха	°С	Д	
24	Среднегодовая температура воздуха в подвалах	°С	Д	
25	Текущая температура грунта	°С	Д	
26	Текущая температура воздуха в подвалах	°С	Д	
27	Расчетная нагрузка на отопление	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех расчетных нагрузок на отопление подключенных к данному источнику
28	Расчетная нагрузка на вентиляцию	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех расчетных нагрузок на вентиляцию подключенных к данному источнику
29	Расчетная нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех расчетных нагрузок на горячее водоснабжение подключенных к данному источнику
30	Текущая нагрузка на отопление	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех текущих нагрузок на отопление подключенных к данному источнику
31	Текущая нагрузка на вентиляцию	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех текущих нагрузок на вентиляцию подключенных к данному источнику
32	Текущая нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех текущих нагрузок на горячее водоснабжение подключенных к данному источнику
33	Суммарная тепловая нагрузка	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
34	Текущая температура воды в обратном трубопроводе	°С	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
35	Расход сетевой воды на СО	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
36	Расход сетевой воды на СВ	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
37	Расход сетевой воды на ГВС	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
38	Суммарный расход сетевой воды в подающем трубопроводе	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
39	Расход воды на утечку из системы теплоснабжения	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
40	Расход воды на подпитку	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
41	Расход сетевой воды на утечку из под.тр.	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
42	Расход сетевой воды на утечку из обр.тр.	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
43	Тепловые потери в тепловых сетях	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
44	Давление вскипания	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета

Продолжение таблицы 47

45	Статический напор	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
46	Установленная тепловая мощность	ГКал	Д	Для поверочного расчета задается, если необходимо, значение тепловой нагрузки, больше которой выработать не может. При достижении предельного значения подключенной нагрузки в процессе расчета, будет соответственно снижена текущая температура на выходе из источника

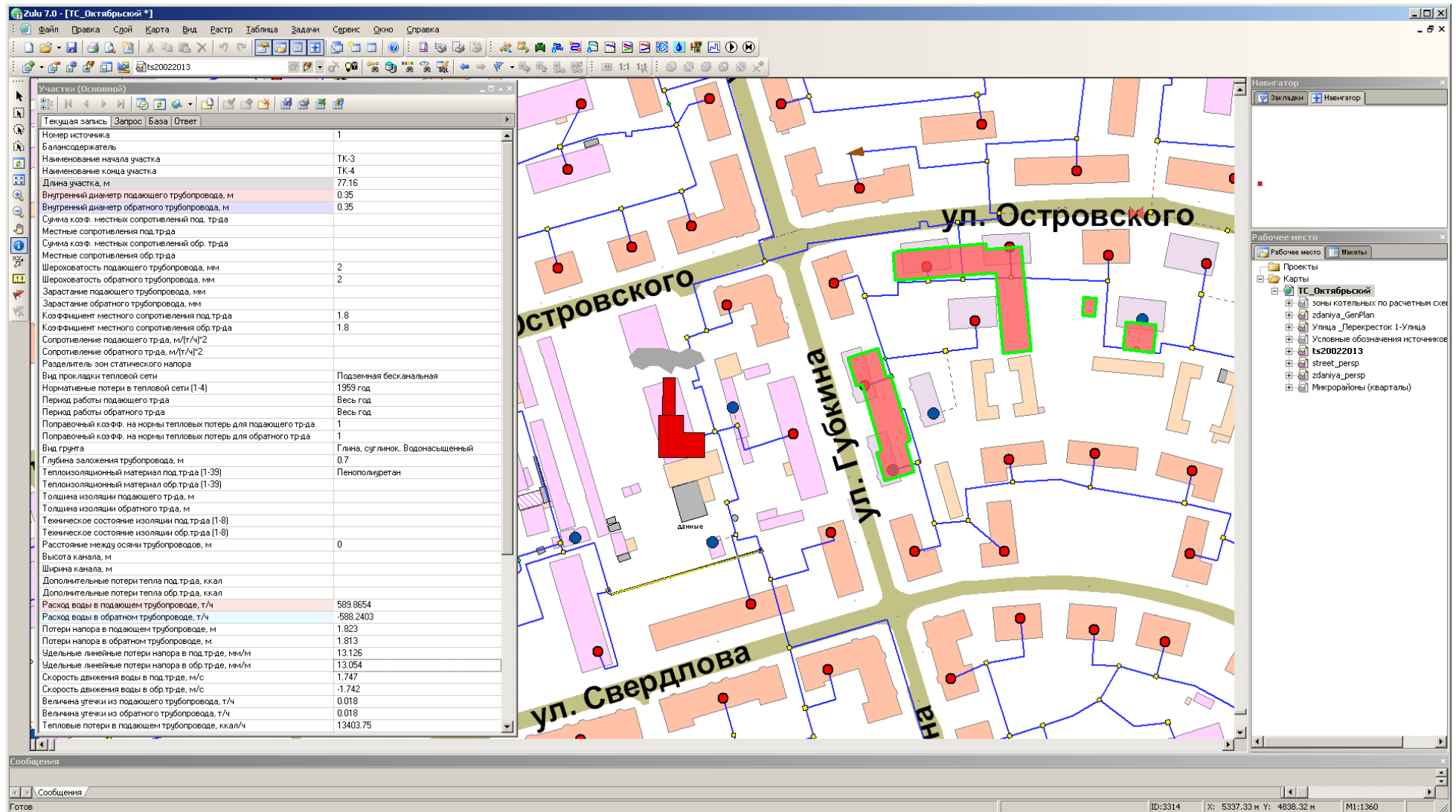


Рисунок 31 – Представление базы данных по объекту паспортизации Участки тепловой сети в ПК «ZuluTermo»



Таблица 48 – Описание полей баз данных по объекту паспортизации Участки тепловой сети в ПК «ZuluTermo»

№ п.п.	Пользовательское наименование поля	Единицы измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1.	2.	3.	4.	5.
1	Номер источника	-	Д	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запрашивается данный участок тепловой сети
2	Наименование начала участка	-	Д	Записывается наименование начала участка (наименование узла, тепловой камеры, с которой данный участок начинается), например ТК-15. После заполнения наименований всех узлов возможно автоматическое заполнение названия начала и конца участка
3	Наименование конца участка	-	Д	Записывается наименование конца участка (наименование узла, тепловой камеры, в которой данный участок заканчивается), например ТК-16. После заполнения наименований всех узлов возможно автоматическое заполнение названия начала и конца участка
4	Длина участка	м	Д	Задается длина участка в плане с учетом длины П-образных компенсаторов, например 100, 150 м. Данное поле можно заполнить автоматически, сняв длину участка с карты в масштабе
5	Внутренний диаметр подающего трубопровода	м	Д	
6	Внутренний диаметр обратного трубопровода	м	Д	
7	Сумма коэффициент местных сопротивлений подающего трубопровода	-	Д	
8	Местные сопротивления подающего трубопровода	-	Д	
9	Сумма коэффициент местных сопротивлений обратного трубопровода	-	Д	
10	Местные сопротивления обратного трубопровода	-	Д	
11	Шероховатость подающего трубопровода	мм	Д	
12	Шероховатость обратного трубопровода	мм	Д	
13	Зарастание подающего трубопровода	мм	Д	
14	Зарастание обратного трубопровода	мм	Д	
15	Коэффициент местного сопротивления подающего трубопровода	-	Д	Задается пользователем коэффициент местного сопротивления для подающего трубопровода, например, 1.1, 1.2. В этом случае действительная длина участка трубопровода будет увеличена на 10 или 20%.

Продолжение таблицы 48

1.	2.	3.	4.	5.
16	Коэффициент местного сопротивления обратного трубопровода	-	Д	Задается пользователем коэффициент местного сопротивления для обратного трубопровода, например, 1.1, 1.2. В этом случае действительная длина участка трубопровода будет увеличена на 10 или 20%.
17	Сопротивление подающего трубопровода	м/(т/ч) * 2	Д	Задается пользователем величина сопротивления подающего трубопровода. Данная величина задается для уточнения математической модели в случае, если были проведены замеры расхода теплоносителя и давления в начале и конце участка сети.
18	Сопротивление обратного трубопровода	м/(т/ч) * 2	Д	Задается пользователем величина сопротивления обратного трубопровода. Данная величина задается для уточнения математической модели в случае, если были проведены замеры расхода теплоносителя и давления в начале и конце участка сети.
19	Вид прокладки тепловой сети	-	Д	Вид прокладки задается цифрой от 1 до 4. 0 - прокладываемый трубопровод не имеет тепловой изоляции; 1 - надземная; 2 - канальная; 3 - бесканальная; 4 - подвальная
20	Нормативные потери в тепловой сети (1-3)	-	Д	Задается пользователем. Нормируемые потери определяются по нормам: 1 - 1959 г.; 2 - 1988 г.; 3 - 1997 г.; 4 - 2003 г.
21	Поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь для подающего трубопровода	-	Д	
22	Поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь для обратного трубопровода	-	Д	
23	Вид грунта	-	Д	
24	Глубина заложения трубопровода	м	Д	
25	Теплоизоляционный материал подающего трубопровода (1-39)	-	Д	
26	Теплоизоляционный материал обратного трубопровода (1-39)	-	Д	
27	Толщина изоляции подающего трубопровода	м	Д	
28	Толщина изоляции обратного трубопровода	м	Д	
29	Техническое состояние изоляции подающего трубопровода (1-8)	-	Д	
30	Техническое состояние изоляции обратного трубопровода (1-8)	-	Д	
31	Расстояние между осями трубопроводов	м	Д	
32	Высота канала	м	Д	
33	Ширина канала	м	Д	

Продолжение таблицы 48

1.	2.	3.	4.	5.
34	Дополнительные потери тепла подающего трубопровода	ккал	Д	Наряду с тепловыми потерями через изоляцию, имеется возможность задавать дополнительные фиксированные тепловые потери. Эту возможность можно использовать, например, для моделирования отбора тепла в случае трубопроводов-спутников
35	Дополнительные потери тепла обратного трубопровода	ккал	Д	Наряду с тепловыми потерями через изоляцию, имеется возможность задавать дополнительные фиксированные тепловые потери. Эту возможность можно использовать, например, для моделирования отбора тепла в случае трубопроводов-спутников
36	Расход воды в подающем трубопроводе	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
37	Расход воды в обратном трубопроводе	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
38	Потери напора в подающем трубопроводе	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
39	Потери напора в обратном трубопроводе	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
40	Удельные линейные потери напора в подающем трубопроводе	мм/м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
41	Удельные линейные потери напора в обратном трубопроводе	мм/м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
42	Скорость движения воды в подающем трубопроводе	м/с	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
43	Скорость движения воды в обратном трубопроводе	м/с	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
44	Величина утечки из подающего трубопровода	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета. Процент утечки из тепловой сети задается перед выполнением расчетов в пункте меню "Настройка", по умолчанию процент утечки 0.25
45	Величина утечки из обратного трубопровода	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета. Процент утечки из тепловой сети задается перед выполнением расчетов в пункте меню "Настройка", по умолчанию процент утечки 0.25
46	Тепловые потери в подающем трубопроводе	ккал/ч	Р	Значение фактических тепловых потерь в подающем трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
47	Тепловые потери в обратном трубопроводе	ккал/ч	Р	Значение фактических тепловых потерь в обратном трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
48	Среднегодовые удельные тепловые потери подающего трубопровода	ккал/ч * м	Р	Значение среднегодовых удельных потерь тепла подающего трубопровода, (ккал/час) /м определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
49	Среднегодовые удельные тепловые потери обратного трубопровода	ккал/ч * м	Р	Значение среднегодовых удельных потерь тепла обратного трубопровода, (ккал/час) /м определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета

Продолжение таблицы 48

1.	2.	3.	4.	5.
50	Нормативные эксплуатационные тепловые потери подающего трубопровода	ккал/ч*м <sup>2</sup> *С	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
51	Нормативные эксплуатационные тепловые потери обратного трубопровода	ккал/ч*м <sup>2</sup> *С	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
52	Температура в начале участка подающего трубопровода	°С	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
53	Температура в конце участка подающего трубопровода	°С	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
54	Температура в начале участка обратного трубопровода	°С	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
55	Температура в конце участка обратного трубопровода	°С	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
56	Диаметр подающего трубопровода (конструкторский)	м	Р	Значение данной величины определяется в результате Конструкторского расчета
57	Диаметр обратного трубопровода (конструкторский)	м	Р	Значение данной величины определяется в результате Конструкторского расчета
58	Шероховатость подающего трубопровода (конструкторский)	мм	Д	
59	Шероховатость обратного трубопровода (конструкторский)	мм	Д	
60	Оптимальная скорость в подающем трубопроводе (конструкторский)	м/с	Д	
61	Оптимальная скорость в обратном трубопроводе (конструкторский)	м/с	Д	
62	Разделитель зон статического напора		Д	Задается признак разделения данным участком сети на зоны с разным статическим напором: 0 (или пусто) - разделение на зоны отсутствует; 1 - от начала участка начинается новая зона,

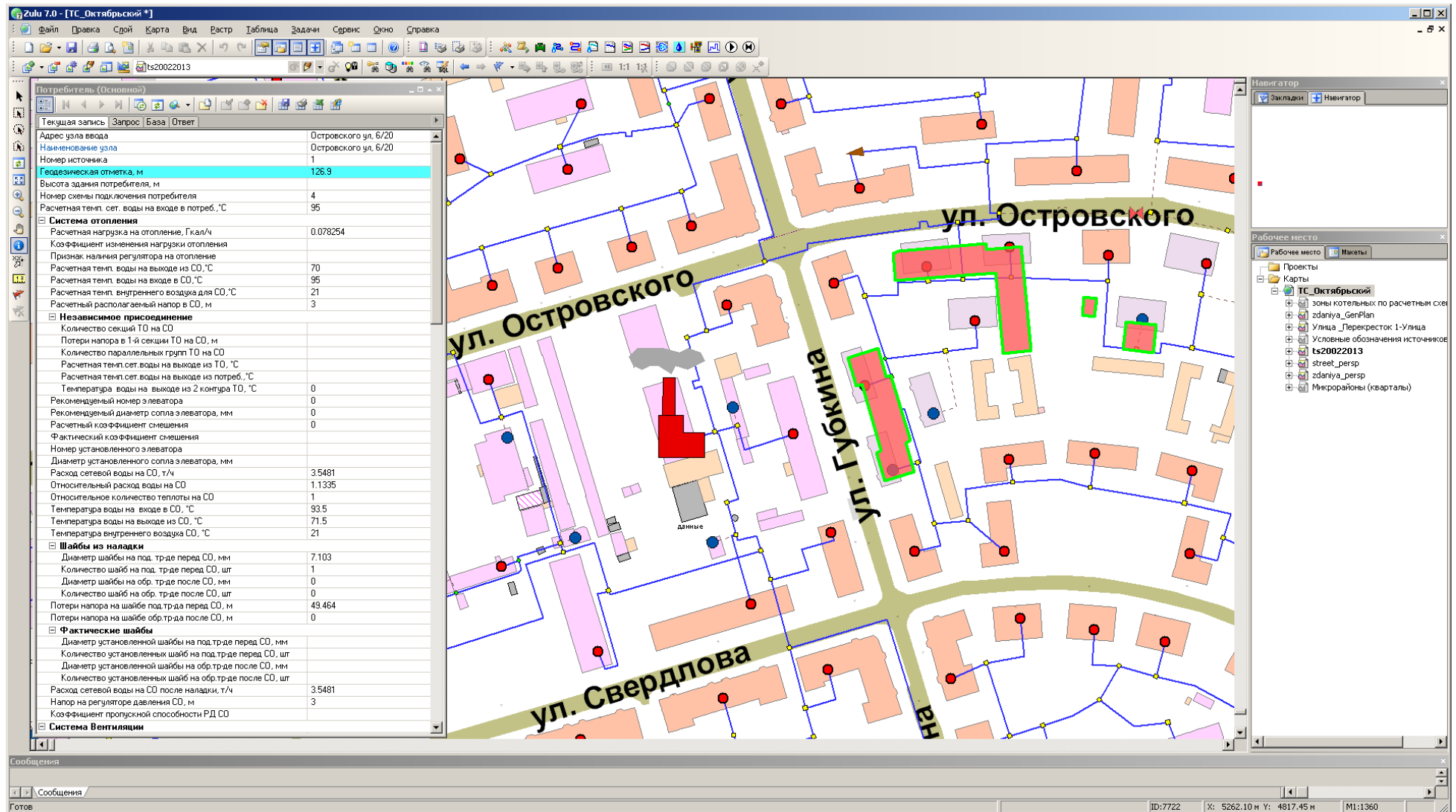


Рисунок 32 – Представление базы данных по объекту паспортизации Потребитель тепловой сети в ПК «ZuluТермо»

Таблица 49 – Описание полей баз данных по объекту паспортизации Потребитель тепловой сети в ПК «ZuluTermo»

№ п.п.	Пользовательское наименование поля	Единицы измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1.	2.	3.	4.	5.
1	Адрес узла ввода	-	Д	
2	Наименование узла	-	Д	
3	Номер источника	-	Р	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запрашивается данный потребитель
4	Геодезическая отметка	м	Д	
5	Высота здания потребителя	м	Д	
6	Номер схемы подключения потребителя	-	Д	Задается схема присоединения узла ввода.
7	Расчетная температуры сетевой воды на входе потребителя	°С	Д	
8	Расчетная нагрузка на отопление	Гкал/ч	Д	
9	Расчетная нагрузка на вентиляцию	Гкал/ч	Д	
10	Расчетная средняя нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Д	
11	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Д	
12	Число жителей	-	Д	
13	Коэффициент изменения нагрузки отопления	-	Д	
14	Коэффициент изменения нагрузки вентиляции	-	Д	
15	Коэффициент изменения нагрузки ГВС	-	Д	
16	Балансовый коэффициент закрытой ГВС	-	Д	
17	Признак наличия регулятора на отопление	-	Д	Задается цифрой от 0 до 3. 0 - регулятора на систему отопления нет; 1 - установлен регулятор расхода; 2 - установлен регулятор отопления; 3 - установлен регулятор располагаемого напора на подающем трубопроводе
18	Признак наличия регулирующего клапана на СВ	-	Д	Задается цифрой от 0 до 1. 0 - нет регулирующего клапана на систему вентиляции; 1 - есть регулирующий клапан на систему вентиляции

Продолжение таблицы 49

1.	2.	3.	4.	5.
19	Признак наличия регулятора температуры	-	Д	<p>Задается цифрой от 1 до 5, где:</p> <p>1 - регулятор температуры на систему горячего водоснабжения есть;</p> <p>2 - весь водоразбор на ГВС осуществляется из подающего трубопровода;</p> <p>3 - весь водоразбор на ГВС осуществляется из обратного трубопровода;</p> <p>4 - весь водоразбор на горячее водоснабжение осуществляется из подающего трубопровода, расход воды на ГВС определяется на точку излома температурного графика по средней нагрузке <math>Q_{gv\_sred}</math>;</p> <p>5 - весь водоразбор на горячее водоснабжение осуществляется из подающего трубопровода, расход воды на ГВС определяется на точку излома температурного графика по максимальной нагрузке <math>Q_{gv\_max}</math>.</p>
20	Расчетная температура воды на выходе из СО	°С	Д	
21	Расчетная температура воды на входе в СО	°С	Д	
22	Расчетная температура внутреннего воздуха для СО	°С	Д	
23	Расчетный располагаемый напор в СО	м	Д	
24	Расчетная температура внутреннего воздуха для СВ	°С	Д	
25	Расчетная температура наружного воздуха для СВ	°С	Д	
26	Расчетный располагаемый напор в СВ	м	Д	
27	Доля циркуляции от расхода на ГВС	%	Д	
28	Потери напора в системе ГВС	м	Д	
29	Температура воды в циркуляционном контуре	°С	Д	
30	Температура холодной воды для закрытой ГВС	°С	Д	
31	Температура горячей воды для закрытой ГВС	°С	Д	
32	Количество секций ТО на СО	шт.	Д	
33	Потери напора в одной секции ТО на СО	м	Д	
34	Количество параллельных групп ТО на СО	шт.	Д	
35	Расчетная температура сетевой воды на выходе из ТО	°С	Д	
36	Расчетная температура сетевой воды на выходе из потребителя	°С	Д	
37	Температура воды на выходе из 2 контура ТО	°С	Д	

Продолжение таблицы 49

1.	2.	3.	4.	5.
38	Рекомендуемый номер элеватора	-	Р	Рекомендуемый номер элеватора определяется в результате наладочного расчета
39	Рекомендуемый диаметр сопла элеватора	мм	Р	Рекомендуемый диаметр сопла элеватора определяется в результате наладочного расчета
40	Расчетный коэффициент смешения	-	Р	Значение расчетного коэффициента смешения определяется в результате наладочного расчета
41	Фактический коэффициент смешения	-	Р	Значение фактического коэффициента смешения определяется в результате расчета
42	Номер установленного элеватора	-	Р	Задается номер фактически установленного элеватора
43	Диаметр установленного сопла элеватора	мм	Д	
44	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе	°С	Р	Значение температуры сетевой воды в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
45	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе	°С	Р	Значение температуры сетевой воды в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
46	Расход сетевой воды на СО	т/ч	Р	Расход сетевой воды на систему отопления определяется в результате расчета
47	Относительный расход воды на СО	-	Р	Относительный расход воды на систему отопления определяется в результате расчета
48	Относительное количество теплоты на СО	-	Р	В результате расчета определяется относительная нагрузка на систему отопления (отношение текущей нагрузки к расчетной)
49	Температура воды на входе в СО	°С	Р	Температура воды на входе в систему отопления определяется в результате расчета
50	Температура воды на выходе из СО	°С	Р	Температура воды на выходе из системы отопления определяется в результате расчета
51	Температура внутреннего воздуха СО	°С	Р	Значение температуры внутреннего воздуха определяется в результате расчета
52	Диаметр шайбы на подающем трубопроводе перед СО	мм	Р	Значение диаметра шайбы на подающем трубопроводе перед системой отопления определяется в результате наладочного расчета
53	Количество шайб на подающем трубопроводе перед СО	шт.	Р	Количество шайб на подающем трубопроводе перед системой отопления определяется в результате наладочного расчета
54	Диаметр шайбы на обратном трубопроводе после СО	мм	Р	Значение диаметра шайбы на обратном трубопроводе после системой отопления определяется в результате наладочного расчета
55	Количество шайб на обратном трубопроводе после СО	шт.	Р	Количество шайб на обратном трубопроводе после системой отопления определяется в результате наладочного расчета



Продолжение таблицы 49

1.	2.	3.	4.	5.
56	Потери напора на шайбе подающего трубопровода перед СО	м	Р	Значение потерь напора на шайбе, установленной перед СО (подающий трубопровод) определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
57	Потери напора на шайбе обратного трубопровода после СО	м	Р	Значение потерь напора на шайбе, установленной после СО (обратный трубопровод) определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
58	Потери напора на сопле	м	Р	Значение потерь напора на сопле элеватора определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
59	Диаметр шайбы на вводе на подающем трубопроводе	мм	Р	Значение диаметра шайбы на вводе на подающем трубопроводе определяется в результате наладочного расчета
60	Количество шайб на вводе на подающем трубопроводе	шт	Р	Количество шайб на вводе на подающем трубопроводе определяется в результате наладочного расчета
61	Диаметр шайбы на вводе на обратном трубопроводе	мм	Р	Значение диаметра шайбы на вводе на обратном трубопроводе определяется в результате наладочного расчета
62	Количество шайб на вводе на обратном трубопроводе	шт	Р	Количество шайб на вводе на обратном трубопроводе определяется в результате наладочного расчета
63	Расход сетевой воды на СВ	т/ч	Р	Расход сетевой воды на систему вентиляции определяется в результате расчета
64	Относительный расход воды на СВ	т/ч	Р	Относительный расход воды на систему вентиляции определяется в результате расчета
65	Темп. воды после системы вентиляции	°С	Р	Температура воды после системы вентиляции определяется в результате расчета
66	Температура внутреннего воздуха СВ	°С	Р	Температура внутреннего воздуха в системе вентиляции определяется в результате расчета
67	Диаметр шайбы на систему вентиляции	мм	Р	Значение диаметра шайбы на систему вентиляции определяется в результате наладочного расчета
68	Количество шайб на систему вентиляции	шт	Р	Количество шайб на систему вентиляции определяется в результате наладочного расчета
69	Расход сетевой воды на ГВС	т/ч	Р	Расход сетевой воды на ГВС определяется в результате расчета
70	Расход сетевой воды в циркуляционном трубопроводе	т/ч	Р	Расход сетевой воды в циркуляционном трубопроводе определяется в результате расчета
71	Диаметр шайбы в циркуляционной линии ГВС	мм	Р	Диаметр шайбы на вводе ГВС определяется в результате наладочного расчета
72	Количество шайб в циркуляционной линии ГВС	шт	Р	Количество шайб на вводе ГВС определяется в результате наладочного расчета
73	Диаметр циркуляционной шайбы на ГВС	мм	Р	Диаметр циркуляционной шайбы на ГВС определяется в результате наладочного расчета

Продолжение таблицы 49

1.	2.	3.	4.	5.
74	Количество циркуляционных шайб на ГВС	шт	Р	Количество циркуляционных шайб на ГВС определяется в результате наладочного расчета
75	Диаметр установленной шайбы на подающем трубопроводе перед СО	мм	Д	
76	Количество установленных шайб на подающем трубопроводе перед СО	шт	Д	
77	Диаметр установленной шайбы на обратном трубопроводе после СО	мм	Д	
78	Количество установленных шайб на обратном трубопроводе после СО	шт	Д	
79	Диаметр установленной шайбы на систему вентиляции	мм	Д	
80	Количество установленных шайб на систему вентиляции	шт	Д	
81	Диаметр установленной циркуляционной шайбы на ГВС	мм	Д	
82	Количество установленных циркуляционных шайб на ГВС	шт	Д	
83	Диаметр установленной шайбы в циркуляционной линии ГВС	мм	Д	
84	Количество установленных шайб в циркуляционной линии ГВС	шт	Д	
85	Количество секций ТО на ГВС I ступень	шт	Д	
86	Количество параллельных групп ТО на ГВС I ступени	шт	Д	
87	Потери напора в одной секции I ступени	м	Д	
88	Испытательная температура на входе 1 контура I ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на входе первого контура.
89	Испытательная температура на выходе 1 контура I ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на выходе первого контура.
90	Испытательная температура на входе 2 контура I ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на входе второго контура.
91	Испытательная температура на выходе 2 контура I ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на выходе второго контура.

Продолжение таблицы 49

1.	2.	3.	4.	5.
92	Испытательная тепловая нагрузка I ступени	Гкал/ч, МВт	Д	При наличии результатов замеров задается тепловая нагрузка первой степени теплообменного аппарата.
93	Расход 1 контура I ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Расход сетевой воды, затекающей в первую ступень ТО ГВС определяется в результате расчета
94	Расход 2 контура I ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Расход горячей воды во втором контуре, определяется в результате расчета
95	Тепловая нагрузка I ступени	Гкал/ч, МВт	Р	Тепловая нагрузка I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
96	Температура на входе 1 контура I ступени	°С	Р	Температура на входе 1 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
97	Температура на выходе 1 контура I ступени	°С	Р	Температура на выходе 1 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
98	Температура на входе 2 контура I ступени	°С	Р	Температура на входе 2 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
99	Температура на выходе 2 контура I ступени	°С	Р	Температура на выходе 2 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
100	Количество секций ТО на ГВС II ступень	шт	Д	
101	Количество параллельных групп ТО на ГВС II ступ.	шт	Д	
102	Потери напора в одной секции II ступени	м	Д	
103	Испытательная температура на входе 1 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на входе первого контура II ступени
104	Испытательная температура на выходе 1 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на выходе первого контура II ступени
105	Испытательная температура на входе 2 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на входе второго контура II ступени
106	Испытательная температура на выходе 2 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на выходе второго контура II ступени
107	Испытательная тепловая нагрузка II ступени	Гкал/ч, МВт	Д	При наличии результатов замеров задается тепловая нагрузка первой степени теплообменного аппарата.
108	Температура на входе 1 контура II ступени	°С	Р	Температура на входе 1 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
109	Температура на выходе 1 контура II ступени	°С	Р	Температура на выходе 1 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
110	Температура на входе 2 контура II ступени	°С	Р	Температура на входе 2 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета

Продолжение таблицы 49

1.	2.	3.	4.	5.
111	Температура на выходе 2 контура II ступени	°С	Р	Температура на выходе 2 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
112	Расход 1 контура II ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Расход сетевой воды, затек. во вторую ступень ТО ГВС определяется в результате расчета
113	Расход 2 контура II ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Расход горячей воды во втором контуре II ступени, определяется в результате расчета
114	Тепловая нагрузка II ступени	ккал/ч, МВт	Р	Тепловая нагрузка II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
115	Расход сетевой воды на СО после наладки	т/ч	Р	В результате расчета определяется расход сетевой воды на систему отопления после наладки
116	Напор на регуляторе давления СО	м	Р	В результате расчета определяется необходимый располагаемый напор для системы отопления
117	Коэффициент пропускной способности РД СО	-	Д	
118	Суммарный расход сетевой воды	т/ч	Р	В результате расчетов определяется суммарный расход сетевой воды
119	Располагаемый напор на вводе потребителя	м	Р	Значение располагаемого напора на вводе потребителя определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
120	Напор в подающем трубопроводе	м	Р	Значение напора в подающем трубопроводе на вводе потребителя определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
121	Напор в обратном трубопроводе	м	Р	Значение напора в обратном трубопроводе на вводе потребителя определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
122	Давление в подающем трубопроводе	м	Р	Давление в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
123	Давление в обратном трубопроводе	м	Р	Давление в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
124	Утечка из системы теплоснабжения	т/ч	Р	Утечка из системы теплоснабжения определяется в результате расчета
125	Потери тепла от утечки	Ккал	Р	Потери тепла от утечки определяется в результате расчета
126	Время прохождения воды от источника	мин	Р	В результате расчетов определяется время прохождения воды от источника до потребителя
127	Путь, пройденный от источника	м	Р	В результате расчетов определяется путь, пройденный от источника до потребителя
128	Давление вскипания	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
129	Статический напор	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
130	Расчетный расход на СО (конструкторский)	т/ч	Д	Задается расчетный расход воды на систему отопления для выполнения конструкторского расчета
131	Расчетный расход на СВ (конструкторский)	т/ч	Д	Задается расчетный расход воды на систему вентиляции для выполнения конструкторского расчета

Продолжение таблицы 49

1.	2.	3.	4.	5.
132	Расчетный расход на ГВС (конструкторский)	т/ч	Д	Задается расчетный расход воды на систему ГВС для выполнения конструкторского расчета
133	Располагаемый напор на вводе (конструкторский)	м	Д	Задается располагаемый напор для выполнения конструкторского расчета

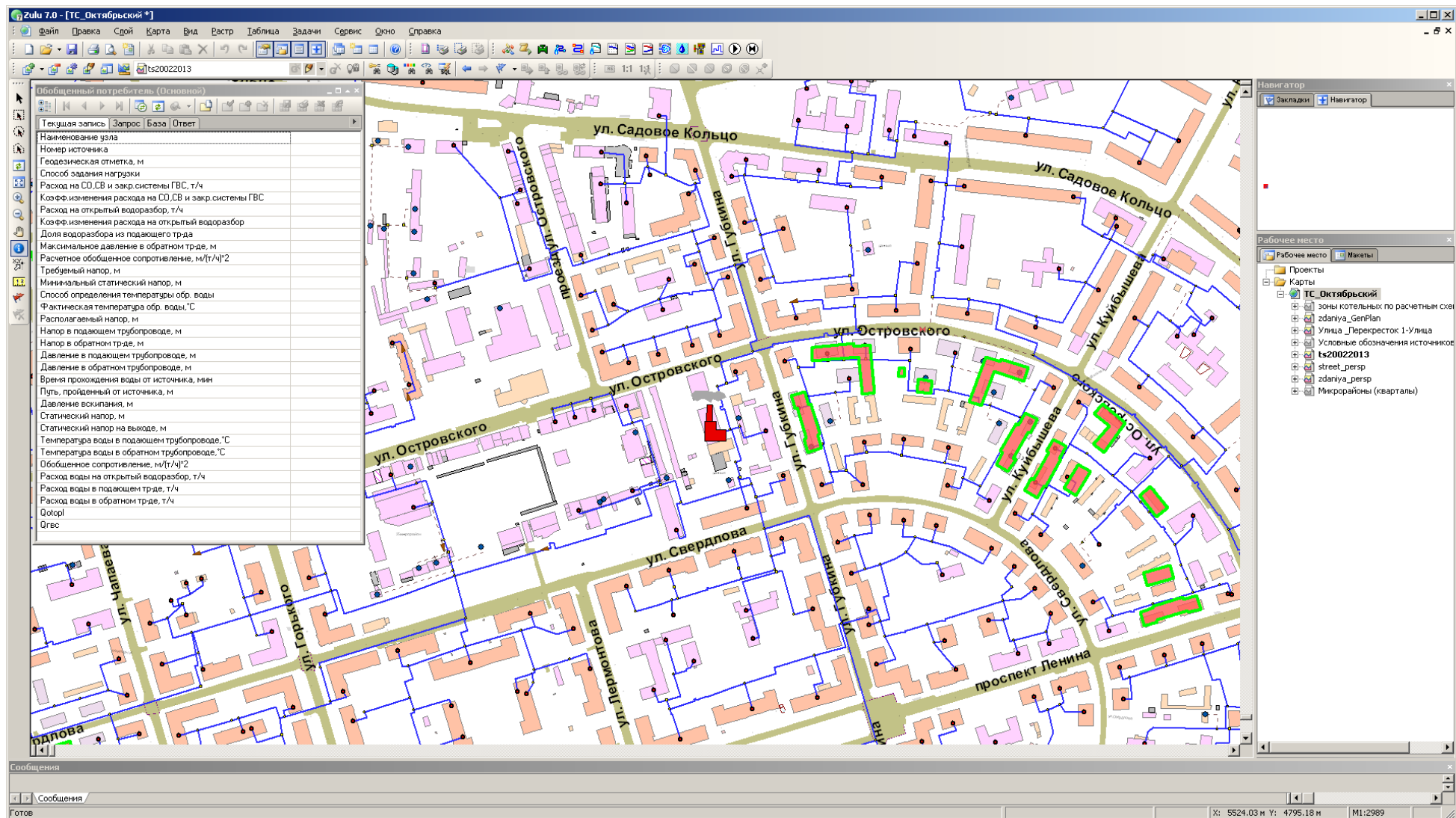


Рисунок 33 – Представление базы данных по объекту паспортизации Обобщенный потребитель тепловой сети в ПК

«ZuluTermo»

Таблица 50 – Описание полей баз данных по объекту паспортизации Обобщенный потребитель тепловой сети в ПК «ZuluTermo»

№ п.п.	Пользовательское наименование поля	Единицы измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1.	2.	3.	4.	5.
1	Наименование узла	-	Д	Задается пользователем, например ул. Федосеенко д. 14
2	Номер источника	-	Р	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запрашивается данный потребитель
3	Геодезическая отметка	м	Д	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный узел ввода
4	Способ задания нагрузки	-	Д	Указывается способ задания нагрузки: 0 - задается расходом; 1 - задается сопротивлением
5	Циркулирующий расход	т/ч	Д	Задается величина циркулирующего расхода необходимого для данного потребителя. Данное значение необходимо указывать только в том случае, если Способ задания нагрузки установлен Задается расходом
6	Коэффициент изменения циркулирующего расхода		Д	Задается пользователем в случае необходимости увеличения циркуляционного расхода по сравнению с расчетным значением, например, 1.1, 1.2 и т.д. В этом случае расчетное значение будет увеличено соответственно на 10 или 20%
7	Расход на открытый водоразбор	т/ч	Д	Задается величина расхода на открытый водоразбор
8	Коэффициент изменения расхода на водоразбор		Д	Задается пользователем в случае необходимости увеличения расхода на открытый водоразбор по сравнению с расчетным значением, например, 1.1, 1.2 и т.д. В этом случае расчетное значение будет увеличено соответственно на 10 или 20%
9	Доля водоразбора из подающего трубопровода		Д	Указывается доля открытого водоразбора из подающего трубопровода, например 0,4 - 40% водоразбора из подающего трубопровода
10	Расчетное обобщенное сопротивление	м/(т/ч)*2	Д	Указывается величина предварительно рассчитанного обобщенного сопротивления. Данное значение необходимо указывать только в том случае, если способ задания нагрузки задается сопротивлением
11	Требуемый напор	м	Д	Задается требуемый располагаемый напор на обобщенном потребителе, например 10, 15, 20 и т.д. метров
12	Минимальный статический напор	м	Д	Задается минимальный статический напор на обобщенном потребителе, например 10, 15, 20 и т.д. метров

Продолжение таблицы 50

1.	2.	3.	4.	5.
13	Располагаемый напор	м	P	Значение располагаемого напора определяется в результате расчета
14	Напор в подающем трубопроводе	м	P	Значение напора в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
15	Напор в обратном трубопроводе	м	P	Значение напора в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
16	Давление в подающем трубопроводе	м	P	Значение давления в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
17	Давление в обратном трубопроводе	м	P	Значение давления в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
18	Время прохождения воды от источника	мин	P	Значение определяется в результате расчета
19	Путь, пройденный от источника	м	P	Значение определяется в результате расчета
20	Давление вскипания	м	P	Значение данной величины определяется в результате расчета
21	Статический напор	м	P	Значение данной величины определяется в результате расчета
22	Температура воды в подающем трубопроводе	°C	P	Значение температуры воды в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
23	Температура воды в обратном трубопроводе	°C	P	Значение температуры воды в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
24	Обобщенное сопротивление	м/(т/ч)*2	P	Значение определяется в результате расчета
25	Расход воды на открытый водоразбор	т/ч	P	Значение определяется в результате расчета
26	Расход воды в подающем трубопроводе	т/ч	P	Значение определяется в результате расчета
27	Расход воды в обратном трубопроводе	т/ч	P	Значение определяется в результате расчета
28	Статический напор на выходе	м	P	Определяется в результате расчета



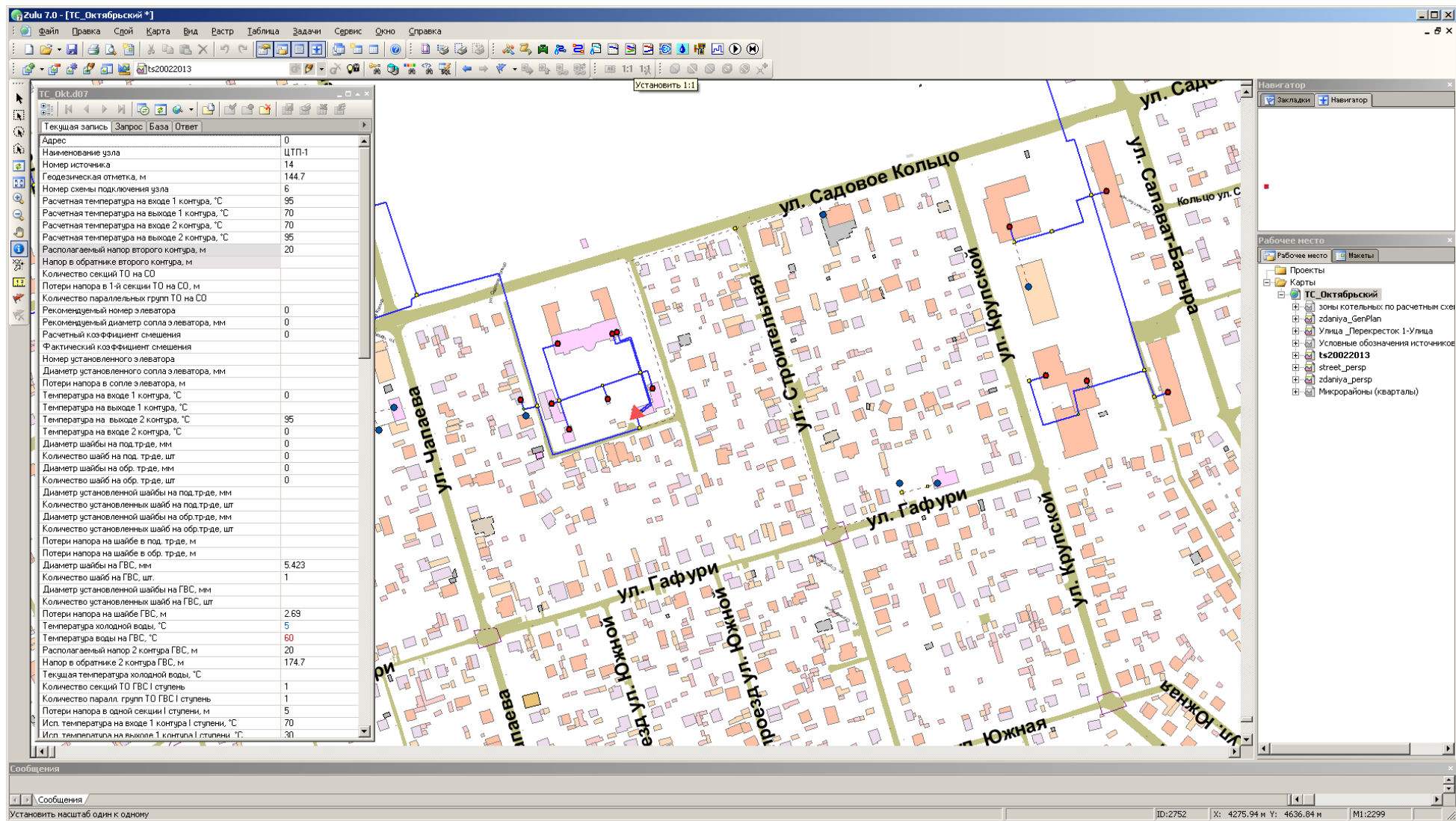


Рисунок 34 – Представление базы данных по объекту паспортизации ЦТП тепловой сети в ПК «ZuluТермо»

Таблица 51 – Описание полей баз данных по объекту паспортизации ЦТП тепловой сети в ПК «ZuluTermo»

№ п.п.	Пользовательское наименование поля	Единицы измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1.	2.	3.	4.	5.
1	Адрес	-	Д	
2	Наименование узла	-	Д	
3	Номер источника	-	Р	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запрашивается данный объект
4	Геодезическая отметка	м	Д	
5	Номер схемы подключения узла	-	Д	Задается схема присоединения ЦТП
6	Расчетная температура на входе 1 контура	°С	Д	
7	Расчетная температура на выходе 1 контура	°С	Д	
8	Расчетная температура на входе 2 контура	°С	Д	
9	Расчетная температура на выходе 2 контура	°С	Д	
10	Располагаемый напор второго контура	м	Д	
11	Напор в обратнике второго контура	м	Д	
12	Количество секций ТО на СО	шт.	Д	
13	Потери напора в одной секции ТО на СО	м	Д	
14	Количество параллельных групп ТО на СО	шт.	Д	
15	Рекомендуемый номер элеватора	-	Р	Определяется в результате расчета
16	Рекомендуемый диаметр сопла элеватора	мм	Р	Определяется в результате расчета
17	Расчетный коэффициент смешения	-	Р	Определяется в результате расчета
18	Фактический коэффициент смешения	-	Р	Определяется в результате расчета
19	Номер установленного элеватора	-	Д	
20	Диаметр установленного сопла элеватора	мм	Д	
21	Потери напора в сопле элеватора	м	Р	Определяется в результате расчета
22	Температура на входе 1 контура	°С	Р	Определяется в результате расчета
23	Температура на выходе 1 контура	°С	Р	Определяется в результате расчета
24	Температура на выходе 2 контура	°С	Р	Определяется в результате расчета
25	Температура на входе 2 контура	°С	Р	Определяется в результате расчета
26	Диаметр шайбы на подающем трубопроводе	мм	Р	Определяется в результате расчета
27	Количество шайб на подающем трубопроводе	шт.	Р	Определяется в результате расчета
28	Диаметр шайбы на обратном трубопроводе	мм	Р	Определяется в результате расчета

Продолжение таблицы 51

1.	2.	3.	4.	5.
29	Количество шайб на обратном трубопроводе	шт.	Р	Определяется в результате расчета
30	Диаметр установленной шайбы на подающем трубопроводе	мм	Д	
31	Количество установленных шайб на подающем трубопроводе	шт.	Д	
32	Диаметр установленной шайбы на обратном трубопроводе	мм	Д	
33	Количество установленных шайб на обратном трубопроводе	шт.	Д	
34	Потери напора на шайбе в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
35	Потери напора на шайбе в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
36	Диаметр шайбы на ГВС	мм	Р	Определяется расчета в результате
37	Количество шайб на ГВС	шт.	Р	Определяется расчета в результате
38	Диаметр установленной шайбы на ГВС	мм	Д	
39	Количество установленных шайб на ГВС	шт.	Д	
40	Потери напора на шайбе ГВС	м	Р	Определяется расчета в результате
41	Температура холодной воды	°С	Д	
42	Температура воды на ГВС	°С	Д	
43	Располагаемый напор 2 контура ГВС	м	Д	
44	Напор в обратнике 2 контура ГВС	м	Д	
45	Количество секций ТО на ГВС I ступень	шт	Д	
46	Количество параллельных групп ТО на ГВС I ступени	шт	Д	
47	Потери напора в одной секции I ступени	м	Д	
48	Испытательная температура на входе 1 контура I ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на входе первого контура.
49	Испытательная температура на выходе 1 контура I ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на выходе первого контура.
50	Испытательная температура на входе 2 контура I ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на входе второго контура.
51	Испытательная температура на выходе 2 контура I ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на выходе второго контура.

Продолжение таблицы 51

1.	2.	3.	4.	5.
52	Испытательная тепловая нагрузка I ступени	Гкал/ч, МВт	Д	При наличии результатов замеров задается тепловая нагрузка первой степени теплообменного аппарата.
53	Расход сетевой воды I ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Определяется в результате расчета
54	Расход 2 контура I ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Расход горячей воды во втором контуре, определяется в результате расчета
55	Тепловая нагрузка I ступени	Гкал/ч, МВт	Р	Тепловая нагрузка I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
56	Температура на входе 1 контура I ступени	°С	Р	Температура на входе 1 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
57	Температура на выходе 1 контура I ступени	°С	Р	Температура на выходе 1 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
58	Температура на входе 2 контура I ступени	°С	Р	Температура на входе 2 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
59	Температура на выходе 2 контура I ступени	°С	Р	Температура на выходе 2 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
60	Количество секций ТО на ГВС II ступень	шт.	Д	
61	Количество параллельных групп ТО на ГВС II ступени	шт.	Д	
62	Потери напора в одной секции II ступени	м	Д	
63	Испытательная температура на входе 1 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на входе первого контура II ступени
64	Испытательная температура на выходе 1 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на выходе первого контура II ступени
65	Испытательная температура на входе 2 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на входе второго контура II ступени
66	Испытательная температура на выходе 2 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на выходе второго контура II ступени
67	Испытательная тепловая нагрузка II ступени	Гкал/ч, МВт	Д	При наличии результатов замеров задается тепловая нагрузка первой степени теплообменного аппарата.
68	Температура на входе 1 контура II ступени	°С	Р	Температура на входе 1 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
69	Температура на выходе 1 контура II ступени	°С	Р	Температура на выходе 1 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
70	Температура на входе 2 контура II ступени	°С	Р	Температура на входе 2 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
71	Температура на выходе 2 контура II ступени	°С	Р	Температура на выходе 2 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета

Продолжение таблицы 51

1.	2.	3.	4.	5.
72	Расход сетевой воды II ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Определяется в результате расчета
73	Расход 2 контура II ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Расход горячей воды во втором контуре II ступени, определяется в результате расчета
74	Тепловая нагрузка II ступени	Гкал/ч, МВт	Р	Тепловая нагрузка II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
75	Расход сетевой воды на квартал после наладки	т/ч	Р	Определяется в результате расчета
76	Подключенная нагрузка на отопление	Гкал/ч	Р	Определяется автоматически по подключенной нагрузке квартала
77	Подключенная нагрузка на вентиляцию	Гкал/ч	Р	Определяется автоматически по подключенной нагрузке квартала
78	Подключенная нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Р	Определяется автоматически по подключенной нагрузке квартала
79	Суммарный расход сетевой воды	т/ч	Р	Определяется в результате расчета
80	Располагаемый напор на вводе ЦТП	м	Р	Определяется в результате расчета
81	Напор в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
82	Напор в обратном трубопроводе на вводе ЦТП	м	Р	Определяется в результате расчета
83	Давление в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
84	Давление в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
85	Располагаемый напор 2 контура ЦТП	м	Р	Определяется в результате расчета
86	Напор в подающем трубопроводе ГВС	м	Р	Определяется в результате расчета
87	Напор в обратном трубопроводе ГВС	м	Р	Определяется в результате расчета
88	Давление в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
89	Давление в подающем трубопроводе ГВС	м	Р	Определяется в результате расчета
90	Давление в обратном трубопроводе ГВС	м	Р	Определяется в результате расчета
91	Давление в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
92	Напор в обратном трубопроводе 2 контура ЦТП	м	Р	Определяется в результате расчета
93	Расход воды по перемычке	т/ч	Р	Определяется в результате расчета
94	Расчетная температура внутр. воздуха для СО	°С	Д	
95	Расчетная средняя нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Д	
96	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Д	
97	Наличие регулятора на ГВС	-	Д	Указывается признак наличия регулятора температуры на систему горячего водоснабжения: 0 - отсутствует; 1 - установлен
98	Балансовый коэффициент закрытой ГВС	-	Д	

Продолжение таблицы 51

1.	2.	3.	4.	5.
99	Способ дросселирования на ЦТП	-	Д	Указывается способ дросселирования на ЦТП цифрой от 0 до 6. 0 - дросселирование на ЦТП не производится, если это не является обязательным; 1 - дросселируется выход из ЦТП на отопление, шайба устанавливается всегда на подающем трубопроводе; 2 - дросселируется выход из ЦТП на отопление, шайба устанавливается всегда на обратном трубопроводе; 3 - дросселируется выход из ЦТП на отопление, места установки шайб определяются автоматически; 4 - устанавливаются шайбы на вводе в ЦТП (общие на отопление и ГВС), места установки шайб определяются автоматически; 5 - устанавливаются шайбы на вводе в ЦТП (общие на отопление и ГВС), шайба устанавливается всегда на подающем трубопроводе; 6 - устанавливаются шайбы на вводе в ЦТП (общие на отопление и ГВС), шайба устанавливается всегда на обратном трубопроводе
100	Запас напора при дросселировании	м	Д	
101	Расчетная температура наружного воздуха	°С	Д	
102	Текущая температура наружного воздуха	°С	Д	
103	Среднегодовая температура воды в подающем трубопроводе	°С	Д	
104	Среднегодовая температура воды в обратном трубопроводе	°С	Д	
105	Среднегодовая температура грунта	°С	Д	
106	Среднегодовая температура наружного воздуха	°С	Д	
107	Среднегодовая температура воздуха в подвалах	°С	Д	
108	Текущая температура грунта	°С	Д	
109	Текущая температура воздуха в подвалах	°С	Д	
110	Суммарный расход воды во 2 контуре ЦТП	т/ч	Р	Определяется в результате расчета
111	Тепловая нагрузка верхней ступени ТО ГВС	Гкал/ч	Р	Определяется в результате расчета
112	Тепловая нагрузка нижней ступени ТО ГВС	Гкал/ч	Р	Определяется в результате расчета
113	Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	Ккал/ч	Р	Определяется в результате расчета
114	Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	Ккал/ч	Р	Определяется в результате расчета
115	Потери тепла от утечек в системе теплоснабжения	Ккал/ч	Р	Определяется в результате расчета

Продолжение таблицы 51

1.	2.	3.	4.	5.
116	Испытательная температура воды на входе 1 контура	°С	Д	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается расчетное значение.
117	Испытательная температура воды на выходе 1 контура	°С	Д	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается расчетное значение.
118	Испытательная температура воды на входе 2 контура	°С	Д	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается расчетное значение.
119	Испытательная температура воды на выходе 2 контура	°С	Д	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается расчетное значение.
120	Испытательная расход 1 контура	т/ч	Д	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается равным 0
121	Испытательная расход 2 контура	т/ч	Д	Задается пользователем по результатам испытаний, если испытания не проводились, задается равным 0
122	Суммарная тепловая нагрузка на ЦТП	Гкал/ч	Р	Определяется в результате расчета
123	Тепловые потери в подающем трубопроводе	Ккал/ч	Р	Определяется в результате расчета
124	Тепловые потери в обратном трубопроводе	Ккал/ч	Р	Определяется в результате расчета
125	Расход воды на утечки в подающем трубопроводе	т/ч	Р	Определяется в результате расчета
126	Расход воды на утечки в обратном трубопроводе	т/ч	Р	Определяется в результате расчета
127	Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	т/ч	Р	Определяется в результате расчета
128	Время прохождения воды от источника	мин	Р	Определяется в результате расчета
129	Путь, пройденный от источника	м	Р	Определяется в результате расчета
130	Давление вскипания	м	Р	Определяется в результате расчета
131	Давление вскипания на выходе ЦТП	м	Р	Определяется в результате расчета
132	Статический напор	м	Р	Определяется в результате расчета
133	Статический напор на выходе ЦТП	м	Р	Определяется в результате расчета источника от которого запрашивается данный узел тепловой сети

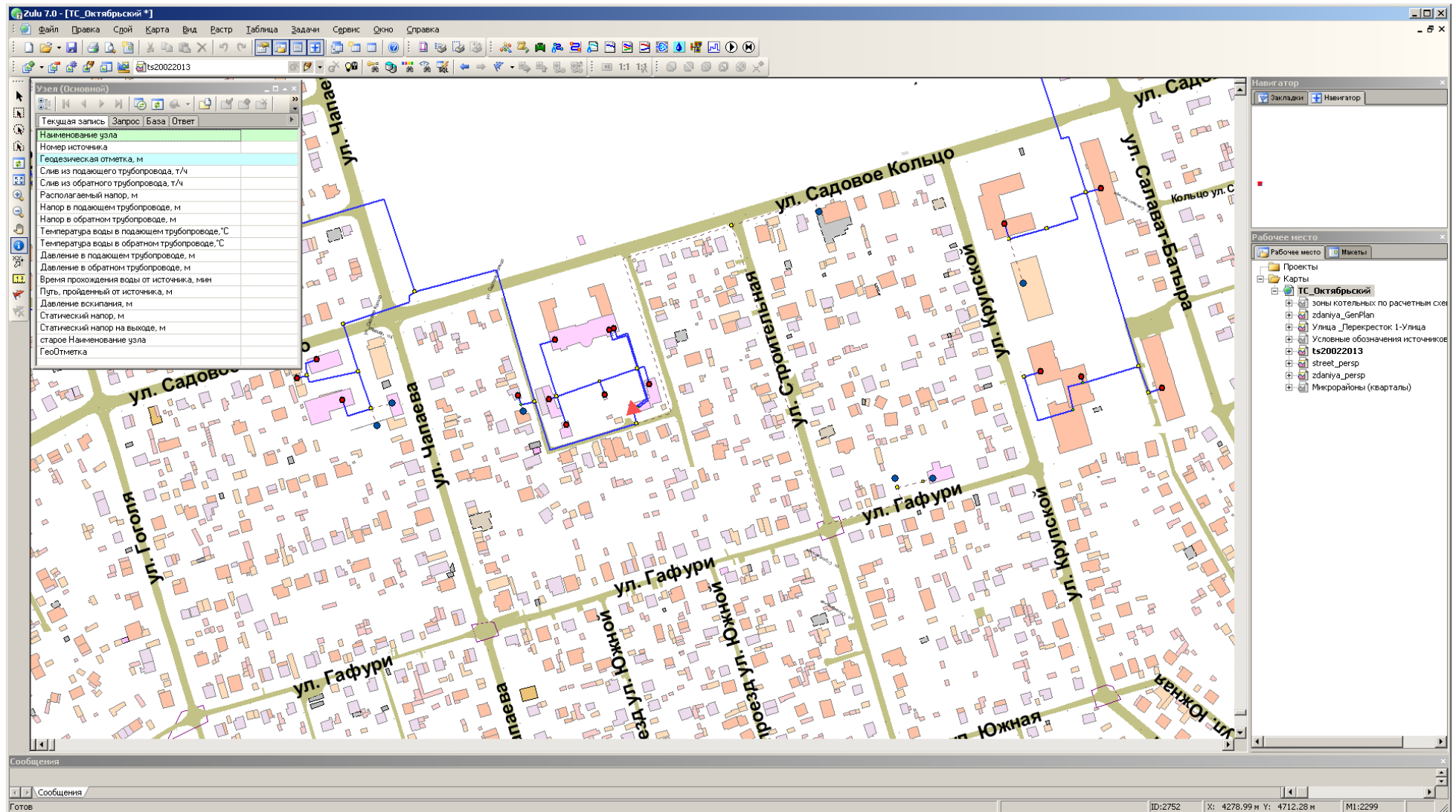


Рисунок 35 – Представление базы данных по объекту паспортизации Узел тепловой сети в ПК «ZuluTermo»



Таблица 52 – Описание полей баз данных по объекту паспортизации Узел тепловой сети в ПК «ZuluTermo»

№ п.п.	Пользовательское наименование поля	Единицы измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1	Наименование узла	-	Д	
2	Номер источника	-	Р	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру
3	Геодезическая отметка	м	Д	
4	Слив из подающего трубопровода	т/ч	Д	
5	Слив из обратного трубопровода	т/ч	Д	
6	Располагаемый напор	м	Р	Значение располагаемого напора в узле определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
7	Напор в подающем трубопроводе	м	Р	Значение напора в подающем трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
8	Напор в обратном трубопроводе	м	Р	Значение напора в обратном трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
9	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Р	Значение температуры в подающем трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
10	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Р	Значение температуры в обратном трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
11	Давление в подающем трубопроводе	м	Р	Значение давления в подающем трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
12	Давление в обратном трубопроводе	м	Р	Значение давления в обратном трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
13	Время прохождения воды от источника	мин	Р	В результате расчетов определяется время прохождения воды от источника до узла
14	Путь, пройденный от источника	м	Р	В результате расчетов определяется путь, пройденный от источника до узла
15	Давление вскипания	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
16	Статический напор	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
17	Статический напор на выходе	м	Р	Определяется в результате расчета

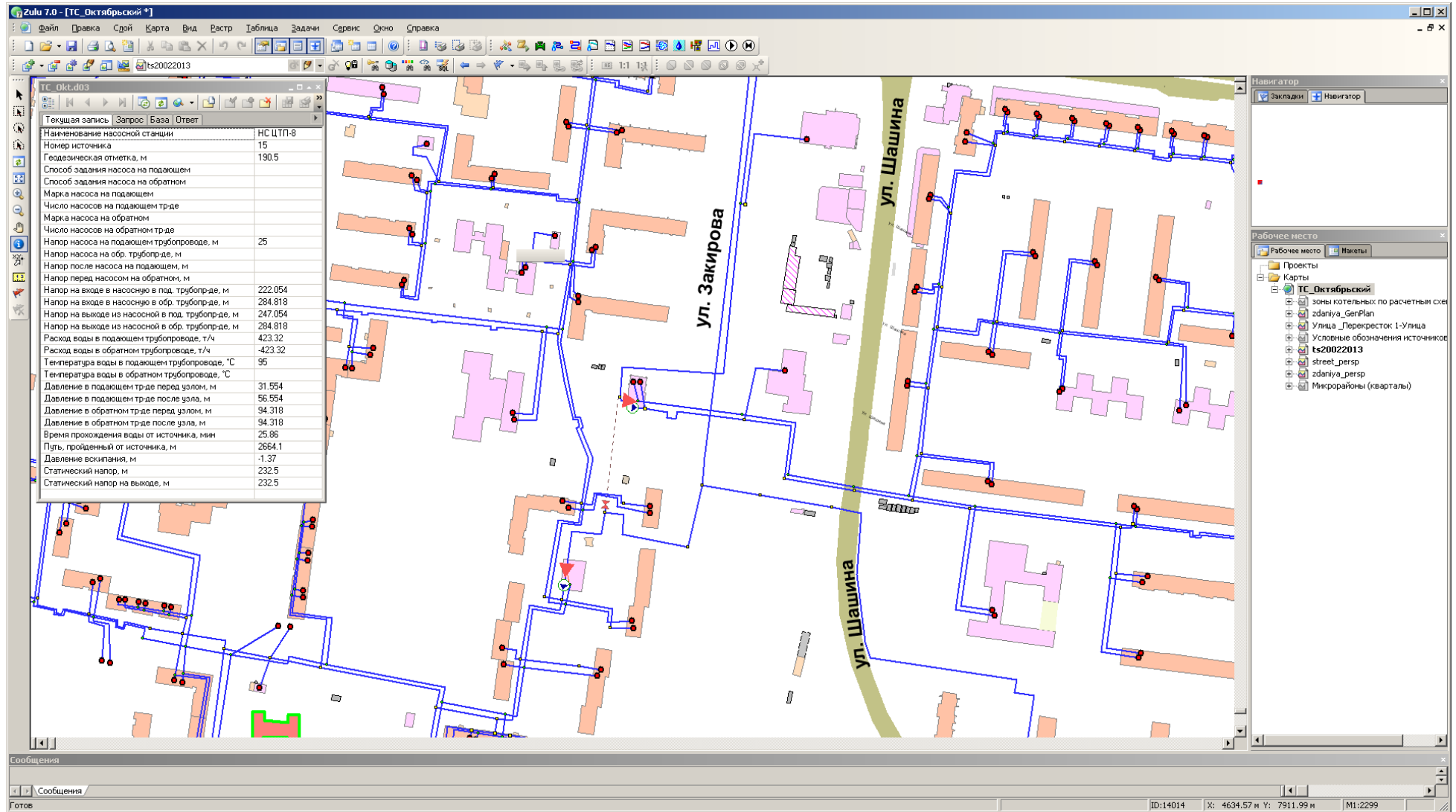


Рисунок 36 - Представление базы данных по объекту паспортизации Насосная станция тепловой сети в ПК «ZuluTermo»

Таблица 53 – Описание полей баз данных по объекту паспортизации Насосная станция тепловой сети в ПК «ZuluTermo»

№ п.п.	Пользовательское наименование поля	Единицы измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1	Наименование насосной станции	-	Д	
2	Номер источника	-	Д	
3	Геодезическая отметка	м	Д	
4	Марка насоса на подающем трубопроводе	-	Д	Пользователем указывается марка насоса установленного на подающем трубопроводе.
5	Число насосов на подающем трубопроводе	шт	Д	
6	Марка насоса на обратном трубопроводе	-	Д	Пользователем указывается марка насоса установленного на обратном трубопроводе.
7	Число насосов на обратном трубопроводе	шт	Д	
8	Напор насоса на подающем трубопроводе	м	Д	
9	Напор насоса на обратном трубопроводе	м	Д	
10	Напор на входе в насосную в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
11	Напор на входе в насосную в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
12	Напор на выходе из насосной в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
13	Напор на выходе из насосной в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
14	Расход воды в подающем трубопроводе	т/ч	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
15	Расход воды в обратном трубопроводе	т/ч	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
16	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
17	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
18	Давление в подающем тр-де перед узлом	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
19	Давление в подающем тр-де после узла	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
20	Давление в обратном тр-де перед узлом	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
21	Давление в обратном тр-де после узла	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
22	Время прохождения воды от источника	мин	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
23	Путь, пройденный от источника	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
24	Давление вскипания	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
25	Статический напор	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
26	Статический напор на выходе	м	Р	Определяется в результате расчета

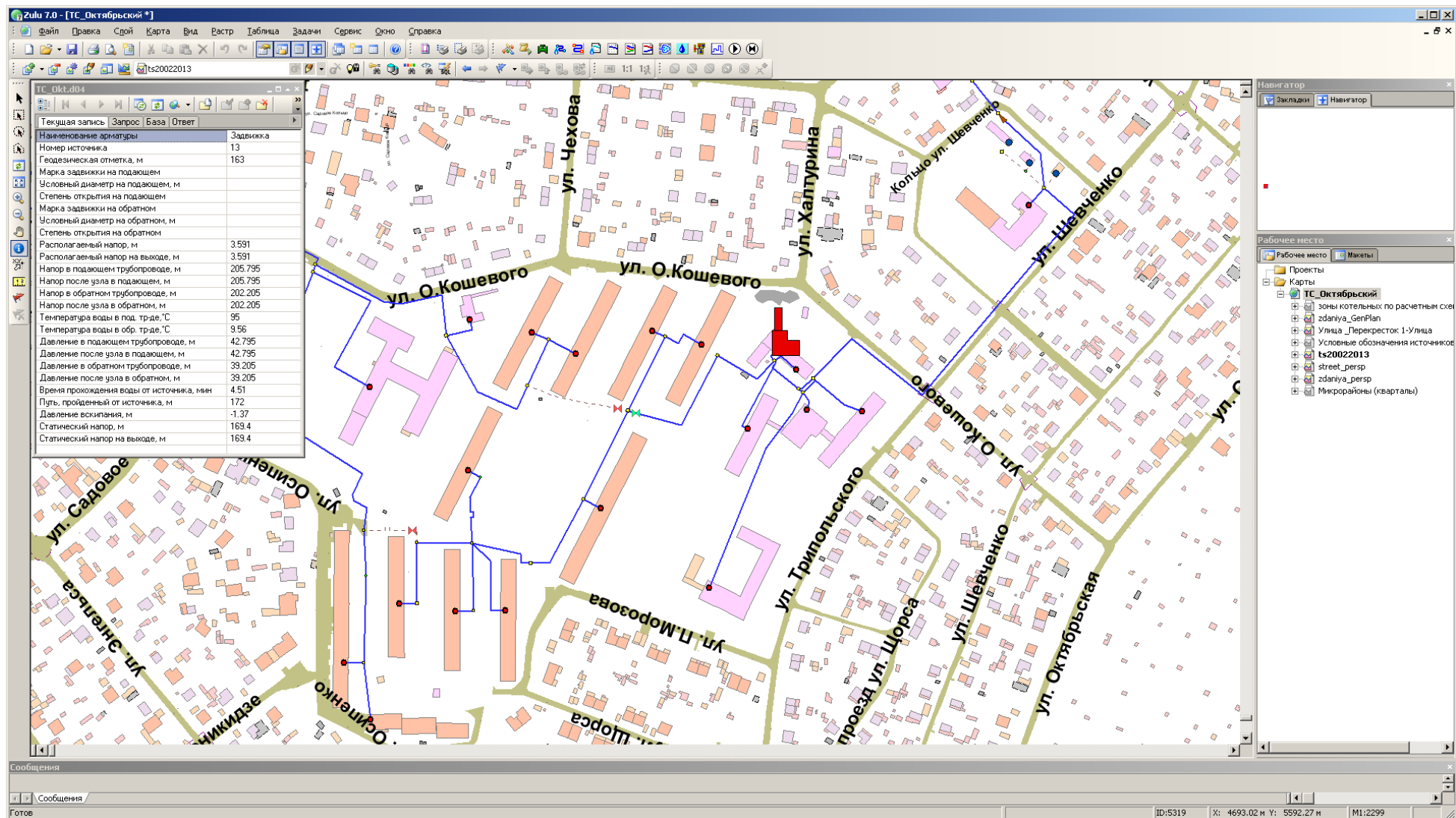


Рисунок 37 – Представление базы данных по объекту паспортизации Задвижка тепловой сети в ПК «ZuluTermo»

Таблица 54 – Описание полей баз данных по объекту паспортизации Задвижка тепловой сети в ПК «ZuluTermo»

№ п.п.	Пользовательское наименование поля	Единицы измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1.	2.	3.	4.	5.
1	Наименование арматуры	-	Д	
2	Номер источника	-	Р	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника от которого запрашивается данный объект
3	Наименование источника	-	Д	
4	Геодезическая отметка	м	Д	
5	Марка задвижки на подающем трубопроводе		Д	Задается пользователем марка установленной запорной арматуры на подающем трубопроводе
6	Условный диаметр на подающем трубопроводе	м	Д	
7	Степень открытия на подающем трубопроводе	-	Д	Задается пользователем степень открытия арматуры установленной на подающем трубопроводе
8	Марка задвижки на обратном трубопроводе.	-	Д	Задается пользователем марка установленной запорной арматуры на обратном трубопроводе
9	Условный диаметр на обратном трубопроводе	м	Д	
10	Степень открытия на обратном трубопроводе	-	Д	Задается пользователем степень открытия арматуры на обратном трубопроводе
11	Место установки	-	Д	
12	Тип трубопровода	-	Д	
13	Располагаемый напор	м	Р	Определяется в результате расчета
14	Располагаемый напор на выходе	м	Р	Определяется в результате расчета
15	Напор в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
16	Напор после узла в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
17	Напор в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
18	Напор после узла в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
19	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Р	Определяется в результате расчета
20	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Р	Определяется в результате расчета
21	Тип арматуры	-	Д	
22	Марка арматуры	-	Д	
23	Условный диаметр	мм	Д	
24	Условное давление	кгс/см <sup>2</sup>	Д	
25	Дата изготовления	-	Д	
26	Дата установки	-	Д	

Продолжение таблицы 54

27	Материал	-	Д	
28	Конструкция затвора	-	Д	
29	Завод изготовитель	-	Д	
30	Шифр арматуры	-	Д	
31	Коэффициент местного сопротивления	-	Д	
32	Пропускная способность	т/ч	Д	
33	Тип привода	-	Д	
34	Марка привода	-	Д	
35	Дата последнего ремонта	-	Д	
36	Вид ремонта	-	Д	
37	Примечание	-	Д	
38	Давление в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
39	Давление после узла в подающем	м	Р	Определяется в результате расчета
39	Давление в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
41	Давление после узла в обратном	м	Р	Определяется в результате расчета
40	Время прохождения воды от источника	мин	Р	Определяется в результате расчета
41	Путь, пройденный от источника	м	Р	Определяется в результате расчета
42	Давление вскипания	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
43	Статический напор	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
44	Статический напор на выходе	м	Р	Определяется в результате расчета

Представленное наполнение паспорта объекта тепловой сети является базовым, при необходимости элементы базы данных паспорта могут быть заменены, убраны, добавлены и перегруппированы.

### 3.4 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального и административного деления

В электронной модели системы теплоснабжения районы теплоснабжения представляются как объекты, сгруппированные по территориальному (или иному) признаку. Их паспортизация осуществляется в форме «Районы теплоснабжения» дерева задач ГИС Zulu™. В поле таблицы вносится название района теплоснабжения (рисунок 38).

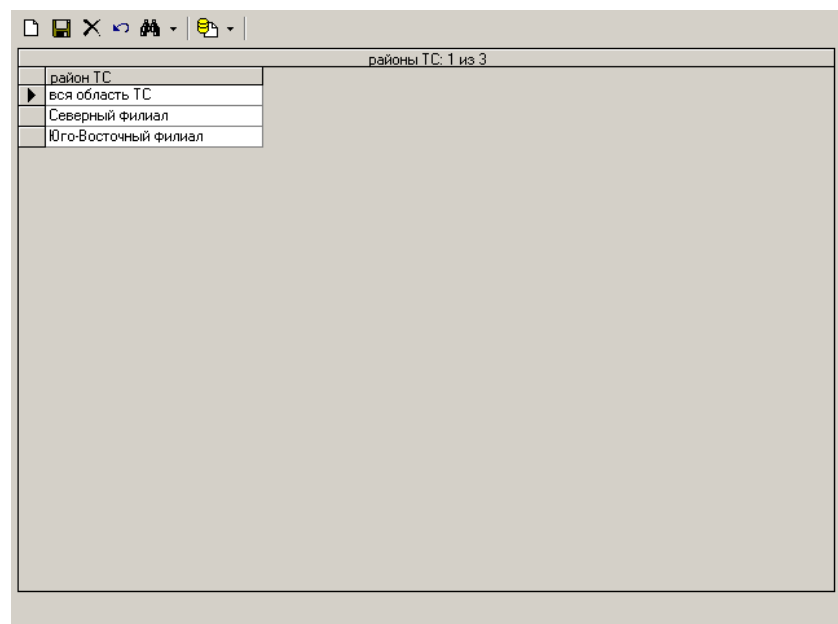
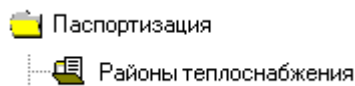


Рисунок 38 – Изображение формы «Районы теплоснабжения»

Особенностью данной формы является то, что первую запись «Вся область ТС» удалять не разрешается.

Теплоснабжающая организация (ЭСО) – это юридическое лицо, осуществляющее деятельность по выработке тепловой энергии, передаче и снабжению потребителей теплом. Теплоснабжающие организации действуют на территории районов теплоснабжения. Паспортизация теплоснабжающих организаций, осуществля-

ется в форме «Теплоснабжающие организации (ЭСО)» дерева задач ГИС Zulu™ (рисунок 39).

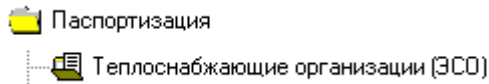


Рисунок 39 – Изображение формы «Теплоснабжающие организации (ЭСО)»



Назначение полей таблицы паспортизации «Теплоснабжающие организации» приведено в таблице 55.

Таблица 55 – Назначение полей таблицы паспортизации «Теплоснабжающие организации»


Поле	Описание поля
ТС организация	Название теплоснабжающей организации
Район теплоснабжения	Район теплоснабжения, на территории которого действует данная теплоснабжающая организация. Значение поля выбирается из списка, сформированного на базе таблицы районов теплоснабжения.
Адрес	Адрес теплоснабжающей организации.
Тариф на продажу тепловой энергии	Вид тарифа на продажу тепловой энергии, принятый на данном теплоснабжающем предприятии. Значение поля выбирается из списка: одноставочный – плата за тепло взимается только по ставке за тепловую энергию; двухставочный – плата за тепло взимается по ставке; за тепловую энергию и по ставке за установленную тепловую мощность. Данные поля используются в задаче «Тарификация».
Поля должностное лицо и телефон	Поля носят информационный характер и предназначены для ввода фамилии, имени, отчества и номера телефона должностного лица предприятия.



В электронной модели системы теплоснабжения районы теплоснабжения представляются как объекты, сгруппированные по территориальному (административному или другому) признаку. Электронная модель схемы теплоснабжения обеспечивает получение данных о единице (единицах) деления в форме запросов. Порядок формирования запросов в ПК «ZuluТермо» следующий:

1. Активируется слой, в базе данных которого находятся требуемые для вывода данные (в списке слоев  у указанного слоя активируется команда ).

2. Активируется команда «Выделить областью»  панели «Навигация».

3. Используя Alt, указать расчетную единицу, по которой запрашиваются данные. При этом в группу объединяются все объекты слоя и активируется команда «Отменить группу»  панели «Карта». Если объекты, которые надо выделить окажутся на пересечении контуров объектов других слоев, то в диалоговом окне «Пересечение с контуром из слоя» необходимо выбрать слой, в который входит объект и в пределах которого создается группа (рисунок 40).

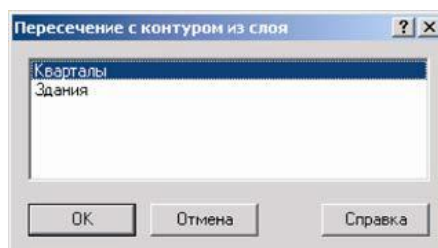




Рисунок 40 – Диалоговое окно «Пересечение с контуром из слоя»


4. Активируется команда «Информация»  на панели «Навигация».

5. Указывается объект активного слоя в выделенной группе. В результате этого действия выводится табло информации по выбранному объекту с активной вкладкой «Текущая запись».

6. На выведенном табло активируется вкладка «Запрос».

В результате этого действия происходит переход на вкладку «Запрос» того же табло. На верхней панели кнопка  отображается в активном состоянии.

7. Активируется команда «Запрос» , расположенная на верхней панели того же табло. В результате этого действия происходит переход на вкладку «Ответ» того же табло, где в табличной форме представлены данные по ранее созданной группе объектов.

8. При необходимости вывода данных используются соответствующие команды верхней панели табло .

### 3.4.1 Получение данных по всем или нескольким расчетным единицам

При необходимости получения данных по всем или нескольким расчетным единицам из их общего количества следует воспользоваться рекомендациями раздела 8.5.1.8 Руководства пользователя ГИС Zulu и ZuluXTools (<http://www.politerm.com.ru/docs.htm>).

### 3.4.2 Использование SQL запросов для получения данных

Получение данных для паспортизации всех расчетных единиц осуществляется с помощью SQL запросов. Порядок формирования SQL запроса указан в разделе 15.3 Руководства пользователя ГИС Zulu и ZuluXTools (<http://www.politerm.com.ru/docs.htm>).

Конструкция типового запроса имеет вид:

```
Select а.имяЯчейки1Слоя1, а.имяЯчейкиНСлоя1, б.имяЯчейки1Слоя2,
б.имяЯчейкиНСлоя2 from имяСлоя1 as а join имяСлоя2 as б on
а.geometry.stwithin(б.geometry) where а.type=номерТипаОбъекта
```

Черным цветом в структуре запроса выделены постоянные элементы запроса; красным – требуемые для вывода ячейки; синим – псевдонимы слоев (раздел 2.1.3 Руководства «Использование языка SQL для выполнения запросов в системе Zulu»).

При таком запросе выборка данных осуществляется на основании пространственного сравнения объектов между собой – путем сопоставления координат объектов и определения их графического расположения относительно друг друга. То есть в результате обработки запроса выделяются все объекты указанного Типа из Слоя1, которые графически находятся внутри объектов Слоя2 и выводятся данные в табличной форме (таблица 56).

Таблица 56 – Результат обработки запроса

имяЯчейки1Слоя1	имяЯчейкиНСлоя1	имяЯчейки1Слоя2	имяЯчейкиНСлоя2
...	...	...	...
...	...	...	...
...	...	...	...

Количество запрашиваемых для вывода ячеек ограничивается общим числом ячеек в базах данных соответствующих слоев (Слоя1 и Слоя2).

Информация по Типам объектов может быть получена из Структуры слоя (рисунок 41а), где она представлена уникальным номером (ID), либо при выделении

необходимого объекта и просмотра информации о нем в окне «Свойства» (рисунок 41 б).

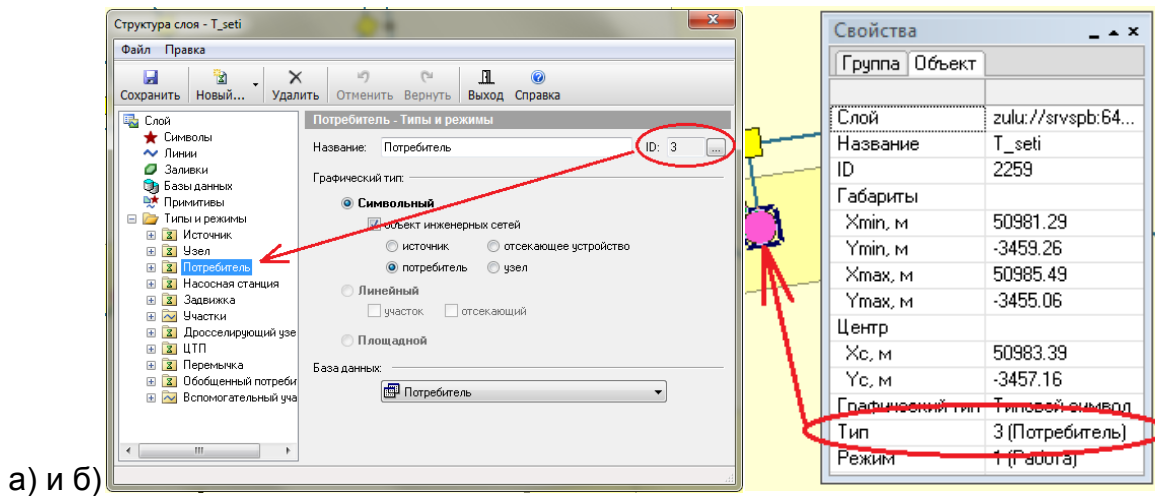


Рисунок 41 – Отображение данных по Типу объекта

Стандартные Типы элементов тепловой сети приведены в таблице 57.

Таблица 57 - Стандартные Типы элементов тепловой сети

Наименование элемента модели тепловой сети	Тип элемента - уникальный номер (ID) в структуре слоя
Источник	1
Участок	6
Потребитель	3
Обобщенный потребитель	12
Узел	2
Центральный тепловой пункт (ЦТП)	8
Насосная станция	4
Задвижка	5
Перемычка	11
Дросселирующие устройства	7
Вспомогательный участок	13

*Примеры формирования SQL запросов для паспортизации расчетных единиц территориального деления*

Пример формирования SQL запроса с выводом адреса и расчетных нагрузок потребителей тепловой энергии по всем расчетным элементам представлен на примере кадастровых кварталов города Октябрьский (рисунок 42).

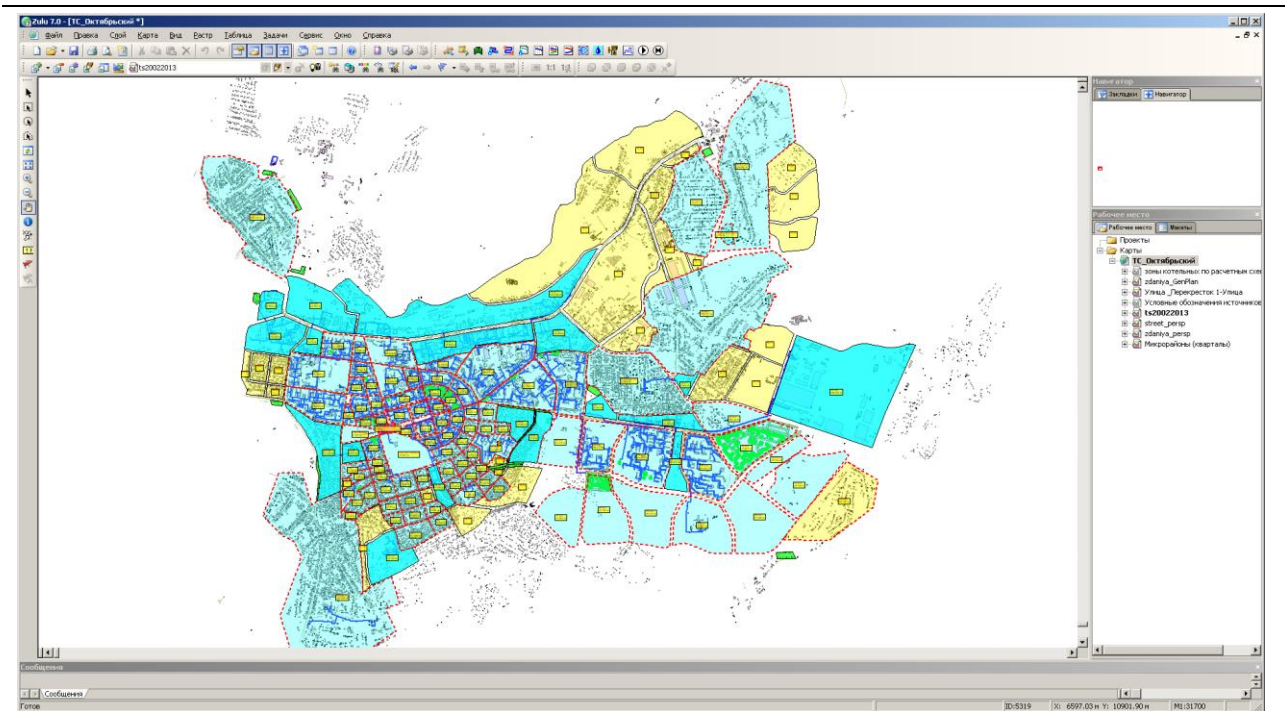


Рисунок 42 – Кадастровое деление г. Октябрьский (приведено не в полном объеме, в части, касающейся количества кадастровых кварталов)

Результат обработки запроса представлен на рисунке 43.

Адрес узла ввода	Расчетная нагр...	Расчетная сред...	Номер источ...	Номер кадастр...
ул Пархоменко, 9	0.393		65	25:34:016802
ул Афанасьева, 1	0.633		65	25:34:017501
ул Ивасика, 17	0.307		65	25:34:016802
Агеева 32 ГВС		0.0375	33	25:34:017501
Агеева 34а	0.294		33	25:34:017501
Агеева 36	0.066		33	25:34:017501
Агеева 28 ГВС		0.034166667	33	25:34:017501

Рисунок 43 – Результат обработки запроса по кадастровым кварталам г. Октябрьский

Структура запроса:

```
Select a.[Адрес узла ввода], a.[Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч],
a.[Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч], a. [Номер источника], b.[Номер ка-
дастрового квартала] from [T_seti] as a join [Uss_Cadastral] as b on
a.geometry.stwithin(b.geometry) where a.type=3
```

Содержание структуры запроса приведено в таблице 58.


Таблица 58 – Содержание структуры запроса по кадастровым кварталам г. Октябрьский

Часть структуры запроса	Содержание структуры запроса
Select	Оператор выборки данных
a.[Адрес узла ввода] a.[Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч] a.[Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч] a. [Номер источника]	Ячейки, запрашиваемые для вывода в итоговую таблицу из базы данных слоя модели тепловой сети.
b.[Номер кадастрового квартала]	Ячейки, запрашиваемые для вывода в итоговую таблицу из базы данных слоя кадастрового деления.
from	Команда SQL, стоящая перед указанием слоев, из которых делается выборка данных
[T_seti] as a	Обозначение слоя под псевдонимом «а»
join	Команда SQL, при которой каждая запись данных первого слоя сопоставляется с каждой записью другого слоя на предмет выполнения условия соединения
[Uss_Cadastral] as b	Обозначение слоя под псевдонимом «b»
on a.geometry.stwithin(b.geometry)	Описание условия соединения слоев – элементы слоя «а» геометрически находятся внутри элементов слоя «b»
where	Команда SQL, определяющая наличие дополнительного условия выборки
a.type=3	Описание дополнительного условия выборки – основное условие применяется только к элементам указанного типа и данные выводятся также только по данному типу.

Результаты обработки запроса представляются в табличной форме (таблица 59) на вкладке «Ответ» табло «SQL запрос» (рисунок 43).

Таблица 59 – Результат обработки запроса на данные по кадастровым кварталам г. Октябрьский (приведена часть данных)

Адрес узла ввода	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Номер источника	Номер кадастрового квартала
Ивасика 17	0.307		65	25:34:016802
Агеева 32		0.0375	33	25:34:017501
Чичерина 44	0.5579		32	25:34:016902
Некрасова 195	0.07		30	25:34:016401

При необходимости сохранения содержания запроса, а также результатов его обработки используются соответствующие команды верхней панели табло  вкладки «Ответ».

Пример получения данных по выбранным расчетным единицам. Для получения данных по выборке расчетных элементов используется аналогичная конструкция SQL запроса с дополнительными условиями выборки. В этом случае структура запроса имеет вид:

```
Select а.имяЯчейки1Слоя1, а.имяЯчейкиНСлоя1, б.имяЯчейки1Слоя2,
б.имяЯчейкиНСлоя2 from имяСлоя1 as а join имяСлоя2 as б on
а.geometry.stwithin(б.geometry) where а.type=номерТипаОбъекта and
б.имяЯчейки1Слоя2='...' or б.имяЯчейки1Слоя2='...' or б.имяЯчейки1Слоя2='...'
```

Дополнительное условие выборки в структуре запроса выделено красным цветом.

Результат обработки SQL запроса с выводом адресов и расчетных нагрузок потребителей тепловой энергии по отдельным кадастровым кварталам г. Октябрьский (с номерами 25:34:016902 и 25:34:017001) представлен рисунке 44.

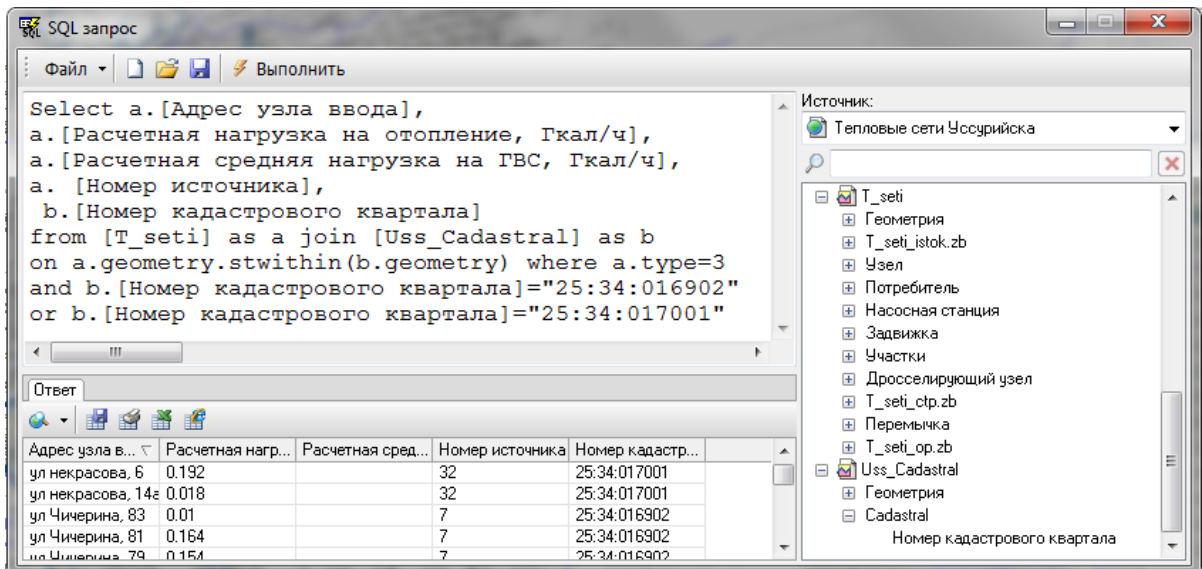


Рисунок 44 – Результат обработки запроса по кадастровым кварталам 25:34:016902 и 25:34:017001 г. Октябрьский

Структура запроса:

```
Select a.[Адрес узла ввода], a.[Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч],
a.[Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч], a. [Номер источника], b.[Номер ка-
дастрового квартала] from [T_seti] as a join [Uss_Cadastral] as b on
a.geometry.stwithin(b.geometry) where a.type=3 and b.[Номер кадастрового кварта-
ла]="25:34:016902" or b.[Номер кадастрового квартала]="25:34:017001"
```

В табличной форме вкладки «Ответ» представляются результаты обработки SQL запроса только по выбранным кадастровым кварталам города (рисунок 44).

### 3.5 Гидравлический расчет тепловых сетей

Расчетный расход сетевой воды на систему отопления (СО), присоединенную по зависимой схеме, определяется по формуле (1):

$$G_{c.p.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{C \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.p.})}, \text{ т/ч} \quad (1)$$

где  $Q_{o.p.}$  - расчетная нагрузка на систему отопления, Гкал/ч;

$\tau_{1.p.}$  - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С;

$\tau_{3.p.}$  - температура воды в подающем трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С;

$\tau_{2.p.}$  - температура воды в обратном трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С;

Расчетный расход воды в системе отопления определяется из выражения (2):

$$G_{c.o.p.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{C \cdot (\tau_{3.p.} - \tau_{2.p.})}, \text{ т/ч} \quad (2)$$

где  $\tau_{3.p.}$  - температура воды в подающем трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С.

Относительный расход сетевой воды  $\bar{G}_c$  на систему отопления:

$$\bar{G}_c = \frac{G_c}{G_{c.p.}} \quad (3)$$

где  $G_c$  - текущее значение сетевого расхода на систему отопления, т/ч.

Относительный расход тепла  $\bar{Q}_o$  на систему отопления (4):

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_{o.}}{Q_{o.p.}} \quad (4)$$

где  $Q_{o.}$  - текущее значение расхода теплоты на систему отопления.

Расчетный расход теплоносителя в системе отопления присоединенной по независимой схеме (5):

$$G_{c.o.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (t_{1.p.} - t_{2.p.})} \text{ т/ч} \quad (5)$$

где  $t_{1.p.}$ ,  $t_{2.p.}$  - расчетная температура нагреваемого теплоносителя (второй контур) соответственно на выходе и входе в теплообменный аппарат, °С.

Расчетный расход теплоносителя в системе вентиляции определяется по формуле (6):

$$G_{c.в.} = \frac{Q_{в.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.в.p.})} \text{ т/ч} \quad (6)$$

где  $Q_{в.p.}$  - расчетная нагрузка на систему вентиляции Гкал/ч;

$\tau_{2.в.p.}$  - расчетная температура сетевой воды после калорифера системы вентиляции, °С.

Расчетный расход теплоносителя на систему горячего водоснабжения (ГВС) для открытых систем теплоснабжения определяется по формуле (7):

$$G_{гвс.p.} = \frac{Q_{гвс.}^{cp.} \cdot 1000}{c \cdot (t_{гв.} - t_{хв.})} \text{ т/ч} \quad (7)$$



Расход воды на горячее водоснабжение из подающего трубопровода тепловой сети (8):

$$G_{n.звс.} = \beta \cdot G_{звс.п.}, \text{ Т/ч} \quad (8)$$

где  $\beta$  - доля отбора воды из подающего трубопровода, определяемая по формуле (9):

$$\beta = \frac{t_{звс.} - \tau_{2.}}{\tau_{1.} - \tau_{2.}} \quad (9)$$

Расход воды на горячее водоснабжение из обратного трубопровода тепловой сети (10):

$$G_{o.звс.} = (1 - \beta) \cdot G_{звс.п.}, \text{ Т/ч} \quad (10)$$

Расчетный расход теплоносителя (греющей воды) на систему ГВС для закрытых систем теплоснабжения:

при параллельной схеме включения подогревателей на систему горячего водоснабжения вычисляется по формуле (11):

$$G_{звс.п.} = \frac{Q_{звс.п.} \cdot 1000}{C \cdot (\tau_{1.и.} - \tau_{2.м.и.})}, \text{ Т/ч} \quad (11)$$

где:  $\tau_{1.и.}$  - температура сетевой воды в подающем трубопроводе в точке излома температурного графика, °С;

$\tau_{2.м.и.}$  - температура сетевой воды после подогревателя в точке излома температурного графика (принимается  $\tau_{2.м.и.} = 30$  °С).

При наличии баков аккумуляторов (12):

$$Q_{звс.п.} = Q_{звс.}^{сп.}, \text{ Гкал/ч} \quad (12)$$

При отсутствии баков аккумуляторов (13):

$$Q_{звс.п.} = Q_{звс.}^{\max.}, \text{ Гкал/ч} \quad (13)$$

где  $Q_{гвс.}^{cp.}$  - величина средней тепловой нагрузки на ГВС, при отсутствии данных определяется по формуле:

$Q_{гвс.}^{max.}$  - величина максимальной тепловой нагрузки на ГВС, при отсутствии данных определяется по формуле (14):

$$Q_{гвс.}^{max.} = K \cdot Q_{гвс.}^{cp.}, \text{ Гкал/ч} \quad (14)$$

где  $K$  – коэффициент часовой неравномерности.

Для смешанной схемы включения подогревателей на систему горячего водоснабжения, при регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке, расчетный расход греющей воды на верхнюю ступень подогревателя определяется по формуле (15) и (16):

$$G_{гвс.р.}^{II} = \frac{Q_{гвс.}^{II} \cdot 1000}{C \cdot (\tau_{1.и.} - \tau_{2.м.и.})}, \text{ т/ч} \quad (15)$$

$$Q_{гвс.}^{II} = Q_{гвс.}^{max.} \cdot \frac{t_{гв.} - t_n}{t_{гв.} - t_{хв.}}, \text{ Гкал/ч} \quad (16)$$

где  $t_n$  - температура холодной водопроводной воды после теплообменного аппарата нижней ступени, принимаемая на 5 - 10 °С ниже температуры сетевой воды в обратном трубопроводе после системы отопления в точке излома температурного графика;

$\tau_{2.м.и.}$  - температура сетевой воды после теплообменного аппарата верхней ступени, принимаемая равной температуре сетевой воды после системы отопления в точке излома температурного графика, °С.

Для последовательной схемы включения подогревателей на систему горячего водоснабжения при регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке, расчетный расход греющей воды на верхнюю ступень подогревателя определяется по формуле (17):

$$G_{гвс.р.}^{II} = \frac{Q_{гвс.}^{II} \cdot 1000}{C \cdot (\tau_{1.и.} - \tau_{2.м.и.})}, \text{ т/ч} \quad (17)$$

где  $t_{2.m.u.}$  - температура сетевой воды после теплообменного аппарата верхней ступени, °С;

$$Q_{звс.}^{II} = Q_{звс.}^{бал.} \cdot \frac{t_{звс.} - t_{н.}}{t_{звс.} - t_{хвс.}}, \text{ Гкал/ч}$$

где  $Q_{звс.}^{бал.} = \chi \cdot Q_{звс.}^{сп.}$  - балансовая нагрузка на горячее водоснабжение, Гкал/ч, при  $\chi = 1,2$ .

Расход сетевой воды на первую (нижнюю) ступень теплообменного аппарата определяется по формуле (18):

$$G_{звс.р.}^I = G_{аб.р.} = G_{с.р.} + G_{звс.р.}^{II}, \text{ т/ч} \quad (18)$$

где  $G_{аб.р.}$  - расчетный расход сетевой воды на абонентский ввод, т/ч;

$G_{звс.р.}^{II}$  - расчетный расход сетевой воды на вторую (верхнюю) ступень теплообменного аппарата, т/ч.

Суммарный расход сетевой воды на абонентский ввод равен сумме расчетных расходов на отопление, вентиляцию и ГВС (19):

$$G_{аб.в.р.} = G_{со.р.} + G_{звс.р.}^{II} + G_{св.р.}, \text{ т/ч.} \quad (19)$$

Расчетный расход воды в двухтрубных тепловых сетях в неотапительный период определяется по формуле (20):

$$Q_{звс.р.} = \alpha \cdot Q_{звс.}^{max.}, \text{ т/ч} \quad (20)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий изменения среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотапительный период по отношению к отопительному периоду, принимаемый при отсутствии данных для жилищно-коммунального сектора равным 0,8 (для курортов  $\alpha = 1,2 - 1,5$ ), для предприятий – 1,0.

При этом максимальный расход воды на горячее водоснабжение определяется для открытых систем теплоснабжения по формуле (21):

$$G_{звс.р.} = \frac{Q_{звс.}^{\max} \cdot 1000}{c \cdot (t_{звс.} - t_{хв.})}, \text{ т/ч} \quad (21)$$

при температуре холодной воды в неотапливаемый период.

Для закрытой системы при всех схемах присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения – по формуле (22):

$$G_{звс.р.} = \frac{Q_{звс.}^{\max} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.и.} - \tau_{2.и.})}, \text{ т/ч} \quad (22)$$

Расход воды в обратном трубопроводе двухтрубных водяных тепловых сетей открытых систем теплоснабжения принимается в размере 10 % от расчетного расхода воды, определенного по предыдущей формуле.

#### *Определение сопротивлений участков тепловой сети и потребителей*

Потери напора при движении теплоносителя по трубопроводам, определяются по формуле (23):

$$\Delta H_{уч.} = S_{уч.} \cdot \left( \frac{G_{уч.}}{\rho} \right)^2 \quad (23)$$

где  $G_{уч.}$  - расход теплоносителя на участке тепловой сети, т/час;

$S_{уч.}$  - приведенное сопротивление участка трубопровода, м/(т/час)<sup>2</sup>;

$\rho$  - плотность теплоносителя, кг/м<sup>3</sup>.

Приведенное сопротивление участка трубопровода определяется по формуле (24):

$$S_{уч.} = \frac{A_r \cdot (l_{уч.} + l_{экв.})}{g \cdot d_{уч.}^{5,25}}, \text{ м}^* \text{ч}^2 / \text{м}^6 \quad (24)$$

где  $A_r$  - коэффициент, м<sup>0,25</sup>;

$l_{уч.}$  - длина участка трубопровода по плану, м;

$l_{\text{экв.}}$  - эквивалентная длина участка трубопровода, м;

$d_{\text{уч.}}$  - внутренний диаметр участка трубопровода, м;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

#### *Конструкторский гидравлический расчет трубопроводов тепловой сети*

Целью конструкторского гидравлического расчета является определение диаметров трубопроводов и потерь давления в тепловой сети при известных расходах и параметрах теплоносителя. Конструкторский расчет выполняется для тупиковой и кольцевой тепловой сети.

Исходными данными для проведения конструкторского гидравлического расчета являются:

схема тепловой сети;

длины участков тепловой сети, количество и места установки задвижек, компенсаторов и углов поворота;

расчетные нагрузки потребителей;

расчетные параметры теплоносителя на источнике и потребителях;

геодезические отметки узлов тепловой сети и высоты зданий.

Конструкторский расчет трубопроводов тепловой сети открытой системы теплоснабжения для зимнего периода выполняют для двух режимов:

- при отсутствии водоразбора на горячее водоснабжение, когда расчетный расход теплоносителя, а следовательно, и потери давления в подающем и обратном трубопроводах будут равными (диаметры подающего и обратного трубопровода одинаковые);

- при максимальном водоразборе на горячее водоснабжение из обратного трубопровода (диаметры подающего и обратного трубопровода разные).

Конструкторский расчет тепловой сети закрытой системы теплоснабжения выполняется из условия, что диаметры подающего и обратного трубопроводов одинаковые.

Расходы теплоносителя на участках тепловой сети определяются в зависимости от схемы присоединения потребителей и способа регулирования отпуска теплоты.

Конструкторский расчет тепловой сети может быть выполнен двумя способами:

- по известной разности располагаемых напоров в начале и конце рассчитываемой сети. При этом за основную магистраль при расчете разветвленной тепловой сети выбирают ветвь с наименьшими удельными потерями напора;

- по задаваемым удельным потерям давления на основной магистрали и ответвлениях. В этом случае за основную магистраль принимается наиболее протяженная ветвь. Удельные потери на магистрали выбирают так, чтобы давления в узлах ответвлений обеспечивало нормальную работу всех потребителей.

В первом случае решение задачи сводится к определению расчетных удельных потерь напора и подбору таких диаметров трубопроводов, при которых фактические удельные потери напора не превышают расчетных. Под расчетным участком разветвленной сети будем понимать трубопровод, в котором расход теплоносителя не изменяется. Расчетный участок располагается, как правило, между соседними ответвлениями. Расчетный участок делится на два или несколько, если в его пределах требуется изменить диаметры труб или вид прокладки.

При этом конструкторский расчет тепловой сети распадается на два этапа: предварительный и поверочный.

#### *Предварительный расчет*

Определяются расчетные расходы теплоносителя на всех участках расчетной магистрали тепловой сети путем последовательного суммирования расходов теплоносителя по всем потребителям и ответвлениям.

Определяется расчетный располагаемый напор на каждом потребителе  $\Delta H_{nom}$ .

Определяется ориентировочная доля потерь давления в местных сопротивлениях по формуле Б.Л. Шифринсона (25):

$$\alpha_i = z \cdot \sqrt{G_i} \quad (25)$$

где  $G_i$  – расход теплоносителя на участке, кг/с;

$z$  – коэффициент, зависящий от вида теплоносителя, для воды  $z = 0,03 - 0,05$ .

Определяется предварительное удельное линейное падение давления на расчетной магистрали по формуле (26):

$$R_{л.уд.} = \frac{(\Delta H_{ист.} - \Delta H_{ном.}) \cdot \gamma_{сп.}}{(1 + \alpha) \cdot 2 \cdot \sum_1^n l_i} = \frac{(\Delta H_{ист.} - \Delta H_{ном.}) \cdot g \cdot \rho_{сп.}}{(1 + \alpha) \cdot 2 \cdot \sum_1^n l_i}, \text{ Па/м} \quad (26)$$

где  $2 \cdot \sum_1^n l_i$  - длина подающего и обратного трубопровода расчетной магистрали, м;

рали, м;

$l_i$  - длина  $i$ -го участка подающего трубопровода, м;

$n$  – количество участков подающего трубопровода на расчетной магистрали;

$\Delta H_{ист.}$  - располагаемый напор на источнике, м;

$\Delta H_{ном.}$  - располагаемый напор на потребителе, м;

$\gamma_{сп.}$  - удельный вес теплоносителя,  $\text{кг/м}^3$ . При среднегодовой температуре

теплоносителя, равной  $75^\circ\text{C}$ , удельный вес воды  $\gamma_{сп.} = 9555 \text{ Н/м}^3$ ,  $\rho_{сп.} = 975$  ( $\text{кг/м}^3$ ).

Диаметр трубопровода предварительно определяется по формуле (27):

$$d_i = A_d^b \cdot \frac{G_i^{0.38}}{R_i^{0.19}}, \text{ м} \quad (27)$$

где  $A_d^b$  - коэффициент, зависящий от шероховатости трубопровода и плотности теплоносителя, приведен в таблице 60.

$G_i$  - массовый расход теплоносителя на участке сети,  $\text{кг/с}$ ;

$d_i$  - внутренний диаметр трубопровода, м

*Проверочный расчет*

Округляется предварительно рассчитанный диаметр до ближайшего по стандарту. Определяется фактическое удельное падение давления по формуле (28):

$$R_{л.уд.} = A_R^b \cdot \frac{G_i^2}{d_i^{5.25}}, \text{ Па/м} \quad (28)$$

При определении фактических удельных потерь давления следует ориентироваться на диаметр условного прохода трубопровода, который для стальных труб равен усредненному по толщине стенки внутреннему диаметру.

Определяется сумма коэффициентов местных сопротивлений  $\sum \xi$ . При подсчете суммы коэффициентов местных сопротивлений учитывается все устанавливаемое на участке оборудование: задвижки, компенсаторы, отводы, тройники и т.д.

Определяется длина трубопровода, эквивалентная местным сопротивлениям, установленным на каждом участке, по формуле (29):

$$l_{\text{экв.}} = A_l \cdot \sum \xi \cdot d_i^{1.25}, \text{ м} \quad (29)$$

где  $A_l$ ,  $A_R$ ,  $A_d$  - коэффициенты, зависящие от шероховатости трубопровода и плотности теплоносителя, приведены в таблице 60.

Определяется фактическое суммарное падение давления на участке по формуле (30):

$$\Delta P_{\text{уч.}} = R_{\text{л.уд.}} \cdot (l + l_{\text{экв.}}), \text{ Па} \quad (30)$$

Определяется фактическая потеря напора на участке сети по формуле (31):

$$\Delta H_{\text{уч.}} = \frac{\Delta P_{\text{уч.}}}{\gamma_{\text{сп.}}} = \frac{\Delta P_{\text{уч.}}}{g \cdot \rho_{\text{сп.}}} = \frac{\Delta P_{\text{уч.}}}{9.8 \cdot \rho_{\text{сп.}}}, \text{ м} \quad (31)$$

Определяется располагаемый напор в узлах расчетной магистрали по формуле (32):

$$\Delta H_{\text{узла}} = \Delta H_{\text{ист.}} - \Delta H_{\text{под.уч.}} - \Delta H_{\text{обр.уч.}}, \text{ м} \quad (32)$$

где  $\Delta H_{\text{под.уч.}}$  - фактические потери напора на участке подающего трубопровода, м;

$\Delta H_{\text{обр.уч.}}$  - фактические потери напора на участке обратного трубопровода, м.

Определяется скорость движения воды в трубах, которая должна быть не более 3,5 м/с (по формуле (33))

$$\omega_{\text{уч.}} = \frac{G_{\text{уч.}}}{3600 \cdot f_{\text{тр.}} \cdot \rho_{\text{сп.}}} = \frac{G_{\text{уч.}}}{3600 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \rho_{\text{сп.}}}, \text{ м/с} \quad (33)$$



Зависимость между расходом воды, скоростью и диаметром участка имеет вид (34):

$$G_{уч.} = 2826 \cdot \omega_{уч.} \cdot d^2 \cdot \rho_{ср., Т/ч} \quad (34)$$

где  $\rho_{ср.}$  - плотность теплоносителя, кг/м<sup>3</sup>;

$f_{тр.}$  - площадь поперечного сечения трубопровода, м<sup>2</sup>.

По известному располагаемому напору в узлах расчетной магистрали и располагаемому напору у потребителей аналогично производят расчет ответвлений.

Расчет считается удовлетворительным, если полученные потери напора на каждой стадии расчета не превышают разность располагаемых напоров начала и конца расчетного участка и отличаются от него не более чем на 10%. В этом случае расчетный расход теплоносителя будет обеспечен с ошибкой не более 3,5%.

В случае, когда располагаемый напор на источнике неизвестен, его обоснование следует выполнять на основании технико-экономических расчетов. При отсутствии данных для экономического обоснования удельные потери вдоль главной магистрали можно принимать от 30 до 80 Па/м. Для ответвлений к отдельным зданиям - по располагаемому перепаду давлений, но не более 300 Па/м.

При этом конструкторский расчет тепловой сети ведут по следующей методике.

Исходя из схемы присоединения местных теплопотребляющих установок, определяют требуемый перепад давлений на вводах в здания и сооружения.

Начиная с концевой участка расчетной магистрали, определяются диаметры труб по расчетному расходу теплоносителя и экономически целесообразным удельным потерям давления.

Располагаемый перепад давлений в конце расчетного участка складывается из требуемого перепада давлений на вводе и суммы потерь давления в подающем и обратном трубопроводах. Для последующих участков расчетной магистрали определение потерь давления и конечных располагаемых перепадов производится аналогично.

После расчета магистрали во всех узловых точках сети будут известны располагаемые перепады давлений. Поэтому последующий расчет можно проводить по методике, рассмотренной выше.

Для предотвращения возможных закупорок труб продуктами коррозии и другими механическими отложениями минимальные диаметры труб тепловых сетей ограничены и принимаются, независимо от расходов теплоносителя, для магистральных и распределительных участков не менее 32 мм, а для ответвлений к отдельным зданиям - не менее 25 мм.

Диаметры подающего и обратного трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при совместной подаче теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение должны приниматься, как правило, одинаковыми.

Для распределительных участков сети и ответвлений необходимо стремиться к подбору таких диаметров труб, при которых обеспечивается полное использование располагаемого перепада давлений. Все избыточные давления в сети необходимо погасить на вводах в здания либо соплом элеватора, либо путем установки дроссельных шайб.

По результатам конструкторского гидравлического расчета можно построить пьезометрический график, далее выполнить наладку системы теплоснабжения либо поверочный расчет.

Таблица 60 - Размерности и значения коэффициентов  $A_R^b$ ,  $A_d^b$ ,  $A_l$ .

Коэффициент	Размерность	Выражение	Абсолютная эквивалентная шероховатость $k_{э.кв.}$ , м		
			0.0002	0.0005	0.001
$A_R^b$	$\text{м}^{3.25}/\text{кг}$	$0.0894 \cdot \frac{k_{э.кв.}^{0.25}}{\rho}$	$10.92 \cdot 10^{-6}$	$13.64 \cdot 10^{-6}$	$16.3 \cdot 10^{-6}$
$A_d^b$	$\text{м}^{3.25}/\text{кг}^{0.19}$	$0.63 \cdot \frac{k_{э.кв.}^{0.0475}}{\rho^{0.19}}$	$111.5 \cdot 10^{-3}$	$117 \cdot 10^{-3}$	$121 \cdot 10^{-3}$
$A_l$	$\text{м}^{-0.25}$	$\frac{9.1}{k_{э.кв.}^{0.25}}$	76.4	60.7	51.1

Размерности и числовые значения указанных коэффициентов взяты при плотности  $\rho = 975 \text{ кг/м}^3$ , что соответствует средней температуре теплоносителя за год  $\tau_{ср.} = 75 \text{ }^\circ\text{C}$ .

#### Расчет потокораспределения в трубопроводной сети

Программный модуль предназначен для расчета режимов работы трубопроводных сетей.

К началу выполнения гидравлического расчета определены:

- сопротивления участков тепловой сети;
- сопротивления потребителей;
- расходы в узлах сети;
- действующие напоры на источниках и насосных станциях.

В результате гидравлического расчета определяются расходы теплоносителя на каждом участке тепловой сети и давления в каждом узле. Для определения названных величин используются законы Кирхгофа:

- сумма расходов, втекающих в каждый узел, равна нулю (или утечке);
- сумма падений давления на всех участках замкнутого цикла равна нулю (или сумме действующих напоров).

Эти два фундаментальных закона следует дополнить эмпирической зависимостью падения давления на участке сети от расхода (35):

$$\Delta p = f(q) \quad (35)$$

Для всех трубопроводных сетей считается оправданным использование зависимости вида [13] (36)

$$f(q) = s |q|^{\beta-1} q \quad (36)$$

В частности, для водопроводной сети принято использовать функцию (37):

$$f(q) = s |q| q \quad (37)$$

где  $s$  – постоянный коэффициент, называемый сопротивлением.

С использованием матрицы инцидентности графа сети первую систему уравнений Кирхгофа можно записать в виде (38):

$$A \cdot q = Q \quad (38)$$

Здесь  $A$  – матрица инцидентности без последней строки,

$q$  – вектор расходов на участках,

$Q$  – вектор утечек в узлах.

Вторая система уравнений Кирхгофа может быть получена из системы уравнений, выражающих закон Ома для каждого участка сети (39):

$$A^T p = H - S f(q) \quad (39)$$

Здесь  $P$  – вектор давлений в узлах;

$H$  – вектор действующих на участках напоров;

$S$  – диагональная матрица сопротивлений участков.

Если для графа сети выбрано основное дерево, тогда ему соответствует определенная система базисных циклов, описываемая матрицей  $B$ . Умножая последнее соотношение на матрицу  $B$  слева и, учитывая, что  $BA^T = 0$ , получается вторая система уравнений Кирхгофа (40):

$$BS f(q) = BH \quad (40)$$

Решение такой системы нелинейных уравнений находится численно с использованием метода Ньютона. При этом время, требуемое для решения, пропорционально третьей степени числа неизвестных. Для достаточно больших трубопроводных сетей описанный подход требует слишком больших затрат машинного времени. Для ускорения процесса решения еще Кирхгофом предложен метод контурных расходов. В качестве неизвестных величин выбираются контурные расходы, точнее расходы на участках сети (хордах) не входящих в основное дерево. Количество хорд значительно меньше, чем количество узлов и участков.

Система переписывается в виде (41):

$$\begin{cases} A_t q_t + A_c q_c = Q, \\ B_t S_t f(q_t) + S_c f(q_c) = BH, \end{cases} \quad (41)$$

где нижним индексом “ $t$ ” отмечены величины, относящиеся к участкам, образующим дерево, а индексом “ $c$ ” – к хордам.

Матрица  $A_t$  обратима, поэтому первое уравнение преобразуется к виду (42):

$$q_t = B_t^T q_c + A_t^{-1} Q \quad (42)$$

Линеаризация оставшихся уравнений с учетом этого соотношения дает (43):

$$K \Delta q_c = F \quad (43)$$

где  $K = B_t S_t f'(q_t) B_t^T + S_c f'(q_c)$  – матрица Кирхгофа, правая часть вычисляется по формуле (44):

$$F = B S_t f(q_t) + S_c f(q_c) - B H \quad (44)$$

В соответствии с этим для решения системы нелинейных алгебраических уравнений имеем рекуррентную формулу (45):

$$q_c^{(N+1)} = q_c^{(N)} - K^{-1} F \quad (45)$$

Матрица  $K$  симметрична и положительно определена, поэтому для решения уравнения (3.17) применяется метод Холесского. Хранение и обработка информации производится не в матричной форме, а в виде списков.

На основании решения представленных выше уравнений производится расчет потокораспределения в сети. В результате расчета определяются:

- расходы и потери напора по участкам сети;
- напоры во всех узлах, как в подающем, так и обратном трубопроводах;
- фактические располагаемые напоры у потребителей.

Если в результате наладки у какого-либо потребителя фактический напор получится меньше, чем требуемый, то значение этой разницы запоминается и выдается сообщение «Заданного напора на источнике недостаточно». В этом случае возможны следующие варианты расчета:

Окончание расчета без изменения напора. Вариант может быть принят, если на источнике задан реальный располагаемый напор. После завершения расчета следует проанализировать причину недостатка напора у потребителей.

Задать новый напор на источнике. Выбор значения напора, которое необходимо добавить для нормальной работы сети. В этом случае произойдет пересчет потокораспределения и напоров во всех узлах сети. Вариант может быть использован для выбора оптимального располагаемого напора на источнике. С этой целью перед началом расчета в качестве исходных данных задается заведомо малое значение располагаемого напора, которое в дальнейшем пересчитывается.

*Температурные графики систем централизованного теплоснабжения*

В соответствии со СНиП 2.04.07-86\* регулирование отпуска теплоты предусматривается, как правило, качественное по нагрузке отопления или по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения согласно графику изменения температуры воды в зависимости от температуры наружного воздуха.

При центральном качественном регулировании в системах теплоснабжения с преобладающей (более 65 %) жилищно-коммунальной нагрузкой следует принимать регулирование по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения, а при тепловой нагрузке жилищно-коммунального сектора менее 65 % от суммарной тепловой нагрузки и доле средней нагрузки горячего водоснабжения менее 15 % от расчетной нагрузки отопления – принимается регулирование по нагрузке отопления.

Однако, выбор графика регулирования зачастую определяется целым рядом местных условий, а также сложившимися условиями проектирования системы теплоснабжения (схемами присоединения потребителей, диаметрами трубопроводов тепловой сети и т.д.).

В обоих случаях центральное качественное регулирование отпуска теплоты ограничивается наименьшими температурами воды в подающем трубопроводе тепловой сети, необходимыми для подогрева воды, поступающей в системы горячего водоснабжения потребителей:

- для закрытых систем теплоснабжения – не менее 70 °С;
- для открытых систем теплоснабжения – не менее 60 °С.

При расчете графиков температур принимается: начало и конец отопительного периода при температуре наружного воздуха 8 °С.

#### *График качественного регулирования по отопительной нагрузке*

При качественном регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке графики температур до и после узла смешения и температуры воды, поступающей в тепловую сеть, определяются по результатам расчета системы теплоснабжения. Расчет можно производить как для открытых, так и для закрытых систем теплоснабжения с зависимым присоединением систем отопления. Выбор потребителя, на которого производится расчет температурного графика, осуществляется оператором. При выборе можно ориентироваться на самого плохого, с точки зрения тепло-

гидравлического режима, потребителя или потребителя, характеризующего основную массу зданий данного района теплоснабжения.

*Без учета тепловых потерь в тепловых сетях.*

В этом случае на количество тепловой энергии, получаемой потребителем, будет оказывать влияние только гидравлический режим работы тепловой сети, т.е. чем больше располагаемый напор на потребителе (при отсутствии регуляторов), тем выше температура внутреннего воздуха отапливаемого здания.

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе перед отопительной установкой будет равна температуре воды после источника и в общем случае может быть определена по формуле (46):

$$\tau_{1.o.} = t_{с.р.} + \Delta t_{o.p.} \cdot (\bar{Q}_o^p)^{0.8} + \left( \delta \tau_{o.p.} - \frac{\theta^p}{2} \right) \cdot \bar{Q}_o^p \quad (46)$$

где  $\theta^p$  - расчетный перепад температур теплоносителя в нагревательных приборах, °С и определяется по формуле (47):

$$\theta^p = \frac{\delta \tau_{o.p.}}{1 + u} \quad (47)$$

Температура воды после отопительной установки (48):

$$\tau_{2.o.} = t_{с.р.} + \Delta t_{o.p.} \cdot (\bar{Q}_o^p)^{0.8} - \frac{\theta^p}{2} \cdot \bar{Q}_o^p \quad (48)$$

Температура воды после смесительного устройства (49):

$$\tau_{3.o.} = t_{с.р.} + \Delta t_{o.p.} \cdot (\bar{Q}_o^p)^{0.8} + \frac{\theta^p}{2} \cdot \bar{Q}_o^p \quad (49)$$

*С учетом тепловых потерь в тепловых сетях.*

В этом случае на количество тепла, получаемого потребителем, будет оказывать влияние не только гидравлический режим работы системы теплоснабжения, но и потери тепла от источника до выбранного объекта.

При этом, если оператор ориентировался на потребителя, находящегося в наихудших условиях работы, то потребители, находящиеся вблизи от источника и имеющие минимальные тепловые потери в тепловых сетях, будут получать избыточное количество тепловой энергии.

По результатам расчета строится температурный график.

#### *Расчет номинального гидравлического режима систем горячего водоснабжения*

Расчет номинального гидравлического режима выполняется в расчетном модуле «Наладочный расчет тепловой сети» и является условным расчетным приемом для подбора дросселирующих устройств и определения мест их установки.

Ниже приведена методика наладочного расчета для открытых и закрытых систем горячего водоснабжения (ГВС), неавтоматизированных систем и систем с установленным регулятором температуры. Приведенные в качестве примера выводы применимы при центральном качественном регулировании по отопительной нагрузке.

#### *Открытая система горячего водоснабжения без регулятора температуры на систему ГВС*

Неавтоматизированная система централизованного теплоснабжения, абонентский ввод которой подключен к тепловой сети по схеме, представленной на рисунке 3.1, не имеет ни одного регулирующего устройства (при проведении наладочного расчета регулятор температуры не рассматривается). Здесь, система отопления подключена по зависимой схеме через элеваторный узел. Система горячего водоснабжения открытая. Места возможной установки дросселирующих устройств 1, 2, 3, 4 показаны на рисунке 45.



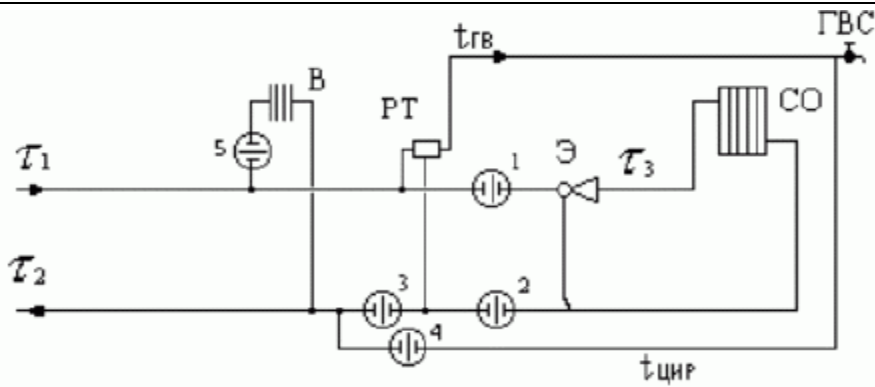


Рисунок 45 - Схема подключения абонентского ввода к открытой неавтоматизированной системе ГВС

Дросселирующие устройства 1, 2, устанавливаемые на систему отопления, должны подбираться на самый неблагоприятный режим работы. Самый неблагоприятный режим работы характеризуется следующими расчетными параметрами:

$t_{1.p.}$ ,  $t_{2.p.}$ ,  $t_{3.p.}$ ,  $t_{н.р.о.}$ .

$t_{1.p.}$  – расчетная температура теплоносителя в подающем трубопроводе, например, 150°C, 130°C;

$t_{2.p.}$  – расчетная температура теплоносителя в обратном трубопроводе, 70°C;

$t_{3.p.}$  – расчетная температура теплоносителя на систему отопления, например, 95°C;

$t_{н.р.о.}$  – температура наружного воздуха расчетная на отопление, например, -30°C.

При этом подающий трубопровод тепловой сети должен быть нагружен максимальным расходом сетевой воды. Максимальный расход сетевой воды при наличии вентиляционной нагрузки определяется по следующей формуле (50):

$$G_{\text{ход.}} = G_{\text{о.п.}} + G_{\text{звс.}} + G_{\text{в.п.}} \quad (5)$$

0)

Расход воды на систему горячего водоснабжения определяется на точку излома температурного графика, при температуре воды в подающем трубопроводе, соответствующей 60°C. Отбор воды осуществляется из подающего трубопровода. При загрузке подающего трубопровода максимальным расходом сетевой воды располагаемый напор перед системой отопления будет минимальным, а значит и из-

быточный напор, который должно погасить дросселирующее устройство, тоже будет минимальным.

Дросселирующее устройство, для гашения избыточного напора на систему отопления, устанавливается, как правило, на подающем трубопроводе (1), если не нарушается одно из следующих условий:

1. Напор в обратном трубопроводе (после системы отопления) меньше высоты здания (опорожнение системы отопления).

2. Установленное перед системой отопления дросселирующее устройство приводит к вскипанию воды в подающем трубопроводе.

Если эти условия нарушаются, дросселирующее устройство будет установлено на обратном трубопроводе (2). В этом случае оно играет роль подпорного устройства. Однако, при установке дросселирующего устройства на обратном трубопроводе напор после дросселирующего устройства не должен превышать допустимого значения из условия прочности установленных приборов системы отопления здания, например, для чугунных радиаторов, 60 м. вод. ст.

Если это условие будет нарушено, программное обеспечение автоматически подберет два дросселирующих устройства и поставит одно на подающем трубопроводе (1), другое - на обратном (2). При этом все ограничения должны быть соблюдены.

При наличии циркуляционного трубопровода и отборе воды на ГВС из подающего трубопровода устанавливается дросселирующее устройство (4), ограничивающее расход воды на циркуляцию. В случае отбора воды из обратного трубопровода дросселирующее устройство (4) должно шунтироваться байпасом. Подбор дросселирующего устройства (4) проводится на циркуляционный расход и напор, равный располагаемому напору перед системой ГВС минус потери в системе ГВС, принимаемые равными 2-3 м. вод. ст. При возможном отборе воды на ГВС из обратного трубопровода подбирается дросселирующее устройство (3). Дросселирующее устройство (3) при центральном регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке подбирается на расчетный расход воды на отопление и потери напора, равные потерям в системе ГВС.

Необходимо удостовериться в том, что напор в трубопроводе, из которого происходит водоразбор, больше, чем сумма высоты здания и потерь напора в системе ГВС.

Подбор дросселирующих устройств можно производить как с учетом, так и без учета тепловых потерь в тепловой сети. При этом, расчетные расходы для под-

бора дросселирующих устройств определяются по следующим зависимостям (51), (52), (53), (54), (55), (56):

а) без учета тепловых потерь:

$$G_{c.p.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.p.})}, \text{ Т/ч} \quad (51)$$

– расчетный расход теплоносителя на систему отопления;

$$G_{zoc.p.} = \frac{Q_{zoc.}^{cp.} \cdot 1000}{c \cdot (t_{zoc.} - t_{xc.})}, \text{ Т/ч} \quad (52)$$

– расчетный расход теплоносителя на систему ГВС,

где  $t_{zoc.}$  – температура горячей воды на систему ГВС;

$t_{xc.}$  – температура холодной водопроводной воды;

$$G_{c.c.} = \frac{Q_{c.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.c.p.})}, \text{ Т/ч} \quad (53)$$

– расчетный расход теплоносителя на систему вентиляции,

где  $\tau_{2.c.p.}$  – расчетная температура сетевой воды после калорифера системы вентиляции;

б) с учетом тепловых потерь:

Рассчитываются потери тепла от источника до присоединенного узла, определяются фактические температуры теплоносителя на входе и выходе абонентского ввода:

$$G_{c.p.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.ф.} - \tau_{2.ф.})}, \text{ Т/ч} \quad (54)$$

– расход теплоносителя на систему отопления с учетом фактической температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;

$$G_{zoc.p.} = \frac{Q_{zoc.}^{cp.} \cdot 1000}{c \cdot (t_{zoc.ф.} - t_{xc.})}, \text{ Т/ч} \quad (55)$$

– расход теплоносителя на систему ГВС с учетом фактической температуры горячей и холодной воды;

$$G_{с.с.} = \frac{Q_{с.р.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.ф.} - \tau_{2.с.ф.})}, \text{ Т/ч} \quad (56)$$

– расход теплоносителя на систему вентиляции с учетом фактической температуры сетевой воды на входе и на выходе из калорифера.

Подобраны все дросселирующие устройства на абонентском вводе. Однако, установка этих дроссельных устройств возможна после выполнения двух поверочных расчетов: первый - при максимальном отборе воды на ГВС из подающего трубопровода (текущая температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети 60-65°C и соответствующей ей температуре наружного воздуха), второй - при максимальном отборе воды на ГВС из обратного трубопровода (температура теплоносителя расчетная, например,  $t_{1.р.} = 150^\circ\text{C}$  и  $t_{н.р.о.} = -31^\circ\text{C}$ ), при этом дросселирующие устройства принимаются из наладки. В первом случае располагаемые напоры на потребителях будут минимальными, при этом проверяется, как поведет себя система отопления. Во втором случае располагаемый напор на потребителе будет максимальным. Выполняется проверка на возможность опорожнения системы отопления. В случае, когда система отопления какого-либо потребителя опорожняется, шайба, установленная на подающем трубопроводе, переносится на обратный. В этом случае она выполняет роль подпорной шайбы. После перестановки шайбы проверяется соблюдение всех условий, приведенных выше.

#### *С установленным регулятором температуры на систему ГВС*

Абонентский ввод имеет частично автоматизированный ИТП (без автоматических регулирующих устройств на отопление и с установленным на систему ГВС регулятором температуры). Регулятор температуры предназначен для автоматического регулирования температуры горячей воды, отбираемой на систему ГВС (устройство учитывается при проведении поверочных расчетов, при проведении наладочного расчета регулятор температуры не рассматривается). Места возможной установки дросселирующих устройств показаны на рисунке 46.

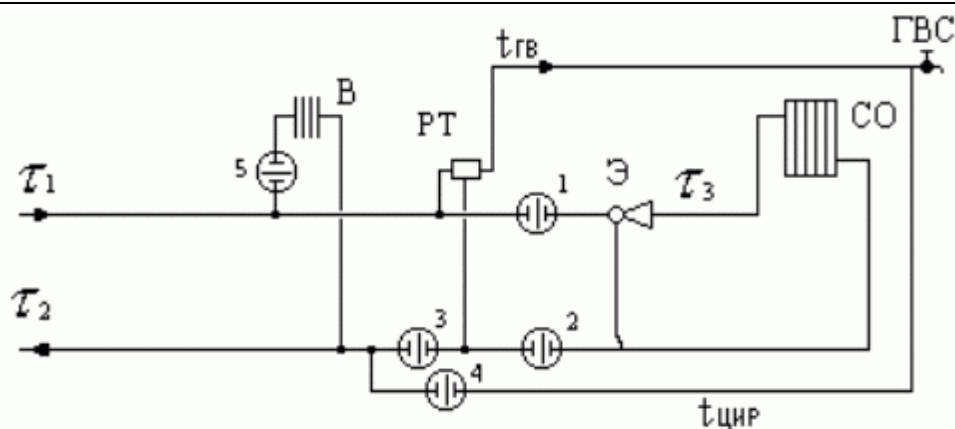


Рисунок 46 - Схема подключения абонентского ввода к открытой системе ГВС с установленным регулятором температуры.

Дросселирующие устройства (1), (2), устанавливаемые на систему отопления, должны подбираться на самый неблагоприятный режим работы. Самый неблагоприятный режим работы характеризуется следующими расчетными параметрами:

$\tau_{1.p.}$  – расчетная температура теплоносителя в подающем трубопроводе, например, 150°C, 130°C;

$\tau_{2.p.}$  – расчетная температура теплоносителя в обратном трубопроводе, 70°C;

$\tau_{3.p.}$  – расчетная температура теплоносителя на систему отопления, например, 95°C;

$t_{н.р.о.}$  – температура наружного воздуха расчетная на отопление, например, -31°C.

При этом подающий трубопровод тепловой сети должен быть нагружен максимальным расходом сетевой воды. Максимальный расход сетевой воды при наличии вентиляционной нагрузки определяется по следующей формуле (57):

$$G_{\text{nod.}} = G_{\text{o.p.}} + G_{\text{зес.}} + G_{\text{в.р.}} \quad (57)$$

Расход воды на систему горячего водоснабжения определяется на точку излома температурного графика, при температуре воды в подающем трубопроводе, соответствующей 60°C. Отбор воды осуществляется из подающего трубопровода. При загрузке подающего трубопровода максимальным расходом сетевой воды предполагаемый напор перед системой отопления будет минимальным, а значит и избыточный напор, который должно погасить дросселирующее устройство, тоже будет минимальным. Дросселирующее устройство, для гашения избыточного напора

на систему отопления, устанавливается, как правило, на подающем трубопроводе (1), если не нарушается одно из следующих условий:

1. Напор в обратном трубопроводе (после системы отопления) меньше высоты здания (опорожнение системы отопления).

2. Установленное перед системой отопления дросселирующее устройство приводит к вскипанию воды в подающем трубопроводе.

Если эти условия нарушаются, дросселирующее устройство устанавливается на обратном трубопроводе (2). В этом случае оно играет роль подпорного устройства. Однако, при установке дросселирующего устройства на обратном трубопроводе, напор после дросселирующего устройства не должен превышать допустимого значения из условия прочности установленных приборов системы отопления здания, например, для чугунных радиаторов 60 м. вод. ст. Если это условие нарушается, расчетный модуль автоматически подберет два дросселирующих устройства и поставит одно на подающем трубопроводе (1), другое - на обратном (2). При этом соблюдаются все ограничения.

При наличии циркуляционного трубопровода и отборе воды на ГВС из подающего трубопровода устанавливается дросселирующее устройство (4), ограничивающее расход воды на циркуляцию. В случае отбора воды из обратного трубопровода дросселирующее устройство (4) шунтируется байпасом. Подбор дросселирующего устройства (4) проводится на циркуляционный расход и напор, равный располагаемому напору перед системой ГВС минус потери в системе ГВС, принимаемые равными 2-3 м. вод. ст.

При возможном отборе воды на ГВС из обратного трубопровода подбирается дросселирующее устройство (3) и устанавливается между местом отбора воды на систему ГВС и местом подключения циркуляционного трубопровода (рисунок 50). Дросселирующее устройство (3) при центральном регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке подбирается на расчетный расход воды на отопление и потери напора равные потерям в системе ГВС.

Необходимо иметь в виду, что напор в трубопроводе, из которого происходит водоразбор, должен быть больше суммы высоты здания и потерь напора в системе ГВС. Подбор дросселирующих устройств может производиться как с учетом, так и без учета тепловых потерь в тепловой сети. При этом расчетные расходы для подбора дросселирующих устройств определяются по следующим зависимостям (58), (59), (60), (61), (62), (63):

а) без учета тепловых потерь

$$G_{c.p.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.p.})}, \text{ Т/ч} \quad (58)$$

– расчетный расход теплоносителя на систему отопления;

$$G_{zbc.p.} = \frac{Q_{zbc.}^{cp.} \cdot 1000}{c \cdot (t_{zbc.} - t_{xc.})}, \text{ Т/ч} \quad (59)$$

– расчетный расход теплоносителя на систему ГВС, где  $t_{zbc.}$  – температура горячей воды на систему ГВС;  $t_{xc.}$  – температура холодной водопроводной воды;

$$G_{c.e.} = \frac{Q_{e.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.e.p.})}, \text{ Т/ч} \quad (60)$$

– расчетный расход теплоносителя на систему вентиляции, где  $\tau_{2.e.p.}$  – расчетная температура сетевой воды после калорифера системы вентиляции;

б) с учетом тепловых потерь

Рассчитываются потери тепла от источника до присоединенного узла, определяются фактические температуры теплоносителя на входе и выходе абонентского ввода.

$$G_{c.p.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.ф.} - \tau_{2.ф.})}, \text{ Т/ч} \quad (61)$$

– расход теплоносителя на систему отопления с учетом фактической температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;

$$G_{zbc.p.} = \frac{Q_{zbc.}^{cp.} \cdot 1000}{c \cdot (t_{zbc.ф.} - t_{xc.})}, \text{ Т/ч} \quad (62)$$

– расход теплоносителя на систему ГВС с учетом фактической температуры горячей и холодной воды;

$$G_{с.в.} = \frac{Q_{с.р.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.ф.} - \tau_{2.с.ф.})}, \text{ Т/ч} \quad (63)$$

– расход теплоносителя на систему вентиляции с учетом фактической температуры сетевой воды на входе и на выходе из калорифера;

Подобраны все дросселирующие устройства на абонентском вводе. Однако, устанавливать эти дроссельные устройства пока нельзя. Необходимо выполнить два поверочных расчета, первый - при максимальном отборе воды на ГВС из подающего трубопровода (текущая температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети 60-65°C и соответствующей ей температуре наружного воздуха), второй - при максимальном отборе воды на ГВС из обратного трубопровода (температура теплоносителя расчетная, например  $\tau_{1.р.} = 150^\circ\text{C}$  и  $t_{н.р.о.} = -31^\circ\text{C}$ ), при этом дросселирующие устройства должны быть приняты из наладки.

В первом случае располагаемые напоры на потребителях будут минимальными, необходимо проверить, как поведет себя система отопления. Во втором случае располагаемый напор на потребителе будет максимальным. Необходима проверка на возможность опорожнения системы отопления. В случае, когда система отопления какого-либо потребителя будет опорожняться, необходимо шайбу, установленную на подающем трубопроводе, перенести на обратный. В данном случае она будет выполнять роль подпорной шайбы. После перестановки шайбы необходимо снова проверить соблюдение всех условий, приведенных выше.

Примеры представления результатов гидравлических расчетов приведены в Приложении Г.

### **3.6 Моделирование переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии**

Моделирование переключений, выполняемых в тепловых сетях, осуществляется решением коммутационных задач, в результате решения которых возможно проведение анализа изменения режимов работы тепловых сетей из-за отключения задвижек или участков сети. В результате решения этих задач определяются объекты, попавшие под отключение. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.



Объем воды в подающем и обратном трубопроводе

Суммируются объемы воды во всех попавших под отключение участков сети. Объем каждого участка вычисляется по формуле (64):

$$V_i = L_i \cdot D_i^2 \cdot \frac{\pi}{4}, \text{ м}^3 \quad (64)$$

где,  $L_i$  - длина участка, м;  $D_i$  - диаметр подающего (обратного) трубопровода, м.

По каждому потребителю суммируются расчетные нагрузки:

- на отопление;
- на вентиляцию;
- на ГВС.

*Объем внутренних систем теплопотребления*

Рассчитывается исходя из следующей зависимости (65):

$$V_{\text{сист}} = Q_{\text{сист}} \cdot v, \text{ м}^3 \quad (65)$$

$Q_{\text{сист}}$  - расчетная тепловая нагрузка системы теплопотребления, Гкал/ч;

$v$  - удельный объем воды, принимаемый в зависимости от вида основного теплопотребляющего оборудования, ( $\text{м}^3 \cdot \text{ч}$ )/Гкал.

*Объем воды в системе отопления*

Значения удельного объема воды ( $v$ ) в системе отопления с радиаторами высотой 1000 мм при различных перепадах температур представлены на рисунке 47:

Перепад температур воды в системе теплопотребления, °C						
	95-70	110-70	130-70	140-70	150-70	180-70
$v$	31	28.2	24.2	23.2	21.6	18.2

Рисунок 47 – Перепад температур воды в системе теплопотребления.

*Объем воды в системе вентиляции*

Значения удельного объема воды ( $V$ ) в системе вентиляции при различных перепадах температур представлены на рисунке 48:

	Перепад температур воды в системе теплоснабжения, °C					
	95-70	110-70	130-70	140-70	150-70	180-70
$V$	8.5	7.5	6.5	6	5.5	4.4

Рисунок 48 – Перепад температур воды в системах теплоснабжения.

*Объем воды в системе ГВС*

Удельный объем воды ( $V$ ) на заполнение местных систем горячего водоснабжения при открытой системе теплоснабжения определяется из гидравлического расчета ( $\text{м}^3 \cdot \text{ч}$ )/Гкал.

*Суммарный объем воды*

Суммируются объем воды в подающем, обратном трубопроводе и объем воды внутренних систем теплоснабжения.

*Запуск расчета*

Запуска решения коммутационных задач осуществляется командой из главного меню Задачи/Коммутационные задачи (рисунок 49).

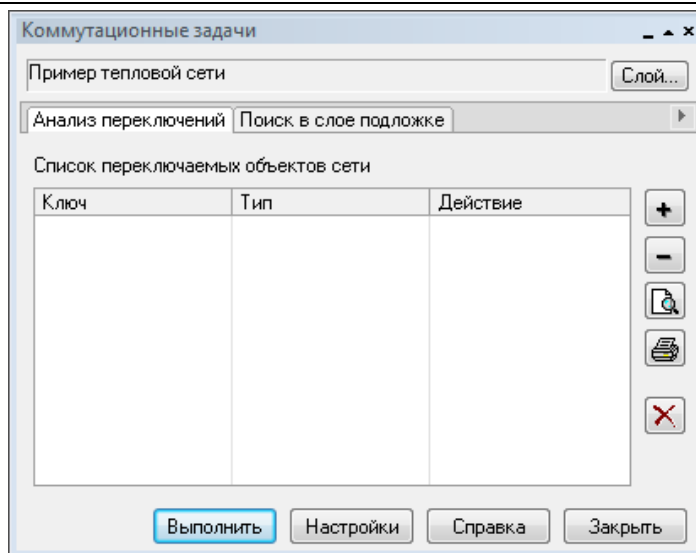


Рисунок 49 – Диалог «Коммутационные задачи»

При выборе «Слой...» в появившемся диалоговом окне выбирается слой тепловой сети (рисунок 50).

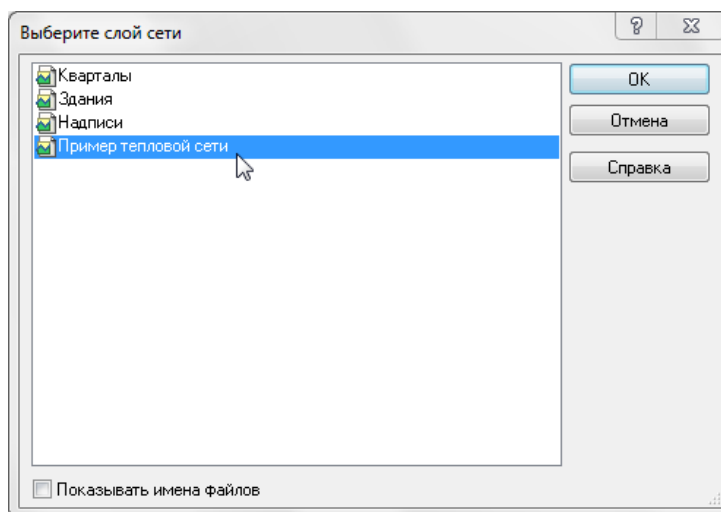


Рисунок 50 – Диалог выбора слоя

Далее проводится анализ переключений или поиск в слое-подложке.

### *Анализ переключений*

При анализе переключений определяются объекты, которые попадают под отключения и включает в себя:

- вывод информации по отключенным объектам сети;
- расчет объемов внутренних систем теплоснабжения и нагрузок на системы теплоснабжения при данных изменениях в сети;

- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

### Запуск анализа переключений

Запуск анализа переключений выполняется в следующем порядке:

1. Запускается решение «Коммутационных задач»;
2. Выполняется выбор «Анализа переключений»;
3. Выполняется вызов диалога настроек программы;
4. Выполняется выбор на карте запорного устройства (участка), для которого производится отключение. Выбранный объект добавляется в список переключаемых объектов сети (рисунок 51);

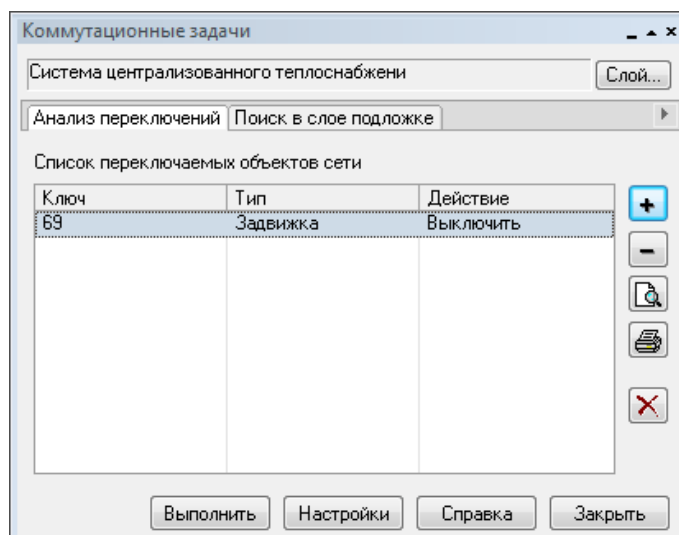


Рисунок 51 – Список переключаемых объектов

После выбора на карте автоматически отобразится в виде раскраски расчетная зона отключенных участков сети (рисунок 52).

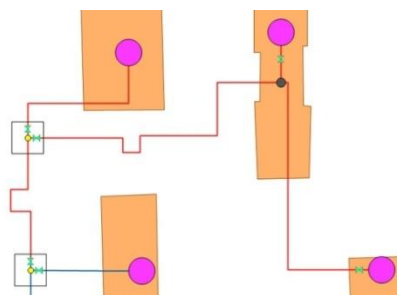


Рисунок 52 – Отображение отключений на карте

5. Выполняется выбор необходимого вида переключения (рисунок 53).

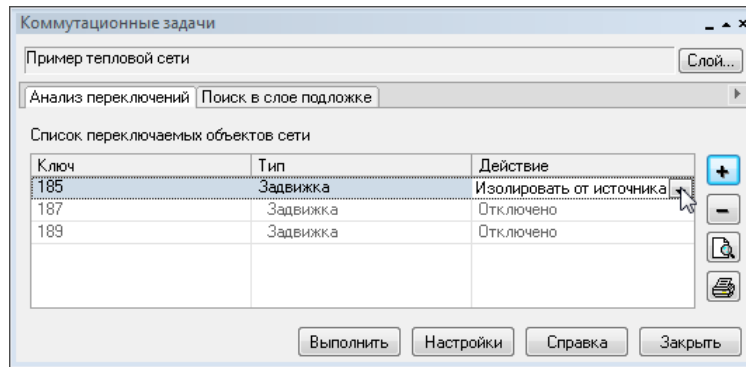


Рисунок 53 – Работа в окне «Коммутационные задачи»

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.

7. Выполняется запуск («Выполнить») расчета коммутационной задачи. В результате выполнения задачи появится браузер «Просмотр результата», содержащий табличные данные результатов расчета (рисунок 54). Вкладки браузера содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета.

Параметр	Значение
Объем воды в подающем тр., куб.м	0.160339
Объем воды в обратном тр., куб.м	0.160339
Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	0.916000
Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	0.000000
Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	0.190100
Объем воды в системе отопления, куб.м	19.785600
Объем воды в системе вентиляции, куб.м	0.000000
Объем воды в системе ГВС, куб.м	1.140600
Суммарный объем воды, куб. м	21.246878

Рисунок 54 – Окно результатов расчета

Далее осуществляется «Поиск в слое-подложке», который позволяет определить в заданном слое-подложке (обычно слой зданий) объекты, местоположение

которых совпадает с местоположением потребителей в слое сети. Результаты поиска отображаются на карте в виде тематической раскраски объектов слоя-подложки и выводятся в отчет (рисунок 55).

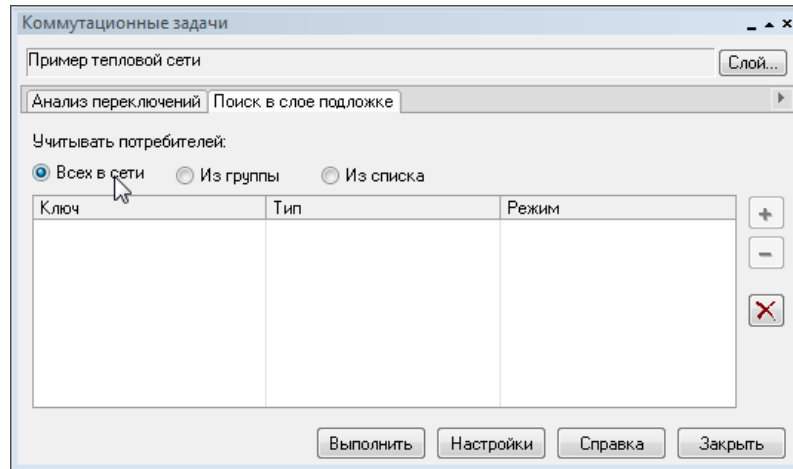


Рисунок 55 – Окно поиска слоя в подложке

Необходимые условия поиска:

- «Всех в сети» – осуществляется поиск всех потребителей в слое сети;
- «Из группы» – осуществляется поиск потребителей, входящих в текущую группу в слое сети;
- «Из списка» – осуществляется поиск потребителей, которые добавлены в список.

Необходимые настройки:

- выполняется вызов диалога «Настройки»;
- запускается выполнение «Коммутационных задач»;
- запускается выполнение «Настройки» (рисунок 56).

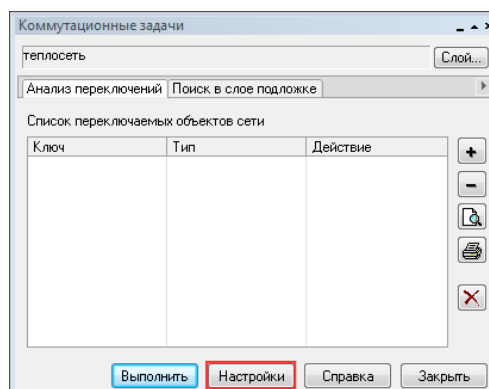


Рисунок 56 – Настройки коммутационных задач

Открывшийся диалог настроек имеет следующие вкладки:

- «Слой сети». Выбирается нужный слой и вид (Тепловая сеть) сети (рисунок 57);

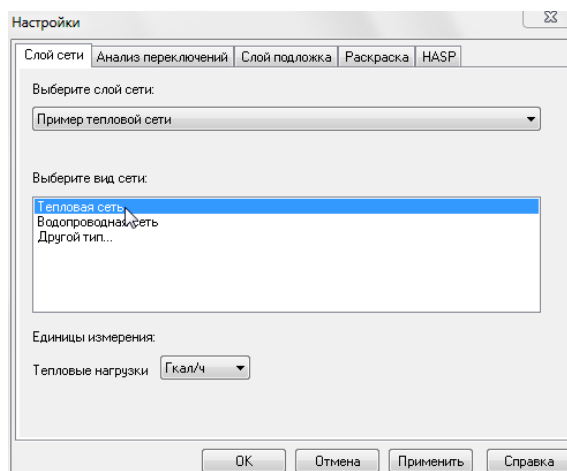


Рисунок 57 – Вкладка «Слой сети» диалога «Настройки»

- «Анализ переключений». В списке «Выберите типы объектов сети, участвующие в анализе» включается перечень всех типов элементов для выбранного слоя сети (рисунок 58).

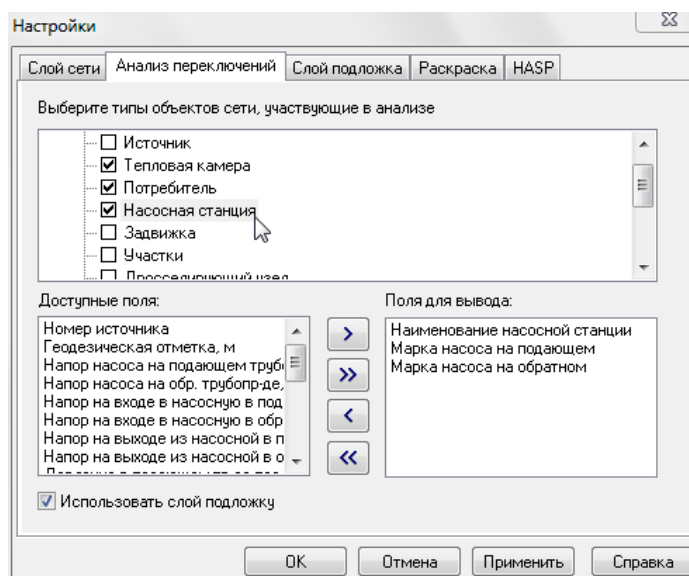


Рисунок 58 – Настройка анализа переключений

При выделении названия объекта в верхней части окна, в списке «Доступные поля» отображается список всех полей базы данных выбранного объекта, которые могут быть включены в отчет. В списке «Поля для вывода» отображается список полей, которые были выбраны для включения в отчет.

- «Слой подложка» (рисунок 59) - слой, в котором осуществляется поиск и раскраска объектов, попадающих под потребителей сети (слой зданий). Объекты

выбранного слоя подложки раскрашиваются в зависимости от состояния потребителя изображенного на этом объекте (здания окрашиваются под выключенными потребителями (рисунок 60).

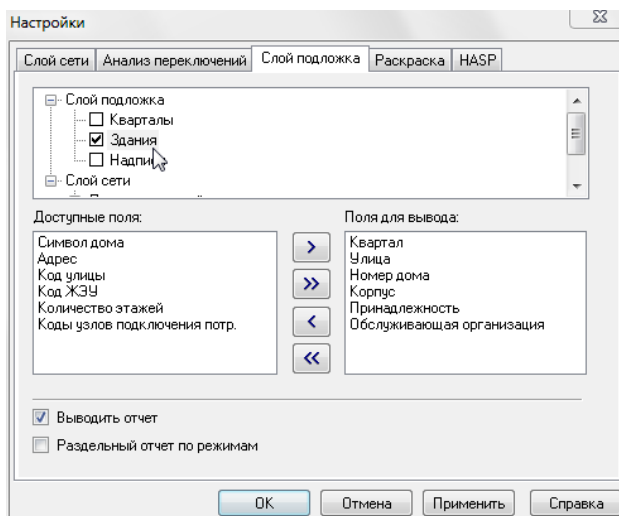


Рисунок 59 – Настройка слоя-подложки

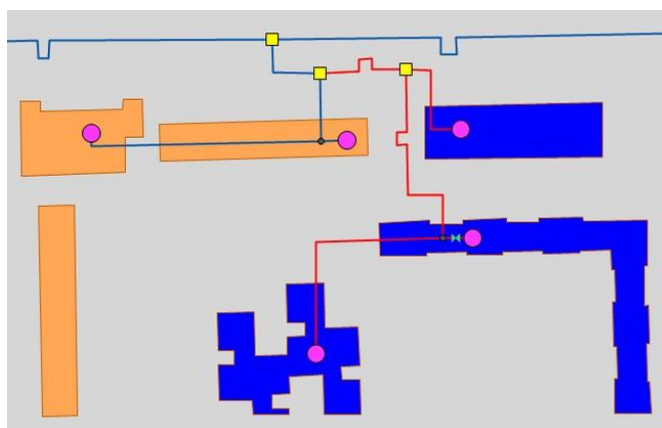


Рисунок 60 – Отображение отключений на тематической раскраске

В браузере «Просмотр результата» результаты поиска группируются в отдельные таблицы, в зависимости от режимов потребителей.

- «Раскраска» - раскраска слоя подложки по состоянию потребителей сети задаются стили и цвета заливки площадных объектов слоя подложки в зависимости от режима соответствующих потребителей (рисунок 61). Заданный стиль для состояния используется при задании стиля и цвета заливки нужного режима (рисунок 62).



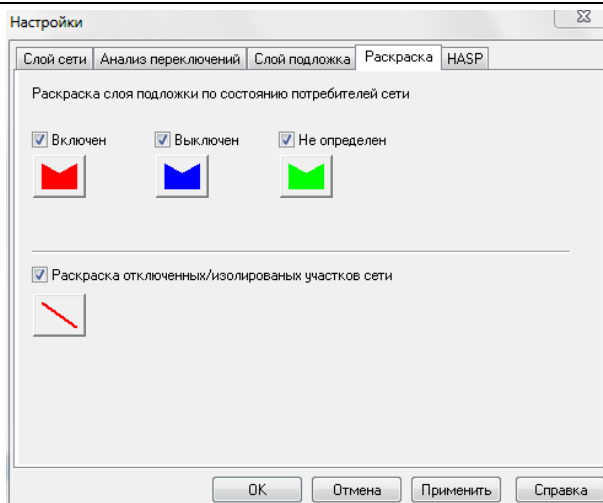


Рисунок 61 – Настройка раскраски слоя подложки

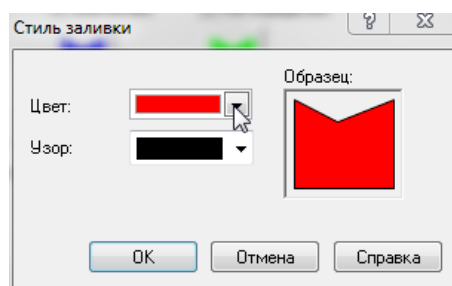


Рисунок 62 – Настройка раскраски площадных объектов

Режим «Не определен» соответствует ситуации, когда на один объект слоя подложки попадает несколько потребителей с разными режимами.

#### Работа со списком объектов

В список объектов добавляются объекты, выбираемые из активного слоя карты в следующем порядке:

1. На карте выделяется запорное устройство (участок), для которого будет производиться отключение;
2. Объект добавляется в список. При передвижении по списку, на карте автоматически выделяется соответствующий объект. Если объект не попадает в видимую область карты, то вид устанавливается таким образом, чтобы объект оказался в центре карты.
3. При выбранной вкладке «Анализ переключений» просматривается и распечатывается отчет по списку объектов. Поля для подготовки отчета выбираются из настроек соответствующего типа объекта сети (рисунок 63).

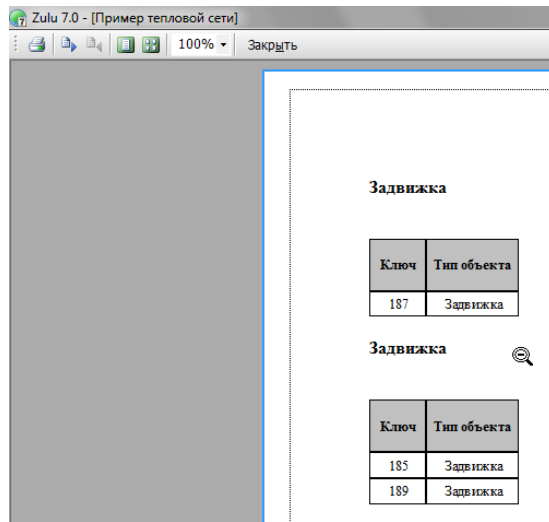


Рисунок 63 – Отчет по списку отключаемых объектов

### Просмотр результатов расчета

Вывод результатов анализа переключений осуществляется в окно, вкладки которого содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета (рисунок 64).

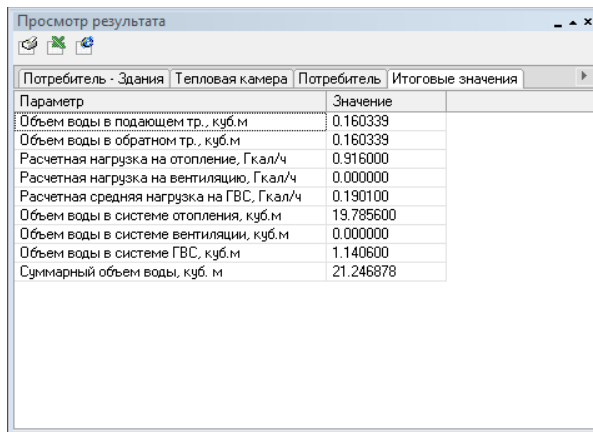


Рисунок 64 – Окно результатов расчета

Окно «Просмотр результата» содержит табличные данные результатов расчета, а также таблицы попавших под отключения объектов (рисунок 65). При выделении записи в таблице, на карте автоматически выделяется соответствующий объект.

Режим	Адрес узла ввода	Наимен...	Расчет...	Расчет...	Число жителей	Ква
Выключен	ул. Ломоносова 47	т/ц ж.ч.	0.249	0.0687		
Выключен	ул. Ломоносова 45	т/ц ж.ч.	0.249	0.0647		105
Выключен	ул. Ломоносова 48	т/ц ж.ч.	0.418	0.0567		105

Рисунок 65 – Поиск выключенного объекта на карте

### 3.7 Расчет балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки по зонам действия источников тепловой энергии

Тепловая нагрузка по зонам действия источников тепловой энергии определяется в соответствии с данными, занесенными в электронную модель, а именно потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха может быть основано на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения, договорах на поддержание резервной мощности, в долгосрочных договорах теплоснабжения, цена которых определяется по соглашению сторон, и долгосрочных договорах теплоснабжения, в отношении которых установлен долгосрочный тариф, с разбивкой тепловых нагрузок на максимальное потребление тепловой энергии на отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение и технологические нужды.

В базу данных электронной модели заносится информация по установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии.

Указанные выше данные заносятся в электронную модель для существующего положения (1-й слой) и на перспективу до расчетного срока (2-й слой).

Для определения балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки по зонам действия источников тепловой энергии выполняется следующая последовательность действий:

1. В электронной модели выделяется источник тепловой энергии (рисунок 66).

2. С помощью опции «Найти связанные» меню «Карта» вкладка «Топология» выделяются все подключенные к источнику тепловые сети и потребители (рисунок 67).

3. С помощью опции «Добавить в группу» (правая клавиша манипулятора) выделенные объекты тепловой сети объединяются в группу (рисунок 68).

4. С помощью опции «Информация» производится запрос по группе потребителей (рисунки 69, 70):

- Сумма «Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч»;
- Сумма «Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч»;
- Сумма «Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч».

5. В результате запроса определяется суммарная подключенная тепловая нагрузка к источнику тепловой энергии (рисунок 71).

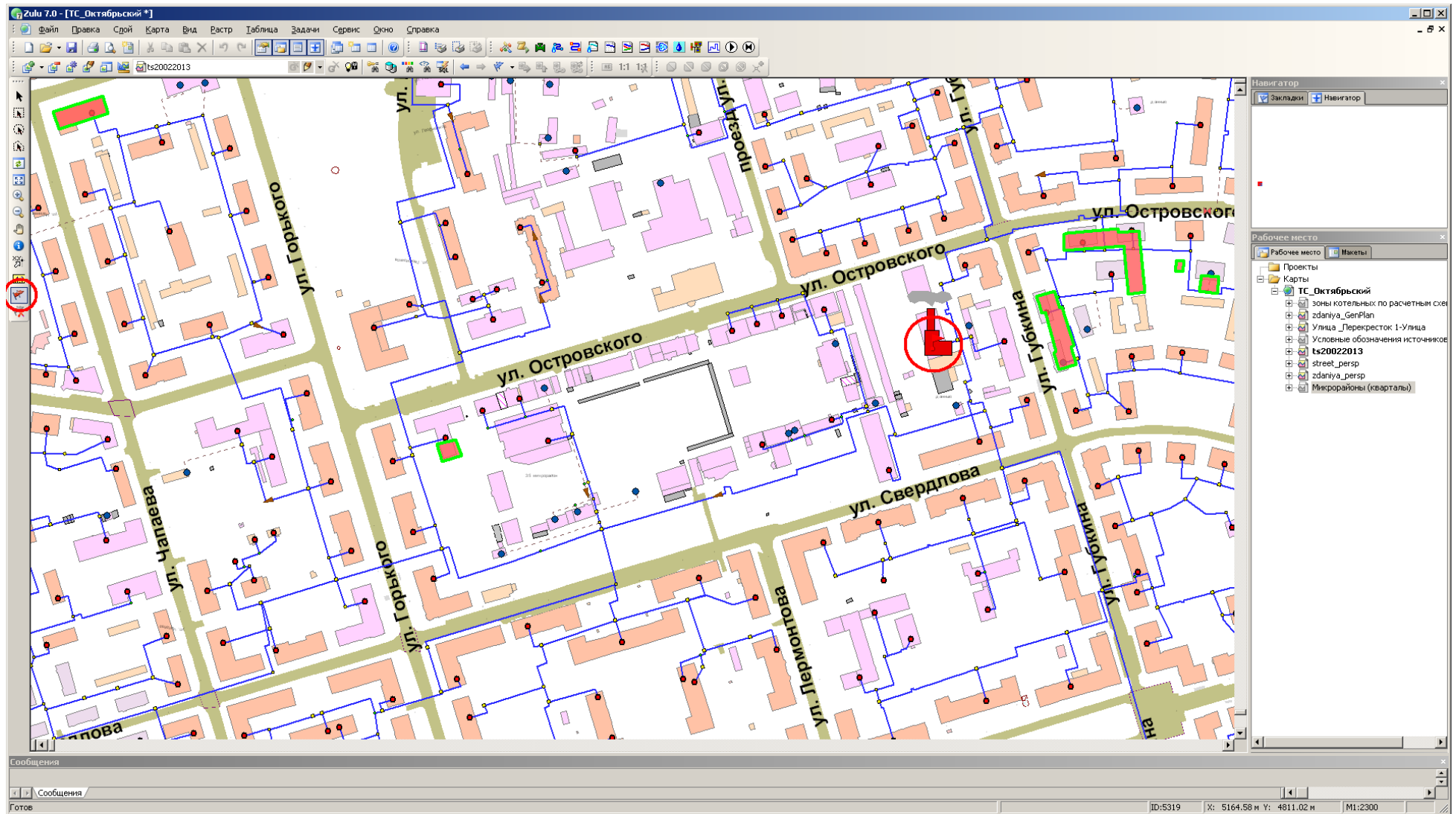


Рисунок 66 – Выбор и выделение источника тепловой энергии

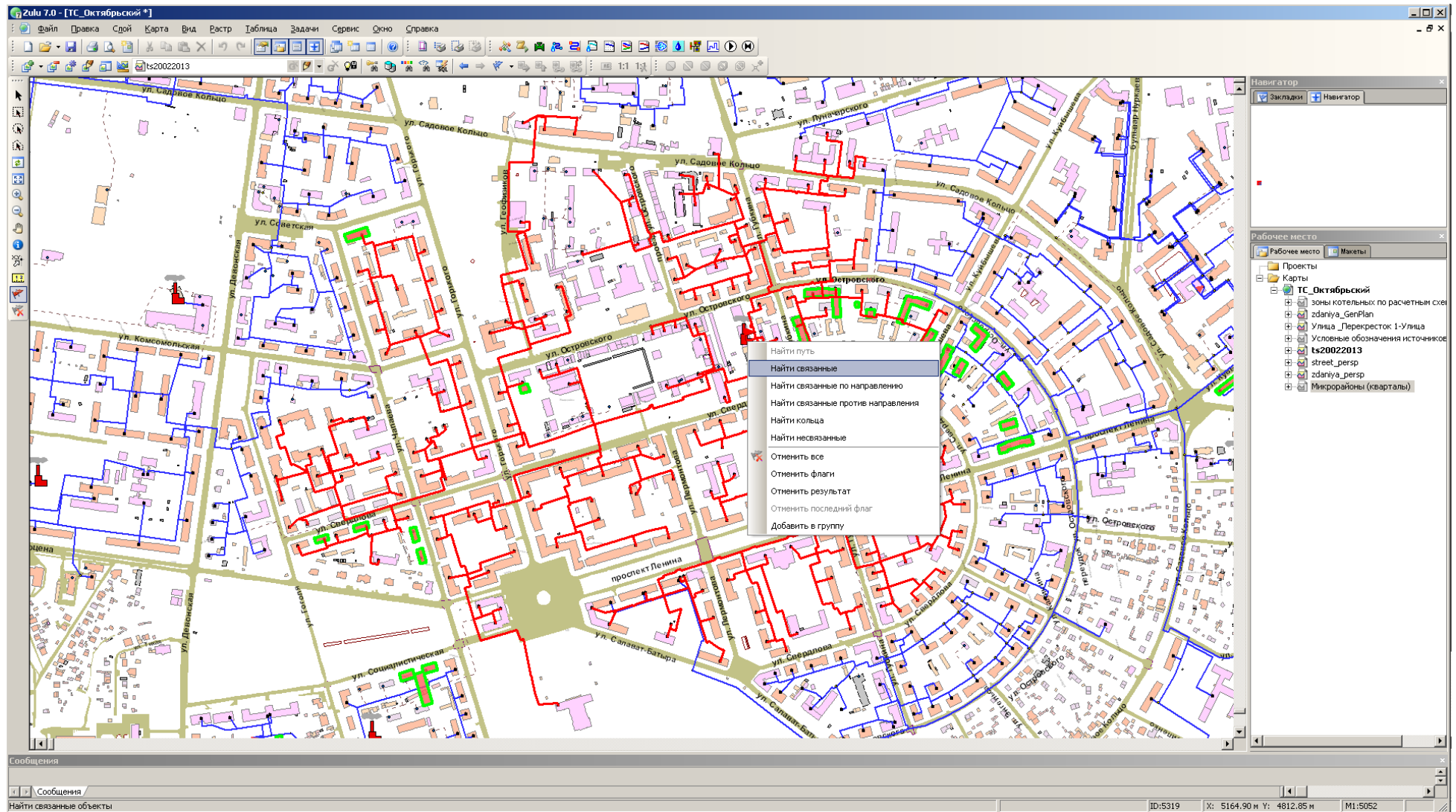


Рисунок 67 – Выделение присоединенных к источнику тепловых сетей и потребителей



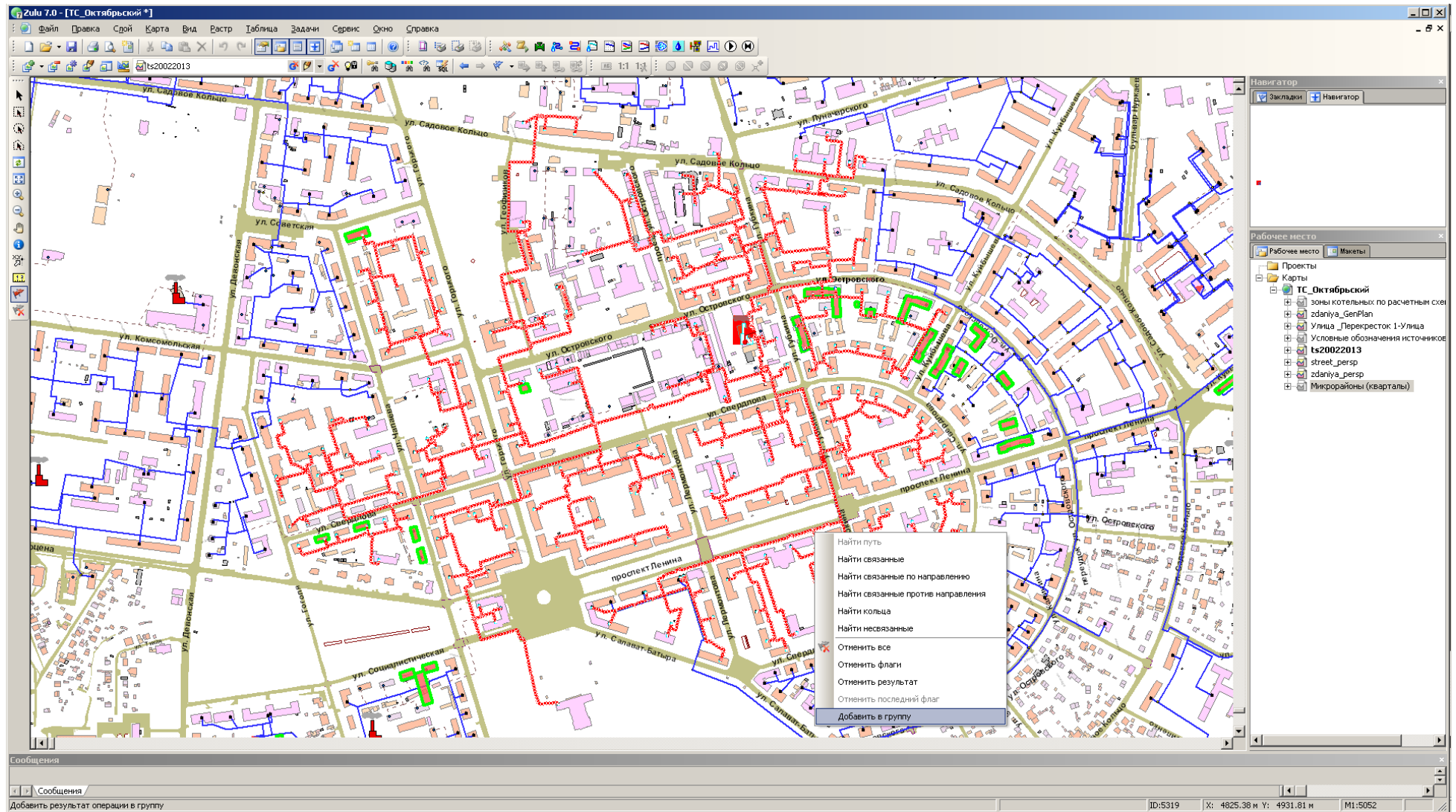


Рисунок 68 – Объединение присоединенных к источнику тепловых сетей и потребителей в группу

**Потребитель (Основной)**

Текущая запись	Запрос	База	Ответ
Адрес узла ввода	Свердлова ул, 74		
Наименование узла	Свердлова ул, 74		
Номер источника	1		
Геодезическая отметка, м	133		
Высота здания потребителя, м			
Номер схемы подключения потребителя	4		
Расчетная темп. сет. воды на входе в потреб., °C	95		
<b>Система отопления</b>			
Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	0.117531		
Коэффициент изменения нагрузки отопления			
Признак наличия регулятора на отопление			
Расчетная темп. воды на выходе из СО, °C	70		
Расчетная темп. воды на входе в СО, °C	95		
Расчетная темп. внутреннего воздуха для СО, °C	21		
Расчетный располагаемый напор в СО, м	3		
<b>Независимое присоединение</b>			
Количество секций ТО на СО			
Потери напора в 1-й секции ТО на СО, м			
Количество параллельных групп ТО на СО			
Расчетная темп. сет. воды на выходе из ТО, °C			
Расчетная темп. сет. воды на входе из потреб., °C			
Температура воды на выходе из 2 контура ТО, °C	0		
Рекомендуемый номер элеватора	0		
Рекомендуемый диаметр сопла элеватора, мм	0		
Расчетный коэффициент смешения	0		
Фактический коэффициент смешения			
Номер установленного элеватора			
Диаметр установленного сопла элеватора, мм			
Расход сетевой воды на СО, т/ч	5.4306		
Относительный расход воды на СО	1.1551		
Относительное количество теплоты на СО	1		
Температура воды на входе в СО, °C	93.3		
Температура воды на выходе из СО, °C	71.7		
Температура внутреннего воздуха СО, °C	21		
<b>Шайбы из наладки</b>			
Диаметр шайбы на под. трде перед СО, мм	11.097		
Количество шайб на под. трде перед СО, шт	1		
Диаметр шайбы на обр. трде после СО, мм	0		
Количество шайб на обр. трде после СО, шт	0		
Потери напора на шайбе под. тр-да перед СО, м	19.448		
Потери напора на шайбе обр. тр-да после СО, м	0		
<b>Фактические шайбы</b>			
Диаметр установленной шайбы на под. трде перед СО, мм			
Количество установленных шайб на под. трде перед СО, шт			
Диаметр установленной шайбы на обр. трде после СО, мм			
Количество установленных шайб на обр. трде после СО, шт			
Расход сетевой воды на СО после наладки, т/ч	5.4306		
Напор на регуляторе давления СО, м	3		
Коэффициент пропускной способности РД СО			
<b>Система Вентиляции</b>			

**Сообщения**

Готов

ID:4246 X: 5631.41 м Y: 4877.01 м M1:5052

Рисунок 69 – Вывод «Информации» по потребителю группы



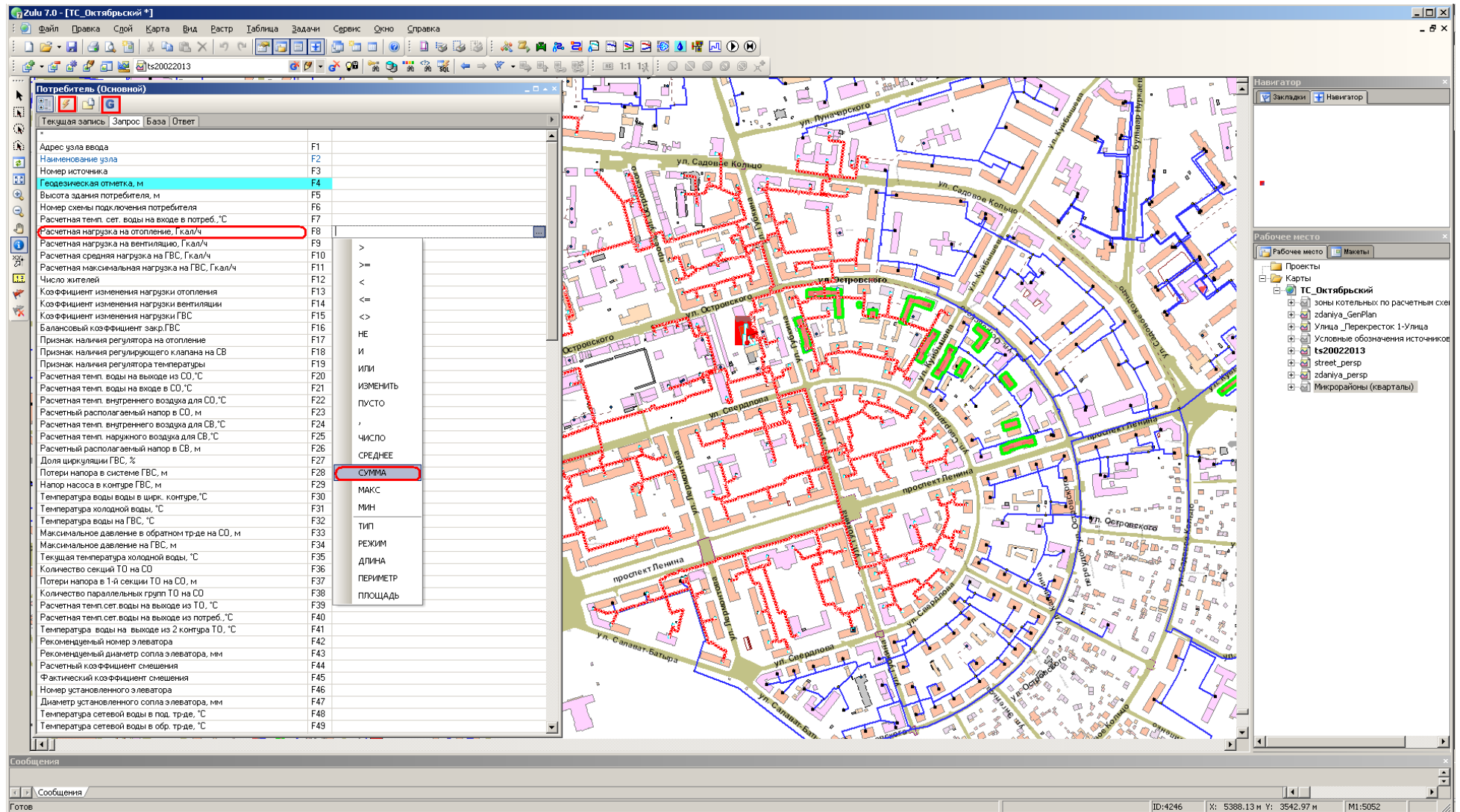


Рисунок 70 – Организация запроса по группе потребителей

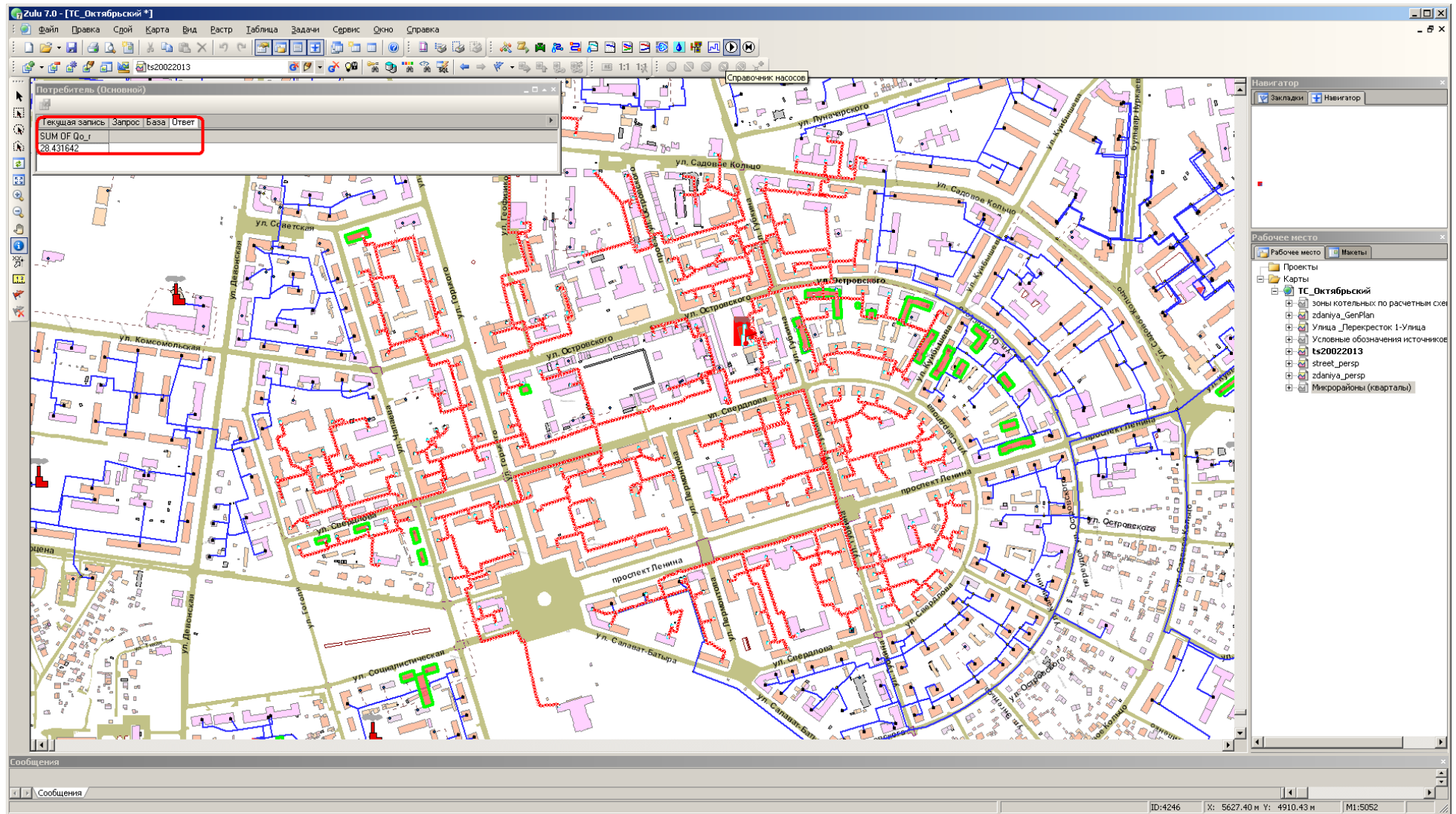


Рисунок 71 – Результат обработки запроса по группе потребителей

6. Результаты запроса заносятся в базу данных источника в соответствующие поля:

- a. «Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч»
- b. «Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч»
- c. «Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч».

Аналогично запросами обрабатываются результаты наладочного расчета тепловой сети от выделенного источника. Если расчет выполнялся с включенными опциями «С учетом утечек» и «С учетом тепловых потерь», то в поле «Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч» базы данных источника автоматически заносятся результаты расчета тепловых потерь.

7. После проведения описанных выше операций с электронной моделью для всех источников тепловой энергии формируется запрос к базе данных источников на выборку следующих данных:

- a. Наименование источника;
- b. Установленная мощность;
- c. Располагаемая мощность;
- d. Располагаемая мощность «нетто»;
- e. Текущая нагрузка на отопление;
- f. Текущая нагрузка на вентиляцию;
- g. Текущая нагрузка на ГВС;
- h. Тепловые потери в тепловых сетях.

При необходимости результаты обработки запроса могут быть выгружены во внешние таблицы типа \*.xls.

8. По каждому источнику определяется резерв (дефицит) располагаемой тепловой мощности «нетто» и присоединенной тепловой нагрузки с учетом тепловых потерь.

### 3.8 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь. Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) для участков тепловых сетей вводимых в эксплуатацию, или запроектированных до 1988 года, а также для участков тепловых сетей вводимых в эксплуатацию после монтажа, а также реконструкции или капитального ремонта, при которых производились работы по замене тепловой изоляции после 1988 года принимаются по специальным таблицам.

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети по нормам тепловых потерь осуществляется отдельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

- для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам (66):

$$Q_{\text{норм.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч} \quad (66)$$

- для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам (67), (68):

$$Q_{\text{норм.п.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.п.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч} \quad (67)$$

$$Q_{\text{норм.о.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.о.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч} \quad (68)$$

$q_{\text{норм.}}$ ,  $q_{\text{норм.п.}}$ ,  $q_{\text{норм.о.}}$  - удельные (на один метр длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, ккал/(м\*ч);

$L$  – длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром  $d_{н.}$  в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

$\beta$  - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами. Принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 0,15 м и 1,15 при диаметрах 0,15 м и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена в соответствии с нормативными требованиями, или по нормам тепловых потерь (нормы плотности теплового потока) для тепловых сетей с тепловой изоляцией.

Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающейся от значений, приведенных в нормах, определяются путем линейной интерполяции или экстраполяции.

Интерполируется среднегодовая температура воды в соответствующем трубопроводе тепловой сети или на разность среднегодовых температур воды и грунта для данной тепловой сети (или на разность среднегодовых температур воды в соответствующих линиях и окружающего воздуха для данной тепловой сети).

Среднегодовая температура окружающей среды определяется на основании средних за год температур наружного воздуха и грунта на уровне заложения трубопроводов, принимаемых по климатологическим справочникам или по данным метеорологической станции. Среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети находятся как среднеарифметические из среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь период работы сети в течение года. Среднемесячные температуры воды определяются по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячной температуре наружного воздуха.

Для тепловых сетей с тепловой изоляцией удельные часовые тепловые потери определяются:

- для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам  $q_{норм.}$  ккал/(м\*ч) по формуле (69):

$$q_{\text{норм.}} = q_{\text{норм.}}^{T1} + (q_{\text{норм.}}^{T2} - q_{\text{норм.}}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{ср.}}^{\text{ср.з.}} - \Delta t_{\text{ср.}}^{T1}}{\Delta t_{\text{ср.}}^{T2} - \Delta t_{\text{ср.}}^{T1}} \quad (69)$$

где  $q_{\text{норм.}}^{T1}$ ,  $q_{\text{норм.}}^{T2}$  - 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, ккал/(м<sup>3</sup>ч);

$\Delta t_{\text{ср.}}^{\text{ср.з.}}$  - значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{\text{ср.}}^{T1}$ ,  $\Delta t_{\text{ср.}}^{T2}$  - 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  $\Delta t_{\text{ср.}}^{\text{ср.з.}}$  (°С) определяются по формуле (70):

$$\Delta t_{\text{ср.}}^{\text{ср.з.}} = \frac{t_{\text{н.}}^{\text{ср.з.}} - t_{\text{о.}}^{\text{ср.з.}}}{2} - t_{\text{ср.}}^{\text{ср.з.}} \quad (70)$$

где  $t_{\text{н.}}^{\text{ср.з.}}$ ,  $t_{\text{о.}}^{\text{ср.з.}}$  - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах данной тепловой сети, °С;

$t_{\text{ср.}}^{\text{ср.з.}}$  - среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, °С;

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам  $q_{\text{норм.п.}}$ ,  $q_{\text{норм.о.}}$ , ккал/(м<sup>3</sup>ч), по формулам (71) и (72):

$$q_{\text{норм.п.}} = q_{\text{норм.п.}}^{T1} + (q_{\text{норм.п.}}^{T2} - q_{\text{норм.п.}}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{ср.п.}}^{\text{ср.з.}} - \Delta t_{\text{ср.п.}}^{T1}}{\Delta t_{\text{ср.п.}}^{T2} - \Delta t_{\text{ср.п.}}^{T1}} \quad (71)$$

$$q_{\text{норм.о.}} = q_{\text{норм.о.}}^{T1} + (q_{\text{норм.о.}}^{T2} - q_{\text{норм.о.}}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{ср.о.}}^{\text{ср.з.}} - \Delta t_{\text{ср.о.}}^{T1}}{\Delta t_{\text{ср.о.}}^{T2} - \Delta t_{\text{ср.о.}}^{T1}} \quad (72)$$

где  $q_{\text{норм.п.}}^{T1}$ ,  $q_{\text{норм.п.}}^{T2}$  - 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, ккал/(м\*ч);

$q_{\text{норм.о.}}^{T1}$ ,  $q_{\text{норм.о.}}^{T2}$  - 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, ккал/(м\*ч);

$\Delta t_{\text{нд.а.}}^{\text{нд.а.}}$ ,  $\Delta t_{\text{нд.а.}}^{\text{нд.а.}}$  - среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{\text{нд.а.}}^{T1}$ ,  $\Delta t_{\text{нд.а.}}^{T2}$  - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

$\Delta t_{\text{нд.а.}}^{T1}$ ,  $\Delta t_{\text{нд.а.}}^{T2}$  - 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  $\Delta t_{\text{нд.а.}}^{\text{нд.а.}}$  и обратного  $\Delta t_{\text{нд.а.}}^{\text{нд.а.}}$  трубопроводов определяется как разность соответствующих среднегодовых температур сетевой воды  $t_{\text{н.}}^{\text{сп.г.}}$ ,  $t_{\text{о.}}^{\text{сп.г.}}$  и среднегодовой температуры наружного воздуха  $t_{\text{в.}}^{\text{сп.г.}}$ .

Определение часовых тепловых потерь тепловыми сетями, теплоизоляционные конструкции которых выполнены в соответствии с нормами, принципиально не отличается от вышеприведенного. В то же время необходимо учитывать следующее:

- нормы приведены отдельно для тепловых сетей с числом часов работы в год более 5000, а также 5000 и менее;
- для подземной прокладки тепловых сетей нормы приведены отдельно для канальной и бесканальной прокладок;

- нормы приведены для абсолютных значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, а не для разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды;

- удельные тепловые потери для участков подземной канальной и бесканальной прокладок для каждого диаметра трубопровода находятся путем суммирования тепловых потерь, определенных по нормам отдельно для подающего и обратного трубопроводов.

Среднегодовое значение температуры сетевой воды  $t_{н.}^{ср.г.}$ ,  $t_{о.}^{ср.г.}$  определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска теплоты, соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам.

Среднегодовое значение температуры грунта  $t_{гр.}^{ср.г.}$  определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов.

### Пример 1

Найти норму плотности теплового потока через поверхность изоляции подающего трубопровода при надземной прокладке на открытом воздухе при числе часов работы в год более 5000 ч. Условный диаметр подающего трубопровода 200 мм. Среднегодовая температура теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети  $\Delta t_{\text{пд.г.}}^{\text{пд.г.}} = 70$  °С

Значение нормы плотности теплового потока  $q_{\text{норм.п.}}$  определяем путем интерполяции между табличными значениями норм плотности теплового потока для подающего трубопровода при разностях температур 50 и 100 °С. В таблице 19 на-

ходим для трубопровода диаметром 200 мм  $q_{\text{норм.п.}}^{T1} = 25,8$  ккал/(ч\*м) при  $\Delta t_{\text{пд.г.}}^{T1} = 50$  °С и  $q_{\text{норм.п.}}^{T2} = 45,58$  ккал/(ч\*м) при  $\Delta t_{\text{пд.г.}}^{T2} = 100$  °С.



Используя соответствующие значения среднегодовых температур теплоносителя и норм плотности теплового потока:

$$q_{\text{н.д.и.}} = 25,8 + (45,58 - 25,8) \cdot \frac{70 - 50}{100 - 50} = 33,712, \text{ ккал}/(\text{ч} \cdot \text{м})$$

где  $q_{\text{норм.п.}}$  - норма плотности теплового потока для трубопровода диаметром 200 мм при среднегодовой температуре теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети  $\Delta t_{\text{н.д.и.}}^{\text{н.д.а.}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$q_{\text{норм.п.}}^{T2}$  - норма плотности теплового потока для подающего трубопровода диаметром 200 мм при среднегодовой температуре теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети  $\Delta t_{\text{н.д.и.}}^{T2} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$q_{\text{норм.п.}}^{T1}$  - норма плотности теплового потока для подающего трубопровода диаметром 200 мм при среднегодовой температуре теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети  $\Delta t_{\text{н.д.и.}}^{T1} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$\Delta t_{\text{н.д.и.}}^{\text{н.д.а.}}$  - среднегодовая температура теплоносителя в подающем трубопроводе данной тепловой сети  $^\circ\text{C}$ .

### Пример 2

Найти суммарную норму плотности теплового потока через поверхность изоляции двухтрубной тепловой сети при подземной бесканальной прокладке и числе часов работы в год более 5000 ч. Условный диаметр подающего и обратного трубопровода 200 мм. Среднегодовая температура теплоносителя в подающем трубопроводе  $\Delta t_{\text{н.д.и.}}^{\text{н.д.а.}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ , в обратном трубопроводе  $\Delta t_{\text{н.д.и.}}^{\text{н.д.а.}} = 40 \text{ }^\circ\text{C}$

Суммарная норма плотности для подающего и обратного трубопровода тепловой сети со среднегодовыми температурами теплоносителя  $\Delta t_{\text{н.д.и.}}^{T1} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$  и

$\Delta t_{\text{н.д.и.}}^{T1} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$   $q_{\text{н.д.и.}}^{T1} = q_{\text{норм.п.}} + q_{\text{норм.о.}} = 28,38 + 19,78 = 48,16 \text{ ккал}/(\text{ч} \cdot \text{м})$   
(см. таблица 18).

Суммарная норма плотности для подающего и обратного трубопровода тепловой сети со среднегодовыми температурами теплоносителя  $\Delta t_{\text{п.д.г.}}^{T2} = 90 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $\Delta t_{\text{п.д.г.}}^{T2} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$   $q_{\text{п.д.г.}}^{T2} = q_{\text{норм.п.}} + q_{\text{норм.о.}} = 42,14 + 16,34 = 58,48 \text{ ккал}/(\text{ч}\cdot\text{м})$ .

Для определения суммарной нормы плотности теплового потока  $q_{\text{норм.сум.}}$  интерполяция имеет вид (73):

$$q_{\text{норм.сум.}} = q_{\text{норм.сум.}}^{T1} + (q_{\text{норм.сум.}}^{T2} - q_{\text{норм.сум.}}^{T1}) \cdot \frac{\frac{\Delta t_{\text{ср.п.}}^{\text{ср.г.}} + \Delta t_{\text{ср.о.}}^{\text{ср.г.}}}{2} - \frac{\Delta t_{\text{ср.п.}}^{T1} + \Delta t_{\text{ср.о.}}^{T1}}{2}}{\frac{\Delta t_{\text{ср.п.}}^{T2} + \Delta t_{\text{ср.о.}}^{T2}}{2} - \frac{\Delta t_{\text{ср.п.}}^{T1} + \Delta t_{\text{ср.о.}}^{T1}}{2}} \quad (73)$$

Используя соответствующие значения среднегодовых температур теплоносителя и норм плотности теплового потока:

$$q_{\text{норм.сум.}} = 48,16 + (58,48 - 48,16) \cdot \frac{\frac{70+40}{2} - \frac{65+50}{2}}{\frac{90+50}{2} - \frac{65+50}{2}} = 46,096, \text{ Ккал}/(\text{ч}\cdot\text{м})$$

Нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери при среднемесячных условиях работы тепловой сети (или средних условиях работы за период) определяются:

- для участков подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам  $Q_{\text{под.}}^{\text{ср.м.}(период)}$ , Гкал/ч по формуле (74):

$$Q_{\text{под.}}^{\text{ср.м.}(период)} = Q_{\text{норм.}}^{\text{ср.г.}} \cdot \frac{t_{\text{н.}}^{\text{ср.м.}(период)} + t_{\text{о.}}^{\text{ср.м.}(период)} - 2 \cdot t_{\text{ср.}}^{\text{ср.м.}(период)}}{t_{\text{н.}}^{\text{ср.г.}} + t_{\text{о.}}^{\text{ср.г.}} - 2 \cdot t_{\text{ср.}}^{\text{ср.г.}}}, \text{ Гкал}/\text{ч} \quad (74)$$

Нормативное, часовое значение тепловых потерь через теплоизоляционную конструкцию подающих  $Q_{\text{под.п.}}$  и обратных  $Q_{\text{под.о.}}$  трубопроводов тепловой сети при подземной прокладке допускается определять по формулам (75),(76):

$$Q_{\text{под.п.}} = 0,7 \cdot Q_{\text{под.}}^{\text{ср.м.}(период)}, \text{ Гкал}/\text{ч} \quad (75)$$

$$Q_{\text{под.о.}} = 0,3 \cdot Q_{\text{под.}}^{\text{ср.м.}(период)}, \text{ Гкал}/\text{ч} \quad (76)$$

- для участков надземной прокладки отдельно по подающему  $Q_{над.п.}^{ср.м.(период)}$  и обратному трубопроводам  $Q_{над.о.}^{ср.м.(период)}$  Гкал/ч по формулам (77), (78):

$$Q_{над.п.}^{ср.м.(период)} = Q_{норм.п.}^{ср.г.} \cdot \frac{t_{п.}^{ср.м.(период)} - t_{в.}^{ср.м.(период)}}{t_{п.}^{ср.г.} - t_{в.}^{ср.г.}}, \text{ Гкал/ч} \quad (77)$$

$$Q_{над.о.}^{ср.м.(период)} = Q_{норм.о.}^{ср.г.} \cdot \frac{t_{о.}^{ср.м.(период)} - t_{в.}^{ср.м.(период)}}{t_{о.}^{ср.г.} - t_{в.}^{ср.г.}}, \text{ Гкал/ч} \quad (78)$$

$t_{п.}^{ср.м.(период)}$ ,  $t_{о.}^{ср.м.(период)}$  - ожидаемые среднемесячные (или средние за период) значения температур сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику, °С;

$t_{гр.}^{ср.м.(период)}$ ,  $t_{в.}^{ср.м.(период)}$  - ожидаемые среднемесячные (или средние за период) температуры соответственно грунта на глубине заложения трубопроводов и наружного воздуха, °С.

### 3.9 Расчет показателей надежности теплоснабжения

#### Цель расчета

Целью расчета является оценка способности действующих и проектируемых тепловых сетей надежно обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения каждого потребителя.

Оценка надежности тепловых сетей осуществляется по результатам сравнения расчетного значения интегрального показателя надежности тепловой сети с нормированным (по СНиП 41-02-2003) значением вероятности безотказной работы тепловых сетей.

#### Описание и методика выполнения расчета

Расчет надежности тепловых сетей - условный расчетный прием, позволяющий оценить соответствие получаемых в результате расчета численных значений показателей надежности нормативным требованиям.

### *Расчет показателей надежности распределительных тепловых сетей*

#### **3.9.1 Принятые допущения**

В расчете надежности тепловых сетей (ТС) распределение потока отказов принято простым пуассоновским.

Так как в действующих ТС вероятность одновременного возникновения двух отказов на три — четыре порядка меньше вероятности возникновения одного отказа, то вероятность одновременного возникновения двух отказов не учитывается.

Исправное состояние ТС и состояние отказа участков ТС описываются графом состояний, в котором переход ТС из исправного состояния в состояние отказа происходит при отказе одного любого элемента ТС. При расчете показателей надежности обратный перевод ТС из состояния отказа в исправное состояние не производится.

Каждое состояние ТС характеризуется часовым расходом тепловой энергии потребителями, который является расчетным показателем качества функционирования ТС и определяется нагрузочной характеристикой системы теплоснабжения без расчета потокораспределения. Этот расход зависит от текущего состояния ТС и численно характеризует полноту выполнения тепловыми сетями своих функций. В различных состояниях ТС отключается различное число потребителей. При этом суммарная недопоставка тепловой энергии этим потребителям определяет значение показателя качества. Так как вектор состояния ТС изменяется случайным образом, то численное значение показателя качества функционирования системы рассчитывается как математическое ожидание случайной величины (качества функционирования ТС) за расчетное время.

По принятым в ZuluTermo правилам отключения участков теплопроводов, при анализе последствий отказов на участках ТС, считается возможным отключение любого участка (элемента) тепловой сети при его переводе в состояние отказа.

В этом варианте методики расчета используется численное значение интенсивности отказов 1 км участка тепловой сети в течение часа  $\lambda_0$ , принятое по данным ВНИПИЭнергопром, равным  $1,0 \cdot 10^{-5}$ , 1/(км·ч). В связи с этим при расчете парамет-

ра потока отказов  $i$ -го участка (элемента) тепловой сети не учитывается длина обратной линии теплопровода. Считается что такое значение интенсивности отказов 1 км участка тепловой сети в течение часа характерно для участка тепловой сети с учетом длины как подающего, так и обратного теплопровода.

### 3.9.2 Основные расчетные зависимости

Все принятые допущения в описании переходов ТС из работоспособного состояния в состояние отказа с вероятностью  $\omega dt$  учтены в расчетном выражении показателя надежности  $R_{CT}(t)$ , полученного интегрированием дифференциальных уравнений состояния ТС (по Колмогорову) (79):

$$R_{cm}(t) = 1 - \sum_{i=1}^N \frac{\Delta Q_i}{Q_0} \frac{\omega_i}{\sum_{i=1}^N \omega_i} (1 - e^{-\sum \omega_i t}) \quad (79)$$

где  $\omega_i$  - параметр потока отказов  $i$ -го участка (элемента) тепловой сети;

$N$  — число участков (элементов);

$\Delta Q_i$  — расчетная тепловая мощность, которая отключается от тепловой сети при отказе  $i$ -го участка (элемента) тепловой сети;

$Q_0$  — тепловая мощность источника;

$t$  — продолжительность отопительного периода.

При этом сумма  $\sum_{i=1}^N \omega_i$  характеризует общее количество отказов в тепловой сети за год, а  $\sum_{i=1}^N \Delta Q_i \omega_i$  — отключаемую тепловую мощность в зависимости от частоты отказов участков (элементов) сети за год.

*Параметр потока отказов  $i$ -го участка (элемента) тепловой сети (80):*

$$\omega_i = \lambda_i \cdot L_i \cdot \sum_{j=1}^N \bar{z}_{i,j}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}). \quad (80)$$

где  $\lambda_i$  — интенсивность отказов  $i$ -го участка (элемента) тепловой сети,  $1/(\text{км} \cdot \text{ч})$ ;

$L_i$  - длина  $i$ -го участка тепловой сети, км;

$\sum_{j=1}^N \bar{z}_{i,j}$  — сумма относительных долей отказов  $i$ -го участка (элемента) тепловой сети, способных привести к снижению температуры в зданиях потребителей.

*Интенсивность отказов  $i$ -го участка (элемента) тепловой сети (81):*

$$\lambda_i(t) = \lambda_0 \cdot (0,1 \cdot \tau_i^{c9})^{\alpha_i - 1}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}) \quad (81)$$

где  $\lambda_0$  – интенсивность отказов 1 км участка тепловой сети в течение часа, 1/(км·ч);

$\tau_i^{c9}$  - продолжительность эксплуатации  $i$ -го участка тепловой сети, лет;

$\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации  $\tau_i^{c9}$   $i$ -го участка тепловой сети (82):

$$\alpha_i = \begin{cases} 0,8 \text{ при } 0 < \tau_i^{c9} \leq 3 \\ 1 \text{ при } 3 < \tau_i^{c9} \leq 17 \\ 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau_i^{c9}}{20}\right)} \text{ при } \tau_i^{c9} > 17 \end{cases} \quad (82)$$

*Относительная доля отказов участка тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей (83):*

$$\bar{z}_{i,j} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_k^p}\right) \cdot \tau_j^H, \text{ отн. ед.} \quad (83)$$

где  $j = 1, \dots, N - j$  - я температура наружного воздуха;

$z_{i,j}$  - время снижения температуры воздуха в зданиях  $i$ -го типа при отказах участков тепловой сети при  $j$ -х температурах наружного воздуха,

$z_k^p$  – среднее время до восстановления участков тепловой сети  $k$ -го диаметра после отказов;

$\tau_j^H$  – средняя продолжительность  $j$ -го диапазона температур наружного воздуха, ч.

*Время снижения температуры  $z_{i,j}$  в зданиях  $i$ -го типа при отказах участков тепловой сети в периоды действия низких температур наружного воздуха  $j$ -го диапазона (84):*

$$z_{i,j} = \beta_i \cdot \ln \left( \frac{t_i^e - t_j^H}{t_{i_{min}}^e - t_j^H} \right), \text{ ч,} \quad (84)$$

где  $\beta_i$  - коэффициент тепловой аккумуляции здания  $i$ -го типа, ч;

$t_i^e$  - температура воздуха в здании  $i$ -го типа, °С;

$t_j^H$  - температура наружного воздуха  $j$ -го диапазона, °С;

$t_{i_{min}}^e$  - минимально допустимая температура воздуха в зданиях  $i$ -го типа, °С.

Среднее время до восстановления участков тепловой сети  $k$ -го диаметра после отказов (85):

$$z_k^p = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{сз}) \cdot d_k^{0,2}], \text{ ч}, \quad (85)$$

где  $a, b, c$  - коэффициенты, учитывающие способ укладки теплопровода (подземный, надземный) и уровень организации ремонтных работ;

$L_{сз}$  - расстояние между секционирующими задвижками, м;

$d_k$  -  $k$ -й диаметр теплопровода, м.

Среднее значение отключаемой расчетной мощности (86):

$$\Delta Q_{ср} = \frac{\sum_1^N \Delta Q_i \omega_i}{\sum_1^N \omega_i}, \text{ МВт}. \quad (86)$$

Математическое ожидание отключаемой мощности  $M\Delta Q_i$  учитывает вероятность перехода ТС в состояние отказа (т.е. время безотказной работы) в течение отопительного периода  $t$  (87):

$$M\Delta Q_i = \frac{\sum_1^N \Delta Q_i \omega_i}{\sum_1^N \omega_i} (1 - e^{-\sum \omega_i t}), \text{ МВт}. \quad (87)$$

Интегральный показатель надежности ТС (88):

$$R_{cm}(t) = 1 - \frac{M\Delta Q_i}{Q_0}. \quad (88)$$

Среднее значение вероятности отказа ТС в отопительном периоде  $t$  (89):

$$F(t) = 1 - e^{-\sum_1^N \omega_i t}. \quad (89)$$

Вероятность безотказной работы тупикового ответвления ТС каждого потребителя  $p_i$  характеризует надежность теплоснабжения конкретного потребителя при отказах участков (элементов) ТС. Показатель  $p_i$  определяется значением суммы параметров потоков отказов  $\sum \omega_i$  всех последовательно соединенных элементов линии тупикового ответвления (90):

$$p_i = e^{-\sum \omega_i t}. \quad (90)$$

где  $\sum \omega_i$  - сумма параметров потока отказов всех участков (элементов) тупикового ответвления к  $i$  – му потребителю.

### 3.9.3 Порядок расчета показателей надежности нерезервированной распределительной тепловой сети

Расчет показателей надежности нерезервированной тупиковой разветвленной сети производится в следующем порядке:

1. Рассчитываются параметры потока отказов всех участков (элементов) ТС:
  - по выражениям (81) и (82) в зависимости от продолжительности эксплуатации  $\tau_i^{ср}$  и длины каждого участка тепловой сети рассчитывается интенсивность отказов каждого участка тепловой сети  $\lambda_i(t)$ ;
  - по выражениям (83), (84) и (85) в зависимости от характеристик участка тепловой сети, а также характеристик зданий потребителей и температур наружного воздуха (характерных для отопительных периодов конкретного географического района), для каждого участка тепловой сети рассчитывается относительная доля отказов  $\bar{z}_{i,j}$ , приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей;
  - по выражению (79), учитывая длину участка тепловой сети ( $l_i$ ), сумму относительных долей отказов, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей, для каждого участка тепловой сети рассчитывается параметр потока отказов  $\omega_i$ ;
  - для задвижек параметр потока отказов  $\omega_i^3$  определяется в зависимости от их типа;
2. Рассчитывается сумма параметров потока отказов всех элементов тепловой сети за год  $\sum_1^N \omega_i$ .



3. Выполняется анализ последствий отказа каждого участка (элемента) ТС с определением количества недопоставленной в результате этого отказа потребителям тепловой энергии  $\Delta Q_i$ . Задача по определению количества недопоставленной тепловой энергии является алгоритмической и решается путем проведения топологического анализа с проверкой гидравлической связанности (теплопроводами) потребителей с источниками теплоснабжения.

4. Рассчитывается среднее значение отключаемой расчетной мощности по выражению (86).

5. Рассчитывается среднее значение вероятности отказа тепловой сети за расчетное время по выражению (89).

6. Рассчитывается математическое ожидание отключаемой тепловой мощности в аварийных ситуациях по выражению (87).

7. Рассчитывается интегральный показатель надежности ТС по выражению (88).

8. Полученное значение интегрального показателя надежности ТС  $R_{cr}(t)$  сравнивается с нормированным значением вероятности безотказной работы  $P_{TC}$  в соответствии с требованиями п. 6.28 СНиП 41 – 02 – 2003. Если значение интегрального показателя надежности меньше нормированного значения вероятности безотказной работы, то принимается решение о необходимости резервирования соответствующих участков (элементов) тепловой сети.

9. Рассчитывается вероятность безотказной работы тупикового ответвления ТС каждого потребителя  $p_i$  по выражению (90).

*Пример расчета показателей надежности тупиковой распределительной тепловой сети*

Исходные данные.

Схема тупиковой распределительной тепловой сети приведена на рисунке 1. Источник тепла — районная котельная тепловой мощностью 45 МВт. Потребителями теплоты являются здания № 5, 7, 8, 9, 10, 11 (рисунок 72) третьего типа (по МДС 41-6.2000). В таблице 61 приведены технические характеристики участков и элементов тепловой сети.

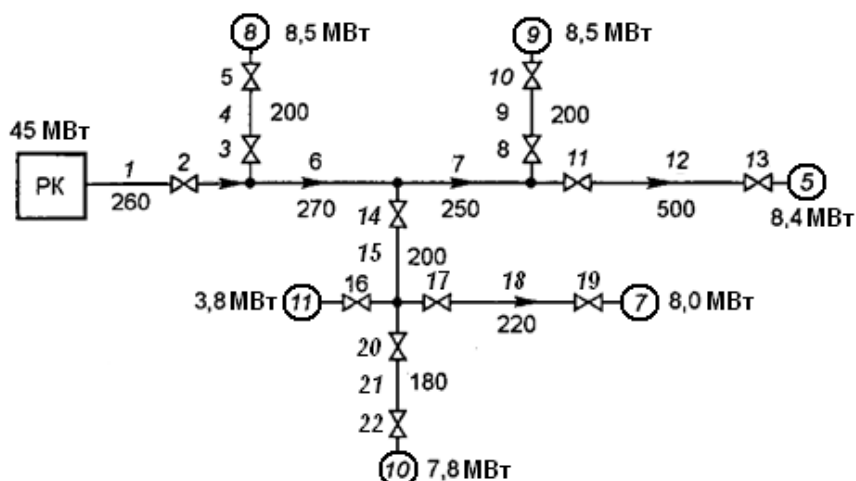


Рисунок 72 – Схема тупиковой распределительной тепловой сети

1 — 22 номер участка (элемента) тепловой сети, МВт; в окружности — номер потребителя; 200, 260 ... — длина участка, м.

Таблица 61 – Технические характеристики участков и элементов тепловой сети

№ участка (элемента)	Длина участка		Внутренний диаметр подающего трубопровода $d_k$ м	Внутренний диаметр обратного трубопровода $d_k$ м	Продолжительность эксплуатации $\tau_i^{сэ}$ лет
	$L_i$				
	км				
	подающий	обратный			
1	0.26	0.26	0.175	0.175	20
2	-	-	0.175	0.175	20
3	-	-	0.15	0.15	20
4	0.2	0.2	0.15	0.15	20
5	-	-	0.15	0.15	20
6	0.27	0.27	0.175	0.175	15
7	0.25	0.25	0.175	0.175	15
8	-	-	0.15	0.15	15
9	0.2	0.2	0.15	0.15	15
10	-	-	0.15	0.15	15
11	-	-	0.15	0.15	10
12	0.5	0.5	0.15	0.15	10
13	-	-	0.15	0.15	10
14	-	-	0.175	0.175	7
15	0.2	0.2	0.175	0.175	7
16	-	-	0.1	0.1	7
17	-	-	0.15	0.15	7
18	0.22	0.22	0.15	0.15	7
19	-	-	0.15	0.15	7
20	-	-	0.15	0.15	5
21	0.18	0.18	0.15	0.15	5
22	-	-	0.15	0.15	5

Интенсивность отказов:

- для 1 км теплопровода  $\lambda_0 = 1,0 \cdot 10^{-5}, 1/(\text{км}\cdot\text{ч})$ ;

- для задвижки  $\lambda_3 = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}$ .

Продолжительность отопительного периода:  $t = 5064 \text{ ч} = 211 \text{ суток} = 0,578 \text{ г}$ .

*Результаты расчета.*

Параметры потока отказов участков (элементов)ТС

Интенсивность отказов  $\lambda_i(t)$  участков (элементов) ТС:

Для участка № 1:  $\lambda_1(t) = \lambda_0 \cdot (0,1 \cdot \tau_1^{cs})^{\alpha_1 - 1}, 1/(\text{км}\cdot\text{ч})$ .

Так как  $\tau_1^{cs} = 20$  лет, то  $\alpha_1 = 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau_1^{cs}}{20}\right)} = 0,5 \cdot e^{\left(\frac{20}{20}\right)} = 0,5 \cdot 2,71 = 1,355$ .

Тогда  $\lambda_1(t) = 1,0 \cdot 10^{-5} \cdot (0,1 \cdot 20)^{1,355 - 1} = 1,28 \cdot 10^{-5}, 1/(\text{км}\cdot\text{ч})$ .

Для элемента № 2:  $\lambda_2(t) = \lambda_3 = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}$ .

Для участка № 6:

$\tau_6^{cs} = 15$  лет;  $\alpha_6 = 1$ ;  $\lambda_6(t) = 1,0 \cdot 10^{-5} \cdot (0,1 \cdot 15)^{1,0 - 1} = 1,0 \cdot 10^{-5}, 1/(\text{км}\cdot\text{ч})$ .

Для участка № 21:

$\tau_{21}^{cs} = 5$  лет;  $\alpha_{21} = 1$ ;  $\lambda_{21}(t) = 1,0 \cdot 10^{-5} \cdot (0,1 \cdot 5)^{1,0 - 1} = 1,0 \cdot 10^{-5}, 1/(\text{км}\cdot\text{ч})$ .

Для элемента № 22:  $\lambda_{22}(t) = \lambda_3 = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}$ .

Результаты расчета интенсивности отказов  $\lambda_i(t)$  участков (элементов) ТС приведены в таблице 62.

Таблица 62 – Результаты расчета интенсивности отказов  $\lambda_i(t)$  участков (элементов) ТС.

№ участка (элемента)	Длина участка		Внутренний диаметр подающего трубопровода	Внутренний диаметр обратного трубопровода	Продолжительность эксплуатации	Интенсивность отказов участка (элемента)
	$L_i$					
	км	км				
	подающий	обратный	$d_k$	$d_k$	$\tau_i^{cs}$	$\lambda_i(t)$
	м	м	лет	1/(км·ч)		
1	0.26	0.26	0.175	0.175	20	$1,28 \cdot 10^{-5}$
2	-	-	0.175	0.175	20	$2,28 \cdot 10^{-7}$
3	-	-	0.15	0.15	20	$2,28 \cdot 10^{-7}$
4	0.2	0.2	0.15	0.15	20	$1,28 \cdot 10^{-5}$
5	-	-	0.15	0.15	20	$2,28 \cdot 10^{-7}$
6	0.27	0.27	0.175	0.175	15	$1,0 \cdot 10^{-5}$
7	0.25	0.25	0.175	0.175	15	$1,0 \cdot 10^{-5}$
8	-	-	0.15	0.15	15	$2,28 \cdot 10^{-7}$
9	0.2	0.2	0.15	0.15	15	$1,0 \cdot 10^{-5}$
10	-	-	0.15	0.15	15	$2,28 \cdot 10^{-7}$
11	-	-	0.15	0.15	10	$2,28 \cdot 10^{-7}$

№ участка (элемента)	Длина участка		Внутренний диаметр подающего трубопровода	Внутренний диаметр обратного трубопровода	Продолжительность эксплуатации	Интенсивность отказов участка (элемента)
	$L_i$					
	км		$d_k$	$d_k$	$\tau_i^{cs}$	$\lambda_i(t)$
	подающий	обратный	м	м	лет	1/(км·ч)
12	0.5	0.5	0.15	0.15	10	$1.0 \cdot 10^{-5}$
13	-	-	0.15	0.15	10	$2.28 \cdot 10^{-7}$
14	-	-	0.175	0.175	7	$2.28 \cdot 10^{-7}$
15	0.2	0.2	0.175	0.175	7	$1.0 \cdot 10^{-5}$
16	-	-	0.1	0.1	7	$2.28 \cdot 10^{-7}$
17	-	-	0.15	0.15	7	$2.28 \cdot 10^{-7}$
18	0.22	0.22	0.15	0.15	7	$1.0 \cdot 10^{-5}$
19	-	-	0.15	0.15	7	$2.28 \cdot 10^{-7}$
20	-	-	0.15	0.15	5	$2.28 \cdot 10^{-7}$
21	0.18	0.18	0.15	0.15	5	$1.0 \cdot 10^{-5}$
22	-	-	0.15	0.15	5	$2.28 \cdot 10^{-7}$

### 3.9.4 Относительная доля отказов $\bar{z}_{i,j}$ , приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей

Время снижения температуры воздуха в зданиях потребителей при полном их отключении от тепловой сети

Для различных типов зданий в 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» установлены значения  $\beta_i$ ,  $t_i^e$  и  $t_{i_{min}}^e$ , приведенные в таблице 63.

Таблица 63 – Значения  $\beta_i$ ,  $t_i^e$  и  $t_{i_{min}}^e$  в зависимости от типа здания

Тип здания потребителя	i	$\beta_i$	$t_i^B$	$t_{i_{min}}^B$
		°C	°C	°C
Панельный с толщиной стены 16 см	1	51	21	12
Панельный с толщиной стены 21 см	2	77	21	12
Железобетонный с толщиной стены 22 см	3	40	21	12
Кирпичный с толщиной стены 2,5 кирпича	4	100	21	12
Промышленные с толщиной стены 2 кирпича	5	25	16	8

Для зданий третьего типа  $\beta_i = 40$ ,  $t_i^e = 21$ , °C и  $t_{i_{min}}^e = 12$ , °C.

Для каждой температуры наружного воздуха  $j$  - го диапазона при условии полного отключения зданий от тепловой сети время снижения температуры воздуха определяется по выражению (84). Диапазон температур наружного воздуха определяется из таблицы 64.

Таблица 64 – Диапазон температур наружного воздуха

Диапазон температур наружного воздуха															
j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_j^H, \text{OC}$	-62,5	-57,5	-52,5	-47,5	-42,5	-37,5	-32,5	-27,5	-22,5	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	2,5	7,5

$$z_{3,1} = \beta_3 \cdot \ln \left( \frac{t_3^B - t_1^H}{t_{3,min}^B - t_1^H} \right) = 40 \cdot \ln \left( \frac{21 - (-62,5)}{12 - (-62,5)} \right) = 40 \cdot 0,114 = 4,56, \text{ ч}$$

$$z_{3,2} = \beta_3 \cdot \ln \left( \frac{t_3^B - t_2^H}{t_{3,min}^B - t_2^H} \right) = 40 \cdot \ln \left( \frac{21 - (-57,5)}{12 - (-57,5)} \right) = 40 \cdot 0,122 = 4,87, \text{ ч}$$

$$z_{3,15} = \beta_3 \cdot \ln \left( \frac{t_3^B - t_{15}^H}{t_{3,min}^B - t_{15}^H} \right) = 40 \cdot \ln \left( \frac{21 - 7,5}{12 - 7,5} \right) = 40 \cdot 1,099 = 43,94, \text{ ч}$$

Результаты расчета времени снижения температуры воздуха в зданиях при условии их полного отключения от тепловой сети приведены в таблице 65.

Таблица 65 – Результаты расчета времени снижения температуры воздуха в зданиях третьего типа

Диапазон температур наружного воздуха															
j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_j^H, \text{OC}$	-62,5	-57,5	-52,5	-47,5	-42,5	-37,5	-32,5	-27,5	-22,5	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	2,5	7,5
Время снижения температуры воздуха в зданиях															
$z_{3,j}, \text{ ч}$	4,56	4,87	5,22	5,63	6,11	6,68	7,37	8,21	9,27	10,65	12,51	15,18	19,31	26,66	43,94

### 3.9.5 Среднее время до восстановления участков тепловой сети после отказов

Наиболее высокую статистическую значимость имеют результаты расчета среднего времени до восстановления участка тепловой сети за всю продолжительность его эксплуатации. Так, например, если на участке тепловой сети в течение эксплуатации возникло всего 5 отказов и время его восстановления после первого отказа составило 3,5 часа, после второго 2,5, после третьего - 4, после четвертого - 2, после пятого – 1 час, то суммарное время восстановления равно 13 часам. В этом случае среднее время до восстановления этого участка сети будет равно  $13/5 = 2,6$  часа.

Если статистические данные о временах восстановления различных участков тепловых сетей не достаточно полны или отсутствуют вовсе, тогда среднее время до восстановления участков тепловой сети после отказов рассчитывается по выражению (7).

Для различных способов укладки теплопроводов (наружный, в канале), значения коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$  (по данным ВНИПИЭнергопром) приведены в таблице 66.

Таблица 66 – Значения постоянных коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$  для различных способов укладки теплопроводов

Способ укладки теплопроводов	Значение коэффициентов		
	$a$	$b$	$c$
наружный	4.6	0.9	0.15
в канале (без канала)	8	0.5	1.5

Значения расстояний между секционирующими задвижками  $L_{сз}$  считаются из соответствующей базы электронной модели схемы теплоснабжения. Если эти значения в базах модели не определены, тогда расчет выполняется по значениям, определенным СНиП 41 – 02 – 2003 «Тепловые сети» (п. 10.17):

$$L_{сз} = \begin{cases} \leq 1000 \text{ м при } d_k \geq 100 \text{ мм} \\ \leq 1500 \text{ м при } 400 < d_k \leq 500 \text{ мм} \\ \leq 3000 \text{ м при } d_k \geq 600 \text{ мм} \\ \leq 5000 \text{ м при } d_k \geq 900 \text{ мм} \end{cases}, \text{ м}$$

Среднее время до восстановления участков тепловой сети после отказов с наружным способом укладки при диаметрах секционирующих задвижек, определяется со значениями  $a = 4,6$ ;  $b = 0,9$ ;  $c = 0,15 \text{ м}^{-1}$  и расстоянии между секционирующими задвижками  $L_{сз} = 1 \text{ км}$ :

$$z_1^p = 4,6 \cdot [1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot d_1^{0,2}] = 4,6 \cdot (1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot 0,175^{0,2}) = 8, \text{ ч}$$

$$z_2^p = 4,6 \cdot [1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot d_2^{0,2}] = 4,6 \cdot (1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot 0,175^{0,2}) = 8, \text{ ч}$$

$$z_{22}^p = 4,6 \cdot [1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot d_{22}^{0,2}] = 4,6 \cdot (1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot 0,15^{0,2}) = 7,9, \text{ ч.}$$

Результаты расчета среднего времени до восстановления участков (элементов) тепловой сети после отказов приведены в таблице 67.

Таблица 67 – Результаты расчета среднего времени до восстановления участков (элементов) тепловой сети после отказов

№ участка (элемента)	Длина участка		Внутренний диаметр подающего трубопровода	Внутренний диаметр обратного трубопровода	Среднее время до восстановления участков (элементов) тепловой сети после отказов
	Li				$z_k^p$
	км				
	подающий	обратный			ч
1	0.26	0.26	0.175	0.175	8.01
2	-	-	0.175	0.175	8.01
3	-	-	0.15	0.15	7.90
4	0.2	0.2	0.15	0.15	7.90

№ участка (элемента)	Длина участка		Внутренний диаметр подающего трубопровода	Внутренний диаметр обратного трубопровода	Среднее время до восстановления участков (элементов) тепловой сети после отказов
	Li				
	км		dk, м	dk, м	$Z_k^p$ ч
	подающий	обратный			
5	-	-	0.15	0.15	7.90
6	0.27	0.27	0.175	0.175	8.01
7	0.25	0.25	0.175	0.175	8.01
8	-	-	0.15	0.15	7.90
9	0.2	0.2	0.15	0.15	7.90
10	-	-	0.15	0.15	7.90
11	-	-	0.15	0.15	7.90
12	0.5	0.5	0.15	0.15	7.90
13	-	-	0.15	0.15	7.90
14	-	-	0.175	0.175	8.01
15	0.2	0.2	0.175	0.175	8.01
16	-	-	0.1	0.1	7.65
17	-	-	0.15	0.15	7.90
18	0.22	0.22	0.15	0.15	7.90
19	-	-	0.15	0.15	7.90
20	-	-	0.15	0.15	7.90
21	0.18	0.18	0.15	0.15	7.90
22	-	-	0.15	0.15	7.90

### 3.9.6 Относительная доля отказов участка тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей

Учитывая результаты расчета среднего времени до восстановления участков (элементов) тепловой сети после отказов, приведенные в таблице 67, а также результаты расчета времени снижения температуры воздуха в зданиях (при условии их полного отключения от тепловой сети), приведенные в таблице 65, при значениях средних продолжительностей действия температур наружного воздуха для географической зоны РФ, соответствующей положению г. Уфы (СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология»), по выражению (81) рассчитывается относительная доля отказов каждого участка тепловой сети:

Диапазон температур наружного воздуха															
j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_j^H, \text{ }^\circ\text{C}$	-62,5	-57,5	-52,5	-47,5	-42,5	-37,5	-32,5	-27,5	-22,5	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	2,5	7,5
Продолжительность действия температур наружного воздуха (г. Уфа)															
$\tau_1^H, \text{ ч}$	0	0	0	0	0	5	33	116	265	529	770	948	961	799	638
Время снижения температуры воздуха в зданиях															
$z_{3,j}, \text{ ч}$	4,56	4,87	5,22	5,63	6,11	6,68	7,37	8,21	9,27	10,65	12,51	15,18	19,31	26,66	43,94

$$\bar{z}_{1,1} = \left(1 - \frac{z_{3,1}}{z_1^p}\right) \cdot \tau_1^H = \left(1 - \frac{4,56}{8,01}\right) \cdot 0 = 0, \text{ отн. ед.}$$

$$\bar{z}_{1,2} = \left(1 - \frac{z_{3,2}}{z_1^p}\right) \cdot \tau_2^H = \left(1 - \frac{4,87}{8,01}\right) \cdot 0 = 0, \text{ отн. ед.}$$

$$\bar{z}_{1,6} = \left(1 - \frac{z_{3,6}}{z_1^p}\right) \cdot \tau_4^H = \left(1 - \frac{6,68}{8,01}\right) \cdot 5 = 0,83, \text{ отн. ед.}$$

$$\bar{z}_{1,15} = \left(1 - \frac{z_{3,15}}{z_1^p}\right) \cdot \tau_{15}^H = \left(1 - \frac{43,94}{8,01}\right) \cdot 638 = -2862,88, \text{ отн. ед.}$$

Результаты расчета относительных долей отказов каждого участка тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей, приведены в таблице 68.



Таблица 68 – Результаты расчета относительных долей отказов участков тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей

№ участка (элемента)	восстановления участков (элементов) тепловой сети	Диапазон температур наружного воздуха, $t_j^H$ , 0С														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		-62,5	-57,5	-52,5	-47,5	-42,5	-37,5	-32,5	-27,5	-22,5	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	2,5	7,5
		Продолжительность действия температур наружного воздуха в г. Уфе, $\tau_1^H$ , ч														
		0	0	0	0	0	5	33	116	265	529	770	948	961	799	638
		Время снижения температуры воздуха в зданиях г. Уфы, $z_{3,j}$ , ч														
$z_k^p$	4,56	4,87	5,22	5,63	6,11	6,68	7,37	8,21	9,27	10,65	12,51	15,18	19,31	26,66	43,94	
ч	Относительная доля отказов участка тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей, $\bar{z}_{i,j}$															
1	8.01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	2,64	-2,93	-41,81	-174,54	-433,29	-848,89	-1356,66	-1860,78	-2862,88
2	8.01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	2,64	-2,93	-41,81	-174,54	-433,29	-848,89	-1356,66	-1860,78	-2862,88
3	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
4	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
5	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
6	8.01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	2,64	-2,93	-41,81	-174,54	-433,29	-848,89	-1356,66	-1860,78	-2862,88
7	8.01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	2,64	-2,93	-41,81	-174,54	-433,29	-848,89	-1356,66	-1860,78	-2862,88
8	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
9	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
10	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
11	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
12	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
13	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
14	8.01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	2,64	-2,93	-41,81	-174,54	-433,29	-848,89	-1356,66	-1860,78	-2862,88
15	8.01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	2,64	-2,93	-41,81	-174,54	-433,29	-848,89	-1356,66	-1860,78	-2862,88
16	7.65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63	1,21	-8,54	-56,29	-207,74	-490,08	-933,69	-1466,04	-1986,30	-3028,10
17	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
18	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
19	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71

№ участка (элемента)	восстановления участков (элементов) тепловой сети	Диапазон температур наружного воздуха, $t_j^H$ , 0С														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		-62,5	-57,5	-52,5	-47,5	-42,5	-37,5	-32,5	-27,5	-22,5	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	2,5	7,5
		Продолжительность действия температур наружного воздуха в г. Уфе, $\tau_1^H$ , ч														
		0	0	0	0	0	5	33	116	265	529	770	948	961	799	638
		Время снижения температуры воздуха в зданиях г. Уфы, $z_{3,j}$ , ч														
$z_k^D$	4,56	4,87	5,22	5,63	6,11	6,68	7,37	8,21	9,27	10,65	12,51	15,18	19,31	26,66	43,94	
ч	Относительная доля отказов участка тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей, $\bar{z}_{i,j}$															
20	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
21	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
22	7.90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71

### 3.9.7 Сумма относительных долей отказов, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей

Так как к снижению температуры воздуха в зданиях потребителей приводят только те отказы, среднее время устранения которых превышает время снижения температуры воздуха в зданиях потребителей (т.е.  $\frac{z_{i,j}}{z_k^p} < 1$ ), то при расчете суммы относительных долей отказов  $i$ -х участков тепловой сети  $\sum_{j=1}^N \bar{z}_{i,j}$  учитываются только те относительные доли, значения которых имеют положительные значения (в таблице 68 область этих значений выделена цветом):

$$\sum_{j=1}^N \bar{z}_{1,j} = \bar{z}_{1,1} + \bar{z}_{1,2} + \dots + \bar{z}_{1,6} + \bar{z}_{1,7} = 0 + 0 + \dots + 0,83 + 2,64 = 3,47, \text{ отн. ед.}$$

$$\sum_{j=1}^N \bar{z}_{22,j} = \bar{z}_{22,1} + \bar{z}_{22,2} + \dots + \bar{z}_{22,6} + \bar{z}_{22,7} = 0 + 0 + \dots + 0,77 + 2,24 = 3,02, \text{ отн. ед.}$$

ед.

Результаты расчета суммы относительных долей отказов  $i$ -х участков тепловой сети  $\sum_{j=1}^N \bar{z}_{i,j}$  приведены в таблице 69.

Таблица 69 – Результаты расчета суммы относительных долей отказов

№ участка (элемента)	Длина участка		Внутренний диаметр подающего трубопровода	Внутренний диаметр обратного трубопровода	Среднее время до восстано- вления участ- ков (элементов) теп- ловой сети по- сле отказов	Сумма Относительных Долей отказов $\sum_{j=1}^N \bar{z}_{i,j}$
	Li					
	км					
	подающий	обратный			м	м
1	0.26	0.26	0.175	0.175	8.01	3,47
2	-	-	0.175	0.175	8.01	3,47
3	-	-	0.15	0.15	7.90	3,02
4	0.2	0.2	0.15	0.15	7.90	3,02
5	-	-	0.15	0.15	7.90	3,02
6	0.27	0.27	0.175	0.175	8.01	3,47
7	0.25	0.25	0.175	0.175	8.01	3,47
8	-	-	0.15	0.15	7.90	3,02
9	0.2	0.2	0.15	0.15	7.90	3,02
10	-	-	0.15	0.15	7.90	3,02
11	-	-	0.15	0.15	7.90	3,02
12	0.5	0.5	0.15	0.15	7.90	3,02
13	-	-	0.15	0.15	7.90	3,02

Продолжение таблицы 69

14	-	-	0.175	0.175	8.01	3,47
15	0.2	0.2	0.175	0.175	8.01	3,47
16	-	-	0.1	0.1	7.65	1,84
17	-	-	0.15	0.15	7.90	3,02
18	0.22	0.22	0.15	0.15	7.90	3,02
19	-	-	0.15	0.15	7.90	3,02
20	-	-	0.15	0.15	7.90	3,02
21	0.18	0.18	0.15	0.15	7.90	3,02
22	-	-	0.15	0.15	7.90	3,02

Параметр потока отказов  $i$  – го участка тепловой сети

Значение параметра потока отказов  $i$  – го участка (элемента) тепловой сети  $\omega_i$  рассчитывается с учетом длины участка ( $l_i$ ) и суммы относительных долей отказов, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей:

$$\omega_1 = \lambda_1 \cdot L_1 \cdot \sum_{j=1}^N \bar{z}_{1,j} = 1,28 \cdot 10^{-5} \cdot 0,26 \cdot 3,47 = 1,157 \cdot 10^{-5}, 1/\text{ч}$$

$$\omega_2 = \lambda_2 \cdot \sum_{j=1}^N \bar{z}_{2,j} = 2,28 \cdot 10^{-7} \cdot 3,47 = 7,92 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}$$

$$\omega_{21} = \lambda_{21} \cdot L_{21} \cdot \sum_{j=1}^N \bar{z}_{21,j} = 1,0 \cdot 10^{-5} \cdot 0,18 \cdot 3,02 = 3,016 \cdot 10^{-5}, 1/\text{ч}$$

$$\omega_{22} = \lambda_{22} \cdot \sum_{j=1}^N \bar{z}_{22,j} = 2,28 \cdot 10^{-7} \cdot 3,02 = 6,89 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}.$$

Результаты расчета параметров потока отказов по участкам (элементам) ТС приведены в таблице 70.

Таблица 70 – Результаты расчета параметров потока отказов по участкам (элементам) ТС

№ участка (элемента)	Длина участка	Интенсивность отказов	Сумма относительных долей отказов	Параметр потока отказов участка (элемента)	Параметр потока отказов участка (элемента)
	$L_i$	$\square i$	$\sum_{j=1}^N \bar{z}_{i,j}$	$\square i$	$\square i$
	км	1/(км·ч), 1/ч	-	1/ч	1/год
1	0.26	$1.28 \cdot 10^{-5}$	3,47	0,000011566	0,101322
2	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,47	0,000000792	0,006937
3	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,02	0,000000689	0,006033
4	0.2	$1.28 \cdot 10^{-5}$	3,02	0,000007738	0,067782
5	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,02	0,000000689	0,006033
6	0.27	$1.0 \cdot 10^{-5}$	3,47	0,000009364	0,082032
7	0.25	$1.0 \cdot 10^{-5}$	3,47	0,000008671	0,075956
8	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,02	0,000000689	0,006033
9	0.2	$1.0 \cdot 10^{-5}$	3,02	0,000006033	0,052845

Продолжение таблицы 70

10	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,02	0,000000689	0,006033
11	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,02	0,000000689	0,006033
12	0.5	$1.0 \cdot 10^{-5}$	3,02	0,000015081	0,132112
13	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,02	0,000000689	0,006033
14	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,47	0,000000792	0,006937
15	0.2	$1.0 \cdot 10^{-5}$	3,47	0,000006937	0,060764
16	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	1,84	0,000000420	0,003677
17	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,02	0,000000689	0,006033
18	0.22	$1.0 \cdot 10^{-5}$	3,02	0,000006636	0,058129
19	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,02	0,000000689	0,006033
20	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,02	0,000000689	0,006033
21	0.18	$1.0 \cdot 10^{-5}$	3,02	0,000005429	0,04756
22	-	$2.28 \cdot 10^{-7}$	3,02	0,000000689	0,006033

Сумма параметров потока отказов в тепловой сети  $\sum_{i=1}^N \omega_i$

$$\sum_{i=1}^N \omega_i = \omega_1 + \omega_2 + \dots + \omega_{22} =$$

$$= 1,157 \cdot 10^{-5} + 7,92 \cdot 10^{-7} + \dots + 6,89 \cdot 10^{-7} = 8,63 \cdot 10^{-5}, 1/\text{ч} = 0,756, 1/\text{год}.$$

Результаты анализа последствий отказа каждого участка (элемента) ТС в виде недопоставленного (отключаемого) потребителям количества тепловой энергии  $\Delta Q_i$  в результате этого отказа

Результаты анализа последствий отказа каждого участка (элемента) ТС с определением количества недопоставленной в результате этого отказа потребителям тепловой энергии  $\Delta Q_i$  приведены в таблице 71. Задача по определению количества недопоставленной тепловой энергии решена путем проведения топологического анализа с проверкой гидравлической связанности (теплопроводами) потребителей с источниками теплоснабжения.

Таблица 71 – Количество не поставленной потребителям тепловой энергии  $\Delta Q_j$  в результате отказа участка (элемента) ТС

№ участка (элемента)	Количество непоставленной (отключае- мой) потребителям тепловой энергии
	$\Delta Q_i$ МВт
1	45
2	45
3	8.5
4	8.5
5	8.5
6	36.5
7	16.9
8	8.5
9	8.5
10	8.5
11	8.4
12	8.4
13	8.4
14	19.6
15	19.6
16	3.8
17	8
18	8
19	8
20	7.8
21	7.8
22	7.8

Среднее значение отключаемой расчетной мощности:

$$\Delta Q_{cp} = \frac{\sum_1^N \Delta Q_i \omega_i}{\sum_1^N \omega_i} = \frac{\Delta Q_1 \omega_1 + \Delta Q_2 \omega_2 + \dots + \Delta Q_{22} \omega_{22}}{\sum_1^N \omega_i} = \frac{45 \cdot 0.1 + 45 \cdot 0.007 + \dots + 7.8 \cdot 0.006}{0.756} = 18.45, \text{ МВт.}$$

Среднее значение вероятности отказа системы за отопительный период:

$$F(t) = 1 - e^{-\sum_1^N \omega_j t} = 1 - e^{-0.756 \cdot 0.578} = 0.354.$$

Математическое ожидание отключаемой тепловой мощности в аварийных ситуациях:

$$M\Delta Q_i = \frac{\sum_1^N \Delta Q_i \omega_i}{\sum_1^N \omega_i} (1 - e^{-\sum \omega_i t}) = 18.45 \cdot 0.354 = 6.54, \text{ МВт.}$$

Интегральный показатель надежности тупиковой разветвленной тепловой сети:

$$R_{cm}(t) = 1 - \frac{M\Delta Q_j}{Q_0} = 1 - \frac{6.54}{45} = 0.855.$$

Полученное значение интегрального показателя надежности ТС  $R_{CT}(t) = 0.855$  сравнивается с нормированным значением вероятности безотказной работы  $P_{TC} = 0.9$  (в соответствии с требованиями п. 6.28 СНиП 41 – 02 – 2003). Так как значение интегрального показателя надежности меньше допустимого нормированного значения вероятности безотказной работы ТС, то необходимо выполнять мероприятия по повышению надежности тепловой сети.

Вероятность безотказной работы тупикового ответвления тепловой сети каждого потребителя  $p_i$  (таблица 72):

$$p_5 = e^{-\sum \omega_5 t} = e^{-(\omega_1 + \omega_2 + \omega_6 + \omega_7 + \omega_{11} + \omega_{12} + \omega_{13}) \cdot t} = e^{-(0.1 + 0.007 + 0.082 + 0.076 + 0.006 + 0.132 + 0.006) \cdot 0.578} = e^{-0.41 \cdot 0.578} = 0.79$$

$$p_{11} = e^{-\sum \omega_{11} t} = e^{-(\omega_1 + \omega_2 + \omega_6 + \omega_{14} + \omega_{15} + \omega_{16}) \cdot t} = e^{-(0.1 + 0.007 + 0.082 + 0.007 + 0.061 + 0.004) \cdot 0.578} = e^{-(0.26) \cdot 0.578} = 0.86$$

Таблица 72 – Вероятность безотказной работы тупиковых ответвлений ТС по каждому потребителю

Потребитель №	Суммарный поток отказов тупикового ответвления	Вероятность безотказной работы тупикового ответвления
	$\sum \omega_i, 1/\text{год}$	$p_i$
5	0,41	0,79
7	0,33	0,83
8	0,19	0,90
9	0,33	0,83
10	0,32	0,83
11	0,26	0,86

Так как расчетные значения вероятности безотказной работы тупиковых ответвлений тепловой сети к потребителям № 5, 7, 9, 10 и 11 меньше допустимого нормированного значения, то для повышения надежности теплоснабжения перечисленных потребителей требуется проведение мероприятий по резервированию работы каждого тупикового ответвления.

Пример расчета показателей надежности многоконтурной распределительной тепловой сети

Исходные данные.

Схема многоконтурной распределительной тепловой сети приведена на рисунке 73. Источник тепла — районная котельная тепловой мощностью 5,58 МВт.

Потребителями теплоты являются здания № 31, 35, 37, 41, 61, 63 (рисунок 73) третьего типа (по МДС 41-6.2000). В таблице 73 приведены технические характеристики участков и элементов тепловой сети.

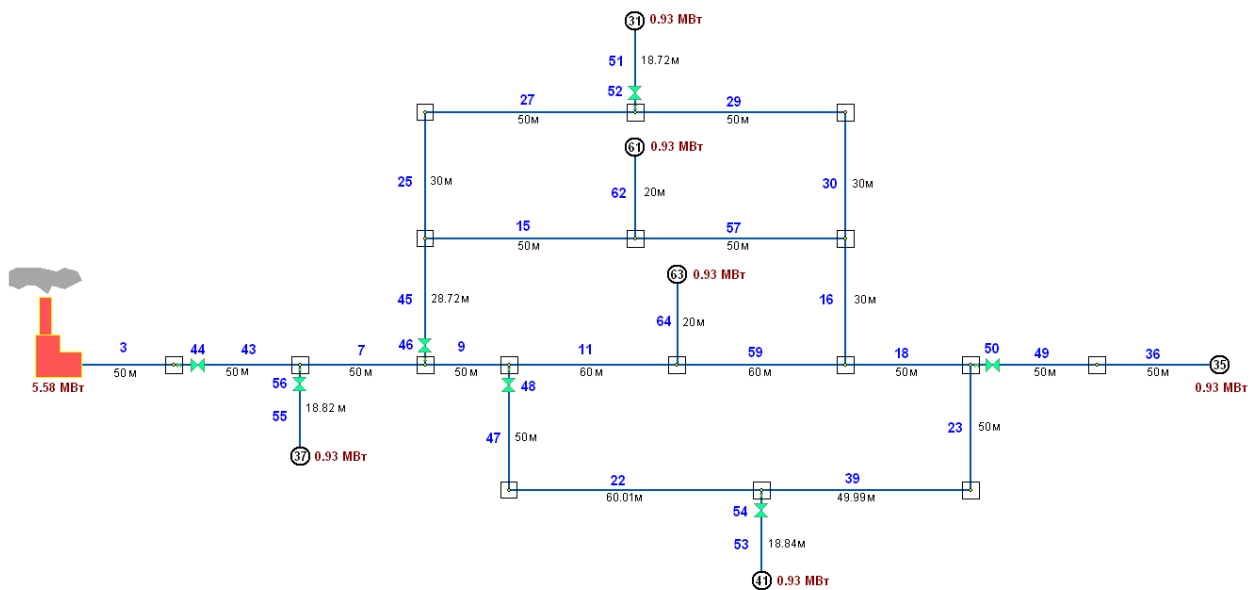


Рисунок 73 – Схема многоконтурной распределительной тепловой сети  
3 — 64 номер участка (элемента) тепловой сети, МВт; в окружности — номер потребителя



Таблица 73 – Технические характеристики участков и элементов тепловой

сети

№ участка (элемента)	Длина участка		Внутренний диаметр подающего трубопровода	Внутренний диаметр обратного трубопровода	Продолжительность эксплуатации
	L <sub>i</sub>				
	км		м	м	$\tau_i^{сэ}$ лет
	подающий	обратный			
3	0.05	0.05	0,175	0,175	25
44	-	-	0,175	0,175	25
43	0.05	0.05	0,175	0,175	25
56	-	-	0,08	0,08	25
55	0.01882	0.01882	0,08	0,08	25
7	0.05	0.05	0,15	0,15	20
9	0.05	0.05	0,1	0,1	20
11	0.06	0.06	0,1	0,1	20
59	0.06	0.06	0,07	0,07	10
18	0.05	0.05	0,07	0,07	10
50	-	-	0,08	0,08	10
49	0.05	0.05	0,08	0,08	10
36	0.05	0.05	0,08	0,08	10
46	-	-	0,1	0,1	15
45	0.02872	0.02872	0,1	0,1	15
25	0.03	0.03	0,08	0,08	10
27	0.05	0.05	0,08	0,08	10
52	-	-	0,08	0,08	10
51	0.01372	0.01372	0,08	0,08	10
29	0.05	0.05	0,05	0,05	5
30	0.03	0.03	0,05	0,05	5
16	0.03	0.03	0,07	0,07	5
15	0.05	0.05	0,08	0,08	15
62	0.02	0.02	0,08	0,08	15
57	0.05	0.05	0,07	0,07	15
64	0.02	0.02	0,08	0,08	20
59	0.06	0.06	0,07	0,07	5
48	-	-	0,08	0,08	20
47	0.05	0.05	0,08	0,08	20
22	0.0601	0.0601	0,08	0,08	20
54	-	-	0,08	0,08	20
53	0.01884	0.01884	0,08	0,08	20
39	0.04999	0.04999	0,07	0,07	5
23	0.05	0.05	0,07	0,07	5

Интенсивность отказов:

- для 1 км теплопровода  $\lambda_0 = 1,0 \cdot 10^{-5}$ , 1/(км·ч);- для задвижки  $\lambda_3 = 2,28 \cdot 10^{-7}$ , 1/ч.

Продолжительность отопительного периода:  $t = 5064 \text{ ч} = 211 \text{ суток} = 0,578 \text{ г.}$

Результаты расчета.

Параметр потока отказов участков (элементов) ТС

Интенсивность отказов  $\lambda_i(t)$  участков (элементов) ТС:

Для участка № 3:  $\lambda_3(t) = \lambda_0 \cdot (0,1 \cdot \tau_3^{c3})^{\alpha_3-1}$ , 1/(км·ч).

Так как  $\tau_3^{c3} = 25$  лет, то  $\alpha_3 = 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau_3^{c3}}{20}\right)} = 0,5 \cdot e^{\left(\frac{25}{20}\right)} = 0,5 \cdot 3,49 = 1,745$ .

Тогда  $\lambda_3(t) = 1,0 \cdot 10^{-5} \cdot (0,1 \cdot 25)^{1,745-1} = 1,98 \cdot 10^{-5}$ , 1/(км·ч).

Для элемента № 44:  $\lambda_{44}(t) = \lambda_3 = 2,28 \cdot 10^{-7}$ , 1/ч.

Для участка № 6:

$\tau_{45}^{c3} = 15$  лет;  $\alpha_{45} = 1$ ;  $\lambda_{45}(t) = 1,0 \cdot 10^{-5} \cdot (0,1 \cdot 15)^{1,0-1} = 1,0 \cdot 10^{-5}$ , 1/(км·ч).

Для участка № 23:

$\tau_{23}^{c3} = 5$  лет;  $\alpha_{23} = 1$ ;  $\lambda_{23}(t) = 1,0 \cdot 10^{-5} \cdot (0,1 \cdot 5)^{1,0-1} = 1,0 \cdot 10^{-5}$ , 1/(км·ч).

Результаты расчета интенсивности отказов  $\lambda_i(t)$  участков (элементов) ТС приведены в таблице 74.

Таблица 74 – Результаты расчета интенсивности отказов  $\lambda_i(t)$  участков (элементов) ТС.

№ участка (элемента)	Длина участка		Внутренний диаметр подающего трубопровода	Внутренний диаметр обратного трубопровода	Продолжительность эксплуатации	Интенсивность отказов участка (элемента)				
	Li									
	км						dk	dk	$\tau_i^{c3}$	$\lambda_i(t)$
	подающий	обратный					м	м	лет	1/(км·ч)
3	0.05	0.05	0,175	0,175	25	1,9794E-05				
44	-	-	0,175	0,175	25	2,2831E-07				
43	0.05	0.05	0,175	0,175	25	1,9794E-05				
56	-	-	0,08	0,08	25	2,2831E-07				
55	0.01882	0.01882	0,08	0,08	25	1,9794E-05				
7	0.05	0.05	0,15	0,15	20	1,2827E-05				
9	0.05	0.05	0,1	0,1	20	1,2827E-05				
11	0.06	0.06	0,1	0,1	20	1,2827E-05				
59	0.06	0.06	0,07	0,07	10	0,00001				
18	0.05	0.05	0,07	0,07	10	0,00001				
50	-	-	0,08	0,08	10	2,2831E-07				

Продолжение таблицы 74

49	0.05	0.05	0,08	0,08	10	0,00001
36	0.05	0.05	0,08	0,08	10	0,00001
46	-	-	0,1	0,1	15	2,2831E-07
45	0.02872	0.02872	0,1	0,1	15	0,00001
25	0.03	0.03	0,08	0,08	10	0,00001
27	0.05	0.05	0,08	0,08	10	0,00001
52	-	-	0,08	0,08	10	2,2831E-07
51	0.01372	0.01372	0,08	0,08	10	0,00001
29	0.05	0.05	0,05	0,05	5	0,00001
30	0.03	0.03	0,05	0,05	5	0,00001
16	0.03	0.03	0,07	0,07	5	0,00001
15	0.05	0.05	0,08	0,08	15	0,00001
62	0.02	0.02	0,08	0,08	15	0,00001
57	0.05	0.05	0,07	0,07	15	0,00001
64	0.02	0.02	0,08	0,08	20	1,2827E-05
59	0.06	0.06	0,07	0,07	5	0,00001
48	-	-	0,08	0,08	20	2,2831E-07
47	0.05	0.05	0,08	0,08	20	1,2827E-05
22	0.0601	0.0601	0,08	0,08	20	1,2827E-05
54	-	-	0,08	0,08	20	2,2831E-07
53	0.01884	0.01884	0,08	0,08	20	1,2827E-05
39	0.04999	0.04999	0,07	0,07	5	0,00001
23	0.05	0.05	0,07	0,07	5	0,00001

Относительная доля отказов  $\bar{z}_{i,j}$ , приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей

Время снижения температуры воздуха в зданиях потребителей при полном их отключении от тепловой сети

Для различных типов зданий в 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» установлены значения  $\beta_i$ ,  $t_i^e$  и  $t_{i_{min}}^e$ , приведенные в таблице 75.

Таблица 75 – Значения  $\beta_i$ ,  $t_i^B$  и  $t_{i_{min}}^B$  в зависимости от типа здания

Тип здания потребителя	$i$	$\beta_i$	$t_i^B$	$t_{i_{min}}^B$
		ч	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$
Панельный с толщиной стены 16 см	1	51	21	12
Панельный с толщиной стены 21 см	2	77	21	12
Железобетонный с толщиной стены 22 см	3	40	21	12
Кирпичный с толщиной стены 2,5 кирпича	4	100	21	12
Промышленные с толщиной стены 2 кирпича	5	25	16	8

Для зданий третьего типа  $\beta_i = 40$ ,  $t_i^e = 21^{\circ}\text{C}$  и  $t_{i_{min}}^e = 12^{\circ}\text{C}$ .

Для каждой температуры наружного воздуха  $j$  – го диапазона при условии полного отключения зданий потребителей от тепловой сети время снижения температуры воздуха определяется из таблицы 76:

Таблица 76 – Диапазон температуры наружного воздуха

Диапазон температур наружного воздуха															
$j$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_j^H, ^{\circ}\text{C}$	-62,5	-57,5	-52,5	-47,5	-42,5	-37,5	-32,5	-27,5	-22,5	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	2,5	7,5

$$z_{3,1} = \beta_3 \cdot \ln\left(\frac{t_3^B - t_1^H}{t_{3_{min}}^B - t_1^H}\right) = 40 \cdot \ln\left(\frac{21 - (-62,5)}{12 - (-62,5)}\right) = 40 \cdot 0,114 = 4,56, \text{ ч}$$

$$z_{3,2} = \beta_3 \cdot \ln\left(\frac{t_3^B - t_2^H}{t_{3_{min}}^B - t_2^H}\right) = 40 \cdot \ln\left(\frac{21 - (-57,5)}{12 - (-57,5)}\right) = 40 \cdot 0,122 = 4,87, \text{ ч}$$

$$z_{3,15} = \beta_3 \cdot \ln\left(\frac{t_3^B - t_{15}^H}{t_{3_{min}}^B - t_{15}^H}\right) = 40 \cdot \ln\left(\frac{21 - 7,5}{12 - 7,5}\right) = 40 \cdot 1,099 = 43,94, \text{ ч}$$

Результаты расчета времени снижения температуры воздуха в зданиях потребителей при условии их полного отключения от тепловой сети приведены в таблице 77.

Таблица 77 – Результаты расчета времени снижения температуры воздуха в зданиях третьего типа

Диапазон температур наружного воздуха															
$j$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_j^H, ^{\circ}\text{C}$	-62,5	-57,5	-52,5	-47,5	-42,5	-37,5	-32,5	-27,5	-22,5	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	2,5	7,5
Время снижения температуры воздуха в зданиях															
$z_{3,j}, \text{ ч}$	4,56	4,87	5,22	5,63	6,11	6,68	7,37	8,21	9,27	10,65	12,51	15,18	19,31	26,66	43,94

Среднее время до восстановления участков тепловой сети после отказов

Наиболее высокую статистическую значимость имеют результаты расчета среднего времени до восстановления участка тепловой сети за всю продолжительность его эксплуатации. Так, например, если на участке тепловой сети в течение эксплуатации возникло всего 5 отказов и время его восстановления после

первого отказа составило 3,5 часа, после второго 2,5, после третьего - 4, после четвертого - 2, после пятого – 1 час, то суммарное время восстановления равно 13 часам. В этом случае среднее время до восстановления этого участка сети будет равно  $13/5 = 2,6$  часа.

Если статистические данные о временах восстановления различных участков тепловых сетей не достаточно полны или отсутствуют вовсе, тогда среднее время до восстановления участков тепловой сети после отказов рассчитывается по выражению (7).

Для различных способов укладки теплопроводов (наружный, в канале), значения коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$  (по данным ВНИПИЭнергопрм) приведены в таблице 78.

Таблица 78 – Значения коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$  для различных способов укладки теплопроводов

Способ укладки теплопроводов	Значение коэффициентов		
	$a$	$b$	$c$
наружный	4.6	0.9	0.15
в канале (без канала)	8	0.5	1.5

Значения расстояний между секционирующими задвижками  $L_{сз}$  считаются из соответствующей базы электронной модели схемы теплоснабжения. Если эти значения в базах модели не определены, тогда расчет выполняется по значениям, определенным СНиП 41 – 02 – 2003 «Тепловые сети» (п. 10.17):

$$L_{сз} = \begin{cases} \leq 1000 \text{ м при } d_k \geq 100 \text{ мм} \\ \leq 1500 \text{ м при } 400 < d_k \leq 500 \text{ мм} \\ \leq 3000 \text{ м при } d_k \geq 600 \text{ мм} \\ \leq 5000 \text{ м при } d_k \geq 900 \text{ мм} \end{cases}, \text{ м}$$

Среднее время до восстановления участков тепловой сети после отказов с наружным способом укладки при диаметрах секционирующих задвижек, указанных в таблице 12, определяется со значениями  $a = 4,6$ ;  $b = 0,9$ ;  $c = 0,15 \text{ м}^{-1}$  и расстоянии между секционирующими задвижками  $L_{сз} = 1 \text{ км}$ :

$$z_3^p = 4,6 \cdot [1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot d_3^{0,2}] = 4,6 \cdot (1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot 0,175^{0,2}) = 8, \text{ ч}$$

$$z_{44}^p = 4,6 \cdot [1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot d_{44}^{0,2}] = 4,6 \cdot (1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot 0,175^{0,2}) = 8, \text{ ч}$$

$$z_{23}^p = 4,6 \cdot [1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot d_{23}^{0,2}] = 4,6 \cdot (1 + (0,9 + 0,15 \cdot 1) \cdot 0,05^{0,2}) = 7,44, \text{ ч}$$

Результаты расчета среднего времени до восстановления участков (элементов) тепловой сети после отказов приведены в таблице 79.

Таблица 79 – Результаты расчета среднего времени до восстановления участков (элементов) тепловой сети после отказов

№ участка (элемента)	Длина участка		Внутренний диаметр подающего трубопровода	Внутренний диаметр обратного трубопровода	Среднее время до восстановления участков (элементов) тепловой сети после отказов $Z_k^p$ час
	Li				
	км				
	подающий	обратный			
3	0.05	0.05	0,175	0,175	8,01
44	-	-	0,175	0,175	8,01
43	0.05	0.05	0,175	0,175	8,01
56	-	-	0,08	0,08	7,51
55	0.01882	0.01882	0,08	0,08	7,51
7	0.05	0.05	0,15	0,15	7,90
9	0.05	0.05	0,1	0,1	7,65
11	0.06	0.06	0,1	0,1	7,65
59	0.06	0.06	0,07	0,07	7,44
18	0.05	0.05	0,07	0,07	7,44
50	-	-	0,08	0,08	7,51
49	0.05	0.05	0,08	0,08	7,51
36	0.05	0.05	0,08	0,08	7,51
46	-	-	0,1	0,1	7,65
45	0.02872	0.02872	0,1	0,1	7,65
25	0.03	0.03	0,08	0,08	7,51
27	0.05	0.05	0,08	0,08	7,51
52	-	-	0,08	0,08	7,51
51	0.01372	0.01372	0,08	0,08	7,51
29	0.05	0.05	0,05	0,05	7,25
30	0.03	0.03	0,05	0,05	7,25
16	0.03	0.03	0,07	0,07	7,44
15	0.05	0.05	0,08	0,08	7,51
62	0.02	0.02	0,08	0,08	7,51
57	0.05	0.05	0,07	0,07	7,44
64	0.02	0.02	0,08	0,08	7,51
59	0.06	0.06	0,07	0,07	7,44
48	-	-	0,08	0,08	7,51
47	0.05	0.05	0,08	0,08	7,51
22	0.0601	0.0601	0,08	0,08	7,51
54	-	-	0,08	0,08	7,51
53	0.01884	0.01884	0,08	0,08	7,51
39	0.04999	0.04999	0,07	0,07	7,44
23	0.05	0.05	0,07	0,07	7,44

Относительная доля отказов участка тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей

Учитывая результаты расчета среднего времени до восстановления участков (элементов) тепловой сети после отказов, приведенные в таблице 79, а также результаты расчета времени снижения температуры воздуха в зданиях (при условии их полного отключения от тепловой сети), приведенные в таблице 15 при значениях средних продолжительностей действия температур наружного воздуха для географической зоны РФ, соответствующей положению г. Уфы (СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология»), по выражению (5) рассчитывается относительная доля отказов каждого участка тепловой сети:

Диапазон температур наружного воздуха															
$j$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_j^H, ^\circ\text{C}$	-62,5	-57,5	-52,5	-47,5	-42,5	-37,5	-32,5	-27,5	-22,5	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	2,5	7,5
Продолжительность действия температур наружного воздуха (г. Уфа)															
$\tau_1^H, \text{ч}$	0	0	0	0	0	5	33	116	265	529	770	948	961	799	638
Время снижения температуры воздуха в зданиях															
$z_{3,j}, \text{ч}$	4,56	4,87	5,22	5,63	6,11	6,68	7,37	8,21	9,27	10,65	12,51	15,18	19,31	26,66	43,94

$$\bar{z}_{3,1} = \left(1 - \frac{z_{3,1}}{z_1^p}\right) \cdot \tau_1^H = \left(1 - \frac{4,56}{8,01}\right) \cdot 0 = 0, \text{ отн. ед.}$$

$$\bar{z}_{3,2} = \left(1 - \frac{z_{3,2}}{z_1^p}\right) \cdot \tau_2^H = \left(1 - \frac{4,87}{8,01}\right) \cdot 0 = 0, \text{ отн. ед.}$$

$$\bar{z}_{3,6} = \left(1 - \frac{z_{3,6}}{z_1^p}\right) \cdot \tau_4^H = \left(1 - \frac{6,68}{8,01}\right) \cdot 5 = 0,83, \text{ отн. ед.}$$

$$\bar{z}_{3,15} = \left(1 - \frac{z_{3,15}}{z_1^p}\right) \cdot \tau_{15}^H = \left(1 - \frac{43,94}{8,01}\right) \cdot 638 = -2862,88, \text{ отн. ед.}$$

Результаты расчета относительных долей отказов каждого участка тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей, приведены в таблице 80.

Таблица 80 – Результаты расчета относительных долей отказов участков тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей

№ участка (элемента)	Восстановления участков (элементов) тепловой сети	Диапазон температур наружного воздуха, $t_j^H$ , 0С														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		-62,5	-57,5	-52,5	-47,5	-42,5	-37,5	-32,5	-27,5	-22,5	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	2,5	7,5
		Продолжительность действия температур наружного воздуха в г. Уфе, $\tau_j^H$ , ч														
		0	0	0	0	0	5	33	116	265	529	770	948	961	799	638
		Время снижения температуры воздуха в зданиях г. Уфы, $z_{3,j}$ , ч														
		$z_k^p$	4,56	4,87	5,22	5,63	6,11	6,68	7,37	8,21	9,27	10,65	12,51	15,18	19,31	26,66
ч	Относительная доля отказов участка тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей, $\bar{z}_{i,j}$															
3	8,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	2,64	-2,93	-41,81	-174,54	-433,29	-848,89	-1356,66	-1860,78	-2862,88
44	8,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	2,64	-2,93	-41,81	-174,54	-433,29	-848,89	-1356,66	-1860,78	-2862,88
43	8,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	2,64	-2,93	-41,81	-174,54	-433,29	-848,89	-1356,66	-1860,78	-2862,88
56	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
55	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
7	7,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,24	-4,48	-45,83	-183,75	-449,04	-872,41	-1387,00	-1895,60	-2908,71
9	7,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63	1,21	-8,54	-56,29	-207,74	-490,08	-933,69	-1466,04	-1986,30	-3028,10
11	7,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63	1,21	-8,54	-56,29	-207,74	-490,08	-933,69	-1466,04	-1986,30	-3028,10
59	7,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,31	-12,05	-65,36	-228,52	-525,62	-986,77	-1534,51	-2064,88	-3131,52
18	7,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,31	-12,05	-65,36	-228,52	-525,62	-986,77	-1534,51	-2064,88	-3131,52
50	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
49	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
36	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
46	7,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63	1,21	-8,54	-56,29	-207,74	-490,08	-933,69	-1466,04	-1986,30	-3028,10
45	7,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63	1,21	-8,54	-56,29	-207,74	-490,08	-933,69	-1466,04	-1986,30	-3028,10
25	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
27	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
52	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99



Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

№ участка (элемента)	восстановления участков (элементов) тепловой сети	Диапазон температур наружного воздуха, $t_j^H$ , 0С														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		-62,5	-57,5	-52,5	-47,5	-42,5	-37,5	-32,5	-27,5	-22,5	-17,5	-12,5	-7,5	-2,5	2,5	7,5
		Продолжительность действия температур наружного воздуха в г. Уфе, $\tau_j^H$ , ч														
		0	0	0	0	0	5	33	116	265	529	770	948	961	799	638
		Время снижения температуры воздуха в зданиях г. Уфы, $z_{3,j}$ , ч														
$z_k^p$	4,56	4,87	5,22	5,63	6,11	6,68	7,37	8,21	9,27	10,65	12,51	15,18	19,31	26,66	43,94	
ч	Относительная доля отказов участка тепловой сети, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей, $\bar{z}_{i,j}$															
51	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
29	7,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	-0,52	-15,31	-73,77	-247,81	-558,61	-1036,03	-1598,05	-2137,80	-3227,50
30	7,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	-0,52	-15,31	-73,77	-247,81	-558,61	-1036,03	-1598,05	-2137,80	-3227,50
16	7,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,31	-12,05	-65,36	-228,52	-525,62	-986,77	-1534,51	-2064,88	-3131,52
15	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
62	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
57	7,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,31	-12,05	-65,36	-228,52	-525,62	-986,77	-1534,51	-2064,88	-3131,52
64	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
59	7,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,31	-12,05	-65,36	-228,52	-525,62	-986,77	-1534,51	-2064,88	-3131,52
48	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
47	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
22	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
54	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
53	7,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,64	-10,74	-61,98	-220,78	-512,38	-967,00	-1509,00	-2035,61	-3092,99
39	7,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,31	-12,05	-65,36	-228,52	-525,62	-986,77	-1534,51	-2064,88	-3131,52
23	7,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,31	-12,05	-65,36	-228,52	-525,62	-986,77	-1534,51	-2064,88	-3131,52

Сумма относительных долей отказов, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей.

Так как к снижению температуры воздуха в зданиях потребителей приводят только те отказы, среднее время устранения которых превышает время снижения температуры воздуха в зданиях потребителей (т.е.  $\frac{z_{i,j}}{z_k^p} < 1$ ), то при расчете суммы относительных долей отказов  $i$ -х участков тепловой сети  $\sum_{j=1}^N \bar{z}_{i,j}$  учитываются только те относительные доли, значения которых имеют положительные значения (в таблице 80 область этих значений выделена цветом):

$$\sum_{j=1}^N \bar{z}_{3,j} = \bar{z}_{3,1} + \bar{z}_{3,2} + \dots + \bar{z}_{3,6} + \bar{z}_{3,7} = 0 + 0 + \dots + 0,83 + 2,64 = 3,47, \text{ отн. ед.}$$

$$\sum_{j=1}^N \bar{z}_{23,j} = \bar{z}_{23,1} + \bar{z}_{23,2} + \dots + \bar{z}_{23,6} + \bar{z}_{23,7} = 0 + 0 + \dots + 0,51 + 0,31 = 0,82, \text{ отн. ед.}$$

ед.

Результаты расчета суммы относительных долей отказов  $i$ -х участков тепловой сети  $\sum_{j=1}^N \bar{z}_{i,j}$  приведены в таблице 81.

Таблица 81 – Результаты расчета суммы относительных долей отказов

№ участка (элемента)	Длина участка		Внутренний диаметр подающего трубопровода	Внутренний диаметр обратного трубопровода	Среднее время до восстановления уча- стков (элементов) тепловой сети после отказов	Сумма относительных долей отказов		
	Li						$z_k^p$	$\sum_{j=1}^N \bar{z}_{i,j}$
	км							
	подающий	обратный			м	м	час	-
3	0.05	0.05	0,175	0,175	8,01	3,47		
44	-	-	0,175	0,175	8,01	3,47		
43	0.05	0.05	0,175	0,175	8,01	3,47		
56	-	-	0,08	0,08	7,51	1,20		
55	0.01882	0.01882	0,08	0,08	7,51	1,20		
7	0.05	0.05	0,15	0,15	7,90	3,02		
9	0.05	0.05	0,1	0,1	7,65	1,84		
11	0.06	0.06	0,1	0,1	7,65	1,84		
59	0.06	0.06	0,07	0,07	7,44	0,82		
18	0.05	0.05	0,07	0,07	7,44	0,82		
50	-	-	0,08	0,08	7,51	1,20		
49	0.05	0.05	0,08	0,08	7,51	1,20		
36	0.05	0.05	0,08	0,08	7,51	1,20		
46	-	-	0,1	0,1	7,65	1,84		
45	0.02872	0.02872	0,1	0,1	7,65	1,84		
25	0.03	0.03	0,08	0,08	7,51	1,20		

Продолжение таблицы 81

27	0.05	0.05	0,08	0,08	7,51	1,20
52	-	-	0,08	0,08	7,51	1,20
51	0.01372	0.01372	0,08	0,08	7,51	1,20
29	0.05	0.05	0,05	0,05	7,25	0,39
30	0.03	0.03	0,05	0,05	7,25	0,39
16	0.03	0.03	0,07	0,07	7,44	0,82
15	0.05	0.05	0,08	0,08	7,51	1,20
62	0.02	0.02	0,08	0,08	7,51	1,20
57	0.05	0.05	0,07	0,07	7,44	0,82
64	0.02	0.02	0,08	0,08	7,51	1,20
59	0.06	0.06	0,07	0,07	7,44	0,82
48	-	-	0,08	0,08	7,51	1,20
47	0.05	0.05	0,08	0,08	7,51	1,20
22	0.0601	0.0601	0,08	0,08	7,51	1,20
54	-	-	0,08	0,08	7,51	1,20
53	0.01884	0.01884	0,08	0,08	7,51	1,20
39	0.04999	0.04999	0,07	0,07	7,44	0,82
23	0.05	0.05	0,07	0,07	7,44	0,82

*Параметр потока отказов  $i$  – го участка тепловой сети*

Значение параметра потока отказов  $i$  – го участка тепловой сети  $\omega_i$  рассчитывается по выражению (2) с учетом длины участка ( $l_i$ ) и суммы относительных долей отказов, приводящих к снижению температуры в зданиях потребителей:

$$\omega_3 = \lambda_3 \cdot L_3 \cdot \sum_{j=1}^N \bar{z}_{3,j} = 1,98 \cdot 10^{-5} \cdot 0,05 \cdot 3,47 = 1,157 \cdot 10^{-5}, 1/\text{ч}$$

$$\omega_{44} = \lambda_{44} \cdot \sum_{j=1}^N \bar{z}_{44,j} = 2,28 \cdot 10^{-7} \cdot 3,47 = 7,92 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}$$

$$\omega_{39} = \lambda_{39} \cdot L_{39} \cdot \sum_{j=1}^N \bar{z}_{39,j} = 1,0 \cdot 10^{-5} \cdot 0,0499 \cdot 0,82 = 4,09 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}$$

$$\omega_{23} = \lambda_{23} \cdot L_{23} \cdot \sum_{j=1}^N \bar{z}_{23,j} = 1,0 \cdot 10^{-5} \cdot 0,05 \cdot 0,82 = 8,19 \cdot 10^{-6}, 1/\text{ч}$$

Результаты расчета параметров потока отказов по участкам (элементам) ТС приведены в таблице 82.

Таблица 82 – Результаты расчета параметров потока отказов по участкам (элементам) ТС

№ участка (элемента)	Длина участка	Интенсивность отказов	Сумма относительных долей отказов	Параметр потока отказов участка (элемента)	Параметр потока отказов участка (элемента)
	$L_i$	$\lambda_i$	$\sum_{j=1}^N \bar{z}_{i,j}$	$\omega_i$	$\omega_i$
	км	1/(км·ч), 1/ч	-	1/ч	1/год
3	0.05	1,9794E-05	3,47	0,000003433	0,030069
44	-	2,2831E-07	3,47	0,000000792	0,006937
43	0.05	1,9794E-05	3,47	0,000003433	0,030069
56	-	2,2831E-07	1,20	0,000000274	0,002397
55	0.01882	1,9794E-05	1,20	0,000000446	0,003911
7	0.05	1,2827E-05	3,02	0,000001934	0,016946
9	0.05	1,2827E-05	1,84	0,000001179	0,01033
11	0.06	1,2827E-05	1,84	0,000001415	0,012396
59	0.06	0,00001	0,82	0,000000491	0,004302
18	0.05	0,00001	0,82	0,000000409	0,003585
50	-	2,2831E-07	1,20	0,000000274	0,002397
49	0.05	0,00001	1,20	0,000000599	0,00525
36	0.05	0,00001	1,20	0,000000599	0,00525
46	-	2,2831E-07	1,84	0,000000420	0,003677
45	0.02872	0,00001	1,84	0,000000528	0,004626
25	0.03	0,00001	1,20	0,000000360	0,00315
27	0.05	0,00001	1,20	0,000000599	0,00525
52	-	2,2831E-07	1,20	0,000000274	0,002397
51	0.01372	0,00001	1,20	0,000000164	0,00144
29	0.05	0,00001	0,39	0,000000197	0,001724
30	0.03	0,00001	0,39	0,000000118	0,001034
16	0.03	0,00001	0,82	0,000000246	0,002151
15	0.05	0,00001	1,20	0,000000599	0,00525
62	0.02	0,00001	1,20	0,000000240	0,0021
57	0.05	0,00001	0,82	0,000000409	0,003585
64	0.02	1,2827E-05	1,20	0,000000307	0,002693
59	0.06	0,00001	0,82	0,000000491	0,004302
48	-	2,2831E-07	1,20	0,000000274	0,002397
47	0.05	1,2827E-05	1,20	0,000000769	0,006733
22	0.0601	1,2827E-05	1,20	0,000000924	0,008094
54	-	2,2831E-07	1,20	0,000000274	0,002397
53	0.01884	1,2827E-05	1,20	0,000000290	0,002537
39	0.04999	0,00001	0,82	0,000000409	0,003584
23	0.05	0,00001	0,82	0,000000409	0,003585

Сумма параметров потока отказов в тепловой сети  $\sum_{i=1}^N \omega_i$ :

$$\sum_{i=1}^N \omega_i = \omega_3 + \omega_{44} + \dots + \omega_{23} =$$

$$= 3,43 \cdot 10^{-6} + 7,92 \cdot 10^{-7} + \dots + 4,09 \cdot 10^{-7} = 2,36 \cdot 10^{-5}, 1/\text{ч} = 0,207, 1/\text{год}.$$

Результаты анализа последствий отказа каждого участка (элемента) ТС в виде недопоставленного (отключаемого) потребителям количества тепловой энергии  $\Delta Q_i$  в результате этого отказа

Результаты анализа последствий отказа каждого участка (элемента) ТС с определением количества недопоставленной в результате этого отказа потребителям тепловой энергии  $\Delta Q_i$  приведены в таблице 83. Задача по определению количества недопоставленной тепловой энергии решена путем проведения топологического анализа с проверкой гидравлической связанности (теплопроводами) потребителей с источниками теплоснабжения.

Таблица 83 – Количество не поставленной потребителям тепловой энергии  $\Delta Q_i$  в результате отказа участка (элемента) ТС

Отказ участка (элемента) №	Количество не поставленной (отключаемой) потребителям тепловой энергии
	$\Delta Q_i$ МВт
1	2
3	5.58
44	5.58
43	5.58
56	0.93
55	0.93
7	4.652
9	0
11	0
59	0
18	0
50	0.93
49	0.93
36	0.93
46	0
45	0
25	0
27	0
52	0.93
51	0.93
29	0
30	0
16	0
15	0
62	0.93
57	0

Продолжение таблицы 83

64	0.93
59	0
48	0
47	0
22	0
54	0.93
53	0.93
39	0
23	0

Среднее значение отключаемой расчетной мощности:

$$\Delta Q_{cp} = \frac{\sum_1^N \Delta Q_j \omega_j}{\sum_1^N \omega_j} = \frac{\Delta Q_3 \omega_3 + \Delta Q_{44} \omega_{44} + \dots + \Delta Q_{23} \omega_{23}}{\sum_1^N \omega_j} = \frac{5.58 \cdot 3.43 \cdot 10^{-6} + 5.58 \cdot 7.92 \cdot 10^{-7} + \dots + 0.4.09 \cdot 10^{-7}}{0.207} = \frac{0.484}{0.207} = 2.34, \text{ МВт}$$

Среднее значение вероятности отказа системы за отопительный период:

$$F(t) = 1 - e^{-\sum_1^N \omega_j t} = 1 - e^{-0.207 \cdot 0.578} = 0.113.$$

Математическое ожидание отключаемой тепловой мощности в аварийных ситуациях:

$$M\Delta Q_j = \frac{\sum_1^N \Delta Q_j \omega_j}{\sum_1^N \omega_j} (1 - e^{-\sum_1^N \omega_j t}) = 2.34 \cdot 0.113 = 0.264, \text{ МВт}$$

Интегральный показатель надежности многоконтурной тепловой сети:

$$R_{cm}(t) = 1 - \frac{M\Delta Q_j}{Q_0} = 1 - \frac{0.264}{5.58} = 0.953.$$

Полученное значение интегрального показателя надежности многоконтурной тепловой сети  $R_{ст}(t) = 0.953$  сравнивается с нормированным значением вероятности безотказной работы  $P_{тс} = 0.9$  (в соответствии с требованиями п. 6.28 СНиП 41 – 02 – 2003). Так как значение интегрального показателя надежности больше допустимого нормированного значения вероятности безотказной работы ТС, то необходимости в резервировании многоконтурной тепловой сети нет.

Вероятность безотказной работы ветки многоконтурной тепловой сети каждого потребителя  $p_i$  84:

$$\begin{aligned}
 p_{31} &= e^{-\sum \omega_{31}t} = e^{-(\omega_3+\omega_{44}+\omega_{43}+\omega_7+\omega_{46}+\omega_{45}+\omega_{25}+\omega_{27}+\omega_{52}+\omega_{51})\cdot t} \\
 &= e^{-(0.03+0.007+0.03+0.017+0.0037+0.0046+0.003+0.005+0.0024+0.0014)\cdot 0.578} \\
 &= e^{-(0.105)\cdot 0.578} = 0.941.
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 p_{63} &= e^{-\sum \omega_{63}t} = e^{-(\omega_3+\omega_{44}+\omega_{43}+\omega_7+\omega_9+\omega_{11}+\omega_{64})\cdot t} \\
 &= e^{-(0.03+0.007+0.03+0.017+0.01+0.0124+0.0027)\cdot 0.578} = e^{-(0.109)\cdot 0.578} = 0.939.
 \end{aligned}$$

Таблица 84 – Вероятность безотказной работы веток многоконтурной тепловой сети по каждому потребителю

Потребитель №	Суммарный поток отказов тупикового ответвления	Вероятность безотказной работы тупикового ответвления
	$\sum \omega_i, 1/\text{год}$	$p_i$
31	0,105	0,941
35	0,128	0,929
37	0,073	0,958
41	0,117	0,935
61	0,100	0,944
63	0,109	0,939

Так как расчетное значение вероятности безотказной работы веток многоконтурной тепловой сети по каждому потребителю больше допустимого нормированного значения, то необходимости в их резервировании не возникает.

Результаты расчетов показателей надежности теплоснабжения потребителей городского округа г. Октябрьский приведены в Приложении ....

### 3.10 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

#### Формирование группы объектов

В электронной модели группа объектов используется в различных режимах и операциях. Группа объектов формируется только в активном слое и отображается заданным цветом. При этом используются различные способы формирования (рисунок 74):

- добавление в группу одиночного объекта;
- выделение группы указанием области;
- добавление объектов в группу по их ID;
- создание группы по результатам запроса к семантической базе данных;
- создание группы по графическим атрибутам объектов слоя;
- создание группы из всех объектов слоя;
- создание группы объектов по пересечению со слоем;
- создание группы инвертированием предыдущей группы.

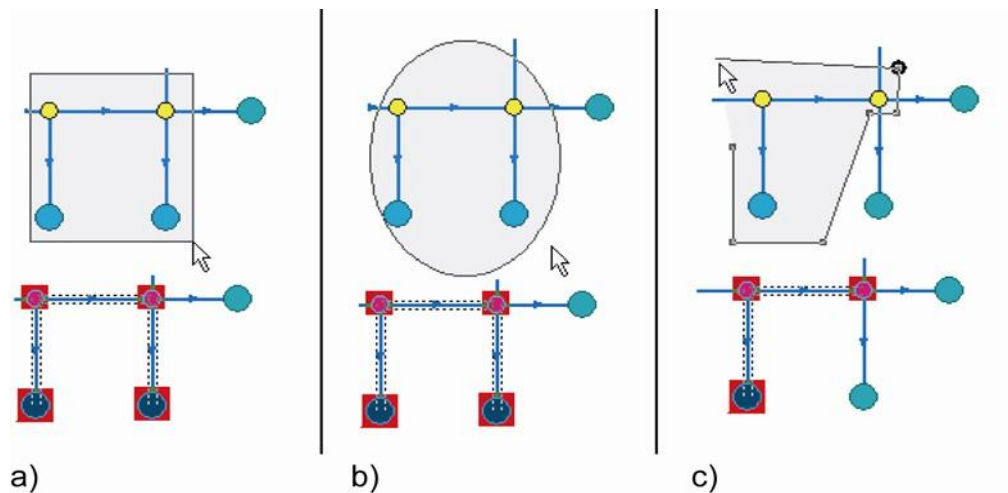


Рисунок 74 – Пример создания группы объектов

#### Изменение параметров группы объектов

При изменении параметров группы выполняются операции:

1. Активируется редактируемый слой;
2. Устанавливается режим редактирования объектов;
3. Выбрать объект группы.



4. Изменить параметры в окне редактирования параметров соответствующего объекта. Внесенные изменения применяются ко всей группе объектов (рисунок 75).

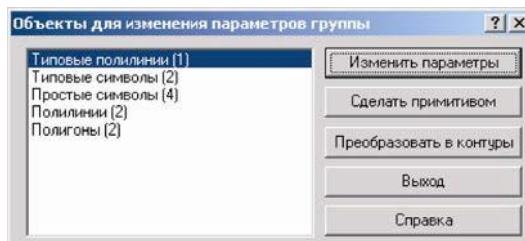


Рисунок 75 – Окно выбора объекта для изменения параметров группы

Команда «Сделать примитивом» преобразует типовые объекты в примитивы (например, участки превращает в ломаную). Для примитивов эта команда изменяет вид на «Сделать типовым» и выполняет операцию по преобразованию примитива в типовой объект в соответствии с заданными параметрами.

Для линейных объектов команда «Преобразовать в контуры» активирует окно задания окрестности для замыкания контура. В нем задается область в которой система замыкает контур (если расстояние между полилиниями больше заданной области, то преобразования в контуры не производится). Для полигонов (площадных объектов) команда имеет название «Преобразовать в линии» и запускает процесс преобразования контурных объектов в линейные (ломаные).

Команда «Преобразовать в сеть» преобразует слой, содержащий примитивы ломаных, в слой с типовыми линейными объектами, для которых определены направления движения. Такое преобразование изменяет ломаные в линейно-сетевой граф, который используется для решения задач топологического анализа (найти кратчайший путь, изменить направление движения и т.д.).

Для преобразования слоя выполняются следующие операции:

1. Преобразуются примитивы ломаных в типовые объекты. В диалоговом окне выполняется команда «Сделать, типовым» активирующая окно смены режима, в котором производится выбор режим и инициируется преобразование примитивы ломаных в типовые объекты.

2. В меню Слой активируется команда «Операции|Преобразовать в сеть». В списке загруженных в карту слоев указывается слой, который содержит ломаные.

3. В открывшемся списке типов и режимов указывается тот символ, которым должны быть обозначены узлы сети.

Для преобразования полилиний в площадные объекты, выполняются операции:

1. Активируется редактируемый слой.
2. Выделяется группа объектов (полилиний).
3. Устанавливается режим редактирования объектов.
4. Выделяется любой объект, входящий в группу.
5. В окне «Объекты для изменения параметров группы» инициируется команда «Преобразовать в контуры» (рисунок 76).

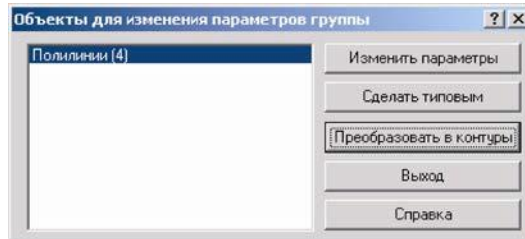


Рисунок 76 – Окно выбора объекта для изменения параметров группы

6. Задается окрестность для замыкания контура (рисунок 77).

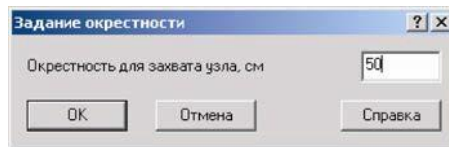


Рисунок 77 – Окно задания окрестности для захвата узла

7. Активируется команда преобразования в контуры всех полилиний, конечные узлы которых попадают в заданную окрестность для захвата.

#### Отмена группы

Отмена всех ранее созданных групп во всех слоях карты, выполняется командой «Карта|Группа|Отменить». При этом активируется список загруженных в окно слоев, из которого выбирается слой, группа которого будет отменена.

Для отмены группы только одного слоя, в списке загруженных слоев, выбирается только тот слой, в котором отменяется группа.

#### Удаление группы

Удаление выполняется в следующем порядке:

1. Активируется редактируемый слой.
2. Устанавливается режим редактирования объектов.
3. Выделяется удаляемая группа объектов.
4. Иницируется удаление выделенной группы объектов.

#### Топологический анализ

В электронной модели реализована возможность проверить топологическую связанность элементов для указанных узлов. Узлы указываются путем расстановки флагов. Связанность элементов сети проверяется проведением следующих операций:

1. Активируется слой, в котором проверяется связанность (не связанность) элементы сети.
2. Активируется режим установки флагов.
3. Выбирается любой узел проверяемой сети (рисунок 78).
4. В контекстном окне иницируется команда «Найти связанные («Найти не связанные)» (Карта|Топология|Найти связанные|Найти не связанные). При этом возможен выбор направления связанности участков.

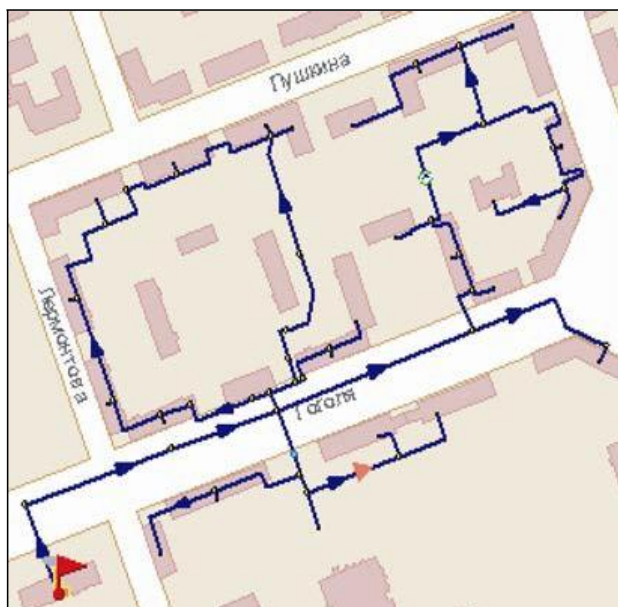


Рисунок 78 – Нахождение связанных элементов сети

В результате все участки сети, связанные или не связанные с узлами, отмеченными флагами, выделяются красным цветом (рисунок 79).



Рисунок 79 – Нахождение связанных элементов сети

В модели предусмотрены команды: «Отменить последний флаг», «Отменить флаги», «Отменить результат». Цвет и стиль выделения результатов топологического анализа изменяется командой меню «Сервис|Параметры...», раздел Карта, «Топологические запросы».

#### Поиск пути по графу

Команда «Поиск пути по графу» позволяет найти путь между заданными узлами с учетом режимов элементов сети (включен/отключен). В этом случае порядок проведения операций следующий:

1. Активируется слой, для которого строится путь.
2. Выбирается режим установки флагов.
3. Выбирается узел, с которого начинается.
4. Отмечаются объекты, исследуемого пути. Если отмечен только начальный и конечный узел, то выбирается самый короткий путь (рисунок 80).
5. В контекстном меню активируется команда «Найти путь» (или в главном меню Карта|Топология|Найти путь).

В результате найденный путь выделяется красным цветом (рисунок 81).

В том случае, если между объектами существует разрыв, путь не будет найден, что сопровождается служебным сообщением.

Удаление флагов и результатов поиска осуществляется точно таким же образом, как и при нахождении связанных и несвязанных элементов сети.

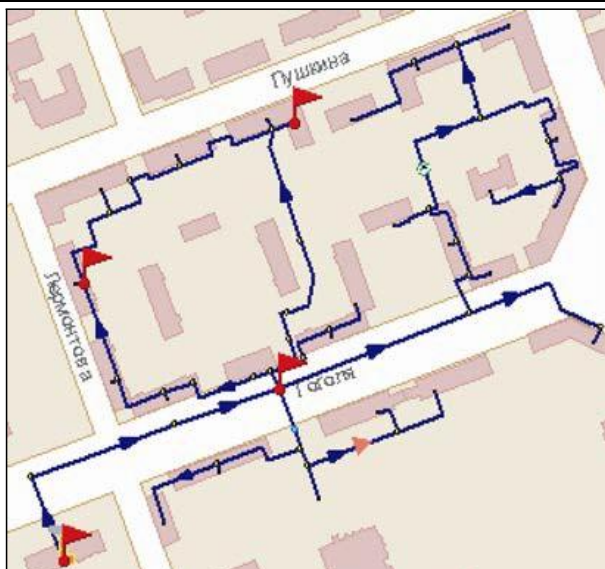


Рисунок 80 – Выбор исследуемого пути

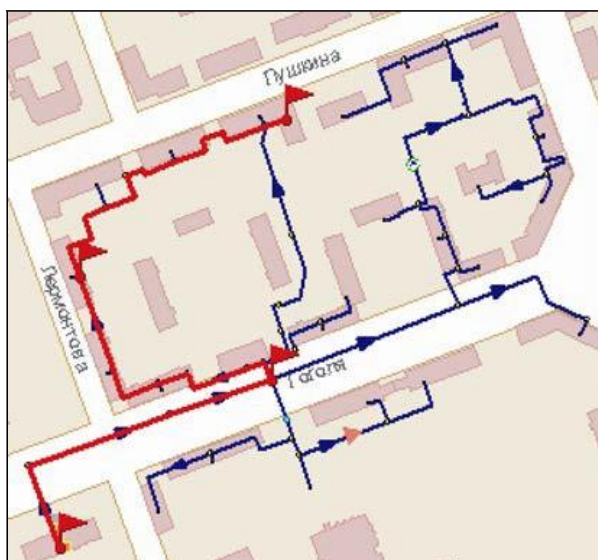


Рисунок 81 – Результат поиска пути

#### Поиск колец в сети

Команда «Найти кольца» позволяет найти кольца в сети. Поиск колец выполняется для той части сети, узлы которой отмечены флагами. Порядок поиска колец следующий:

1. Активируется слой, в котором выполняется поиск колец.
2. Выбирается режим установки флагов.
3. Выбирается узел сети, в которой выполняется поиск колец (рисунок 82).
4. В контекстном меню активируется команда «Найти кольца» (или в главном меню Карта|Топология| Найти кольца).



В результате все найденные кольца выделяются красным цветом (рисунок 83).

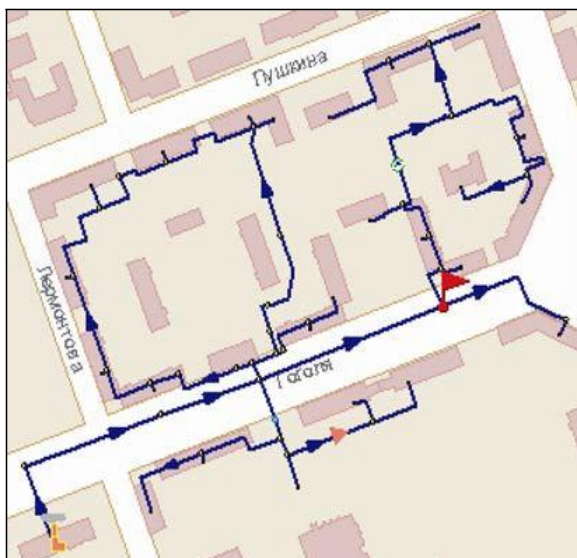


Рисунок 82 – Выбор исследуемого участка сети

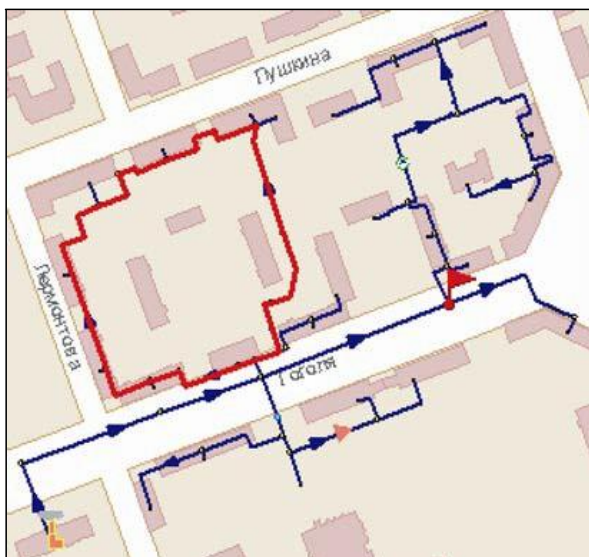


Рисунок 83 – Результат поиска колец в сети

Удаление флагов и результатов поиска осуществляется аналогично тому, как при поиске связанных и несвязанных элементов сети.

#### Поиск отключающих устройств

Отключающими устройствами считаются те объекты сети, для которых графический тип объекта тепловой сети установлен как «отсекающее устройство». При поиске отключающих устройств выполняются следующие операции:

1. Активируется слой, содержащий тепловую сеть.

2. На карте выделяется объект, который необходимо отключить.
3. В меню «Задачи» активируется команда «Найти отключающие устройства».

В результате в окне сообщений на вкладке «Арматура» появляется список всех объектов, которые отключают выбранный объект (Окно|Сообщения, вкладка «Арматура»).

#### Поиск изолирующих устройств

Команда «Найти отключающие устройства» позволяет найти в тепловой сети устройства, изолирующие объект от источника. Порядок поиска изолирующих устройств следующий:

1. Активируется слой, содержащий тепловую сеть.
2. На карте выделяется объект, который необходимо изолировать.
3. В меню «Задачи» активируется команда «Найти отключающие устройства».

В результате в окне сообщений на вкладке «Арматура» появится список всех объектов, которые изолируют выбранный объект.

### **3.11 Построение сравнительных пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей**

Одним из основных инструментов анализа результатов расчетов тепловых сетей является пьезометрический график. График изображает линии изменения давления в узлах сети по выбранному маршруту, например, от источника до одного из потребителей. Пьезометрический график строится по указанному пути. Путь указывается автоматически, достаточно определить его начальный и конечный узлы. Если путей от одного узла до другого может быть несколько, то по умолчанию путь выбирается самый короткий, в том случае если исследуется другой путь, то указываются промежуточные узлы.

#### Порядок построения пьезометрического графика

Порядок построения пьезометрического графика следующий:

1. Активируется слой, содержащий тепловую сеть.

2. Выбирается режим установки флагов.
3. Выбирается начальный (например источник) и конечный объект (например, проблемный потребитель) системы теплоснабжения (рисунок 84 а, b, с).
4. В контекстном меню активируется команда «Найти путь». Выбранный маршрут для построения графика выделяется красным цветом (рисунок 84 с);

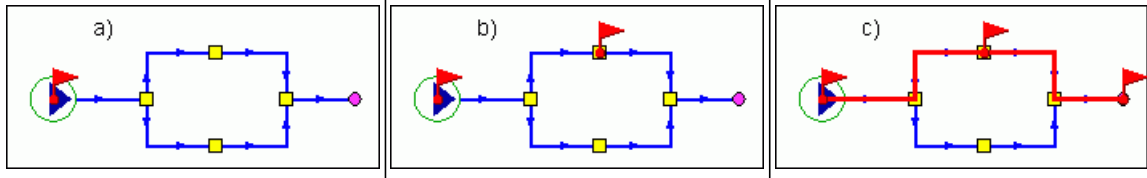


Рисунок 84 – Построение пьезометрического графика

5. В меню «Задачи» активируется команда «Пьезометрический график».

В результате выполнения команды в окно «График» выводятся результаты расчета пьезометрического графика для исследуемого участка сети в графическом и табличном виде (рисунок 85).

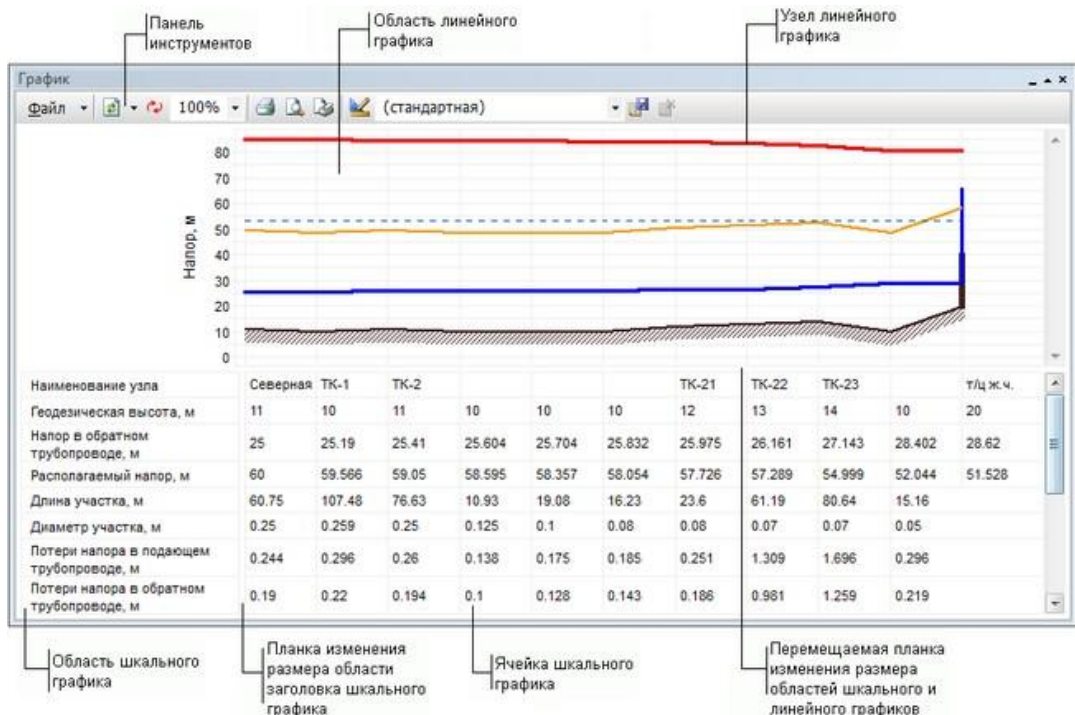


Рисунок 85 – Окно пьезометрического графика

На пьезометрическом графике отображаются (рисунок 86):

- ~ 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.

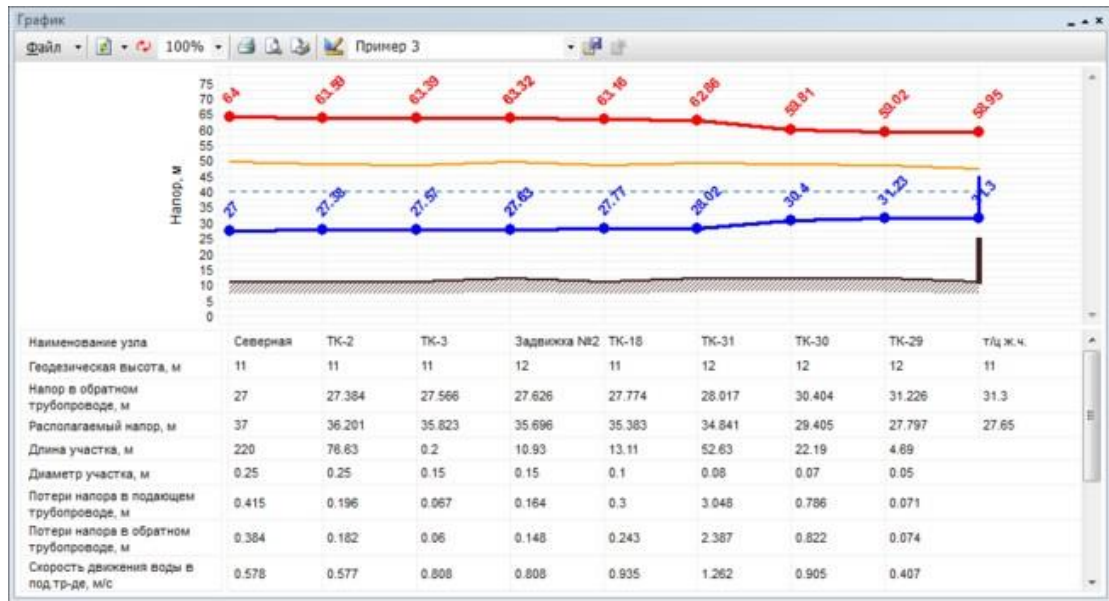


Рисунок 86 – Пример пьезометрического графика

Совмещение пьезометрических графиков выполняется в следующем порядке:

1. Выполняется построение первого пьезографика;
2. Выбирается новый путь для построения второго графика;
3. В окне «График» в основном меню выбирается команда «Добавить», после чего новый график совмещается с предыдущим. При этом первый график прорисовывается более тусклым цветом, а второй график более ярким (рисунок 87).

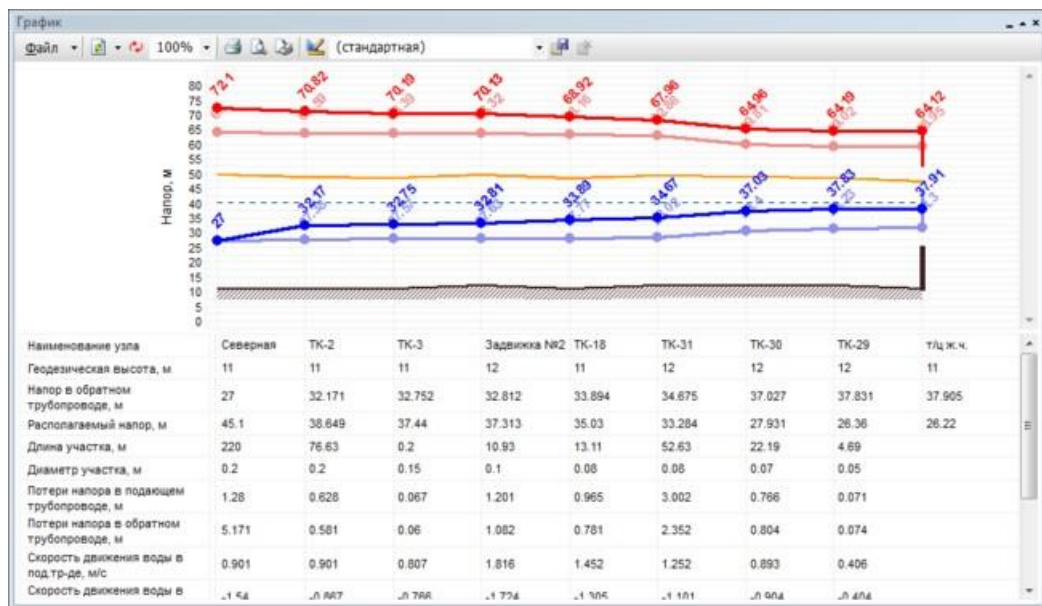


Рисунок 87 – Совмещение пьезометрических графиков

Настройка масштабирования графика выполняется путем установки курсора на заголовке окна «График». При этом масштабирование может выполняться вручную, автоматически по оси X и Y или равномерными отсчетами. При масштабировании графика выбирается способ определения длины участка:

- по масштабу с карты или по значению, записанному в поле базы данных по участкам сети. На рисунке 88 приведен пример автоматически подобранного масштаба графика по оси X и Y.

При ручном масштабировании графика устанавливается маркер на строке «Соблюдать масштаб» и в правом поле вводится требуемый масштаб. Параметры отображения фона и сетки графика задаются установкой курсора в подменю «Фон и сетка» (рисунок 89).

Параметры отображения осей X и Y такие как: стиль линии отображающей ось, количество и внешний вид делений оси, внешний вид заголовка шкалы, изменяются в подменю «Ось X» или «Ось Y» (рисунок 90).

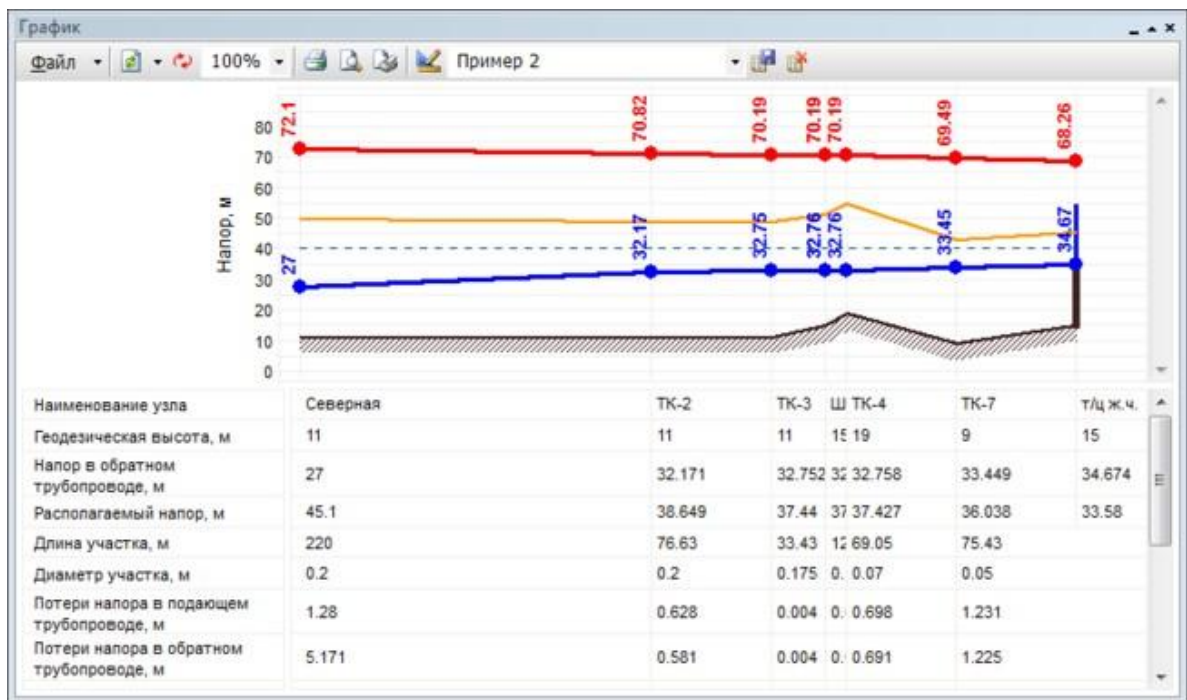


Рисунок 88 – Пример автоматического масштабирования графика

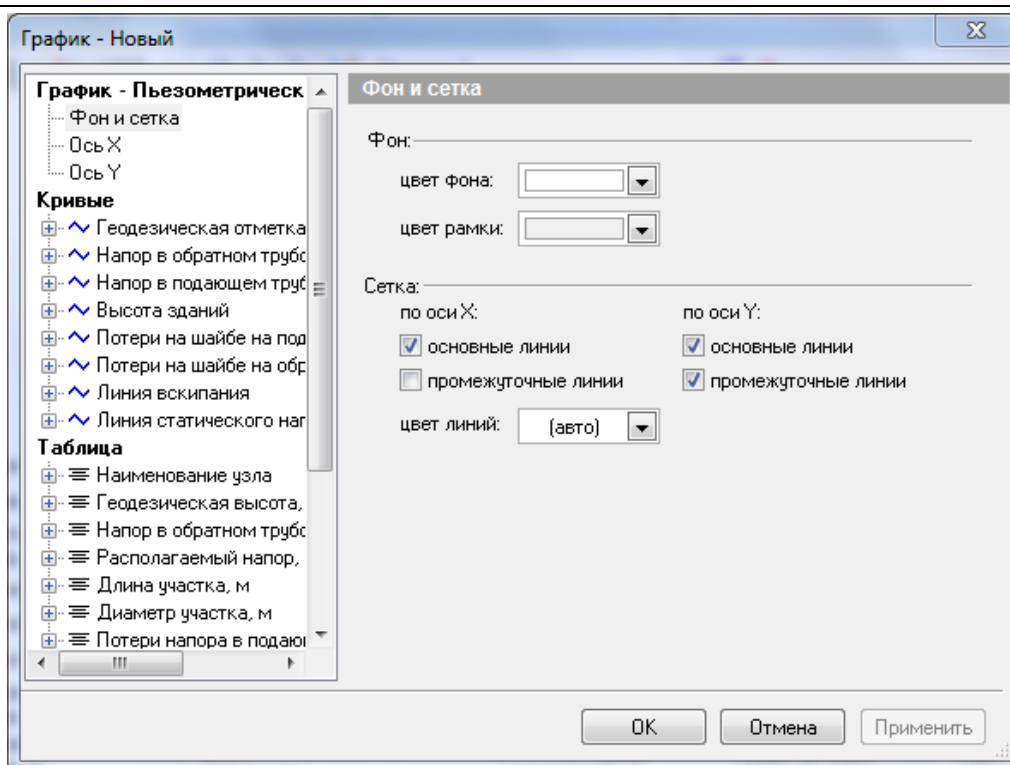


Рисунок 89 – Настройка фона и сетки

Для оси Y возможно проведение дополнительных настроек шкалы. Для этого в окне «Ось Y» выполняется вызов окна «Шкала: Напор, м (основная)» в котором и выполняется настройка шкалы оси Y (рисунок 91).

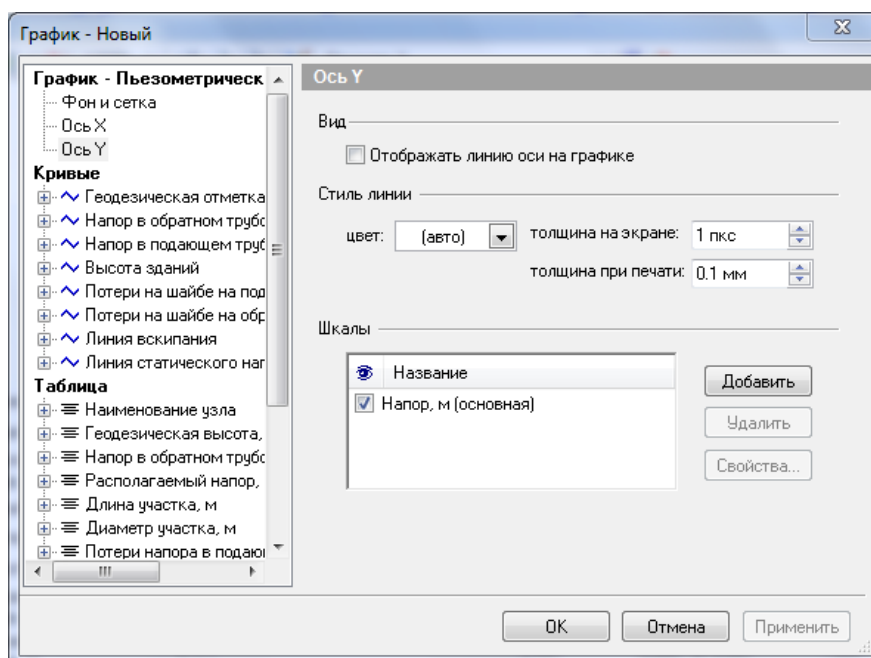


Рисунок 90 – Настройка оси Y

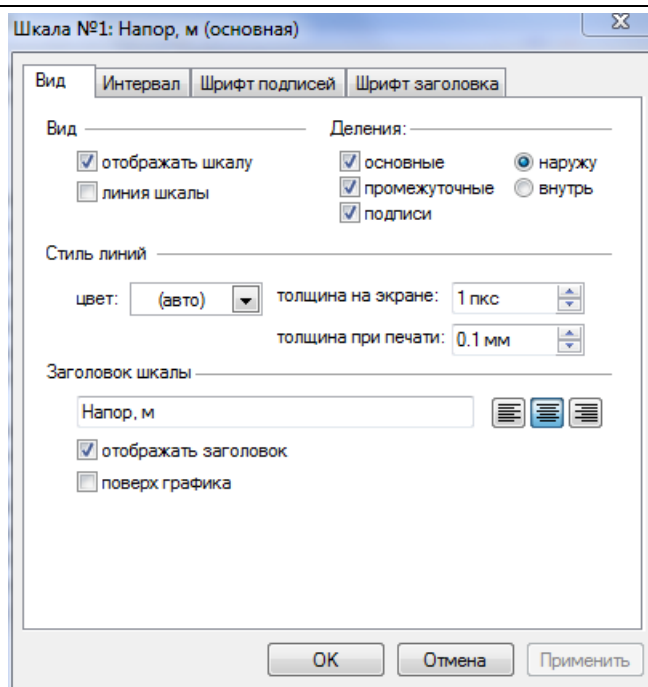


Рисунок 91 – Настройка шкалы пьезографика

Аналогично выполняется настройка изображения «Кривых», а также вывода численных значений в табличную часть пьезометрического графика. Возможен экспорт графических и табличных форм вывода результатов расчета в приложения MS Office.

Примеры построения сравнительных пьезометрических графиков приведены в Приложении Г.

## Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

### 4.1 Общие положения

В соответствии с основными положениями ПП № 154, под зонами действия понимаются:

- *зона действия системы теплоснабжения* – территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;

- *зона действия источника тепловой энергии* – территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Существуют следующие системы теплоснабжения:

- *изолированная* (система теплоснабжения образована на базе единственного источника теплоты и границы зоны действия источника совпадают с границами зоны теплоснабжения);

- *система теплоснабжения с выделенными зонами действия источников тепловой энергии* (система теплоснабжения образована на базе нескольких источников теплоты, работающих на единую тепловую сеть и границы системы теплоснабжения определяются по наиболее удаленным точкам подключения (присоединения) потребителей, а границы зон действия источников по закрытым секционирующим задвижкам);

- *система теплоснабжения с динамическими зонами действия источников тепловой энергии* (система теплоснабжения образована на базе нескольких источников теплоты, работающих на единую тепловую сеть, все (или часть) секционирующих задвижек системы теплоснабжения открыты, границы системы теплоснабжения определяются по наиболее удаленным точкам присоединения потребителей, а границы зон действия источников – по границам водораздела, определяемых гидравлическим режимом циркуляции теплоносителя в тепловых сетях).

В городе Октябрьском все системы теплоснабжения изолированные.

Для расчета балансов используются следующие понятия тепловой мощности источников:

- *установленная мощность источника тепловой энергии* - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию обо-

рудования, 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.

Тепловая нагрузка по зонам действия источников тепловой энергии определяется в соответствии с потреблением тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха и основана на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения, договорах на поддержание резервной мощности, в долгосрочных договорах теплоснабжения с разбивкой тепловых нагрузок на максимальное потребление тепловой энергии на отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение и технологические нужды.

В данной главе рассматриваются существующие балансы, сложившиеся в отопительном периоде 2012 г. и перспективные балансы.

В первую очередь рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источников тепловой энергии (котельных) и присоединенной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, сложившихся в отопительном периоде 2012 г. Установленные тепловые балансы в 2012 г. являются базовыми и приняты неизменными для всего дальнейшего анализа перспективных балансов последующих отопительных периодов. Данные балансы представлены в части 6 Главы 1 «Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии».

Во вторую очередь рассматриваются перспективные балансы. В этой связи в установленных зонах действия источников тепловой энергии определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, изложенными в Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» и рассмотрены балансы располагаемой тепловой мощности и перспективной присоединенной тепловой нагрузки при развитии источников тепловой энергии.

При этом использованы предложения о развитии (или сокращении) установленной тепловой мощности источников тепловой энергии и сокращению (или расширению) зон действия источников тепловой энергии с тем, чтобы обеспечить нормативные требования к перспективным резервам тепловой мощности источников тепловой энергии.

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по каждой зоне действия источника тепловой энергии г. Октябрьского по годам определяются с учетом следующего балансового соотношения (91):

$$Q_{расп.ист.}^i - Q_{соб.н.}^i - Q_{рез.}^i = Q_{нагр.}^{2012} + Q_{прирост}^i + Q_{ном.мс}^i \quad (91)$$

где,

$Q_{расп.ист.}^i$  – располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{соб.н.}^i$  – затраты тепловой мощности на собственные нужды источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{ном.мс}^i$  – потери тепловой мощности в тепловых сетях при температуре наружного воздуха принятой для проектирования систем отопления в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{нагр.}^{2012}$  – фактическая тепловая нагрузка в зоне действия источника тепловой энергии в отопительный период 2012 г., Гкал/ч;

$Q_{прирост}^i$  – прирост тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии за счет нового строительства объектов жилого и нежилого фонда в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{рез.}^i$  – резерв тепловой мощности источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч.

#### **4.2 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**

*Баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на период 2012-2015 гг.*

В таблице 85 представлен баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии муниципальных котельных г. Октябрьского и перспективной тепловой нагрузки на период 2012-2015 гг.

Анализ данных таблицы 85 показывает следующее:

- к 2015 г. расчетная присоединенная тепловая нагрузка увеличится на 9,44 Гкал/ч или на 3,9 % по отношению к уровню 2012 г. и составит 253,03 Гкал/ч;
- суммарный резерв располагаемой тепловой мощности нетто источников тепловой энергии к 2015 г. составит 172,08 Гкал/ч.

*Баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на период 2015-2017 гг.*

В таблице 86 представлен баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии муниципальных котельных г. Октябрьского и перспективной тепловой нагрузки на период 2015-2017 гг.

Анализ данных таблицы 86 показывает следующее:

- к 2017 г. расчетная присоединенная тепловая нагрузка увеличится на 15,85 Гкал/ч или на 6,5 % по отношению к уровню 2012 г. и составит 259,44 Гкал/ч;
- суммарный резерв располагаемой тепловой мощности нетто источников тепловой энергии к 2017 г. составит 164,55 Гкал/ч.



Таблица 85 – Баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии муниципальных котельных г. Октябрьского и перспективной тепловой нагрузки на период 2012-2015 гг.

Наименование источника тепловой энергии	2012					2013					2014					2015				
	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников, Гкал/ч
Кот. № 1	29,16	48,10	33,31	47,30	13,99	28,71	48,1	32,80	47,0	14,16	30,74	48,1	35,11	47,0	11,85	30,74	48,1	35,11	47,0	11,85
Кот. № 2	30,97	49,00	35,42	48,35	12,93	30,89	49,0	35,33	48,1	12,81	30,89	49,0	35,33	48,1	12,81	30,89	49,0	35,33	48,1	12,81
Кот. № 3	71,08	157,25	79,36	156,42	77,06	71,55	157,3	79,89	155,6	75,71	72,40	157,3	80,83	155,6	74,77	72,36	157,3	80,79	155,6	74,81
Кот. № 4	5,74	17,92	6,94	17,82	10,88	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68
Кот. № 5	0,66	0,70	0,66	0,66	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00
Кот. № 6	1,30	1,72	1,59	1,65	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06
Кот. № 7	1,26	1,70	1,26	1,68	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42
Кот. № 8	0,76	1,33	0,76	1,31	0,55	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54
Кот. № 9	1,37	2,57	1,59	2,51	0,92	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91
Кот. № 10	0,38	4,50	0,55	4,48	3,93	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72
Кот. № 11	0,11	0,17	0,11	0,16	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05
Кот. № 12	0,45	0,86	0,54	0,84	0,30	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32
Кот. № 13	3,38	4,13	3,66	4,12	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46
Кот. № 14	4,79	12,90	5,75	12,81	7,06	5,24	12,9	6,29	12,7	6,42	5,96	12,9	7,16	12,7	5,55	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92
Кот. № 15	78,14	146,00	91,84	144,73	52,89	80,10	146,0	94,14	142,5	48,36	81,02	146,0	95,22	142,5	47,28	83,10	146,0	97,67	142,5	44,83
Кот. № 16	13,58	21,00	14,33	19,69	5,36	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40
Кот. № 17	0,17	1,32	0,17	1,31	1,14	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13
Кот. № 18	0,13	0,31	0,13	0,30	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17
Кот. № 19	0,16	0,17	0,16	0,17	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01
Итого	243,59	471,65	278,13	466,29	188,16	245,95	471,65	280,90	461,22	180,32	250,47	471,65	286,11	461,22	175,11	253,03	471,65	289,14	461,22	172,08

Таблица 86 – Баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии муниципальных котельных г. Октябрьского и перспективной тепловой нагрузки на период 2015-2017 гг.

Наименование источника тепловой энергии	2015					2016					2017				
	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников
Кот. № 1	30,74	48,1	35,11	47,0	11,85	30,74	48,1	35,11	47,0	11,85	30,69	48,1	35,06	47,0	11,90
Кот. № 2	30,89	49,0	35,33	48,1	12,81	31,12	49,0	35,60	48,1	12,54	31,12	49,0	35,60	48,1	12,54
Кот. № 3	72,36	157,3	80,79	155,6	74,81	72,35	157,3	80,78	155,6	74,82	72,24	157,3	80,66	155,6	74,94
Кот. № 4	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68
Кот. № 5	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00
Кот. № 6	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06
Кот. № 7	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42
Кот. № 8	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54
Кот. № 9	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91
Кот. № 10	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72
Кот. № 11	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05
Кот. № 12	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32
Кот. № 13	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46
Кот. № 14	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92
Кот. № 15	83,10	146,0	97,67	142,5	44,83	87,30	146,0	102,61	142,5	39,89	89,44	146,0	105,12	142,5	37,38
Кот. № 16	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40
Кот. № 17	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13
Кот. № 18	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17
Кот. № 19	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01
Итого	253,03	471,65	289,14	461,22	172,08	257,46	471,65	294,34	461,22	166,88	259,44	471,65	296,67	461,22	164,55

В таблицах 87, 88 представлен баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии муниципальных котельных г. Октябрьского и перспективной тепловой нагрузки на период 2017-2022 гг.

Анализ данных таблицы 87, 88 показывает следующее:

- к 2022 г. расчетная присоединенная тепловая нагрузка увеличится на 23,01 Гкал/ч или на 9,4 % по отношению к уровню 2012 г. и составит 266,60 Гкал/ч;
- суммарный резерв располагаемой тепловой мощности нетто источников тепловой энергии к 2022 г. составит 156,12 Гкал/ч.

В таблице 89, 90 представлен баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии муниципальных котельных г. Октябрьского и перспективной тепловой нагрузки на период 2022-2027 гг.

Анализ данных таблицы 89, 90 показывает следующее:

- к 2027 г. расчетная присоединенная тепловая нагрузка увеличится на 36,61 Гкал/ч или на 15 % по отношению к уровню 2012 г. и составит 280,2 Гкал/ч;
- суммарный резерв располагаемой тепловой мощности нетто источников тепловой энергии к 2027 г. составит 140,11 Гкал/ч.

Таблица 87 – Баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии муниципальных котельных г. Октябрьского и перспективной тепловой нагрузки на период 2017-2019 гг.

Наименование источника тепловой энергии	2017					2018					2019				
	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников
Котельная № 1	30,69	48,1	35,06	47,0	11,90	30,56	48,1	34,90	47,0	12,06	30,47	48,1	34,81	47,0	12,15
Котельная № 2	31,12	49,0	35,60	48,1	12,54	31,12	49,0	35,60	48,1	12,54	31,12	49,0	35,60	48,1	12,54
Котельная № 3	72,24	157,3	80,66	155,6	74,94	72,30	157,3	80,72	155,6	74,88	72,41	157,3	80,85	155,6	74,75
Котельная № 4	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68
Котельная № 5	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00
Котельная № 6	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06
Котельная № 7	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42
Котельная № 8	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54
Котельная № 9	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91
Котельная № 10	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72
Котельная № 11	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05
Котельная № 12	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32
Котельная № 13	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46
Котельная № 14	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92
Котельная № 15	89,44	146,0	105,12	142,5	37,38	91,22	146,0	107,21	142,5	35,29	92,58	146,0	108,81	142,5	33,69
Котельная № 16	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40
Котельная № 17	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13
Котельная № 18	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17
Котельная № 19	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01
Итого	259,44	471,65	296,67	461,22	164,55	261,14	471,65	298,68	461,22	162,54	262,53	471,65	300,31	461,22	160,91

Таблица 88 – Баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии муниципальных котельных г. Октябрьского и перспективной тепловой нагрузки на период 2020-2022 гг.

Наименование источника тепловой энергии	2020					2021					2022				
	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников
Котельная № 1	30,39	48,1	34,72	47,0	12,24	30,39	48,1	34,72	47,0	12,24	30,39	48,1	34,72	47,0	12,24
Котельная № 2	30,98	49,0	35,43	48,1	12,71	30,98	49,0	35,43	48,1	12,71	30,98	49,0	35,43	48,1	12,71
Котельная № 3	72,23	157,3	80,64	155,6	74,96	72,16	157,3	80,57	155,6	75,03	72,16	157,3	80,57	155,6	75,03
Котельная № 4	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68
Котельная № 5	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00
Котельная № 6	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06
Котельная № 7	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42
Котельная № 8	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54
Котельная № 9	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91
Котельная № 10	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72
Котельная № 11	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05
Котельная № 12	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32
Котельная № 13	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46
Котельная № 14	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92
Котельная № 15	94,78	146,0	111,40	142,5	31,10	95,95	146,0	112,77	142,5	29,73	97,12	146,0	114,15	142,5	28,35
Котельная № 16	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40
Котельная № 17	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13
Котельная № 18	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17
Котельная № 19	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01
Итого	264,32	471,65	302,43	461,22	158,79	265,43	471,65	303,73	461,22	157,49	266,60	471,65	305,11	461,22	156,12

Таблица 89 – Баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии муниципальных котельных г. Октябрьского и перспективной тепловой нагрузки на период 2022-2024 гг.

Наименование источника тепловой энергии	2022					2023					2024				
	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников
Котельная № 1	30,39	48,1	34,72	47,0	12,24	30,16	48,1	34,45	47,0	12,51	30,08	48,1	34,37	47,0	12,59
Котельная № 2	30,98	49,0	35,43	48,1	12,71	30,98	49,0	35,43	48,1	12,71	30,98	49,0	35,43	48,1	12,71
Котельная № 3	72,16	157,3	80,57	155,6	75,03	71,89	157,3	80,26	155,6	75,34	71,81	157,3	80,18	155,6	75,42
Котельная № 4	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68
Котельная № 5	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00
Котельная № 6	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06
Котельная № 7	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42
Котельная № 8	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54
Котельная № 9	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91
Котельная № 10	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72
Котельная № 11	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05
Котельная № 12	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32
Котельная № 13	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46
Котельная № 14	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92
Котельная № 15	97,12	146,0	114,15	142,5	28,35	99,46	146,0	116,90	142,5	25,60	102,76	146,0	120,78	142,5	21,72
Котельная № 16	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40
Котельная № 17	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13
Котельная № 18	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17
Котельная № 19	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01
Итого	266,60	471,65	305,11	461,22	156,12	268,43	471,65	307,28	461,22	153,94	271,58	471,65	310,99	461,22	150,23

Таблица 90 – Баланс существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии муниципальных котельных г. Октябрьского и перспективной тепловой нагрузки на период 2025-2027 гг.

Наименование источника тепловой энергии	2025					2026					2027				
	Подключенная нагрузка Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто" Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто" Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто" Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников
Котельная № 1	30,45	48,1	34,79	47,0	12,17	30,45	48,1	34,79	47,0	12,17	30,45	48,1	34,79	47,0	12,17
Котельная № 2	30,98	49,0	35,43	48,1	12,71	30,98	49,0	35,43	48,1	12,71	30,98	49,0	35,43	48,1	12,71
Котельная № 3	71,81	157,3	80,18	155,6	75,42	71,81	157,3	80,18	155,6	75,42	71,81	157,3	80,18	155,6	75,42
Котельная № 4	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68	5,74	17,9	6,94	17,6	10,68
Котельная № 5	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00
Котельная № 6	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06	1,30	1,7	1,59	1,6	0,06
Котельная № 7	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42
Котельная № 8	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54	0,76	1,3	0,76	1,3	0,54
Котельная № 9	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91	1,37	2,6	1,59	2,5	0,91
Котельная № 10	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72	0,38	4,5	0,55	4,3	3,72
Котельная № 11	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05
Котельная № 12	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32	0,45	0,9	0,54	0,9	0,32
Котельная № 13	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46	3,38	4,1	3,66	4,1	0,46
Котельная № 14	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92	6,49	12,9	7,79	12,7	4,92
Котельная № 15	105,38	146,0	123,86	142,5	18,64	108,38	146,0	127,38	142,5	15,12	111,01	146,0	130,47	142,5	12,03
Котельная № 16	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40	13,58	21,0	14,33	18,7	4,40
Котельная № 17	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13	0,17	1,3	0,17	1,3	1,13
Котельная № 18	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17
Котельная № 19	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01
Итого	274,57	471,65	314,50	461,22	146,73	277,57	471,65	318,02	461,22	143,20	280,20	471,65	321,11	461,22	140,11

#### **4.3 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**

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 1 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 91 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 1 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 91, при развитии системы теплоснабжения г. Октябрьского в зоне действия котельной № 1 на период до 2027 г. отмечается следующее:

- прирост тепловой нагрузки составит 1,29 Гкал/ч;
- для обеспечения нормативного резерва располагаемой тепловой мощности котельной в объеме порядка 1...2 Гкал/ч необходимо располагаемую тепловую мощность котельной уменьшить на 14 Гкал/ч.

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 2 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 92 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 2 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 92, при развитии системы теплоснабжения г. Октябрьского в зоне действия котельной № 2 на период до 2027 г. отмечается следующее:

- прирост тепловой нагрузки составит 0,01 Гкал/ч;
- для обеспечения нормативного резерва располагаемой тепловой мощности котельной в объеме порядка 1...2 Гкал/ч необходимо располагаемую тепловую мощность котельной уменьшить на 14 Гкал/ч.

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 3 при развитии системы теплоснабжения.*



В таблице 93 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 3 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 93, при развитии системы теплоснабжения г. Октябрьского в зоне действия котельной № 3 на период до 2027 г. отмечается следующее:

- прирост тепловой нагрузки составит 0,73 Гкал/ч;
- для обеспечения нормативного резерва располагаемой тепловой мощности котельной в объеме порядка 3...5 Гкал/ч необходимо располагаемую тепловую мощность котельной уменьшить на 74 Гкал/ч.

Таблица 91 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 1 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 1	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	27,96	27,51	29,54	29,54	29,54	29,49	29,36	29,27	29,19	29,19	29,19	28,96	28,88	29,25	29,25	29,25
отопление, вентиляция	27,65	27,20	28,16	28,16	28,16	28,11	27,98	27,89	27,81	27,81	27,81	27,58	27,51	27,51	27,51	27,51
ГВС	0,31	0,31	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,75	1,75	1,75
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	29,16	28,71	30,74	30,74	30,74	30,69	30,56	30,47	30,39	30,39	30,39	30,16	30,08	30,45	30,45	30,45
Потери при передаче, в т.ч.:	2,79	2,74	2,69	2,63	2,58	2,52	2,47	2,41	2,36	2,31	2,25	2,20	2,14	2,09	2,03	1,98
через изоляционные покрытия	2,56	2,51	2,45	2,40	2,34	2,29	2,23	2,17	2,12	2,06	2,01	1,95	1,90	1,84	1,79	1,73
с утечками теплоносителя	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,25	0,25
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	31,99	31,49	33,46	33,41	33,36	33,25	33,06	32,92	32,79	32,74	32,68	32,39	32,27	32,58	32,53	32,48
Располагаемая тепловая мощность котельной	48,10	48,10	48,10	48,10	48,10	43,6	39	39	39	38,6	38,6	38,6	34,1	34,1	34,1	34,1
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,72	0,65	0,65	0,65	0,64	0,64	0,64	0,57	0,57	0,57	0,57
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	47,30	47,30	47,30	47,30	47,30	42,88	38,35	38,35	38,35	37,96	37,96	37,96	33,53	33,53	33,53	33,53
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	15,31	15,81	13,84	13,89	13,94	9,63	5,29	5,43	5,56	5,22	5,28	5,57	1,26	0,95	1,00	1,05

Таблица 92 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 2 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 2	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	29,53	29,45	29,45	29,45	29,68	29,68	29,68	29,68	29,54	29,54	29,54	29,54	29,54	29,54	29,54	29,54
отопление, вентиляция	29,10	29,02	29,02	29,02	29,20	29,20	29,20	29,20	29,06	29,06	29,06	29,06	29,06	29,06	29,06	29,06
ГВС	0,43	0,43	0,43	0,43	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
отопление, вентиляция	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
ГВС	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	30,97	30,89	30,89	30,89	31,12	31,12	31,12	31,12	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98
Потери при передаче, в т.ч.:	2,28	2,24	2,21	2,17	2,14	2,10	2,07	2,03	2,00	1,96	1,93	1,89	1,86	1,82	1,79	1,75
через изоляционные покрытия	2,03	2,00	1,96	1,93	1,89	1,85	1,82	1,78	1,75	1,71	1,67	1,64	1,60	1,57	1,53	1,49
с утечками теплоносителя	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	33,29	33,17	33,14	33,10	33,30	33,27	33,23	33,20	33,02	32,98	32,95	32,92	32,88	32,85	32,81	32,78
Располагаемая тепловая мощность котельной	49,00	49,00	49,00	49,00	49,00	42	42	42	42	42	42	35	35	35	35	35
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	48,35	48,35	48,35	48,35	48,35	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	34,54	34,54	34,54	34,54	34,54
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	15,06	15,18	15,21	15,25	15,05	8,18	8,22	8,25	8,43	8,47	8,50	1,62	1,66	1,69	1,73	1,76

Таблица 93 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 3 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 3	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	62,40	62,87	63,72	63,68	63,67	63,56	63,62	63,73	63,55	63,48	63,48	63,21	63,13	63,13	63,13	63,13
отопление, вентиляция	55,66	56,05	56,74	56,69	56,66	56,53	56,57	56,66	56,48	56,41	56,41	56,14	56,06	56,06	56,06	56,06
ГВС	6,74	6,82	6,98	6,99	7,02	7,03	7,04	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12
отопление, вентиляция	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	1,9	1,90	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Всего тепловая нагрузка	71,08	71,55	72,40	72,36	72,35	72,24	72,30	72,41	72,23	72,16	72,16	71,89	71,81	71,81	71,81	71,81
Потери при передаче, в т.ч.:	6,13	6,10	6,07	6,04	6,01	5,99	5,96	5,93	5,90	5,87	5,84	5,81	5,78	5,75	5,73	5,70
через изоляционные покрытия	5,40	5,34	5,29	5,23	5,18	5,13	5,07	5,02	4,96	4,91	4,86	4,80	4,75	4,69	4,64	4,59
с утечками теплоносителя	0,73	0,76	0,78	0,81	0,83	0,86	0,89	0,91	0,94	0,96	0,99	1,01	1,04	1,06	1,09	1,11
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,12	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	77,33	77,78	78,60	78,53	78,51	78,37	78,40	78,49	78,28	78,19	78,17	77,87	77,77	77,74	77,72	77,69
Располагаемая тепловая мощность котельной	157,30	120,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,83	0,63	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	156,47	119,67	89,82	89,82	89,82	89,82	89,82	89,82	82,86	82,86	82,86	82,86	82,86	82,86	82,86	82,86
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	79,14	41,89	11,22	11,29	11,31	11,45	11,42	11,33	4,58	4,67	4,69	4,99	5,09	5,12	5,14	5,17

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 4 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 94 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 4 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 94, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 4 на период до 2027 г. не предусматривается.

Для обеспечения нормативного резерва располагаемой тепловой мощности котельной в объеме порядка 0,5 Гкал/ч необходимо располагаемую тепловую мощность котельной уменьшить на 11 Гкал/ч.

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 5 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 95 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 5 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 95, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 5 на период до 2027 г. не предусматривается.

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 6 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 96 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 6 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 96, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 6 на период до 2027 г. не предусматривается.

Таблица 94 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 4 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 4	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
отопление, вентиляция	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
ГВС	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27
отопление, вентиляция	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27
ГВС	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Всего тепловая нагрузка	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74
Потери при передаче, в т.ч.:	0,76	0,75	0,75	0,74	0,74	0,73	0,73	0,72	0,72	0,71	0,71	0,70	0,69	0,69	0,68	0,68
через изоляционные покрытия	0,70	0,69	0,68	0,67	0,67	0,66	0,65	0,64	0,64	0,63	0,62	0,61	0,61	0,60	0,59	0,58
с утечками теплоносителя	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	6,51	6,51	6,50	6,50	6,49	6,49	6,48	6,47	6,47	6,46	6,46	6,45	6,45	6,44	6,44	6,43
Располагаемая тепловая мощность котельной	17,92	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	17,82	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	11,31	0,39	0,40	0,40	0,41	0,41	0,42	0,43	0,43	0,44	0,44	0,45	0,45	0,46	0,46	0,47

Таблица 95 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 5 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 5	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
отопление, вентиляция	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
ГВС	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция		0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Потери при передаче, в т.ч.:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
через изоляционные покрытия	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с утечками теплоносителя	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Располагаемая тепловая мощность котельной	0,70	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 96 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 6 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 6	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	1,30	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
отопление, вентиляция	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
ГВС	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Потери при передаче, в т.ч.:	0,153	0,149	0,144	0,140	0,136	0,131	0,127	0,123	0,118	0,114	0,110	0,105	0,101	0,097	0,092	0,088
через изоляционные покрытия	0,145	0,141	0,136	0,132	0,128	0,123	0,119	0,115	0,110	0,106	0,102	0,097	0,093	0,089	0,084	0,080
с утечками теплоносителя	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	1,45	1,45	1,45	1,44	1,44	1,43	1,43	1,42	1,42	1,42	1,41	1,41	1,40	1,40	1,39	1,39
Располагаемая тепловая мощность котельной	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	0,19	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26



*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 7 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 97 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 7 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 97, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 7 на период до 2027 г. не предусматривается.

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 8 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 98 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 8 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 98, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 8 на период до 2027 г. не предусматривается.

Для обеспечения нормативного резерва располагаемой тепловой мощности котельной необходимо располагаемую тепловую мощность котельной уменьшить на 0,38 Гкал/ч (предлагается строительство БМК располагаемой тепловой мощностью 0,95 Гкал/ч).

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 9 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 99 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 9 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 99, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 9 на период до 2027 г. не предусматривается.

Для обеспечения нормативного резерва располагаемой тепловой мощности котельной необходимо располагаемую тепловую мощность котельной уменьшить на 0,97 Гкал/ч (предлагается строительство БМК располагаемой тепловой мощностью 1,6 Гкал/ч).

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 10 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 100 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 10 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 100, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 10 на период до 2027 г. не предусматривается.

Предлагается строительство БМК располагаемой тепловой мощностью 0,49 Гкал/ч (проект БМК выполнен). В этом случае резерв тепловой мощности котельной составит 0,02 Гкал/ч.

Таблица 97 - Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 7 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 7	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
отопление, вентиляция	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
ГВС	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Потери при передаче, в т.ч.:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
через изоляционные покрытия	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с утечками теплоносителя	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Располагаемая тепловая мощность котельной	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42

Таблица 98 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 8 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 8	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
отопление, вентиляция	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
ГВС	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
Потери при передаче, в т.ч.:	0,074	0,072	0,069	0,067	0,065	0,063	0,061	0,058	0,056	0,054	0,052	0,050	0,048	0,045	0,043	0,041
через изоляционные покрытия	0,070	0,068	0,065	0,063	0,061	0,059	0,057	0,054	0,052	0,050	0,048	0,046	0,044	0,041	0,039	0,037
с утечками теплоносителя	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,82	0,82	0,82	0,82	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,80	0,80
Располагаемая тепловая мощность котельной	1,33	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	1,31	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	0,48	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13

Таблица 99 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 9 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 9	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
отопление, вентиляция	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
ГВС	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Потери при передаче, в т.ч.:	0,130	0,126	0,122	0,118	0,114	0,110	0,106	0,102	0,099	0,095	0,091	0,087	0,083	0,079	0,075	0,071
через изоляционные покрытия	0,124	0,120	0,116	0,112	0,108	0,104	0,100	0,096	0,093	0,089	0,085	0,081	0,077	0,073	0,069	0,065
с утечками теплоносителя	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	1,51	1,51	1,50	1,50	1,50	1,49	1,49	1,48	1,48	1,48	1,47	1,47	1,46	1,46	1,46	1,45
Располагаемая тепловая мощность котельной	2,57	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	2,54	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	1,03	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,12

Таблица 100 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 10 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 10	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
отопление, вентиляция	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Потери при передаче, в т.ч.:	0,264	0,264	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
через изоляционные покрытия	0,248	0,248	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079
с утечками теплоносителя	0,016	0,016	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,003	0,003	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	0,65	0,65	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Располагаемая тепловая мощность котельной	4,50	4,5	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	4,50	4,50	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	3,85	3,85	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 11 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 101 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 11 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 101, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 11 на период до 2027 г. не предусматривается.

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 12 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 102 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 12 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 102, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 12 на период до 2027 г. не предусматривается.

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 13 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 103 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 12 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 103, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 13 на период до 2027 г. не предусматривается.

Предлагается строительство БМК располагаемой тепловой мощностью 4,2 Гкал/ч. В этом случае резерв тепловой мощности котельной составит 0,56 Гкал/ч.

Таблица 101 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 11 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 11	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
отопление, вентиляция	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Потери при передаче, в т.ч.:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
через изоляционные покрытия	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с утечками теплоносителя	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Располагаемая тепловая мощность котельной	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05



Таблица 102 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 12 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 12	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Потери при передаче, в т.ч.:	0,006	0,0058	0,0056	0,0054	0,0052	0,005	0,0048	0,0046	0,0044	0,0042	0,004	0,0038	0,0036	0,0034	0,0032	0,003
через изоля-	0,006	0,006	0,006	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003

Зона действия котельной № 12	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ционные покрытия																
с утечками теплоносителя	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,0005	0,000483	0,000467	0,00045	0,000433	0,000417	0,0004	0,000383	0,000367	0,00035	0,000333	0,000317	0,0003	0,000283	0,000267	0,00025
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Располагаемая тепловая мощность котельной	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39

Таблица 103 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 13 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 13	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	3,37	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38
отопление, вентиляция	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37
ГВС	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	1,01	1,01
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38
Потери при передаче, в т.ч.:	0,292	0,284	0,276	0,268	0,260	0,252	0,244	0,236	0,229	0,221	0,213	0,205	0,197	0,189	0,181	0,173
через изоляционные покрытия	0,266	0,258	0,250	0,242	0,234	0,226	0,218	0,210	0,203	0,195	0,187	0,179	0,171	0,163	0,155	0,147
с утечками теплоносителя	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	3,68	3,67	3,66	3,65	3,64	3,64	3,63	3,62	3,61	3,60	3,60	3,59	3,58	3,57	3,57	3,56
Располагаемая тепловая мощность котельной	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	0,44	0,45	0,46	0,47	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,51	0,52	0,53	0,54	0,54	0,55	0,56

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 14 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 104 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 14 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 104, при развитии системы теплоснабжения г. Октябрьского в зоне действия котельной № 14 на период до 2027 г. отмечается следующее:

- прирост тепловой нагрузки составит 1,71 Гкал/ч;
- для обеспечения нормативного резерва располагаемой тепловой мощности котельной в объеме порядка 1...2 Гкал/ч необходимо располагаемую тепловую мощность котельной уменьшить на 4,3 Гкал/ч.

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 15 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 105 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 15 за период с 2012 г. по 2027 г.

*Рассматривается вариант присоединения нагрузки мкр. 32а и 33 к котельной № 15.*

Как следует из анализа данных таблицы 105, при развитии системы теплоснабжения г. Октябрьского в зоне действия котельной № 15 на период до 2027 г. отмечается следующее:

- прирост тепловой нагрузки составит 32,87 Гкал/ч;
- для обеспечения нормативного резерва располагаемой тепловой мощности котельной в объеме порядка 3...5 Гкал/ч необходимо располагаемую тепловую мощность котельной уменьшить на 26 Гкал/ч.

Решение по уменьшению тепловой мощности котельной № 15 и возможности присоединения к ней перспективной тепловой нагрузки мкр. 32а может быть принято по результатам гидравлических расчетов и их анализу, представленному в пункте 4.4 данной главы.

Таблица 104 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 14 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 14	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	4,70	5,15	5,87	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40
отопление, вентиляция	4,48	4,85	5,46	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
ГВС	0,22	0,30	0,41	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	4,79	5,25	5,97	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
Потери при передаче, в т.ч.:	0,690	0,673	0,656	0,639	0,622	0,605	0,588	0,571	0,554	0,537	0,520	0,503	0,486	0,469	0,452	0,435
через изоляционные покрытия	0,646	0,629	0,612	0,595	0,578	0,561	0,544	0,527	0,509	0,492	0,475	0,458	0,441	0,424	0,407	0,390
с утечками теплоносителя	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,008
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	5,49	5,93	6,64	7,15	7,13	7,11	7,10	7,08	7,06	7,05	7,03	7,01	6,99	6,98	6,96	6,94
Располагаемая тепловая мощность котельной	12,90	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,09	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	12,81	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	7,32	2,61	1,90	1,39	1,41	1,43	1,44	1,46	1,48	1,49	1,51	1,53	1,55	1,56	1,58	1,60

Таблица 105 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 15 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 15	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	74,52	76,48	77,40	79,48	81,38	83,52	85,30	86,66	88,44	89,61	90,78	92,79	95,74	98,03	100,69	102,98
отопление, вентиляция	59,24	60,91	61,69	63,40	64,90	66,60	68,03	69,11	70,55	71,43	72,31	73,81	76,09	77,81	79,84	81,56
ГВС	15,28	15,56	15,71	16,08	16,48	16,93	17,27	17,55	17,89	18,18	18,48	18,98	19,66	20,23	20,85	21,42
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	3,36	3,36	3,36	3,36	5,66	5,66	5,66	5,66	6,08	6,08	6,08	6,42	6,75	7,09	7,43	7,77
отопление, вентиляция	3,04	3,04	3,04	3,04	5,30	5,30	5,30	5,30	5,71	5,71	5,71	6,04	6,37	6,70	7,03	7,36
ГВС	0,32	0,32	0,32	0,32	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,37	0,38	0,38	0,39	0,40	0,41
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Всего тепловая нагрузка	78,14	80,10	81,02	83,10	87,30	89,44	91,22	92,58	94,78	95,95	97,12	99,46	102,76	105,38	108,38	111,01
Потери при передаче, в т.ч.:	6,39	6,32	6,25	6,18	6,12	6,05	5,98	5,91	5,84	5,78	5,71	5,64	5,57	5,50	5,43	5,37
через изоляционные покрытия	5,34	5,26	5,18	5,10	5,02	4,94	4,86	4,78	4,70	4,62	4,54	4,46	4,38	4,30	4,22	4,15
с утечками теплоносителя	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,12	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,19	1,20	1,21	1,22
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,17	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	84,70	86,59	87,45	89,46	93,60	95,67	97,38	98,67	100,81	101,92	103,02	105,30	108,53	111,09	114,01	116,57
Располагаемая тепловая мощность котельной	146,00	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	1,27	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	144,73	119,04	119,04	119,04	119,04	119,04	119,04	119,04	119,04	119,04	119,04	119,04	119,04	119,04	119,04	119,04
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	60,03	32,45	31,59	29,58	25,44	23,37	21,66	20,37	18,23	17,12	16,02	13,74	10,51	7,95	5,03	2,47

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 16 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 106 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 16 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 106, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 16 на период до 2027 г. не предусматривается.

Для обеспечения нормативного резерва располагаемой тепловой мощности котельной в объеме порядка 1...2 Гкал/ч необходимо располагаемую тепловую мощность котельной уменьшить на 4 Гкал/ч.

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 17 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 107 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 17 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 107, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 17 на период до 2027 г. не предусматривается.

Для обеспечения нормативного резерва располагаемой тепловой мощности котельной необходимо располагаемую тепловую мощность котельной уменьшить на 1 Гкал/ч.

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 18 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 108 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 18 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 108, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 18 на период до 2027 г. не предусматривается.

*Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 19 при развитии системы теплоснабжения.*

В таблице 109 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 19 за период с 2012 г. по 2027 г.

Как следует из анализа данных таблицы 109, развитие системы теплоснабжения в зоне действия котельной № 19 на период до 2027 г. не предусматривается.



Таблица 106 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 16 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 16	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	0,60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
отопление, вентиляция	0,60	0,60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11
отопление, вентиляция	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87
Всего тепловая нагрузка	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58
Потери при передаче, в т.ч.:	0,731	0,705	0,680	0,654	0,629	0,603	0,578	0,552	0,526	0,501	0,475	0,450	0,424	0,399	0,373	0,347
через изоляционные покрытия	0,659	0,635	0,611	0,587	0,563	0,539	0,515	0,491	0,467	0,443	0,419	0,395	0,371	0,347	0,323	0,299
с утечками теплоносителя	0,072	0,070	0,069	0,067	0,066	0,064	0,062	0,061	0,059	0,058	0,056	0,054	0,053	0,051	0,050	0,048
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,012	0,012	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009	0,009	0,009	0,009	0,008	0,008
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	14,32	14,30	14,27	14,25	14,22	14,19	14,17	14,14	14,12	14,09	14,06	14,04	14,01	13,99	13,96	13,94
Располагаемая тепловая мощность котельной	21,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	19,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	5,37	1,39	1,42	1,44	1,47	1,50	1,52	1,55	1,57	1,60	1,63	1,65	1,68	1,70	1,73	1,75

Таблица 107 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 17 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 17	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Потери при передаче, в т.ч.:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
через изоляционные покрытия	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с утечками теплоносителя	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Располагаемая тепловая мощность котельной	1,32	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	1,31	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	1,15	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13

Таблица 108 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 18 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 18	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Потери при передаче, в т.ч.:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
через изоляционные покрытия	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с утечками теплоносителя	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Располагаемая тепловая мощность котельной	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17

Таблица 109 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 19 за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 19	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
отопление, вентиляция	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление, вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего тепловая нагрузка	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Потери при передаче, в т.ч.:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
через изоляционные покрытия	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с утечками теплоносителя	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Располагаемая тепловая мощность котельной	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

#### **4.4 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**

*Результаты гидравлического расчета передачи теплоносителя в зоне действия котельной № 1 при развитии системы теплоснабжения.*

Из таблицы 91 следует, что прирост тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения котельной № 1 на 2027 г. составляет 1,3 Гкал/ч.

Как было отмечено в главе 2 при фактическом температурном графике в 2012 г. 95 – 70 °С и фактическом располагаемом напоре 33 м не обеспечивался нормативный гидравлический режим.

Для поддержания нормативного теплового и гидравлического режимов в тепловой сети предусмотрен переход работы котельной № 1 на температурный график 115 – 70 °С начиная с 2013 г.

Результаты гидравлического расчета тепловой сети котельной № 1 на расчетный срок (см. приложение Г) показали следующее:

- суммарный расход теплоносителя с учетом потерь и подключения перспективной нагрузки уменьшится в 1,8 раза до 700 т/ч.

- суммарные потери напора в сети до наиболее удаленного потребителя составят 20 м, что при фактическом напоре 33 м достаточно для поддержания нормативных параметров теплоносителя у всех подключенных потребителей.

**Вывод.** Пропускная способность тепловых сетей от котельной № 1 при переходе на температурный график 115 – 70 °С достаточна для подключения перспективной нагрузки до 2027 г. без увеличения существующих диаметров трубопроводов. При этом располагаемая мощность котельной может быть уменьшена до нормативного резерва.

*Результаты гидравлического расчета передачи теплоносителя в зоне действия котельной № 2 при развитии системы теплоснабжения.*

Как следует из таблицы 92 прирост тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения котельной № 2 на 2027 г. составляет 0,01 Гкал/ч. Рассмотрен вариант снижения тепловой нагрузки в виде пара для нагрева воды на ГВС жилых и общественных зданий по адресам: Садовое кольцо 13, 17, Девонская 6а, Комсомольская 20А и 22А. Данные потребители имеют суммарную тепловую нагрузку 0,412 Гкал/ч и

указанных выше потребителей планируется подключить к индивидуальным источникам тепловой энергии.

Как было отмечено в главе 2 при фактическом температурном графике в 2012 г. 95 – 70 °С и фактическом располагаемом напоре 27 м не обеспечивался нормативный гидравлический режим.

Для поддержания нормативного теплового и гидравлического режимов в сети предусмотрен переход работы котельной № 2 на температурный график 115 – 70 °С начиная с 2013 г.

Результаты гидравлического расчета тепловой сети котельной № 2 на расчетный срок (см. приложение Г) показали следующее:

- суммарный расход теплоносителя с учетом потерь и подключения перспективной нагрузки уменьшится в 1,8 раза до 667 т/ч.

- суммарные потери напора в тепловой сети до наиболее удаленного потребителя составят 25 м, что при требуемом напоре 31 м достаточно для поддержания нормативных параметров теплоносителя у всех подключенных потребителей.

*Вывод.* Пропускная способность тепловых сетей от котельной № 2 при переходе на температурный график 115 – 70 °С достаточна в перспективе до 2027 г. без изменения существующих диаметров трубопроводов. При этом располагаемая мощность котельной может быть уменьшена до нормативного резерва.

*Результаты гидравлического расчета передачи теплоносителя в зоне действия котельной №3 при развитии системы теплоснабжения.*

Из таблицы 93 следует, что прирост тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения котельной № 1 на 2027 г. составляет 0,73 Гкал/ч.

Как было отмечено в главе 2 при фактическом температурном графике в 2012 г. 95 – 70 °С и фактическом располагаемом напоре 33 м не обеспечивался нормативный гидравлический режим.

Для поддержания нормативного теплового и гидравлического режимов в сети предусмотрен переход работы котельной № 3 на температурный график 115 – 70 °С начиная с 2013 г.

Результаты гидравлического расчета тепловой сети котельной № 3 на расчетный срок (см. приложение Г) показали следующее:

- суммарный расход теплоносителя с учетом потерь и подключения перспективной нагрузки уменьшится до 2267 т/ч.

- суммарные потери напора в сети до наиболее удаленного потребителя составят 60 м.

- для поддержания нормативных параметров теплоносителя у всех подключенных потребителей необходимо поддерживать располагаемый напор 64,5 м.

Вывод. Пропускная способность тепловых сетей от котельной № 3 при переходе на температурный график 115 – 70 °С достаточна для подключения перспективной нагрузки до 2027 г. без увеличения существующих диаметров трубопроводов. При этом располагаемая мощность котельной может быть уменьшена до нормативного резерва.

*Результаты гидравлического расчета передачи теплоносителя в зоне действия котельной № 15 при развитии системы теплоснабжения.*

К расчетному сроку (2027 г.) подключенная тепловая нагрузка увеличивается на 31,87 Гкал/ч (с 84,7 до 116,57).

В этих условиях значительно возрастает гидравлическая нагрузка на выходные магистрали от котельной.

Как было отмечено в главе 2 при фактическом температурном графике в 2012 г. 95 – 70 °С и фактическом располагаемом напоре 33 м не обеспечивался нормативный гидравлический режим.

Для поддержания нормативного теплового и гидравлического режимов в сети предусмотрен переход работы котельной № 15 на температурный график 115 – 70 °С начиная с 2013 г.

В этих условиях при подключении к магистралям в камере 15ТК-18-6 зданий первой очереди микрорайона 32А вводимых в 2013 году располагаемый напор в точке подключения составляет 5,5 м. Этого недостаточно для подачи расчетного расхода указанным потребителям. Поэтому для обеспечения вводимых жилых зданий микрорайона 32А в 2013 – 2017 годах обязательным условием является строительство запроектированной третьей нитки магистрали от котельной диаметром 600 мм длиной порядка 1500 м. Строительство данной магистрали а также устройство переемычки между существующими магистралями Ду 500 мм в районе ТК-15 позволят равномерно загрузить магистральные выходы из котельной. В результате располагаемый напор в точке подключения микрорайона 32А составит 24 м (результаты расчетов и пьезометрические графики (см. приложение Г).

На втором этапе развития системы теплоснабжения от котельной № 15 в 2017 – 2022 годах подключаются потребители 2-ой очереди строительства микро-

районов 32А и 38. В результате напор в точке подключения микрорайона 32А в составит всего 15 м, что с учетом потери внутриквартальных сетей недостаточно для нормальной работы системы. По этой причине к 2017 году предусматривается согласно генеральному плану строительство в районе 29 микрорайона новой котельной (НК). Она подключается к существующей магистрали Ду 600 мм в камере 15ТК-8-4 и обеспечивает подачу тепла потребителям микрорайона 29 в размере 11,4 Гкал/ч, нового микрорайона 32 А – 8,25 Гкал/ч и перспективного микрорайона 33 – 5,43 Гкал/ч.

После пуска НК значительно разгружаются магистральные выводы от котельной 15, что позволит подключать к ним полную нагрузку потребителей микрорайона 38.

Результаты гидравлического расчета тепловой сети котельной № 15 на расчетный срок (см. приложение Г) показали следующее:

- суммарный расход теплоносителя с учетом потерь и подключения перспективной нагрузки составит 1826 т/ч.

- суммарные потери напора в сети до наиболее удаленного потребителя составят 38,5 м.

- для поддержания нормативных параметров теплоносителя у всех подключенных потребителей необходимо поддерживать располагаемый напор 55,5 м.

Вывод: Пропускная способность тепловых сетей от котельной № 15 при переходе на температурный график 115 – 70 °С и подключении микрорайонов № 29, 32А, 33 к новой котельной (НК) достаточна для подключения перспективной нагрузки до 2027 г.

*Результаты гидравлического расчета передачи теплоносителя в зоне действия котельной № 16 при развитии системы теплоснабжения.*

Из таблицы 106 следует, что прирост тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения котельной № 16 отсутствует. Вместе с тем, как было отмечено в главе 1, для нормального гидравлического режима следует перейти на повышенный температурный график (приложение Р главы 1).

Для поддержания нормативного теплового и гидравлического режимов в тепловой сети предусмотрен переход работы котельной № 16 на температурный график 115 – 70 °С начиная с 2013 г.

Вывод. Пропускная способность тепловых сетей от котельной № 16 при переходе на температурный график 115 – 70 °С достаточна для подключения пер-



спективной нагрузки до 2027 г. без увеличения существующих диаметров трубопроводов.

*Вариант объединения зон теплоснабжения котельных № 2, 4, 16.*

Рассматриваемые котельные имеют преимущественно отопительную нагрузку. Решение по организации ГВС котельной № 2 представлено выше. Котельная № 16 не имеет потребителей ГВС, у котельной № 4 - один потребитель (гараж) с нагрузкой 0,00109 Гкал/ч, которую целесообразно перевести на автономное обеспечение. Учитывая значительный износ основного оборудования котельных № 4 и 16 целесообразно данные котельные вывести из эксплуатации с сохранением резервной мощности на ближайший период. Общая тепловая нагрузка в указанных зонах теплоснабжения составляет 43,2 Гкал/ч, а располагаемая мощность котельной № 2 – 49 Гкал/ч. Гидравлическая связь между тепловыми сетями котельных имеется в виде резервной перемычки Ду 300 мм.

Гидравлический расчет объединенной сети от котельной № 2 показал, что при температурном графике 115 – 70 °С для обеспечения нормативной циркуляции теплоносителя не требуется увеличения существующих магистральных и распределительных тепловых сетей (см. приложение Г).

В соответствии с выполненными гидравлическими расчетами и представленными выше рекомендациями, в таблицах 110-115 показаны балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии г. Октябрьского и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии без учета вариантов вывода неэффективных котельных из эксплуатации. Вывод неэффективных котельных из эксплуатации обоснован в главе 6.

В таблице 110 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия новой котельной (НК) за период с 2012 г. по 2027 гг.

В таблице 111 представлены балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 2 в случае развития ее зоны действия с учетом вывода из эксплуатации котельных №№ 4 и 16 за период с 2012 г. по 2027 гг.

В таблицах 112-115 приведены балансы располагаемой тепловой мощности муниципальных и ведомственных котельных г. Октябрьского и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии без учета вывода из эксплуатации неэффективных котельных.

Таблица 110 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия новой котельной (НК) за период с 2012 г. по 2027 г. (Гкал/ч)

Зона действия НК	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,00	17,10	17,78	18,46	19,06	19,66	20,52	21,67	22,81	23,96	25,10
отопление, вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,30	14,20	14,74	15,27	15,72	16,17	16,82	17,68	18,54	19,40	20,26
ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,71	2,90	3,05	3,19	3,34	3,49	3,70	3,99	4,27	4,56	4,84
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление, вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,00	17,10	17,78	18,46	19,06	19,66	20,52	21,67	22,81	23,96	25,10
Потери при передаче и на хозяйственные нужды	0	0	0	0,00	0,00	0,72	0,77	0,8	0,83	0,86	0,88	0,92	0,97	1,03	1,08	1,12
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,72	17,87	18,58	19,29	19,92	20,55	21,44	22,64	23,84	25,03	26,23
Располагаемая тепловая мощность котельной	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,9	18,9	18,9	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,00	0,00	0,00	0	0	0,23	0,23	0,23	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,67	18,67	18,67	26,28	26,28	26,28	26,28	26,28	26,28	26,28	26,28
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,95	0,8	0,09	6,99	6,36	5,73	4,84	3,64	2,44	1,25	0,05

Таблица 111 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной № 2 в случае развития ее зоны действия с учетом вывода из эксплуатации котельных №№ 4 и 16 за период с 2012 г. по 2027 гг. (Гкал/ч)

Зона действия котельной № 2 (развитие)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тепловая нагрузка ЖКС в горячей воде (без хоз. нужд тс), в т.ч.:	31,43	31,43	31,35	30,39	31,58	31,58	31,58	31,58	31,58	31,58	31,58	31,58	31,58	31,58	31,58	31,58
отопление, вентиляция	30,83	30,83	30,75	29,79	30,93	30,93	30,93	30,93	30,93	30,93	30,93	30,93	30,93	30,93	30,93	30,93
ГВС	0,60	0,60	0,60	0,60	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Тепловая нагрузка ЖКС в виде пара (без хоз. нужд тс)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Тепловая нагрузка промышленности в горячей воде, в т.ч.	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82
отопление, вентиляция	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82
ГВС	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка промышленности в виде пара	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04
Всего тепловая нагрузка	50,29	50,29	50,21	49,25	50,44	50,44	50,44	50,44	50,44	50,44	50,44	50,44	50,44	50,44	50,44	50,44
Потери при передаче, в т.ч.:	2,87	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
через изоляционные покрытия	2,46	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
с утечками теплоносителя	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Тепловая нагрузка на коллекторах котельной	53,22	53,22	53,15	52,18	53,37	53,37	53,37	53,37	53,37	53,37	53,37	53,37	53,37	53,36	53,36	53,36
Располагаемая тепловая мощность котельной	49	49	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды котельной	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Располагаемая тепловая мощность нетто котельной	48,35	48,35	54,35	54,35	54,35	54,45	54,45	54,45	54,45	54,45	54,45	54,54	54,54	54,54	54,54	54,54
Резерв "+"(дефицит "-") тепловой мощности котельной	-4,87	-4,87	1,20	2,17	0,98	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,17	1,17	1,18	1,18	1,18

Таблица 112 – Балансы располагаемой тепловой мощности муниципальных и ведомственных котельных г. Октябрьского и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии на период 2012-2015 гг.

Наименование источника тепловой энергии	2012					2013					2014					2015				
	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников
Котельная № 1	29,16	48,10	31,99	47,30	15,31	28,71	48,1	31,49	47,3	15,81	30,74	48,1	33,46	47,3	13,84	30,74	48,1	33,41	47,3	13,89
Котельная № 2	30,97	49,00	33,29	48,35	15,06	30,89	49,0	33,17	48,4	15,18	30,89	49,0	33,14	48,4	15,21	30,89	49,0	33,10	48,4	15,25
Котельная № 3	71,08	157,30	77,33	156,47	79,14	71,55	157,3	77,78	156,5	78,69	72,40	90,3	78,60	89,8	11,22	72,36	90,3	78,53	89,8	11,29
Котельная № 4	5,74	17,92	6,51	17,82	11,31	5,74	7,0	6,51	17,8	11,31	5,74	7,0	6,50	6,9	0,40	5,74	7,0	6,50	6,9	0,40
Котельная № 5	0,66	0,70	0,66	0,66	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00
Котельная № 6	1,30	1,72	1,45	1,65	0,20	1,30	1,7	1,45	1,7	0,20	1,30	1,7	1,45	1,7	0,20	1,30	1,7	1,44	1,7	0,21
Котельная № 7	1,26	1,70	1,26	1,68	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42
Котельная № 8	0,76	1,33	0,83	1,31	0,48	0,76	1,0	0,83	1,3	0,48	0,76	1,0	0,83	0,9	0,10	0,76	1,0	0,83	0,9	0,10
Котельная № 9	1,38	2,57	1,51	2,54	1,03	1,38	1,6	1,51	2,5	1,03	1,38	1,6	1,50	1,6	0,07	1,38	1,6	1,50	1,6	0,07
Котельная № 10	0,38	4,50	0,65	4,50	3,85	0,38	4,5	0,65	4,5	3,85	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02
Котельная № 11	0,11	0,17	0,11	0,16	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05
Котельная № 12	0,45	0,86	0,46	0,84	0,38	0,45	0,9	0,46	0,8	0,38	0,45	0,9	0,46	0,8	0,38	0,45	0,9	0,46	0,8	0,38
Котельная № 13	3,38	4,13	3,68	4,12	0,44	3,38	4,1	3,67	4,1	0,45	3,38	4,3	3,66	4,3	0,63	3,38	4,3	3,65	4,3	0,64
Котельная № 14	4,79	12,90	5,49	12,81	7,32	5,25	8,6	5,93	12,8	6,88	5,97	8,6	6,64	8,5	1,90	6,50	8,6	7,15	8,5	1,39
Котельная № 15	78,14	146,00	84,70	144,73	60,03	80,10	120,0	86,59	144,7	58,14	81,02	103,0	87,45	102,0	14,59	83,10	103,0	89,46	102,0	12,58
Котельная № 16	13,58	21,00	14,32	19,69	5,37	13,58	17,0	14,30	19,7	5,39	13,58	17,0	14,27	15,7	1,42	13,58	17,0	14,25	15,7	1,44
Котельная № 17	0,17	1,32	0,17	1,31	1,14	0,17	0,3	0,17	1,3	1,14	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12
Котельная № 18	0,13	0,31	0,13	0,30	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17
Котельная № 19	0,16	0,17	0,16	0,17	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01
НК	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00
Итого муниципальные котельные	243,60	471,70	264,70	466,41	201,70	245,97	424,11	266,82	466,41	199,58	250,49	353,10	270,92	348,50	77,58	253,05	353,10	273,23	348,50	75,26
Котельная ООО "Башнефть" № 2	1,48	14,30	1,61	14,06	12,45	1,48	14,30	1,61	14,06	12,45	1,48	7,00	1,60	6,76	5,16	1,48	7,00	1,60	6,76	5,16
Котельная ООО "Октябрьский хлеб"	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04
Котельная ООО ЗПИ "Альтернатива"	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04
Котельная ОАО "АК ОЗНА", Северная, 60	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52
Котельная ОАО "АК ОЗНА", Космонавтов, 65	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72
Итого ведомственные котельные	33,62	50,96	33,75	49,52	15,77	33,62	50,96	33,75	49,52	15,77	33,62	43,66	33,74	42,22	8,48	33,62	43,66	33,74	42,22	8,48
Всего	277,22	522,61	298,45	515,88	217,42	279,59	492,60	300,57	515,88	215,31	284,11	385,58	304,66	379,54	74,87	286,67	380,90	306,97	374,86	67,88

Таблица 113 – Балансы располагаемой тепловой мощности муниципальных и ведомственных котельных г. Октябрьского и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии на период 2016-2017 гг.

Наименование источника тепловой энергии	2016					2017				
	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников
Котельная № 1	30,74	48,1	33,36	47,3	13,94	30,69	43,6	33,25	42,9	9,63
Котельная № 2	31,12	49,0	33,30	48,4	15,05	31,12	42,0	33,27	41,5	8,18
Котельная № 3	72,35	90,3	78,51	89,8	11,31	72,24	90,3	78,37	89,8	11,45
Котельная № 4	5,74	7,0	6,49	6,9	0,41	5,74	7,0	6,49	6,9	0,41
Котельная № 5	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00
Котельная № 6	1,30	1,7	1,44	1,7	0,21	1,30	1,7	1,43	1,7	0,22
Котельная № 7	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42
Котельная № 8	0,76	1,0	0,83	0,9	0,10	0,76	1,0	0,82	0,9	0,11
Котельная № 9	1,38	1,6	1,50	1,6	0,07	1,38	1,6	1,49	1,6	0,08
Котельная № 10	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02
Котельная № 11	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05
Котельная № 12	0,45	0,9	0,46	0,8	0,38	0,45	0,9	0,46	0,8	0,38
Котельная № 13	3,38	4,3	3,64	4,3	0,65	3,38	4,3	3,64	4,3	0,65
Котельная № 14	6,50	8,6	7,13	8,5	1,41	6,50	8,6	7,11	8,5	1,43
Котельная № 15	87,30	103,0	93,60	102,0	8,44	73,44	103,0	79,67	102,0	22,37
Котельная № 16	13,58	17,0	14,22	15,7	1,47	13,58	17,0	14,19	15,7	1,50
Котельная № 17	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12
Котельная № 18	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17
Котельная № 19	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01
НК	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	16,00	18,9	16,72	18,7	1,95
Итого муниципальные котельные	257,48	353,10	277,41	348,50	71,08	264,06	352,60	284,87	347,76	62,89
Котельная ООО "Башнефть" № 2	1,48	7,00	1,60	6,76	5,16	5,68	7,00	5,79	6,76	0,97
Котельная ООО "Октябрьский хлеб"	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04
Котельная ООО ЗПИ "Альтернатива"	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04
Котельная ОАО "АК ОЗ-НА", Северная, 60	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52
Котельная ОАО "АК ОЗ-НА", Космонавтов, 65	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72
Итого ведомственные котельные	33,62	43,66	33,74	42,22	8,48	37,82	43,66	37,93	42,22	4,29
Всего	291,10	379,93	311,15	373,89	62,74	297,28	387,28	317,80	381,19	63,39

Таблица 114 – Балансы располагаемой тепловой мощности муниципальных и ведомственных котельных г. Октябрьского и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии на период 2018-2022 гг.

Наименование источника тепловой энергии	2018					2019					2020					2021					2022				
	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников
Котельная № 1	30,56	39,0	33,06	38,4	5,29	30,47	39,0	32,92	38,4	5,43	30,39	39,0	32,79	38,4	5,56	30,39	38,6	32,74	38,0	5,22	30,39	38,6	32,68	38,0	5,28
Котельная № 2	31,12	42,0	33,23	41,5	8,22	31,12	42,0	33,20	41,5	8,25	30,98	42,0	33,02	41,5	8,43	30,98	42,0	32,98	41,5	8,47	30,98	42,0	32,95	41,5	8,50
Котельная № 3	72,30	90,3	78,40	89,8	11,42	72,41	90,3	78,49	89,8	11,33	72,23	83,3	78,28	82,9	4,58	72,16	83,3	78,19	82,9	4,67	72,16	83,3	78,17	82,9	4,69
Котельная № 4	5,74	7,0	6,48	6,9	0,42	5,74	7,0	6,47	6,9	0,43	5,74	7,0	6,47	6,9	0,43	5,74	7,0	6,46	6,9	0,44	5,74	7,0	6,46	6,9	0,44
Котельная № 5	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00
Котельная № 6	1,30	1,7	1,43	1,7	0,22	1,30	1,7	1,42	1,7	0,23	1,30	1,7	1,42	1,7	0,23	1,30	1,7	1,42	1,7	0,23	1,30	1,7	1,41	1,7	0,24
Котельная № 7	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42
Котельная № 8	0,76	1,0	0,82	0,9	0,11	0,76	1,0	0,82	0,9	0,11	0,76	1,0	0,82	0,9	0,11	0,76	1,0	0,81	0,9	0,12	0,76	1,0	0,81	0,9	0,12
Котельная № 9	1,38	1,6	1,49	1,6	0,08	1,38	1,6	1,48	1,6	0,09	1,38	1,6	1,48	1,6	0,09	1,38	1,6	1,48	1,6	0,09	1,38	1,6	1,47	1,6	0,10
Котельная № 10	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02
Котельная № 11	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05
Котельная № 12	0,45	0,9	0,46	0,8	0,38	0,45	0,9	0,45	0,8	0,39	0,45	0,9	0,45	0,8	0,39	0,45	0,9	0,45	0,8	0,39	0,45	0,9	0,45	0,8	0,39
Котельная № 13	3,38	4,3	3,63	4,3	0,66	3,38	4,3	3,62	4,3	0,67	3,38	4,3	3,61	4,3	0,68	3,38	4,3	3,60	4,3	0,69	3,38	4,3	3,60	4,3	0,69
Котельная № 14	6,50	8,6	7,10	8,5	1,44	6,50	8,6	7,08	8,5	1,46	6,50	8,6	7,06	8,5	1,48	6,50	8,6	7,05	8,5	1,49	6,50	8,6	7,03	8,5	1,51
Котельная № 15	74,11	103,0	80,28	102,0	21,76	74,79	103,0	80,89	102,0	21,15	76,31	103,0	82,35	102,0	19,69	76,89	103,0	82,85	102,0	19,19	77,46	103,0	83,36	102,0	18,68
Котельная № 16	13,58	17,0	14,17	15,7	1,52	13,58	17,0	14,14	15,7	1,55	13,58	17,0	14,12	15,7	1,57	13,58	17,0	14,09	15,7	1,60	13,58	17,0	14,06	15,7	1,63
Котельная № 17	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12
Котельная № 18	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17
Котельная № 19	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01
НК	17,10	18,9	17,87	18,7	0,80	17,78	18,9	18,58	18,7	0,09	18,46	26,6	19,29	26,3	6,99	19,06	26,6	19,92	26,3	6,36	19,66	26,6	20,55	26,3	5,73

Наименование источника тепловой энергии	2018					2019					2020					2021					2022				
	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников
Итого муниципальных котельные	266,86	348,00	287,50	343,23	55,72	268,93	348,00	289,37	343,23	53,85	271,40	341,00	291,65	336,27	44,62	273,10	340,60	293,15	335,88	42,73	274,88	348,60	294,72	343,72	49,00
Котельная ООО "Башнефть" № 2	5,68	7,00	5,79	6,76	0,97	5,68	7,00	5,79	6,76	0,97	5,68	7,00	5,78	6,76	0,98	5,68	7,00	5,78	6,76	0,98	5,68	7,00	5,77	6,76	0,99
Котельная ООО "Октябрьский хлеб"	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04
Котельная ООО ЗПИ "Альтернатива"	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04
Котельная ОАО "АК ОЗНА", Северная, 60	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52
Котельная ОАО "АК ОЗНА", Космонавтов, 65	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72
Итого ведомственные котельные	37,82	43,66	37,93	42,22	4,29	37,82	43,66	37,93	42,22	4,29	37,82	43,66	37,92	42,22	4,30	37,82	43,66	37,92	42,22	4,30	37,82	43,66	37,91	42,22	4,31
Всего по г. Октябрьский	298,98	382,73	319,30	376,71	57,41	300,37	382,73	320,47	376,71	56,24	302,16	383,43	322,05	377,36	55,31	303,27	383,03	322,93	376,97	54,04	304,44	383,03	323,88	376,97	53,09

Таблица 115 – Балансы располагаемой тепловой мощности муниципальных и ведомственных котельных г. Октябрьского и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии на период 2023-2027 гг.

Наименование источника тепловой энергии	2023					2024					2025					2026					2027				
	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников
Котельная № 1	30,16	38,6	32,39	38,0	5,57	30,08	34,1	32,27	33,5	1,26	30,45	34,1	32,58	33,5	0,95	30,45	34,1	32,53	33,5	1,00	30,45	34,1	32,48	33,5	1,05
Котельная № 2	30,98	35,0	32,92	34,5	1,62	30,98	35,0	32,88	34,5	1,66	30,98	35,0	32,85	34,5	1,69	30,98	35,0	32,81	34,5	1,73	30,98	35,0	32,78	34,5	1,76
Котельная № 3	71,89	83,3	77,87	82,9	4,99	71,81	83,3	77,77	82,9	5,09	71,81	83,3	77,74	82,9	5,12	71,81	83,3	77,72	82,9	5,14	71,81	83,3	77,69	82,9	5,17
Котельная № 4	5,74	7,0	6,45	6,9	0,45	5,74	7,0	6,45	6,9	0,45	5,74	7,0	6,44	6,9	0,46	5,74	7,0	6,44	6,9	0,46	5,74	7,0	6,43	6,9	0,47
Котельная № 5	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00	0,66	0,7	0,66	0,7	0,00
Котельная № 6	1,30	1,7	1,41	1,7	0,24	1,30	1,7	1,40	1,7	0,25	1,30	1,7	1,40	1,7	0,25	1,30	1,7	1,39	1,7	0,26	1,30	1,7	1,39	1,7	0,26
Котельная № 7	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42	1,26	1,7	1,26	1,7	0,42
Котельная № 8	0,76	1,0	0,81	0,9	0,12	0,76	1,0	0,81	0,9	0,12	0,76	1,0	0,81	0,9	0,12	0,76	1,0	0,80	0,9	0,13	0,76	1,0	0,80	0,9	0,13
Котельная № 9	1,38	1,6	1,47	1,6	0,10	1,38	1,6	1,46	1,6	0,11	1,38	1,6	1,46	1,6	0,11	1,38	1,6	1,46	1,6	0,11	1,38	1,6	1,45	1,6	0,12
Котельная № 10	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02	0,38	0,5	0,47	0,5	0,02
Котельная № 11	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05	0,11	0,2	0,11	0,2	0,05
Котельная № 12	0,45	0,9	0,45	0,8	0,39	0,45	0,9	0,45	0,8	0,39	0,45	0,9	0,45	0,8	0,39	0,45	0,9	0,45	0,8	0,39	0,45	0,9	0,45	0,8	0,39
Котельная № 13	3,38	4,3	3,59	4,3	0,70	3,38	4,3	3,58	4,3	0,71	3,38	4,3	3,57	4,3	0,72	3,38	4,3	3,57	4,3	0,72	3,38	4,3	3,56	4,3	0,73
Котельная № 14	6,50	8,6	7,01	8,5	1,53	6,50	8,6	6,99	8,5	1,55	6,50	8,6	6,98	8,5	1,56	6,50	8,6	6,96	8,5	1,58	6,50	8,6	6,94	8,5	1,60
Котельная № 15	78,94	103,0	84,78	102,0	17,26	81,09	103,0	86,86	102,0	15,18	82,57	103,0	88,28	102,0	13,76	84,42	103,0	90,06	102,0	11,98	85,91	103,0	91,47	102,0	10,57
Котельная № 16	13,58	17,0	14,04	15,7	1,65	13,58	17,0	14,01	15,7	1,68	13,58	17,0	13,99	15,7	1,70	13,58	17,0	13,96	15,7	1,73	13,58	17,0	13,94	15,7	1,75
Котельная № 17	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12	0,17	0,3	0,17	0,3	0,12
Котельная № 18	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17	0,13	0,3	0,13	0,3	0,17
Котель-	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01	0,16	0,2	0,16	0,2	0,01

Наименование источника тепловой энергии	2023					2024					2025					2026					2027					
	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Подключенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника "нетто", Гкал/ч	Дефициты (-), резерв тепловой мощности источников	
ная № 19																										
НК	20,52	26,6	20,55	26,3	5,73	21,67	26,6	22,64	26,3	3,64	22,81	26,6	23,84	26,3	2,44	23,96	26,6	25,03	26,3	1,25	25,10	26,6	26,23	26,3	0,05	
Итого муниципальные котельные	277,57	341,60	296,30	336,81	40,50	281,86	337,10	301,35	332,38	31,03	286,00	337,10	305,32	332,38	27,05	290,14	337,10	309,29	332,38	23,08	293,91	337,10	312,90	332,38	19,47	
Котельная ООО "Башнефть" № 2	5,68	7,00	5,77	6,76	0,99	5,68	7,00	5,77	6,76	0,99	5,68	7,00	5,76	6,76	1,00	5,68	7,00	5,76	6,76	1,00	5,68	7,00	5,76	6,76	1,00	
Котельная ООО "Октябрьский хлеб"	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	0,80	0,86	0,80	0,84	0,04	
Котельная ООО ЗПИ "Альтернатива"	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	10,00	11,00	10,00	10,04	0,04	
Котельная ОАО "АК ОЗНА", Северная, 60	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	13,54	16,20	13,54	16,06	2,52	
Котельная ОАО "АК ОЗНА", Космонавтов, 65	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	7,80	8,60	7,80	8,52	0,72	
Итого ведомственные котельные	37,82	43,66	37,91	42,22	4,31	37,82	43,66	37,91	42,22	4,31	37,82	43,66	37,90	42,22	4,32	37,82	43,66	37,90	42,22	4,32	37,82	43,66	37,90	42,22	4,32	
Всего	306,27	376,03	324,60	370,06	45,45	309,42	371,48	328,45	365,58	37,13	312,41	371,48	331,25	365,58	34,33	315,41	371,48	334,04	365,58	31,54	318,04	371,48	336,47	365,58	29,11	



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

Значения резервов (дефицитов) располагаемой тепловой мощности нетто существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей представлены в таблице 116.

Как следует из анализа данных таблицы 116, суммарный резерв существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии сохраняется в зонах теплоснабжения котельных до 2027 г.

Имеющийся суммарный резерв существующей располагаемой тепловой мощности нетто котельных в 2012 г. в объеме 188,16 Гкал/ч к 2027 г. снизится до величины 140,11 Гкал/ч.

Дефицит существующей располагаемой тепловой мощности нетто до 2027 г. во всех зонах теплоснабжения котельных отсутствует.

Указанное выше говорит о необходимости сокращения располагаемой тепловой мощности котельных при их реконструкции, связанной с плановой заменой основного оборудования.

Таблица 116 – Значения резервов (дефицитов) располагаемой тепловой мощности нетто существующей системы тепло-снабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

№ п/п	Наименование зоны тепло-снабжения	Резерв "+" (дефицит "-") существующей располагаемой тепловой мощности нетто источников тепловой энергии при обеспечении перспективной тепловой нагрузки, Гкал/ч															
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	На базе котельной № 1	13,99	14,16	11,85	11,85	11,85	11,90	12,06	12,15	12,24	12,24	12,24	12,51	12,59	12,17	12,17	12,17
2	На базе котельной № 2	12,93	12,81	12,81	12,81	12,54	12,54	12,54	12,54	12,71	12,71	12,71	12,71	12,71	12,71	12,71	12,71
3	На базе котельной № 3	77,06	75,71	74,77	74,81	74,82	74,94	74,88	74,75	74,96	75,03	75,03	75,34	75,42	75,42	75,42	75,42
4	На базе котельной № 4	10,88	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68
5	На базе котельной № 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	На базе котельной № 6	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
7	На базе котельной № 7	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
8	На базе котельной № 8	0,55	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
9	На базе котельной № 9	0,92	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
10	На базе котельной № 10	3,93	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72
11	На базе котельной № 11	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
12	На базе котельной № 12	0,30	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
13	На базе котельной № 13	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
14	На базе котельной № 1 4	7,06	6,42	5,55	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92
15	На базе котельной № 15	52,89	48,36	47,28	44,83	39,89	37,38	35,29	33,69	31,10	29,73	28,35	25,60	21,72	18,64	15,12	12,03
16	На базе котельной № 16	5,36	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
17	На базе котельной № 17	1,14	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
18	На базе котельной № 18	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
19	На базе котельной № 19	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Всего по городу		188,16	180,32	175,11	172,08	166,88	164,55	162,54	160,91	158,79	157,49	156,12	153,94	150,23	146,73	143,20	140,11

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

### **5.1 Общие положения**

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок разрабатываются в соответствии с пунктом 40 ПП № 154.

Согласно данному пункту в схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии;
- составлен баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети и определены резервы и дефициты производительности ВПУ, в том числе и в аварийных режимах работы.

### **5.2 Перспективные объемы теплоносителя**

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии принимались исходя из следующих условий:

- регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительно-вентиляционной нагрузки с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;
- расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки;
- сверхнормативный расход теплоносителя на компенсацию его потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям будет сокращаться, темп сокращения будет зависеть от темпа работ по реконструкции тепловых сетей;

- присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения, на базе запланированных к строительству котельных будет осуществляться по независимой схеме присоединения систем отопления потребителей и закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через индивидуальные тепловые пункты.

В таблице 117 представлены данные по расчетному расходу теплоносителя в тепловых сетях при развитии существующих источников тепловой энергии г. Октябрьского при температурном графике 95/70 С.

В таблице 118 представлены данные по расчетному расходу теплоносителя в тепловых сетях источников тепловой энергии г. Октябрьского, но с учетом перехода на температурный график 115/70 С на котельных 1,2,3,15,16 начиная с 2013 г. и ввода в эксплуатацию новой котельной (НК).

Анализ данных таблицы 1а показывает, что переход на повышенный температурный график снижает расход теплоносителя на расчетный период на котельных 1,2,3,15,16 примерно в 1,8 раза.

Таблица 117 – Расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях источников тепловой энергии при температурном графике 95/70 С, м<sup>3</sup>/ч

	Наименование источника тепловой энергии	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	Котельная № 1	1332,4	1311,87	1404,59	1404,59	1404,59	1402,30	1396,16	1392,26	1388,71	1388,71	1388,71	1377,94	1374,66	1391,56	1391,56	1391,56
2	Котельная № 2	1416,8	1413,28	1413,28	1413,28	1423,85	1423,85	1423,85	1423,85	1417,28	1417,28	1417,28	1417,28	1417,28	1417,28	1417,28	1417,28
3	Котельная № 3	3174,4	3195,56	3233,35	3231,41	3231,24	3226,31	3228,85	3234,01	3225,73	3222,68	3222,68	3210,46	3207,06	3207,06	3207,06	3207,06
4	Котельная № 4	277,6	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60
5	Котельная № 5	26,4	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40
6	Котельная № 6	63,6	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60
7	Котельная № 7	50,4	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40
8	Котельная № 8	30,4	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40
9	Котельная № 9	63,6	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60
10	Котельная № 10	22,0	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
11	Котельная № 11	4,4	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
12	Котельная № 12	21,6	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60
13	Котельная № 13	146,4	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40
14	Котельная № 14	230,0	251,72	286,34	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69
15	Котельная № 15	3673,6	3765,75	3809,00	3906,78	4104,24	4204,85	4288,53	4352,47	4455,90	4510,90	4565,91	4675,92	4831,06	4954,24	5095,27	5218,92
16	Котельная № 16	573,2	573,20	573,20	573,20	573,20	573,20	573,20	573,20	573,20	573,20	573,20	573,20	573,20	573,20	573,20	573,20
17	Котельная № 17	6,8	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80
18	Котельная № 18	5,2	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
19	Котельная № 19	6,4	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40

Таблица 118 – Расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях источников тепловой энергии с учетом перехода на температурный график 115/70 °С на котельных 1,2,3,15,16 начиная с 2013 г. и ввода в эксплуатацию НК, м<sup>3</sup>/ч

№ п/п	Наименование котельной	Расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях источников тепловой энергии, м куб/ч															
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	Котельная № 1	1332,4	728,82	780,33	780,33	780,33	779,06	775,64	773,48	771,50	771,50	771,50	765,52	763,70	773,09	773,09	773,09
2	Котельная № 2	1416,8	785,16	785,16	785,16	791,03	791,03	791,03	791,03	787,38	787,38	787,38	787,38	787,38	787,38	787,38	787,38
3	Котельная № 3	3174,4	1775,31	1796,30	1795,23	1795,13	1792,39	1793,81	1796,67	1792,07	1790,38	1790,38	1783,59	1781,70	1781,70	1781,70	1781,70
4	Котельная № 4	277,6	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60	277,60
5	Котельная № 5	26,4	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40
6	Котельная № 6	63,6	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60
7	Котельная № 7	50,4	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40	50,40
8	Котельная № 8	30,4	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40	30,40
9	Котельная № 9	63,6	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60	63,60
10	Котельная № 10	22,0	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
11	Котельная № 11	4,4	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
12	Котельная № 12	21,6	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60
13	Котельная № 13	146,4	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40	146,40
14	Котельная № 14	230,0	251,72	286,34	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69	311,69
15	Котельная № 15	3673,6	1924,3	1943,4	1988,1	2079,9	1872,6	1910,7	1939,4	1986,8	2011,4	2036,0	2086,6	2158,3	2215,2	2280,3	2337,2
16	Котельная № 16	573,2	318,44	318,44	318,44	318,44	318,44	318,44	318,44	318,44	318,44	318,44	318,44	318,44	318,44	318,44	318,44
17	Котельная № 17	6,8	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80
18	Котельная № 18	5,2	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
19	Котельная № 19	6,4	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40	6,40
20	НК	0	0	0	0	0	684,9	732,0	761,1	790,1	815,9	841,6	841,6	927,3	976,3	1025,3	1074,3

### **5.3 Перспективное потребление теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей**

Потребление теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей определяется по расчетом технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях зон действия источников тепловой энергии и выполняется в соответствии с «Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утвержденными приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278 и «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго от 30.12.2008 № 325.

Расчет выполняется с разбивкой по годам, начиная с 2012 г и по 2027 г.

В таблице 119 представлены нормативные потери теплоносителя в зонах действия источников тепловой энергии г. Октябрьского.

Таблица 119 – Нормативные потери теплоносителя, м<sup>3</sup>/ч

№ п/п	Наименование котельной	Нормативные потери теплоносителя, м <sup>3</sup> /ч															
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	Котельная № 1	2,874	2,852	2,951	2,951	2,951	2,949	2,942	2,938	2,934	2,934	2,934	2,923	2,919	2,937	2,937	2,937
2	Котельная № 2	3,132	3,128	3,128	3,128	3,140	3,140	3,140	3,140	3,133	3,133	3,133	3,133	3,133	3,133	3,133	3,133
3	Котельная № 3	6,109	6,132	6,173	6,171	6,171	6,165	6,168	6,174	6,165	6,161	6,161	6,148	6,144	6,144	6,144	6,144
4	Котельная № 4	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835
5	Котельная № 5	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032
6	Котельная № 6	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134
7	Котельная № 7	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061
8	Котельная № 8	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
9	Котельная № 9	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
10	Котельная № 10	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213
11	Котельная № 11	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
12	Котельная № 12	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
13	Котельная № 13	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274
14	Котельная № 14	0,559	0,581	0,616	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641
15	Котельная № 15	10,945	11,040	11,085	11,186	11,391	10,939	11,026	11,092	11,200	11,257	11,314	11,428	11,589	11,717	11,863	11,991
16	Котельная № 16	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855
17	Котельная № 17	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
18	Котельная № 18	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
19	Котельная № 19	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
20	НК						0,936	0,989	1,022	1,055	1,085	1,114	1,156	1,212	1,267	1,323	1,379



*Мероприятия по снижению потерь теплоносителя до нормированных показателей*

Организационные мероприятия:

1. Проведение энергетического аудита и обследование тепловых сетей согласно планам теплоснабжающих организаций

Мероприятия по снижению коммерческих потерь:

2. Оснащение приборами учета потребителей и ЦТП

Мероприятия по снижению потерь теплоносителя при транспорте:

3. Проведение мероприятий по снижению аварийности в соответствии с положениями п.9.2 «Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения» главы 9.

4. Перекладка трубопроводов тепловых сетей в соответствии с планами теплоснабжающих организаций.

5. Применение при прокладке магистральных трубопроводов тепловых сетей трубопроводов в монолитной тепловой изоляции с системами дистанционной диагностики состояния трубопроводов.

6. Применение для наружных сетей ГВС трубопроводов с высокой коррозионной стойкостью (в т.ч. полимерных трубопроводов).

7. Использование мобильных измерительных комплексов для диагностики состояния тепловых сетей.

8. Реконструкция ВПУ котельных с оснащением их системами обескислороживания.

#### **5.4 Балансы производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития**

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей формируются по результатам сведения балансов тепловых нагрузок и тепловых мощностей источников тепловой энергии. При этом определяются расходы сетевой воды, объем сетей и теплопроводов и потери в сетях по нормативам потерь в зависимости от вида системы ГВС, а также производится расчет производительности ВПУ источников тепловой энергии.

Расчет производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития выполнен согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (пп.6.16, 6.18).

В таблице 120 приведены результаты расчета производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития.

В таблицах 121, 122, 123 представлены перспективные балансы производительности ВПУ котельных и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.

Таблица 120 – Результаты расчета производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития

№ п/п	Наименование котельной	Расчетная производительность ВПУ источников тепловой энергии, м3/ч															
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	Котельная № 1	8,62	8,56	8,85	8,85	8,85	8,8	8,83	8,81	8,80	8,80	8,80	8,77	8,76	8,81	8,81	8,81
2	Котельная № 2	9,40	9,39	9,39	9,39	9,42	9,4	9,42	9,42	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40
3	Котельная № 3	18,33	18,40	18,52	18,51	18,51	18,5	18,50	18,52	18,49	18,48	18,48	18,44	18,43	18,43	18,43	18,43
4	Котельная № 4	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,5	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51
5	Котельная № 5	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,1	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
6	Котельная № 6	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,4	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
7	Котельная № 7	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,2	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
8	Котельная № 8	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,1	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
9	Котельная № 9	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,3	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
10	Котельная № 10	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,6	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
11	Котельная № 11	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,0	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
12	Котельная № 12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,1	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
13	Котельная № 13	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,8	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
14	Котельная № 14	1,68	1,74	1,85	1,92	1,92	1,9	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92
15	Котельная № 15	32,83	33,12	33,25	33,56	34,17	32,8	33,08	33,28	33,60	33,77	33,94	34,28	34,77	35,15	35,59	35,97
16	Котельная № 16	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,6	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57
17	Котельная № 17	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,0	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
18	Котельная № 18	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,0	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
19	Котельная № 19	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,0	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
20	НК	0	0	0	0	0	2,8	2,97	3,07	3,17	3,25	3,34	3,47	3,63	3,80	3,97	4,14

Таблица 121 – Перспективные балансы производительности ВПУ котельных и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей с 2012 по 2017 гг.

Наименование источника тепловой энергии	2012				2013				2014				2015				2016				2017			
	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП
Котельная № 1	1149,6	2,87	8,62	5,75	1140,82	2,85	8,56	5,70	1180,39	2,95	8,85	5,90	1180,39	2,95	8,85	5,90	1180,39	2,95	8,85	5,90	1179,41	2,95	8,8	5,90
Котельная № 2	1252,9	3,13	9,40	6,26	1251,36	3,13	9,39	6,26	1251,36	3,13	9,39	6,26	1251,36	3,13	9,39	6,26	1255,87	3,14	9,42	6,28	1255,87	3,14	9,4	6,28
Котельная № 3	2443,5	6,11	18,33	12,22	2452,75	6,13	18,40	12,26	2469,25	6,17	18,52	12,35	2468,40	6,17	18,51	12,34	2468,33	6,17	18,51	12,34	2466,17	6,17	18,5	12,33
Котельная № 4	334,1	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,5	1,67
Котельная № 5	12,9	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,1	0,06
Котельная № 6	53,8	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,4	0,27
Котельная № 7	24,6	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,2	0,12
Котельная № 8	14,8	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,1	0,07
Котельная № 9	43,5	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,3	0,22
Котельная № 10	85,2	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,6	0,43
Котельная № 11	2,1	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,0	0,01
Котельная № 12	16,9	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,1	0,08
Котельная № 13	109,6	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,8	0,55
Котельная № 14	223,4	0,56	1,68	1,12	232,44	0,58	1,74	1,16	246,50	0,62	1,85	1,23	256,79	0,64	1,93	1,28	256,79	0,64	1,93	1,28	256,79	0,64	1,9	1,28
Котельная № 15	4377,8	10,94	32,83	21,89	4415,96	11,04	33,12	22,08	4434,02	11,09	33,26	22,17	4474,53	11,19	33,56	22,37	4556,40	11,39	34,17	22,78	4375,80	10,94	32,8	21,88
Котельная № 16	342,2	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,6	1,71
Котельная № 17	3,3	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,0	0,02
Котельная № 18	2,5	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,0	0,01
Котельная № 19	3,1	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,0	0,02
НК	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	374,21	0,94	2,8	1,87

Таблица 122 – Перспективные балансы производительности ВПУ котельных и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей с 2018 по 2022 гг.

2018				2019				2020				2021				2022			
Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП
1176,79	2,94	8,83	5,88	1175,13	2,94	8,81	5,88	1173,61	2,93	8,80	5,87	1173,61	2,93	8,80	5,87	1173,61	2,93	8,80	5,87
1255,87	3,14	9,42	6,28	1255,87	3,14	9,42	6,28	1253,07	3,13	9,40	6,27	1253,07	3,13	9,40	6,27	1253,07	3,13	9,40	6,27
2467,28	6,17	18,50	12,34	2469,54	6,17	18,52	12,35	2465,92	6,16	18,49	12,33	2464,59	6,16	18,48	12,32	2464,59	6,16	18,48	12,32
334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67
12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06
53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27
24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,12
14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07
43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,22
85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43
2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,01
16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08
109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55
256,79	0,64	1,93	1,28	256,79	0,64	1,93	1,28	256,79	0,64	1,93	1,28	256,79	0,64	1,93	1,28	256,79	0,64	1,93	1,28
4410,48	11,03	33,08	22,05	4436,98	11,09	33,28	22,18	4479,89	11,20	33,60	22,40	4502,77	11,26	33,77	22,51	4525,65	11,31	33,94	22,63
342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71
3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02
2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01
3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02
395,66	0,99	2,97	1,98	408,91	1,02	3,07	2,04	422,16	1,06	3,17	2,11	433,88	1,08	3,25	2,17	445,60	1,11	3,34	2,23

Таблица 123 – Перспективные балансы производительности ВПУ котельных и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей с 2023 по 2027 гг.

2023				2024				2025				2026				2027			
Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП	Объем всей системы с сетями потребителей, м3	Нормативные потери теплоносителя м3/ч	Расчетная производительность ХВП, м3/ч	Баланс ХВП
1169,02	2,92	8,77	5,85	1167,62	2,92	8,76	5,84	1174,83	2,94	8,81	5,87	1174,83	2,94	8,81	5,87	1174,83	2,94	8,81	5,87
1253,07	3,13	9,40	6,27	1253,07	3,13	9,40	6,27	1253,07	3,13	9,40	6,27	1253,07	3,13	9,40	6,27	1253,07	3,13	9,40	6,27
2459,26	6,15	18,44	12,30	2457,77	6,14	18,43	12,29	2457,77	6,14	18,43	12,29	2457,77	6,14	18,43	12,29	2457,77	6,14	18,43	12,29
334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67	334,06	0,84	2,51	1,67
12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06	12,87	0,03	0,10	0,06
53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27	53,77	0,13	0,40	0,27
24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,12	24,57	0,06	0,18	0,1
14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07	14,82	0,04	0,11	0,07
43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,22	43,52	0,11	0,33	0,2
85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43	85,22	0,21	0,64	0,43
2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,01	2,15	0,01	0,02	0,0
16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08	16,86	0,04	0,13	0,08
109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55	109,61	0,27	0,82	0,55
256,79	0,64	1,93	1,28	256,79	0,64	1,93	1,28	256,79	0,64	1,93	1,28	256,79	0,64	1,93	1,28	256,79	0,64	1,93	1,28
4571,29	11,43	34,28	22,86	4635,52	11,59	34,77	23,18	4686,75	11,72	35,15	23,43	4745,14	11,86	35,59	23,73	4796,36	11,99	35,97	23,98
342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71	342,18	0,86	2,57	1,71
3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02	3,32	0,01	0,02	0,02
2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01	2,54	0,01	0,02	0,01
3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02	3,12	0,01	0,02	0,02
462,34	1,16	3,47	2,31	484,66	1,21	3,63	2,42	506,98	1,27	3,80	2,53	529,30	1,32	3,97	2,65	551,62	1,38	4,14	2,76

## **5.5 Расчет аварийной подпитки тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Расчет аварийной подпитки тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии предусматривается согласно п. 6.17 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

В таблице 124 приведены результаты расчета аварийной подпитки тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии с учетом перспективных планов развития.

Таблица 124 – Результаты расчета аварийной подпитки тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии с учетом перспективных планов развития

№ п/п	Наименование котельной	Аварийная подпитка тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии, м куб/ч															
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	Котельная № 1	22,99	22,82	23,61	23,61	23,61	23,6	23,54	23,50	23,47	23,47	23,47	23,38	23,35	23,50	23,50	23,50
2	Котельная № 2	25,06	25,03	25,03	25,03	25,12	25,1	25,12	25,12	25,06	25,06	25,06	25,06	25,06	25,06	25,06	25,06
3	Котельная № 3	48,87	49,05	49,38	49,37	49,37	49,3	49,35	49,39	49,32	49,29	49,29	49,19	49,16	49,16	49,16	49,16
4	Котельная № 4	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,7	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68
5	Котельная № 5	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,3	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
6	Котельная № 6	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,1	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
7	Котельная № 7	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,5	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
8	Котельная № 8	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,3	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
9	Котельная № 9	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,9	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
10	Котельная № 10	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,7	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
11	Котельная № 11	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,0	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
12	Котельная № 12	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,3	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
13	Котельная № 13	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,2	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19
14	Котельная № 14	4,47	4,65	4,93	5,14	5,14	5,1	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14
15	Котельная № 15	87,56	88,32	88,68	89,49	91,13	87,5	88,21	88,74	89,60	90,06	90,51	91,43	92,71	93,73	94,90	95,93
16	Котельная № 16	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84	6,8	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84	6,84
17	Котельная № 17	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,1	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
18	Котельная № 18	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,1	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
19	Котельная № 19	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,1	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
20	НК	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,5	7,91	8,18	8,44	8,68	8,91	9,25	9,69	10,14	10,59	11,03



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

### **6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

Организация теплоснабжения в зонах перспективного строительства и реконструкции осуществляется на основе принципов, определяемых статьёй 3 Федерального закона от 27.07.2010г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

1. обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;
2. обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
3. обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;
4. развитие систем централизованного теплоснабжения;
5. соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
6. обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;
7. обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
8. обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

В перспективе схема теплоснабжения остается традиционной - транспорт тепла от источников централизованного теплоснабжения осуществляется по развитой системе магистральных и распределительных сетей. Тепловые сети закольцованы между собой и разделены секционирующими задвижками.

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

Решение о строительстве новых источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок в городском округе г. Октябрьский типа ТЭЦ не предусматривается. Однако в схеме теплоснабжения рассмотрен вариант обеспечения потребителей тепловой энергии ГО г. Октябрьский от ЗАО «ТГК Урусинская ГРЭС».

Теплоснабжение ГО г. Октябрьский от ЗАО «ТГК Урусинская ГРЭС».

*Общая информация (по письму № 102-51/356 от 20.02.2013).*

ЗАО «ТГК Урусинская ГРЭС» расположена на территории п.г.т. Уруссу Ютазинского района Республики Татарстан и осуществляет энергоснабжение близлежащих регионов Татарстана и Башкортостана, имеет связь с Единой энергетической системой страны через ПС «Бугульма 500», а также является источником централизованного теплоснабжения п.г.т. Уруссу.

Величина установленной электрической мощности станции составляет 161 МВт, тепловой 127 Гкал/ч.

В состав основного оборудования входят:

- 7 котлов ТП-170 (паропроизводительность 170 т/ч,  $P_0=110 \text{ кг/см}^2$ ,

$T_0=510 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- 4 турбоагрегата;

А) № 4 ПТ-25-90-3ПР2  $P_0=90 \text{ кг/см}^2$ ,  $T_0=500^\circ \text{C}$ . Турбоагрегат имеет два регулируемых отбора:

– производственный отбор - 8-13 ата, номинальной теплопроизводительностью 44 Гкал/ч;

- теплофикационный отбор – 1,2-2,5 ата номинальной теплопроизводительностью 29 Гкал/ч;

Б) № 5 К-25-90-1ПР  $P_0=90 \text{ кг/см}^2$ ,  $T_0=500^\circ \text{C}$ . Турбоагрегат имеет один регулируемый теплофикационный отбор - 1,2-2,5 ата номинальной теплопроизводительностью 54 Гкал/ч;

В) № 7 К-50-90-2 ст.  $P_0=90 \text{ кг/см}^2$ ,  $T_0=500^\circ \text{C}$ ;

Г) № 8 К-50-90-2 ст.  $P_0=90 \text{ кг/см}^2$ ,  $T_0=500^\circ \text{C}$ .

КИУМ электрической мощности – 25,8 %

КИУМ тепловой мощности – 9,2 %.

*Решения Генеральной схемы (сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г.) по Уруссинской ГРЭС.*

В соответствии с планируемыми решениями Генеральной схемы рассматривается вывод из эксплуатации турбин «Уруссинской ГРЭС»:

- №5 Т-25-90 в период 2016-2020 гг.;
- №7 К-50-90 в период 2021-2025 гг.;
- №8 К-53-90 в период 2021-2025 гг.

#### *Планы реконструкции «ТГК Уруссинская ГРЭС»*

Проектом реконструкции предусматривается установка ПГУ-127 МВт в составе 2ГТУ 45 SGT-800, производства «Siemens», номинальной электрической мощностью 45 МВт каждая, два двухконтурных паровых котла-утилизатора КГТ-56/7,5-520-15/0,73-215, производства БЗЭМ, одна паровая турбина SST PAC-400 двух давлений пара, с теплофикационным отбором 88,3 Гкал/ч, номинальной электрической мощностью 37,8 МВт, производства «Siemens»

*Согласно данным протокола совещания рабочей группы по разработке перспективного плана теплоснабжения городского округа города Октябрьский Республики Башкортостан от генерирующих мощностей ЗАО «ТГК Уруссинская ГРЭС» от 23.01.2013г. определены следующие присоединенные тепловые нагрузки г. Октябрьского:*

- отопительная нагрузка – 208 Гкал/ч;
- ГВС – 25 Гкал/ч;
- вентиляция – 3,5 Гкал/ч.

Итого: 236,5 Гкал/час.

#### **Заключение**

1. На расчетный срок схемы теплоснабжения городского округа города Октябрьский (2027 г.) по письму № 102-51/356 от 20.02.2013 теплофикационная мощность ГРЭС с учетом вывода оборудования и при условии реализации проекта реконструкции и ввода ПГУ-90 будет – 88,3 Гкал/час (вероятно, низкотягочная 1,2-2,5 атм. 104-127°C).
2. В решениях Генеральной схемы развития электроэнергетики предложен ввод ГТУ-45 (2016-2020 гг.) и ГТУ-45 (2021-2025 гг.) без паровой турбины по максимальному сценарию развития и по базовому сценарию - ввод

- 1хГТУ-45 (2021-2025 гг.), что свидетельствует о работе ГРЭС по электрическому, а не по тепловому графику.
3. Анализ тепловых нагрузок г. Октябрьского показывает, что общая присоединенная тепловая нагрузка к котельным ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» составляет 245,2 Гкал/ч, среднегодовая 123 Гкал/ч при установленной тепловой мощности 483, 5 Гкал/ч, что свидетельствует о наличии собственной резервной тепловой мощности котельных в размере 237 Гкал/ч.
  4. Снижение установленной тепловой мощности «ТГК Уруссинская ГРЭС» с 127 Гкал/час до 88,3 Гкал/час, так как из нее следует минусовать с учетом расхода теплоэнергии на собственные и хозяйственные нужды и тепловой нагрузки п.г.т Уруссу снижает тепловую мощность ГРЭС «нетто», используемую при такой передаче тепловой энергии,
  5. При реализации проекта одной ПГУ 90 выход из работы любой одной газовой турбины снижает тепловую мощность блока, т.к. требует работы паровой турбины в конденсационном режиме, что ставит под сомнение гарантированную передачу тепла на значительное расстояние в городской округ город Октябрьский.
  6. Необходимо иметь гарантии, что с учетом строительства для передачи тепловой нагрузки тепломагистрали в объеме 123 Гкал/ч (из протокола совещания) по температурному графику 115/70 (диаметром магистрали 600 мм, длиной порядка 17 км) тариф на тепловую энергию потребителей городского округа города Октябрьский будет меньше установленного тарифа ОАО «Октябрьсктеплоэнерго».
  7. По данным схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода, принятого за аналог, стоимость прокладки 1 км трубы диаметром 600 мм составит  $262,62/3,386=77,56$  млн. руб. в ценах 2012 г. и, соответственно, для 17 км – 1318,5 млн. руб., что для тех же условий сопоставимо со строительством ТЭЦ в городе Октябрьском (2 ГТЭС-12П) общей электрической мощностью - 24,8 МВт и тепловой - 32,8 Гкал/ч со стоимостью строительства 1293,28 млн. руб.
  8. С учетом требований Ф3-190, для принятия решения о трансформации зоны теплоснабжения, требуется определение радиуса эффективного теплоснабжения, который, как правило, для ТЭЦ лежит в пределах 6-12 км.

**Вывод:** Рассмотрение вопроса дальнего транспорта тепловой энергии от «ТГК Урусинская ГРЭС» до потребителей г. Октябрьский до реализации проекта ПГУ-90 преждевременно. Окончательное решение о целесообразности такого решения может быть принято после выполнения технико-экономического обоснования (ТЭО).

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

Реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок в городском округе г. Октябрьский не рассматривается, ввиду их отсутствия.

Электроснабжение города Октябрьский Республики Башкортостан осуществляется от ПС 110/6 кВ «Городская» (2x25 МВА), ПС 110/35/10 кВ «Туркменево» (2x25 МВА), ПС 110/10 кВ «Московка» (2x10 МВА), ПС 110/6 кВ «Промышленная» (2x25 МВА), ПС 110/6 кВ «Зайтово» (1x16 МВА; 1x15 МВА), ПС 110/10 кВ «Автоприбор» (2x40 МВА), ПС «Нарышево» (2x25 МВА); ПС «Уязы-Тамак» и других подстанций. По степени обеспечения надежности электроснабжения электропотребители основных объектов города относятся к потребителям второй, третьей и частично к первой категориям.

#### **6.4 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок**

Рассмотрены 3 варианта предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок:

- вариант 1 «Строительство мини-ТЭЦ на базе котельных №3 и №15, для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии с использованием последней для собственных нужды самих котельных;

- вариант 2 «Строительство ТЭЦ на базе котельных №3 и №15, для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии с возможностью параллельной работой с внешней электрической сетью»).

##### *Мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии*

Мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии включают следующие:

- сооружение источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на площадке существующей котельной с организацией его совместной работы с основным оборудованием котельной (увязка в тепловой схеме);
- строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в районе существующей неэффективной котельной с выводом ее из эксплуатации;
- дооборудование существующей котельной когенерационной установкой на базе газопоршневых машин или надстройка котельной обычными турбинами противодавления и безлопаточными паровыми турбинами с целью выработки электрической энергии, в том числе и для собственных нужд котельной.

Наиболее приемлемым вариантом когенерации для ГО г. Октябрьского является последнее мероприятие.

Дешевый и экономичный вариант для осуществления когенерации в котельной – установка турбин противодавления в тех случаях, когда потенциал вырабатываемого пара бесполезно дросселируется в редукционных устройствах.

Для надстройки котельных с давлением острого пара на уровне 1,2-1,3 МПа могут быть использованы безлопаточные паровые турбины - машины объемного расширения, работа которых в режиме противодавления надежней, чем у обычных лопаточных турбин, вследствие более низкой чувствительности проточной части этих агрегатов к наличию влаги в паре.

Критерии подбора котельной для когенерации:

1. Наличие паровых котлов с давлением пара 1,2...1,3 МПа.
2. Максимальная мощность потребления электроэнергии на собственные нужды котельной не менее 1000 кВт.
3. На котельных должна присутствовать круглогодичная нагрузка ГВС

Наиболее подходящими для организации когенерации являются котельные №3, №15 (соответственно таблицы 125, 126).

Таблица 125 – Характеристика тепловых нагрузок котельной №3

Максимальная нагрузка, Гкал/ч							
отопление	вентиляция	вентиляция в-т.з.	ГВС	пароснабжение	потери: подпитка	потери: эксплуатация	Всего
62,084	0,355		6,978	2,562	0,119	1,420	73,520

Таблица 126 – Характеристика тепловых нагрузок котельной №15

Максимальная нагрузка, Гкал/ч							
отопление	вентиляция	вентиляция в-т.з.	ГВС	пароснабжение	потери: подпитка	потери: эксплуатация	Всего
59,326	0,276	2,128	15,900	0,150	0,031	0,561	78,374

### *Характеристика котельных*

#### Котельная №3

Для подбора оборудования Мини ТЭЦ был передан опросной лист эксплуатирующей организации котельной №3 (ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»). Ниже приведен заполненный опросной лист для разработки предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии с использованием электростанции когенерационного типа в городе Октябрьский Республики Башкортостан по котельной №3. В таблице приведены данные ОАО «Октябрьсктеплоэнерго».

Таблица 127 – Данные ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»

Дата заполнения опросного листа	
Организация, заполняющая опросный лист	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»
Ответственный (должн., Ф.И.О.)	Инж. ПТО Кострубий Олег Евгеньевич
Адрес	Россия, Республика Башкортостан, город Октябрьский, ул. Садовое кольцо, 2
Телефон	8 (34767) 6-75-05
Электронная почта	omupts@yandex.ru

### Характеристики существующих котельных

Данный раздел заполняется для проектов по модернизации или для проектов по строительству нового объекта – в случае, если планируется переключение части тепловых нагрузок с действующих котельных на новый объект. Общая характеристика по котельной №3 приведена в таблице 128.

Таблица 128 – Общая характеристика котельной №3

Параметр	Единицы измерения	Значение, тип
Тип системы теплоснабжения (открыт., закрыт.)		Закрытая
Установленная тепловая мощность	Гкал /ч	169,25
Присоединённая тепловая мощность	Гкал /ч	71,981
Количество котлов:	шт.	9
из них работающих котлов	шт.	8
Марки работающих котлов		ПТВМ-30, КВ-ГМ-35-150, ДКВР-10/13, ДЕ-25-14
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	215085
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год	5162,04
Удельный расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	%	2,4
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год	17633,53
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал/год	192289,47
Удельный расход условного топлива на технологические цели котельной	кг у.т./ Гкал	155,6
Электрическая мощность на производственные нужды котельной	кВт	3250
Удельный расход электроэнергии на технологические цели котельной	кВт*ч/Гкал	21,01
Расход воды на технологические цели, всего	м <sup>3</sup> /год	156335
Давление горячей воды	кгс/см <sup>2</sup>	
Температурный график (t <sub>гр</sub> / t <sub>обр</sub> )	°С	95/70
Максимальный расход топлива (природный газ)	м <sup>3</sup> /ч	5770
Лимит по топливу (природный газ)	тыс. м <sup>3</sup> /год	36938,896

В таблице 129 приведена текущая выработка тепловой энергии по котельной №3. В таблице 130 приведены текущие тарифы на тепловую энергию.



Таблица 129 – Текущая выработка тепловой энергии по котельной №3

Месяц	Тепловая энергия			
	ГВС		Отопление	
	Гкал/ч	Гкал/мес	Гкал/ч	Гкал/мес
Январь	3,68	2739,10	43,84	32617,91
Февраль	4,15	2785,7	46,09	30972,81
Март	3,65	2717,1	37,29	27742,19
Апрель	4,14	2979,5	25,48	18334,66
Май	1,27	945,9	2,21	1642,04
Июнь	2,75	1978,7	0	0
Июль	1,86	1382,4	0	0
Август	2,73	2034,8	0	0
Сентябрь	3,91	2816,5	7,91	5695,42
Октябрь	3,42	2548,1	24,20	18008,17
Ноябрь	3,54	2547,6	32,93	23707,86
Декабрь	3,34	2484,6	38,16	28393,85
ИТОГО	37,58	27960,00	258,11	187124,91

Таблица 130 – Текущие тарифы на тепловую энергию, без НДС

Показатель	Тарифы	Примечание
Отопление, руб/Гкал	Население - 826,34 Прочие - 879,24	С 1.07.2013г. - 945,44 руб./Гкал для всех
Горячая вода, руб/ куб.м.	Население - 63,95 Прочие - 73,35	С 01.07.2013г. - 73,0 руб/куб.м. для всех

**Производство**

В таблице 131 приведена характеристика предлагаемой площадки для строительства ГПЭС

Таблица 131 – Характеристики предлагаемой площадки для строительства ГПЭС

Площадка находится на территории действующей котельной	<input checked="" type="checkbox"/> Да <input type="checkbox"/> Нет		
Адрес котельной	ул. Куйбышева, 42		
Размеры площадки под застройку			
Право собственности (аренды) на земельный участок под котельной	Договор аренды земли №РБ – 57 – 2277 от 03.08.2004г.		
Тип окружающей застройки (нужное выделить)	Жилая зона <input checked="" type="checkbox"/>	Промышленная зона <input checked="" type="checkbox"/>	Другое <input type="checkbox"/>
Высота ближайшего здания в радиусе 200 метров, м	19 (котельная)		
Указать особые требования к экологии, если таковые имеются			

*Потребление тепловой энергии на собственные нужды котельной №3*

(таблица 132)

Таблица 132 – Годовое потребление тепловой энергии

Месяц	Тепловая энергия	
	Гкал/ч	Гкал/мес
Январь	1,14	848,57
Февраль	1,21	810,20
Март	0,98	731,02
Апрель	0,71	511,78
Май	0,08	62,11
Июнь	0,07	47,49
Июль	0,04	33,18
Август	0,07	48,84
Сентябрь	0,28	204,29
Октябрь	0,66	493,35
Ноябрь	0,88	630,13
Декабрь	1,00	741,08
ИТОГО	7,12	5162,04

*Сбыт электрической энергии*

В таблице 133 приведена выдача электрической энергии.

Таблица 133 – Выдача электрической энергии

Возможность выдачи в энергосистему	<input checked="" type="checkbox"/> Да	<input type="checkbox"/> Нет
Ближайшая подстанция (принадлежность)		
Адрес подстанции		
Расстояние от ПС до котельной, ориентировочно		
Напряжение по высоковольтной стороне	<input type="checkbox"/> 110 кВ	<input type="checkbox"/> 35 кВ
Напряжение по низковольтной стороне	<input type="checkbox"/> 6,3кВ	<input type="checkbox"/> 10,5кВ
Количество и мощности трансформаторов на ПС	/ МВА	

В таблице 134 приведено годовое потребление электрической энергии котельной №3.

Таблица 134 – Годовое потребление электрической энергии котельной №3

Месяц	Электроэнергия тыс. кВт·ч
Январь	853,200
Февраль	847,100
Март	874,700
Апрель	479,000
Май	32,700
Июнь	256,400
Июль	221,000
Август	199,600
Сентябрь	270,000
Октябрь	650,000
Ноябрь	707,300
Декабрь	848,700
ИТОГО	6239,700

В таблице 135 приведены текущие тарифы на электроэнергию СН-II.

Таблица 135 – Текущие тарифы на электроэнергию СН-II, без НДС

Одноставочный тариф	2,53715 руб/кВт/ч (среднегодовой 2012)
Двухставочный тариф: - за мегаватт заявленной мощности - за киловатт-час потребляемой энергии	-
Дифференцированные по зонам суток: - ночная - полупиковая - пиковая	-

### Топливоснабжение

В таблицах 136 – 138 приведены соответственно данные по топливу (природный газ), потребление топлива (природного газа) и состав природного газа.

Таблица 136 – Данные по топливу (природный газ)

Тариф на газ на <u>2012</u> год (без НДС)	руб/1000нм <sup>3</sup>	3073
Низшая теплота сгорания	МДж/кг (ккал/кг)	не менее 33,06(7900)
Расстояние до точки подключения к газу Р= (.....) кгс/см <sup>2</sup>	м	-
Характеристики существующего газо-провода	мм	D = 426мм, D = 273мм

Таблица 137 – Потребление топлива (природный газ)

Месяц	Потребление природного газа, тыс. нм <sup>3</sup>
январь	4110,642
февраль	4017,797
март	3489,316
апрель	1820,738
май	333,278
июнь	615,128
июль	720,956
август	650,730
сентябрь	1020,644
октябрь	2669,257
ноябрь	3102,693
декабрь	4134,898
Итого:	26686,077

Таблица 138 – Состав топливного газа

Вещество	Формула	% мольн.
Метан	СН <sub>4</sub>	97,75
Этан	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	0,863
Пропан	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	0,282

Вещество	Формула	% мольн.
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,041
Изобутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,042
Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,006
Изопентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,008
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	
Этилен	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	
Пропилен	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	
Водород	H <sub>2</sub>	
Углекислый газ	CO <sub>2</sub>	0,076
Азот	N <sub>2</sub>	0,909
Кислород	O <sub>2</sub>	0,008
Сера	S	
Механические примеси, мг/кг		отсутствует
Плотность, кг/м <sup>3</sup>		0,6887

### *Водоснабжение*

Данные по исходной воде приведены в таблице 139.

Таблица 139 – Данные по исходной воде

Источник	Размерность	Котельная №3	Примечание
Водопрот./техн.вода/скважина	-		
Расстояние до источника	км		
Тариф: - на воду - на стоки	руб/м <sup>3</sup>	37,16 7,61	Планируется перевод котельных на питьевую воду
давление	бар	11-14	
общая жёсткость	мг-экв/л	12,1	
содержание железа	мг/л	0,95±0,28 мг/дм <sup>3</sup>	
значение pH		8,0	

### Котельная №15

#### *Характеристики существующих котельных*

Данный раздел заполняется для проектов по модернизации или для проектов по строительству нового объекта – в случае, если планируется переключение части тепловых нагрузок с действующих котельных на новый объект. Общая характеристика по котельной №15 приведена в таблице 140.

Таблица 140 – Общая характеристика котельной №15

Параметр	Ед. изм.	Значение
Тип системы теплоснабжения (открыт., закрыт.)		Закрытая

Параметр	Ед. изм.	Значение
Установленная тепловая мощность	Гкал /ч	146
Присоединённая тепловая мощность	Гкал /ч	77,782
Количество котлов:	шт.	6
из них работающих котлов	шт.	6
Марки работающих котлов		ДКВР 20/13; ПТВМ - 30
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	243238
Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	Гкал/год	5838
Удельный расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	%	2,4
Потери тепловой энергии в сетях	Гкал/год	32837
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал/год	204563
Удельный расход условного топлива на технологические цели котельной	кг у.т./ Гкал	151,38
Электрическая мощность на производственные нужды котельной	кВт	4200
Удельный расход электроэнергии на технологические цели котельной	кВт*ч/Гкал	32,3
Расход воды на технологические цели, всего	м <sup>3</sup> /год	176359
Давление горячей воды	кгс/см <sup>2</sup>	
Температурный график (t <sub>пр</sub> / t <sub>обр</sub> )	°С	95/70
Максимальный расход топлива (природный газ)	м <sup>3</sup> /ч	5400
Лимит по топливу (природный газ)	тыс. м <sup>3</sup> /год	26522,926

В таблице 141 приведена текущая выработка тепловой энергии по котельной №3. В таблице 142 приведены текущие тарифы на тепловую энергию.

Таблица 141 – Текущая выработка тепловой энергии по котельной №15

Месяц	Тепловая энергия			
	ГВС		Отопление	
	Гкал/ч	Гкал/мес	Гкал/ч	Гкал/мес
Январь	6,85	5100,0	44,46	33078,725
Февраль	6,85	5046,302	44,53	29478,952
Март	6,79	5048,22	41,07	30553,248
Апрель	6,80	4899,14	29,23	21044,542
Май	6,05	4502,87	28,26	3390,999
Июнь	6,17	4439,411	-	-
Июль	-	-	-	-
Август	6,39	4751,944	-	-
Сентябрь	6,67	4802,65	3,64	610,865
Октябрь	6,73	5006,22	26,50	19715,005

Месяц	Тепловая энергия			
	ГВС		Отопление	
	Гкал/ч	Гкал/мес	Гкал/ч	Гкал/мес
Ноябрь	7,03	5063,811	36,20	26066,958
Декабрь	6,85	5097,54	40,08	29818447
ИТОГО		53313,056		194202,793
				247515,85

Таблица 142 – Текущие тарифы тепловую энергию, без НДС

Показатель	Котельная №15	Примечание
Отопление, руб./Гкал	Население- 826,34 Прочие- 879,24	С 1.07.2013г.-945,44 руб./Гкал для всех
Горячая вода, руб./Гкал	Население-63,95 Прочие-73,35	С 01.07.2013г-73,0 руб./куб.м. для всех

### Производство

В таблице 143 приведена характеристика предлагаемой площадки для строительства ГПЭС

Таблица 143 – Характеристики предлагаемой площадки для строительства ГПЭС

Площадка находится на территории действующей котельной	<input checked="" type="checkbox"/> Да <input type="checkbox"/> Нет		
Адрес котельной	ул. Космонавтов, 59		
Размеры площадки под застройку	50 x 50м		
Право собственности (аренды) на земельный участок под котельной	Договор аренды земли №РБ – 57 – 4887 от 30.09.2009г.		
Тип окружающей застройки (нужное выделить)	Жилая зона <input type="checkbox"/>	Промышленная зона <input checked="" type="checkbox"/>	Другое <input type="checkbox"/>
Высота ближайшего здания в радиусе 200 метров, м	22,4 (сама котельная)		
Указать особые требования к экологии, если таковые имеются			

### Сбыт электрической энергии

В таблице 144 приведена выдача электрической энергии.

Таблица 144 – Выдача электрической энергии

Возможность выдачи в энергосистему	<input checked="" type="checkbox"/> Да <input type="checkbox"/> Нет
Ближайшая подстанция (принадлежность)	
Адрес подстанции	
Расстояние от ПС до котельной, ориентировочно	
Напряжение по высоковольтной стороне	<input type="checkbox"/> 110 кВ <input type="checkbox"/> 35 кВ
Напряжение по низковольтной стороне	<input type="checkbox"/> 6,3кВ <input type="checkbox"/> 10,5кВ
Количество и мощности трансформаторов на ПС	/ МВА

Номинальная мощность установленного электрооборудования в котельной №15 составляет 5966,8 кВт.

Годовое потребление электрической энергии котельной №15 приведено в таблице 145.

Таблица 145 – Годовое потребление электрической энергии котельной

Месяц	Электрическая энергия	
	Мощность, кВт (max)	Электроэнергия тыс. кВт·ч
Январь	1828,5	1360,4
Февраль	1896,0	1274,1
Март	1714,1	1275,3
Апрель	785,8	565,8
Май	163,7	121,8
Июнь	428,5	308,5
Июль	89,0	66,2
Август	294,5	219,1
Сентябрь	342,2	246,4
Октябрь	860,3	640,1
Ноябрь	1291,8	930,1
Декабрь	1355,9	1008,8
ИТОГО		8016,6

В таблице 146 приведены текущие тарифы на электроэнергию СН-II.

Таблица 146 – Текущие тарифы на электроэнергию СН-II, без НДС

Одноставочный тариф	2,53715 руб./кВт·ч (среднегодовой 2012)
Двухставочный тариф: - за мегаватт заявленной мощности - за киловатт-час потребляемой энергии	-
Дифференцированные по зонам суток: - ночная - полупиковая - пиковая	-

### Топливоснабжение

В таблицах 147 – 149 приведены соответственно данные по топливу (природный газ), потреблению топлива (природного газа) и состав природного газа.

Таблица 147 – Данные по топливу (природный газ)

Тариф на газ на <u>2013</u> год (без НДС)	руб./1000м <sup>3</sup>	3073
Низшая теплота сгорания	МДж/кг (ккал/кг)	не менее 33,06 (7900)
Расстояние до точки подключения к газу	м	
Характеристики существующего газопровода	мм	D = 426мм, D = 273мм

Таблица 148 – Потребление топлива (природный газ)

Месяц	Потребление природного газа, тыс. нм <sup>3</sup>
январь	4764,531
февраль	4882,882
март	4113,093
апрель	1885,869
май	827,888
июнь	878,332
июль	225,516
август	665,651
сентябрь	1015,193
октябрь	2889,684
ноябрь	3565,052
декабрь	4873,655
Итого:	30587,346

Таблица 149 – Состав топливного газа

Вещество	Формула	% мольн.
Метан	CH <sub>4</sub>	97,75
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,863
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,282
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,041
Изобутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,042
Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,006
Изопентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,008
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	
Этилен	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	
Пропилен	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	
Водород	H <sub>2</sub>	
Углекислый газ	CO <sub>2</sub>	0,076
Азот	N <sub>2</sub>	0,909
Кислород	O <sub>2</sub>	0,008
Сера	S	
Механические примеси, мг/кг		отсутствует
Плотность, кг/м <sup>3</sup>		0,6887

**Водоснабжение**

Данные по исходной воде приведены в таблице 150.

Таблица 150 – Данные по исходной воде

Источник	Размерность	Котельн.№15	Примечание
Водопров/техн.вода/скважина	-	Водопров/техн.вода	
Расстояние до источника	км		



Источник	Размерность	Котельн.№15	Примечание
Тариф: - на воду - на стоки	руб/м <sup>3</sup>	37,16 руб/м <sup>3</sup> ; 7,61руб/м <sup>3</sup>	планируется перевод котельных на питьевую воду
давление	бар	11-14	
общая жёсткость	мг-экв/л	12,1	
содержание железа	мг/л	0,95±0,28 мг/дм <sup>3</sup>	
значение pH		8,0	

*Варианты реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок*

*Вариант 1. Строительство Мини ТЭЦ на базе котельных №3 и №15, для выработки электроэнергии на собственные нужды котельных №3 и №15.*

#### *КОТЕЛЬНАЯ №3*

Выводы по котельной №3:

Максимальное потребление электрической энергии на собственные нужды котельной отмечается в марте месяце и составляет 874,7 тыс. кВт·ч, что соответствует электрической мощности 1175,8 кВт.

Минимальное потребление электрической энергии на собственные нужды котельной отмечается в мае месяце и составляет 32,7 тыс. кВт ч, что соответствует электрической мощности 44 кВт.

Максимальная нагрузка ГВС 21,5Гкал/ч.

Выработка тепловой энергии на ГВС составляет 14,9 % от всей выработки тепловой энергии.

В среднем нагрузка ГВС по месяцам составляет 3,2Гкал/ч.

Котельная полностью останавливается на 2..3 недели в летний период (как правило, в июле месяце) для выполнения ремонтных работ, в том числе и на тепловых сетях.

*Подбор мощности основного оборудования источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.*

Электрическая мощность всей станции должна соответствовать мощности электропотребления котельной с учетом собственных нужд станции, коэффициента спроса и резервирования.

Единичная электрическая мощность ГПУ должна выбираться из возможности обеспечения длительной работы ГПУ не ниже 30 %.

Если подбирать ГПУ DEUTZ, то можно рассматривать машины:

TBG616V8K электрической мощностью 321 кВт ( $\cos \varphi = 1$ ), тепловой мощностью 442 кВт.

В этом случае станцию целесообразно укомплектовать 4-мя машинами.

Общая установленная электрическая мощность станции 1284 кВт, тепловая мощность 1768 кВт.

В Приложении Д таблице Д.3 приведена Реконструкция 3 (Вариант 1) – включающая в себя реконструкцию 1, с учетом установки ГПУ на котельной №3.

Принимая во внимание, что стоимость 1 кВт установленной электрической мощности 1500....2000 \$, получим капитальные затраты в объеме 1 926 000 ....2 568 000 \$ (57 780 000 .....77 040 000 рублей).

#### *КОТЕЛЬНАЯ №15*

Выводы по котельной №15:

Номинальная электрическая мощность установленного электрооборудования на котельной составляет 5966,8 кВт

Максимальное потребление электрической энергии на собственные нужды котельной отмечается в январе месяце и составляет 1360,4 тыс. кВт·ч, что соответствует электрической мощности 1828,5 кВт.

Минимальное потребление электрической энергии на собственные нужды котельной отмечается в июле месяце и составляет 66,2 тыс. кВт ч, что соответствует электрической мощности 89 кВт.

Максимальная нагрузка ГВС 15,9 Гкал/ч.

Выработка тепловой энергии на ГВС составляет 27% от всей выработки тепловой энергии.

В среднем нагрузка ГВС по месяцам составляет от 6 до 7 Гкал/ч (кроме июля месяца).

Котельная полностью останавливается на 2..3 недели в летний период (как правило, в июле месяце) для выполнения ремонтных работ, в том числе и на тепловых сетях.

*Подбор мощности основного оборудования источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.*

Электрическая мощность всей станции должна соответствовать мощности электропотребления котельной с учетом собственных нужд станции, коэффициента спроса и резервирования.

Единичная электрическая мощность ГПУ должна выбираться из возможности обеспечения длительной работы ГПУ не ниже 30 %.

Если подбирать ГПУ DEUTZ, то можно рассматривать машины:

TBG 616V12K электрической мощностью 483 кВт ( $\cos \varphi = 1$ ), тепловой мощностью 641 кВт.

В этом случае станцию целесообразно укомплектовать 4-мя машинами.

Общая установленная электрическая мощность станции 1932 кВт, тепловая мощность 2564 кВт.

В Приложении Д таблице Д.3 приведена Реконструкция 3 (Вариант 1) – включающая в себя реконструкцию 1, с учетом установки ГПУ на котельной №15.

Принимая во внимание, что стоимость 1 кВт установленной электрической мощности 1500....2000 \$, получим капитальные затраты в объеме 2 898 000 ....3 864 000 \$ (86 940 000 .....115 920 000 рублей).

Вариант 2. Строительство ТЭЦ на базе котельной №15 для выдачи электроэнергии в сеть.

#### **КОТЕЛЬНАЯ №15**

Общая информация по реконструкции котельной № 15

Учитывая имеющиеся летние нагрузки ГВС от котельной № 15 предлагается строительство газопоршневой электростанции когенерационного типа (ГПЭС) с комбинированной выработкой (когенерацией) электрической и тепловой энергии в ГО г. Октябрьский Республики Башкортостан. Электрическая мощность ГПЭС – до 13 МВт (рисунок 92).



Рисунок 92 – Общий вид ГПЭС

Данная электростанция располагается на территории действующей отопительной котельной для работы в базовом режиме, котельное оборудование (водогрейные котлы) переводится в пиково-резервный режим. ГПЭС полностью заменит работу котельного оборудования в период с мая по сентябрь, т.е. исключит неблагоприятный режим работы котельного оборудования в летние месяцы и межсезонье.

Предусматривается выдача тепловой мощности в городские тепловые сети текущим потребителям в объеме текущего потребления тепловой энергии.

Электрическая энергия, вырабатываемая ГПЭС, в первую очередь отпускается на покрытия собственных нужд котельной, оставшаяся часть отпускается в электрические сети, которая приобретает гарантирующим поставщиком, либо любым потребителем электрической энергии по договору купли-продажи по взаимоприемлемой цене.

При строительстве станции предлагается использовать газопоршневые установки (ГПА) импортного производства, обеспечивающие следующие параметры: электрический КПД не ниже 43 %, общий КПД не ниже 87 %.

#### Цели реконструкции

- повышение надежности теплоснабжения потребителей за счет обновления тепловых мощностей;
- повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов за счет снижения удельного расхода топлива, как на производство электроэнергии, так и на производство тепла;
- замедление темпов роста тарифов на электрическую и тепловую энергию для потребителей республики;
- формирование резервов электрической и тепловой мощности;
- уменьшение потерь в сетях за счет появления местных источников электроэнергии и дополнительной реактивной мощности.
- повышение надежности и доступности снабжения потребителей электрической и тепловой энергией.

#### Выбор оборудования

Для реализации реконструкции котельной № 15 предлагается установка 3-х газопоршневых агрегата TCG 2032V16 производства MWM, основные параметры TCG 2032V16 приведены в таблице 151.

Таблица 151 – Основные параметры TCG 2032V16

Номинальная мощность электрическая, кВт	4 300
Номинальная мощность тепловая, кВт (Гкал/ч)	3 709 (3,2)
КПД электрический, %	43,5
Коэф. использования теплотворной способности топлива, %	87,2
Частота вращения, об/мин	1000
Скорость набора и сброса нагрузки, %	30
Эмиссия NOx, мг/нм <sup>3</sup>	500
Средняя стоимость ТО, руб/кВт	32 675
Потребление топлива, нм <sup>3</sup> /ч	1 025
Сервисные интервалы, замена масла, час.	4 000
Расход масла, г/кВт*ч	0,3
Ресурс до капитального ремонта, моточасы	80 000
Полный ресурс, моточасы	240 000

Данный агрегат рассмотрен, как приоритетный по следующим критериям:

#### *1. Электрический КПД.*

Самый высокий среди подобных моделей у агрегата MWM – 43,5 % (модели последних лет КПД 44,2 %). Газопоршневой агрегат предназначен для потребителей коммунально-бытового сектора, где существенное влияние на конечные результаты работы оказывает стоимость топлива. Значение КПД – это показатель технического совершенства установки. Использование ГПА с высоким КПД позволяет снизить топливную составляющую себестоимости электроэнергии ГПЭС и тем самым избежать повышения тарифа.

#### *2. Скорость вращения.*

Предпочтение отдавалось среднеоборотным ГПА по следующим причинам:

- надежная работа, за счет большего объема камеры сгорания;
- работа агрегата в менее напряженном режиме;
- низкие эксплуатационные затраты за счет расширенных интервалов обслуживания;
- высокий ресурс установки.

#### *3. Ресурсные показатели*

Данный параметр свидетельствует о техническом совершенстве конструкции ГПА и минимизирует эксплуатационные издержки в процессе работы агрегата (данный критерий применяется для группы ГПА с одинаковой частотой вращения).

#### *4. Экологические показатели*

Для снижения экологической нагрузки ГПА на окружающую среду необходимо установить катализатор выхлопных газов, который при правильной эксплуатации рассчитан на весь срок службы оборудования.

#### *5. Удельная масса*

Характеризует техническое совершенство энергоустановки, исходя из их массогабаритных показателей (критерий применим только в пределах группы ГПА с одним числом оборотов). По показателю весо-габаритных характеристик агрегаты MWM предпочтительнее, даже в сравнении с высокооборотными ГПА.

*Вывод: Проект строительства котельной с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в г. Октябрьский РБ на базе агрегатов MWM TCG 2032V16, для категории потребителей коммунально-бытового сектора имеет лучшую экономическую эффективность благодаря техническому совершенству ГПА (более высокое значение КПД). Немаловажно, что данный агрегат поставляется в блочно-модульном исполнении, не потребуются дополнительные капитальные вложения для сооружения здания ГПА.*

#### *План объема выпуска продукции*

Выпуск продукции определяется выбором номинального режима работы ГПЭС по электрической мощности и годовым графиком потребления тепловой энергии.

Выбран режим работы по тепловому графику. Работа по электрическому графику может быть экономически оправдана при возможности реализации электрической энергии по более высокому тарифу. В зимний период дополнительную выработку тепловой энергии сверх выработки ГПЭС обеспечивают водогрейные котлы.

Согласно регламенту завода-изготовителя, газовым моторам TCG 2032V16 необходимо проводить техническое обслуживание (далее ТО) каждые 4000 часов наработки. С целью подготовки генерирующего оборудования к отопительному сезону предлагается проводить ТО в летние месяцы, когда возможно обеспечение требуемой тепловой мощности 2-мя агрегатами и в конце отопительного сезона. Продолжительность ТО-4000 одна рабочая смена, продолжительность простоя агрегата 24 часа. Проведение значительных по продолжительности ТО и капитальных ремонтов (20000, 40000, 80000) необходимо планировать в период проведение плановых текущих ремонтов теплосетей (в нашем случае в июле месяце).

Согласно данным ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» указанным в опросном листе по котельной № 15 от 13.02.2013г. выработка тепла ГПЭС и водогрейными котлами показана в таблице 152.

Таблица 152 – Выработка тепла ГПЭС и водогрейными котлами

Месяц	Плановые показатели выработки тепловой и электрической энергии котельной ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» и ГПЭС				
	Выработка тепла при совместной работе котельной и ГПЭС, Гкал/мес	Выработка тепловой энергии от котельной, Гкал/мес	Выработка тепловой энергии от ГПЭС, Гкал/мес	Выработка электрической энергии от ГПЭС, МВт·ч	Расход газа ГПЭС, тыс. нм <sup>3</sup>
Январь	38 179	30 367	7 812	9 598	2 287
Февраль	34 525	27 469	7 056	8 669	2 066
Март	35 601	27 789	7 812	9 598	2 287
Апрель	25 944	18 384	7 560	9 288	2 214
Май	7 894	-	7 812	9 598	2 287
Июнь	4 439	-	4 460	5 480	1 306
Июль	-	-	-	-	-
Август	4 752	-	4 765	5 855	1 395
Сентябрь	5 414	-	5 418	6 656	1 586
Октябрь	24 721	16 909	7 812	9 598	2 287
Ноябрь	31 131	23 571	7 560	9 288	2 214
Декабрь	34 916	27 104	7 812	9 598	2 287
Итого:	247 516	171 675	75 842	93 177	22 210

При таком распределении выработки тепловой энергии ГПЭС будет работать в базовом режиме (в ОЗП будут работать 3 агрегата, летом и в межсезонье 2), а недостающую тепловую энергию в ОЗП будет восполнена работой одного водогрейного котла. Незначительной величиной тепловой энергии от котельной в мае месяце можно пренебречь, в зависимости от времени окончания отопительного сезона эта величина может колебаться в ту или иную сторону.

Отпуск тепловой энергии планируется в объеме отпуска замещаемой котельной № 15. Полезный отпуск тепловой энергии существующим потребителям 247 516 Гкал/год, из них от ГПЭС планируется 75 842 Гкал/год, что составляет 30 %. Потери тепловой энергии в сетях не учитываются, т.к. сети остаются на балансе ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», соответственно потери оплачивает данная организация, что учтено в прогнозном тарифе.

Отпуск электрической энергии планируется в объеме выработки, за исключением затрат на собственные нужды.

В первую очередь, как потребитель электрической энергии, рассматривается ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» (в обязательном порядке покрываются собственные нужды котельной № 15 по электрической энергии по тарифу за исключением транспортной составляющей). Оставшаяся часть электроэнергии реализуется гарантирующему поставщику или любому потребителю, находящемуся в зоне обслуживания электросетевого хозяйства Октябрьского РЭС.

Итоговый прогноз годового отпуска от ГПЭС приведен в таблице 153.

Таблица 153 – Итоговый прогноз годового отпуска от ГПЭС

Параметр	Размер- ность	Количество
Реализация электрической энергии	МВт*ч	92 245
Реализация тепловой энергии	Гкал	75 842

#### *Стоимость реконструкции*

В таблице 154 приведена общая сметная стоимость проекта составляет 437 млн. руб. (приведены округленные цифры, точная стоимость проекта будет сформирована на стадии разработки проектно-сметной документации, но не будет превышать прогнозные показатели).

Таблица 154 – Общая сметная стоимость проекта, тыс. руб.

Статья затрат	Сумма, без НДС	Сумма, с НДС
Стоимость технологического оборудования	246 000,00	290 280,00
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	76 203,96	89 920,67
Устройство наружных сетей газоснабжения	2 542,40	3 000,00
Наружные сети теплоснабжения (в т.ч. затраты на технологическое подключение)	4 237,29	5 000,00
Наружные сети электроснабжения (в т.ч. затраты на технологическое подключение)	21 186,44	25 000,00
Устройство наружных сетей водоснабжения	2 542,40	3 000,00
Проектно-изыскательские работы	10 628,81	12 542,00
Прочее	7 213,14	8 511,50
<b>ИТОГО, предполагаемая стоимость объекта</b>	<b>370 552,5</b>	<b>437 252,0</b>

Примечание – плата за подключение к сетям газоснабжения и водоснабжения не берется.

В Приложении Д таблице Д.4 приведена Реконструкция 3 (Вариант 2) - включающая в себя реконструкцию 1, с учетом установки ГПЭС на котельной №15.

Удельная стоимость установленного киловатта мощности ГПЭС (без НДС) составит не более 950 долларов/кВт (исходя из курса 30,9 руб./доллар).



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

### **6.5.1 Определение существующих котельных и их зон в зонах действия крупных котельных**

На территории городского округа города Октябрьский эксплуатируются четыре крупные муниципальные котельные из них:

- 2 котельные с установленной тепловой мощностью свыше 45 Гкал/ч (Котельная №1 и №2);
- 2 котельные с установленной тепловой мощностью свыше 140 Гкал/ч (Котельная №3 и №15).

–

В зоне действия котельной №1 нет котельных.

В зоне действия котельной №2 находятся котельные №7 и №12. На рисунке 93 приведена зона деятельности котельной №2.

Котельная №7, установлены котлы КВа-0,39Гн в количестве 5 штук 2009 года выпуска. Реконструкция требуется в 2025 году.

Котельная №12, установлены котлы Универсал в количестве 2 штук 1974 года выпуска. Требуется реконструкция в 2014 году.

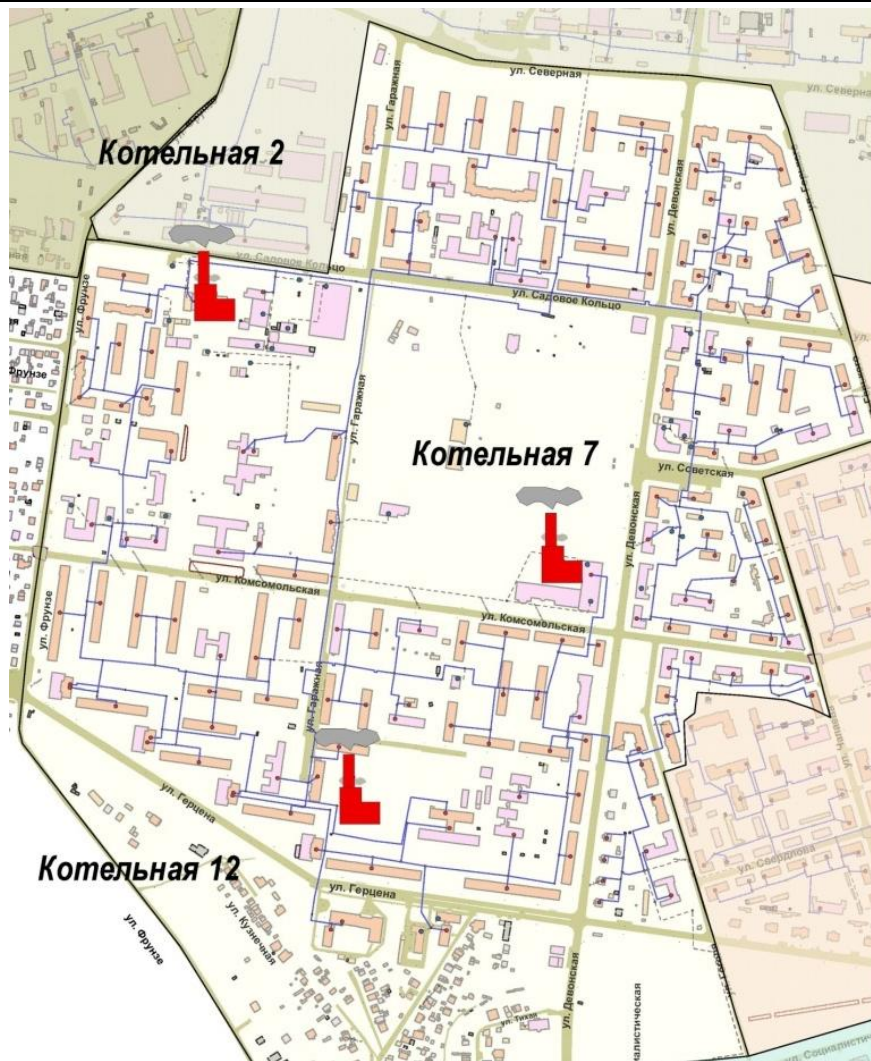


Рисунок 93 – Зона действия котельной № 2

В зоне действия котельной №3 находится котельная №5. На рисунке 94 приведена зона деятельности котельной №3.

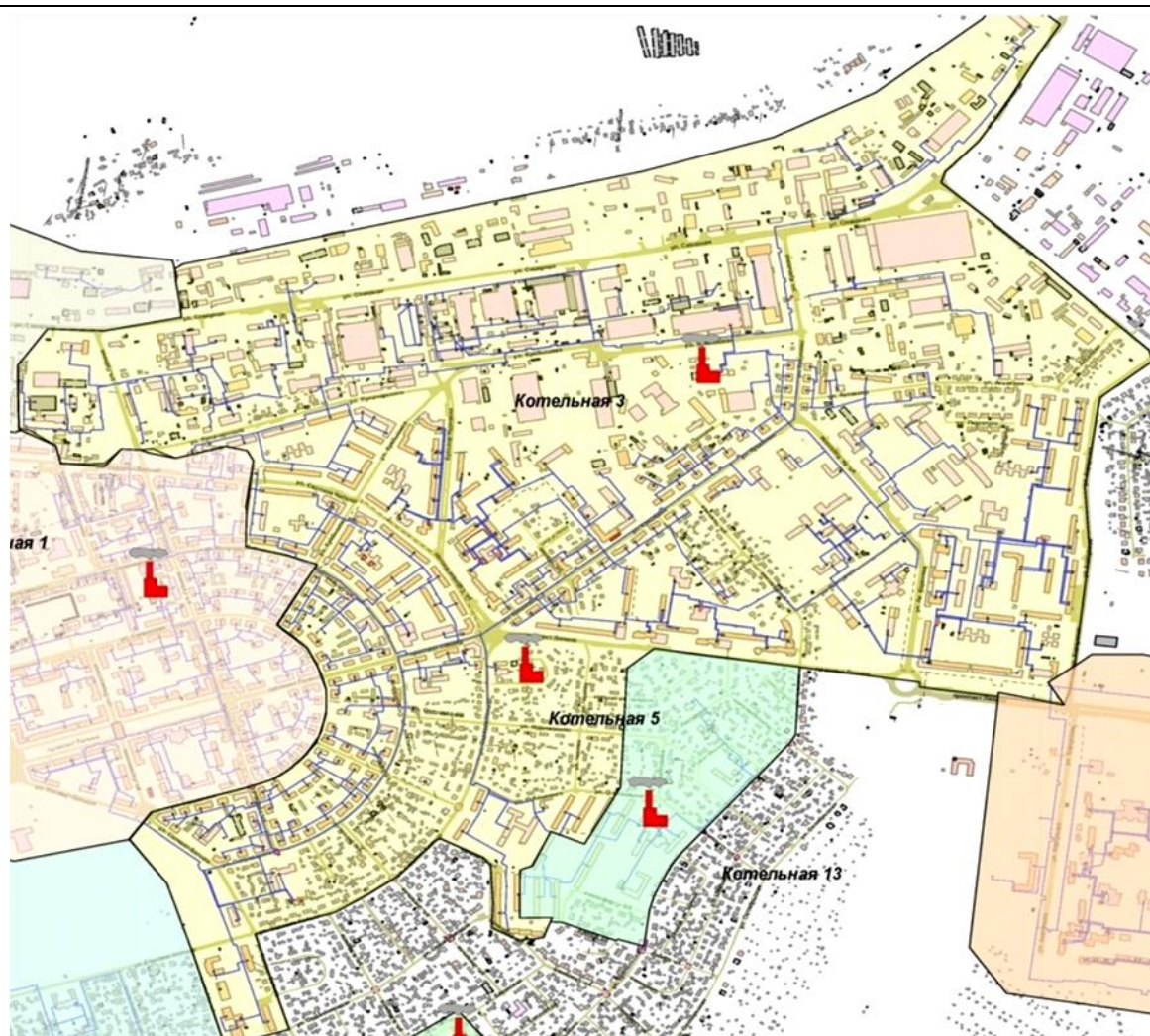


Рисунок 94 – Зона действия котельной № 3

Котельная №5, установлен котел Е-1,0-0,9Г 2009 года выпуска. Реконструкция не требуется.

В зоне действия котельной №15 находится котельная №17. На рисунке 95 приведена зона деятельности котельной №15.



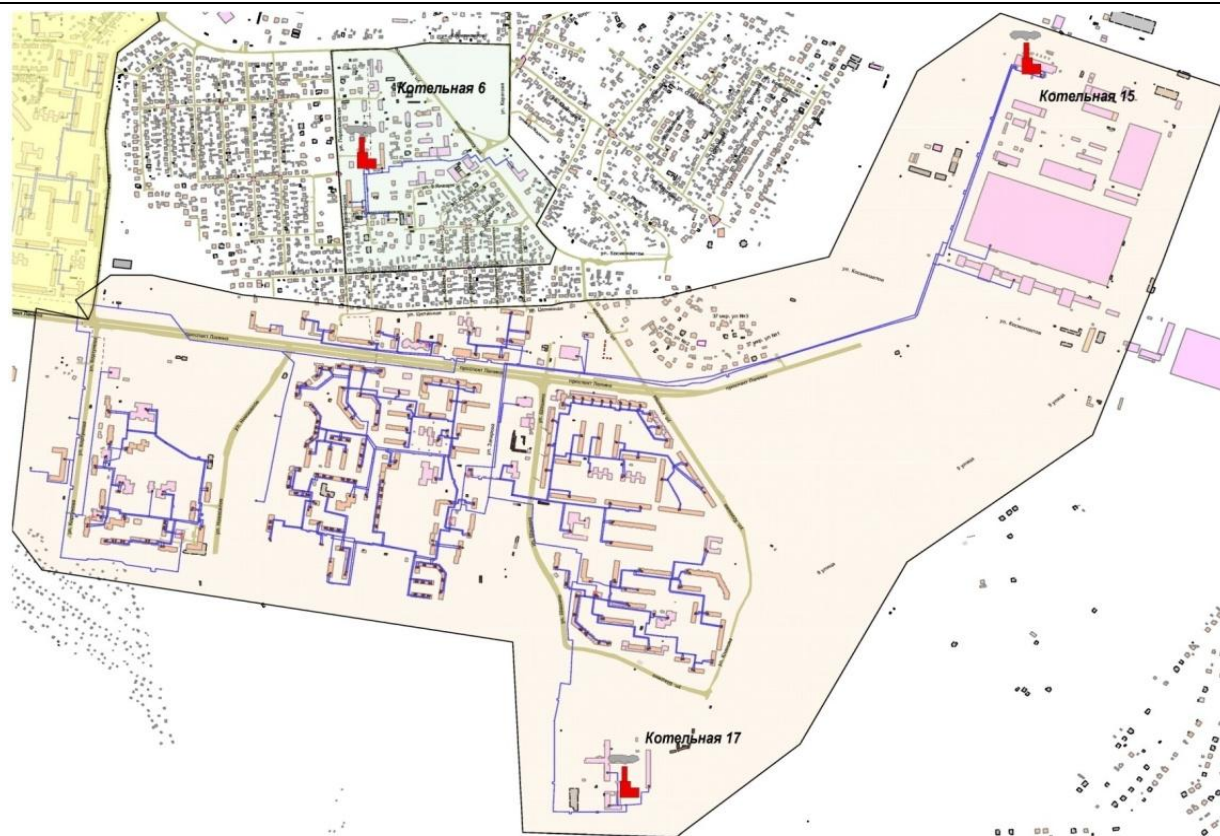


Рисунок 95 – Зона действия котельной № 15

Котельная №17, установлены котлы Е-1,0-0,9Г, 2004 и 2005 года выпуска. Реконструкция не требуется.

#### **6.5.2 Определение перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия существующих крупных котельных**

На рисунке 96 показан прирост перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия котельной №1.

На рисунке 97 показан прирост перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия котельной №2.

На рисунке 98 показан прирост перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия котельной №3.

На рисунке 99 показан прирост перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия котельной №15.

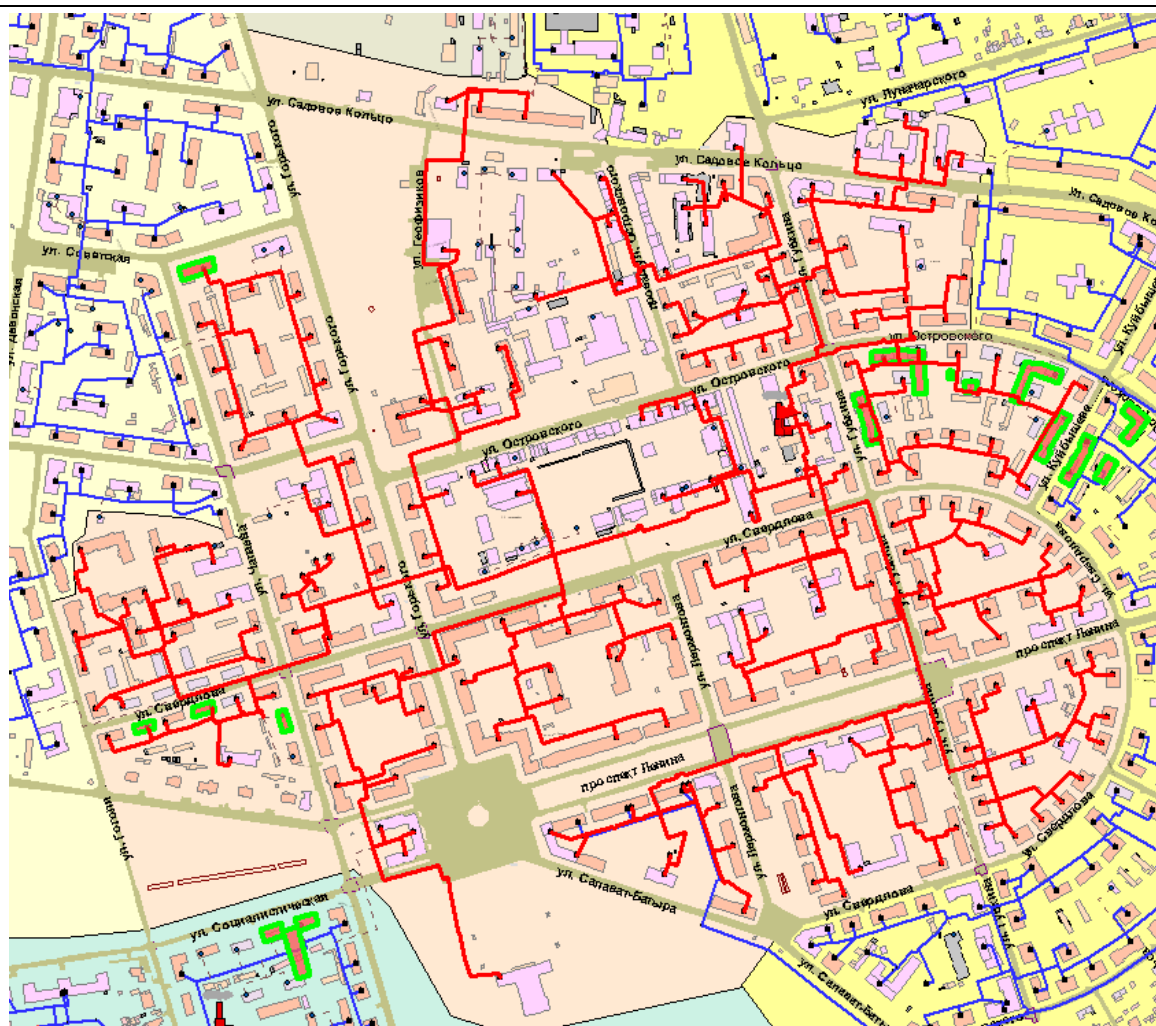


Рисунок 96 – Прирост перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия котельной №1

Прирост перспективной нагрузки на 2027 год составляет (Зеленая граница на рисунке 96) 1,29 Гкал/ч.

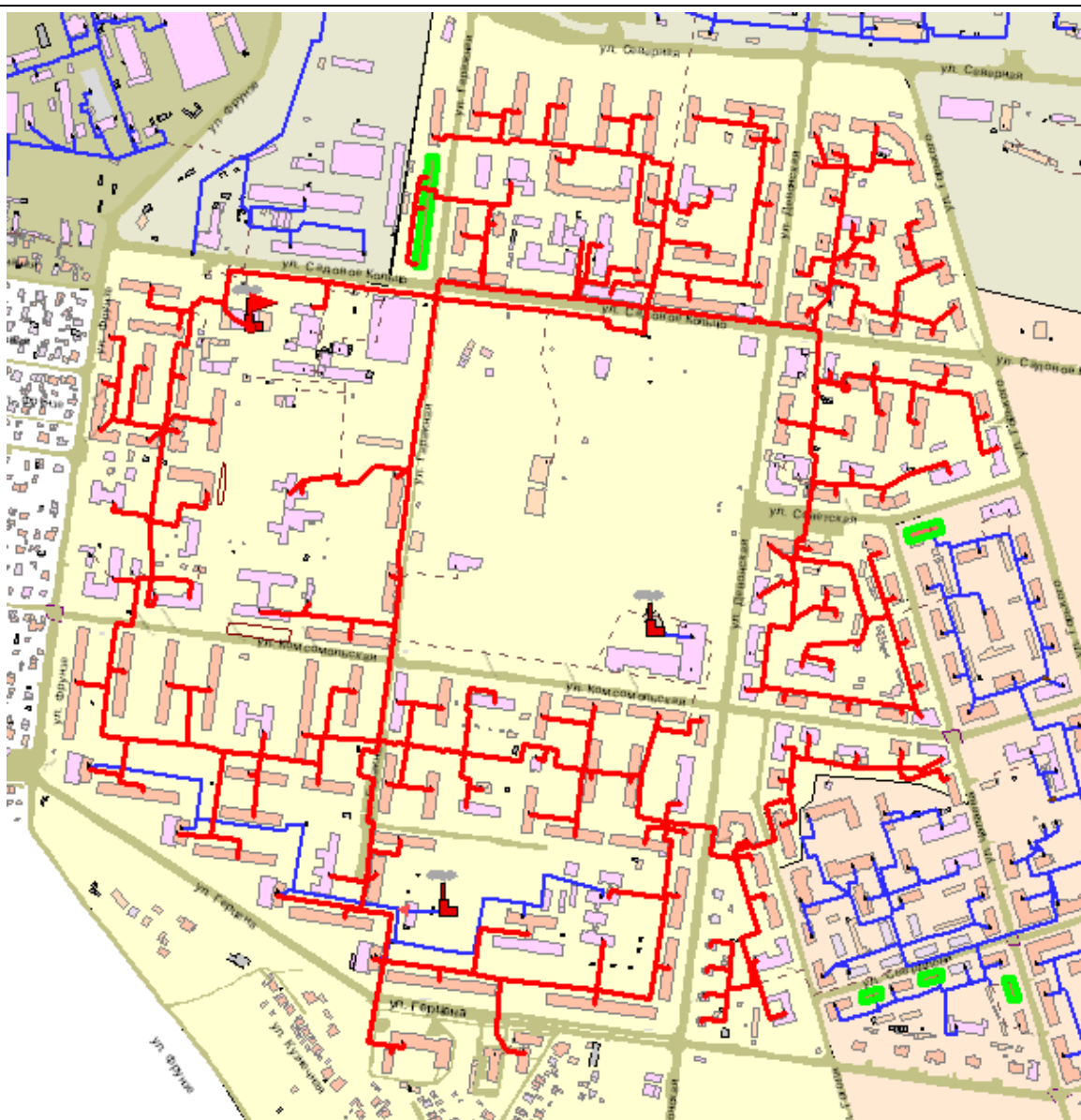


Рисунок 97 – Прирост перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия котельной №2

Прирост перспективной нагрузки на 2027 год составляет (Зеленая граница на рисунке 97) 0,01 Гкал/ч.



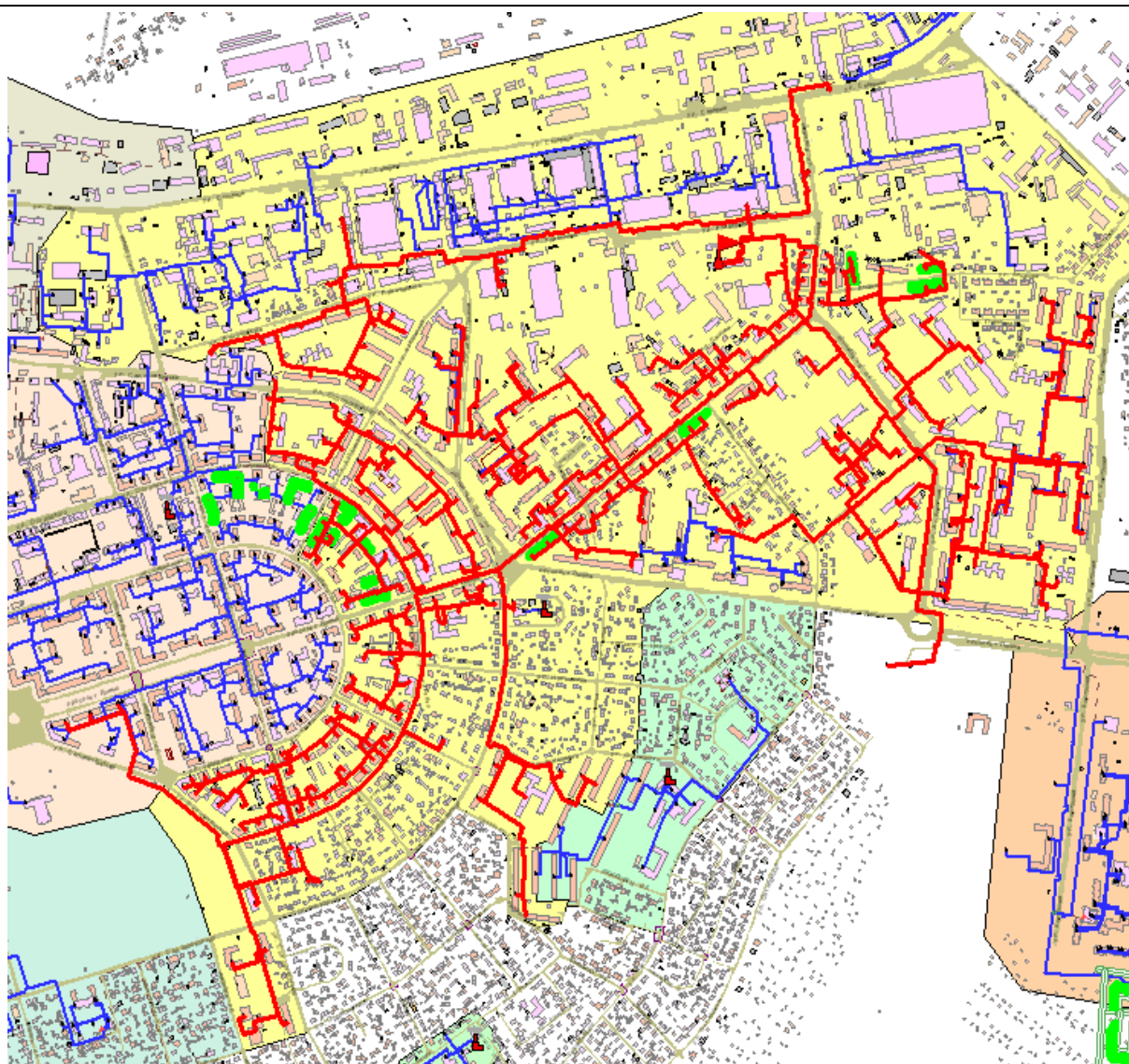


Рисунок 98 – Прирост перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия котельной №3

Прирост перспективной нагрузки на 2027 год составляет (Зеленая граница на рисунке 98) 0,73 Гкал/ч.

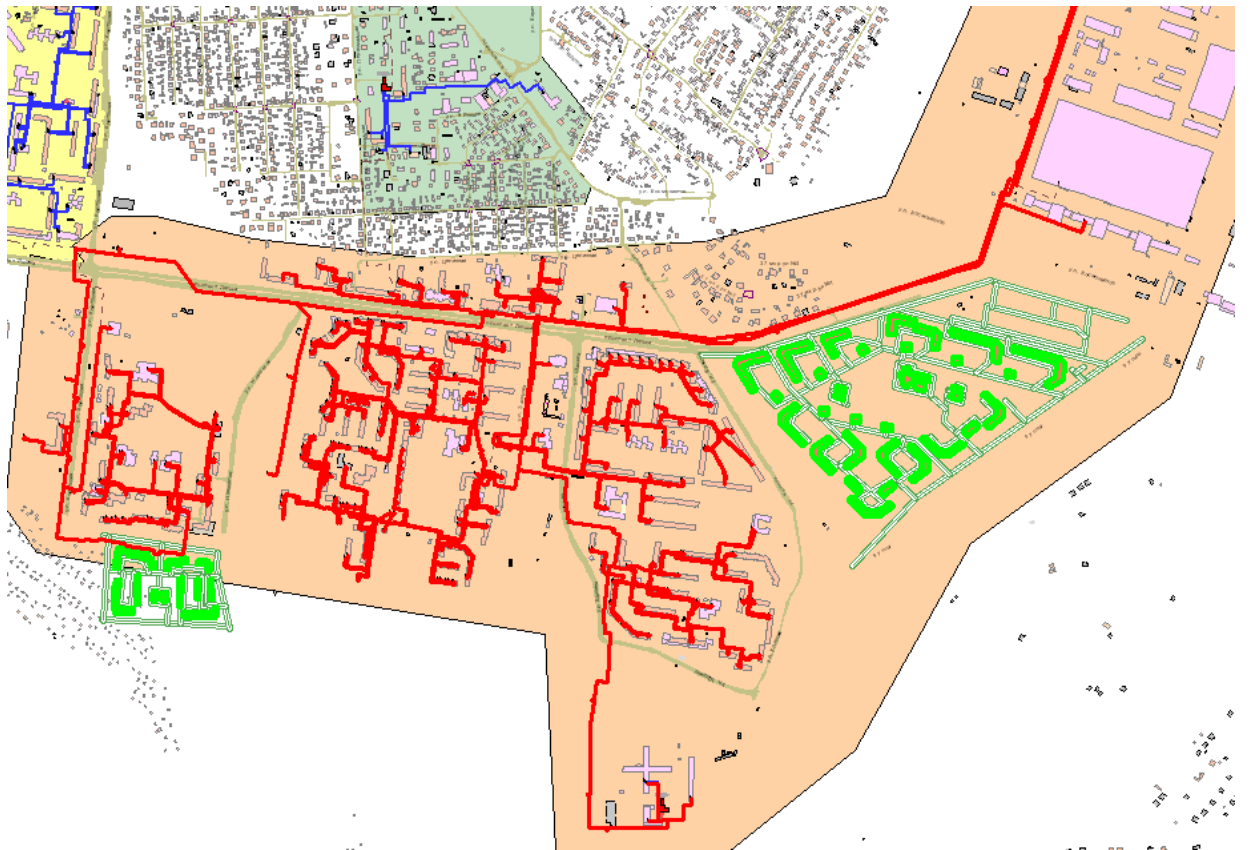


Рисунок 99 – Прирост перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия котельной №15 по мкр. 32А, 33, 38

Прирост перспективной нагрузки на 2027 год составляет (Зеленая граница на рисунке 99) 19,17 Гкал/ч.

### **6.5.3 Определение резерва тепловой мощности крупных котельных и технические предложения по их реконструкции с увеличением зоны действия в зоны существующих котельных**

В таблице 155 приведен баланс крупных котельных городского округа города Октябрьский на 2012 год.



Таблица 155 – Тепловой баланс крупных котельных городского округа города Октябрьский на 2012 год

№ п/п	Наименование котельной, адрес.	Теплоснабжающая организация	Присоединенная тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Потери тепловой мощности на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч)	Резерв (+)/дефицит(-), Гкал/ч
Муниципальные котельные							
1	"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	29,16	48,1	0,80	1	17,14
2	"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	30,97	49	0,65	1,8	15,58
3	"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	71,08	157,25	0,83	5,1	80,24
4	"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	78,14	146	1,27	6,2	60,39
Всего по ГО г. Октябрьский			209,35	400,35	3,55	14,1	173,35

В таблице 156 приведен баланс крупных котельных городского округа города Октябрьский на 2027 год с учетом реконструкции (Приложение Д).

Реконструкция включает в себя следующие направления:

- Реконструкция 1 – реконструкция котельных, с котлами выработавшими срок эксплуатации;
- Реконструкция 2 – включает в себя реконструкцию 1, только с изменениями по котельной №2 (перевод нагрузки с котельной №4 и № 16), №4 (закрытие), №16 (закрытие);
- Реконструкция 3 (Вариант 1) – включает в себя реконструкцию 1, с учетом установки ГПУ на котельных №3 и №15;
- Реконструкция 3 (Вариант 2) - включает в себя реконструкцию 1, с учетом установки ГПЭС на котельной №15.

Таблица 156 – Тепловой баланс крупных котельных городского округа города Октябрьский на 2027 год

№ п/п	Наименование котельной, адрес.	Теплоснабжающая организация	Присоединенная тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Потери тепловой мощности на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч (Данные расчета в программе ZULU)	Резерв (+)/дефицит(-), Гкал/ч
Муниципальные котельные							
1	"Котельная №1" ул. Островского, д. 6 (Реконструкция 1)	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	30,45	34,1	0,57	2,02	1
2	"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2 (Реконструкция 1)	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	30,57	35	0,46	1,8	2,2
3	"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2 (Реконструкция 2)	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	49,89	55	0,73	2,92	1,5
4	"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42 (Реконструкция 1)	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	70,14	86,3	0,46	5,88	9,8
5	"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42 (Реконструкция 3 (Вариант 1) с установкой ГПУ)	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	70,14	87,8	0,46	5,88	11,3
6	"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а (Реконструкция 1)	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	86,91	103	0,9	5,6	9,6
7	"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а (Реконструкция 3 (Вариант 1) с установкой ГПУ)	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	86,91	105,2	0,92	5,6	11,8
8	"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а (Реконструкция 3 (Вариант 1) с установкой ГПЭС)	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	86,91	99,6	0,87	5,6	6,3
Всего по ГО г. Октябрьский (Реконструкция 1)			218,07	258,4	2,39	15,3	22,6
Всего по ГО г. Октябрьский (Реконструкция 2)			237,39	278,4	2,66	16,42	21,9
Всего по ГО г. Октябрьский (Реконструкция 3 Вариант 1)			218,07	262,1	2,41	15,3	26,3
Всего по ГО г. Октябрьский (Реконструкция 3 Вариант 2)			218,07	255	2,36	15,3	19,3

Из таблицы 156 следует, что при реконструкции крупных котельных резерв тепловой мощности в 2027 году снизиться от 85-89 %.

#### **6.5.4 Предложения по реконструкции существующих котельных в зоне действия крупных котельных**

По крупным котельным требуется реконструкция котельной №1, №2, №3 и №15.

В зоне действия котельной №1 нет котельных.

В зоне действия котельной №2 находятся котельные №7 и №12.

Котельная №7, установлены котлы КВа-0,39Гн в количестве 5 штук 2009 года выпуска. Реконструкция требуется в 2025 году.

Котельная №12, установлены котлы Универсал в количестве 2 штук 1974 года выпуска. Требуется реконструкция в 2014 году.

В зоне действия котельной №3 находится котельная №5. Котельная №5, установлен котел Е-1,0-0,9Г 2009 года выпуска. Реконструкция не требуется.

В зоне действия котельной №15 находится котельная №17. Котельная №17, установлены котлы Е-1,0-0,9Г, 2004 и 2005 года выпуска. Реконструкция не требуется.

Основное оборудование котельных №5, №17 на перспективу до 2027 года не отработает срок эксплуатации.

Основное оборудование крупных котельных №3 и №15 на данный момент требует реконструкции или замены.

В Приложении Д приведена реконструкция котельных №1, №2, №3, №7, №12, №15, а также котельных не находящихся в зоне действия крупных котельных с учетом перспективной тепловой нагрузки до 2027 года. Реконструкция проводилась с учетом перспективной нагрузки до 2027 г., а также перспективных потерь тепловой мощности в тепловых сетях и с учетом собственных нужд котельных.

В Приложении Е приведены два Мастер-Плана по реконструкции и строительству котельных.

Мастер-план 1, делится на Вариант 1 и Вариант 2 и включает в себя:

- Мастер-план 1 Вариант 1 – приведен по реконструкции 1;
- Мастер-план 1 Вариант 2 – приведен по реконструкции 2.
- Мастер-план 2, делится на Вариант 1 и Вариант 2 и включает в себя:

–

- Мастер-план 2 Вариант 1 – приведен по реконструкции 3;
- Мастер-план 2 Вариант 2 – приведен по реконструкции 3.

#### **6.6 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии**

Котельные, находящиеся на территории ГО города Октябрьский, покрывают нагрузки коммунально-бытовой сферы и промышленности в полном объеме, и работают в основном режиме теплоснабжения.

На источниках имеется запас пиковой мощности для покрытия существующих и перспективных нагрузок.

#### **6.7 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии**

В данной работе обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не рассматривается ввиду отсутствия источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

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

##### **6.8.1 Выявление неэффективных котельных и их зон в зонах действия эффективных котельных**

В таблице 157 приведены данные по превышению нормативного срока службы котлов по муниципальным и ведомственным котельным.

Таблица 157 – Котлы, отработавшие нормативный срок службы на 2012 год

№ п/п	Тип котла	Установленная мощность	Превышение нормативного срока службы, лет
<i>Муниципальные котельные</i>			
ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» котельная №4			
1	Е-1/9-1Г	0,66	4
2	ТВГ-8М	8,3	6
ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» котельная №8			
3	НР-18 пар.	0,415	27
4	НР-18 вод.	0,25	16
5	НР-18 вод.	0,25	24
ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» котельная №10			
6	ТВГ-1,5 вод.	1,5	1
ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» котельная №12			
7	«Универсал»	0,4	22
8	«Универсал»	0,4	22
ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» котельная №13			
9	НР-18 пар.	0,636	27
10	НР-18 вод.	0,636	35
11	НР-18 вод.	0,636	18
12	«Энергия»	0,74	19
13	«Энергия»	0,74	18
14	«Энергия»	0,74	35
ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» котельная №14			
15	ТВГ-4р	4,3	0
ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» котельная №15			
16	ПТВМ-30	30	16
17	ПТВМ-30	30	17
18	ПТВМ-30	30	18
19	ДКВР 20-13	13	12
20	ДКВР 20-13	13	12
ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» котельная №16			
21	ДКВР 10-13	7	5
22	ДКВР 10-13	7	5
23	ДКВР 10-13	7	5
<i>Ведомственные котельные</i>			
ОАО АНК «Башнефть» котельная №2			
24	ДКВР 6,5-13	4,71	3
25	ДКВР 6,5-13	4,71	2
ООО «ЗПИ «Альтернатива»			
26	КВГМ-20	20	9
27	КВГМ-20	20	3

## **6.8.2 Предложения по выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации неэффективных котельных при передаче тепловых нагрузок на эффективные котельные**

Рассмотрены следующие варианты вывода неэффективных котельных из эксплуатации:

1. Вывод из эксплуатации котельной №4 с передачей тепловых нагрузок на котельную №16 с ее реконструкцией.
2. Вывод из эксплуатации котельных 4 и 16 с передачей тепловых нагрузок на котельную № 2

Вывод в резерв котельных городского округа города Октябрьский на период до 2027 г не предусмотрен.

В Приложении Д (Реконструкция 1) приведена реконструкция котельной №16 с учетом передачи тепловой нагрузки с котельной №4.

В Приложении Д (Реконструкция 2) приведена реконструкция котельной №2 с учетом перевода нагрузки с закрываемых котельных №4 и №16.

## **6.9 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями**

### **6.9.1 Определение зон застройки малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки 0,09 Гкал/Га**

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в городском округе город Октябрьский сформированы в микрорайонах и кварталах с индивидуальной малоэтажной застройкой. На территории ГО города Октябрьский имеются перспективные зоны застройки малоэтажными зданиями с низкой плотностью тепловой нагрузки и приведены в таблице 158.

Таблица 158 – Перспективные зоны застройки малоэтажными зданиями с низкой плотностью тепловой нагрузки

Наименование зоны	Площадь, га	Теплоплотность, Гкал/ч на 1 га	Расчетная нагрузка, Гкал/ч
32 мкр.	23,3	0,036	0,829
40 мкр	22,8	0,047	1,066
40а мкр.	7,3	0,065	0,474
Зайтово	22,1	0,027	0,605
Московка	12,5	0,033	0,409

Наименование зоны	Площадь, га	Теплоплотность, Гкал/ч на 1 га	Расчетная нагрузка, Гкал/ч
Муллино	33,5	0,029	0,958
Прометей	10,9	0,022	0,243
Спутник	8,6	0,024	0,207
Туркменево	15,0	0,026	0,385

### 6.9.2 Сравнение технико-экономических показателей систем централизованного и децентрализованного теплоснабжения в зонах застройки поселения, города малоэтажными жилыми зданиями

Для сравнения технико-экономических показателей систем централизованного и децентрализованного теплоснабжения в зонах застройки ГО города Октябрьский малоэтажными жилыми зданиями в качестве примера ниже рассмотрены 2 варианта энергоснабжения зоны малоэтажной застройки д. Муллино.

Для расчета принимаем следующее:

- численность населения 1 675 чел.;
- общая площадь поселения 33,5 га;
- количество квартир 419, общая площадь 16 170 м<sup>2</sup>;

Рассмотрим следующие варианты энергоснабжения:

*Вариант 1.* Централизованное теплоснабжение осуществляется от центральной газовой котельной (ЦГК), которая обеспечивает тепловую нагрузку отопления вентиляции и горячего водоснабжения поселения. Теплоснабжение жилых зданий осуществляется от котельной по 4-х трубной тепловой сети. Системы отопления, вентиляции и ГВС подключены через ИТП потребителей. Централизованное электроснабжение (ЦЭС) осуществляется от внешних электрических сетей (ЭС).

*Вариант 2.* Централизованное электроснабжение поселения осуществляется от внешних электрических сетей. Теплоснабжение жилых осуществляется с помощью газовых поквартирных теплогенераторов.

В таблице 159 приведены основные технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов энергоснабжения.

Таблица 159 – Основные технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов энергоснабжения

Показатели/Варианты	2-х этажная застройка для зоны 4	
	Вариант 1	Вариант 2
	ЦГК + Внеш ЭЭ	Внеш. ЭЭ + теплогенераторы
Расчетная тепловая нагрузка жилой сектор, МВт	1,028	1,11
Тепловые потери, МВт	0,08	0
Всего расчетная тепловая нагрузка, МВт	1,11	1,11
Расчетная электрическая нагрузка бытовая, МВт	1,88	1,88
Установленная мощность котельной, МВт	1,14	0,00
Суммарная мощность теплогенераторов, МВт	0	1,11
Суммарная подключенная нагрузка электропотребителей, МВт	1,88	1,88
Удельная стоимость котельной, тыс. руб./кВт	7	0
Удельная стоимость 2-х трубной т/сети, тыс. руб./кВт	1,5	0
Удельная стоимость систем отопления, тыс. руб./кВт	1,5	1,5
Удельная стоимость автономных теплогенераторов, тыс. руб./кВт	0	1,95
Стоимость внутренних систем отопления и ГВС, млн. руб	2	2
Стоимость тепловых сетей, млн. руб	1,54	0
Стоимость котельной, млн. руб	8,00	0,00
Стоимость автономных теплогенераторов, млн.руб	0	2,17
Плата за технологическое присоединение к электросетям, руб./кВт	475,6	475,6
Итого за присоединение, млн. руб.	0,90	0,90
Мощность ТП, кВА	400	400
Требуемое количество ТП, шт	5	5
Стоимость ТП, млн. руб.	80	80
Суммарная стоимость ТП, млн. руб.	400	400
Длина ВЛ, км	5	5
Удельная стоимость ВЛ, млн. руб./км	2	2
Стоимость ВЛ, млн. руб.	10	10
Итого за ТП и ВЛ, млн. руб.	410	410
Итого затраты на оборудование млн. руб.	421,09	413,84
Итого затраты на оборудование + технолог. присоединение, млн. руб.	421,99	414,74
Годовое потребление электроэнергии, млн. кВт·час	7,9	7,9
Годовой отпуск теплоты котельной, млн. МДж	107,6	0
Годовой отпуск теплоты теплогенераторами, млн. МДж	0	10,0
Годовое потребление газа котельной, млн. м3	3,594	0,000
Годовое потребление газа теплогенераторами, млн. м3	0,0	0,3
Общее годовое потребление газа, млн.м <sup>3</sup>	3,59	0,34
Стоимость газа, руб./м куб	2,87	2,87
Стоимость годового потребления газа,	10,3	1,0



Показатели/Варианты	2-х этажная застройка для зоны 4	
	Вариант 1	Вариант 2
	ЦГК + Внеш ЭЭ	Внеш. ЭЭ + теплогенераторы
млн.руб		
Стоимость кВт·ч, руб./кВт ч	2,02	2,02
Стоимость внешней электроэнергии, млн. руб	16,0	16,0
Количество персонала, чел	15	13
Зарплата, тыс. руб./мес.	20	20
ФОТ, млн. руб./год	3,6	3,12
ЕСН, млн. руб./год	0,936	0,8112
Итого на персонал, млн. руб./год	4,54	3,93
Тех. обслуживание (3 % от кап. затрат), млн. руб./год	12,63	12,42
Итого эксплуатационные расходы, млн. руб./год	43,5	33,3
Приведенные затраты, млн. руб./год	106,8	95,5

На рисунке 100 представлено сравнение приведенных затрат по рассматриваемым вариантам 1 и 2.

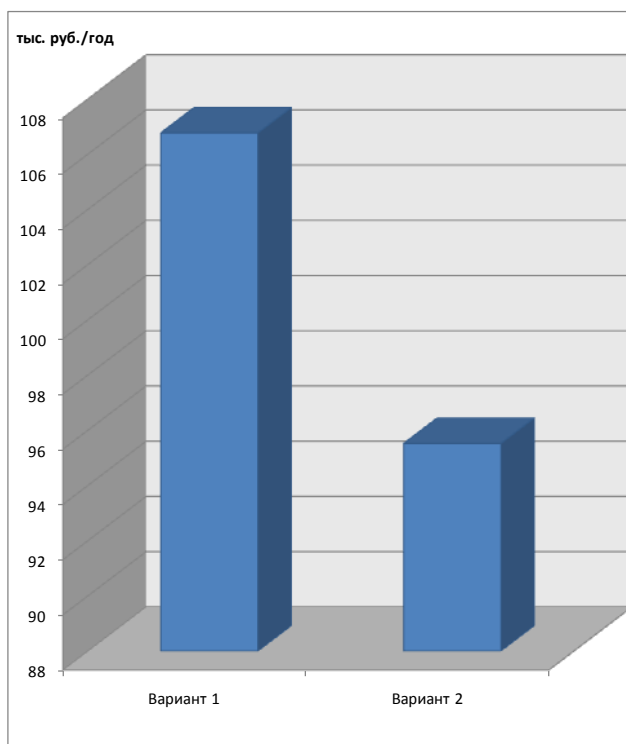


Рисунок 100 – Сравнение приведенных затрат по рассматриваемым вариантам 1 и 2

Из проведенных оценочных расчетов следует, что минимальные затраты соответствуют варианту 2, при котором обеспечение тепловой нагрузки отопления вентиляции и горячего водоснабжения застройки города малоэтажными зданиями производится от поквартирных газовых теплогенераторов, а электроснабжение – от внешних электрических сетей.

Применение поквартирных систем теплоснабжения с индивидуальными теплогенераторами на природном газе в жилых зданиях является обоснованным и целесообразным, при соблюдении следующих условий:

- в качестве источников теплоты в жилых домах высотой более пяти этажей могут использоваться теплогенераторы на природном газе с закрытой камерой сгорания отечественного или импортного производства, имеющие требуемые по законодательству сертификаты соответствия и разрешения на их применение;

- при проектировании и строительстве необходимо учесть опыт применения технических условий, разработанных ранее для объектов экспериментального строительства, и обеспечить соблюдение требований санитарной, взрывопожарной безопасности и надежности работы систем поквартирного теплоснабжения;

- теплогенераторы должны быть приняты на обязательное техническое обслуживание специализированными эксплуатирующими организациями; - температура воздуха на лестничных клетках в многоэтажных жилых домах с поквартирными системами теплоснабжения не должна быть ниже плюс 5°С;

- конкретные проектные решения должны быть согласованы с местными органами пожарного, газового и санитарного надзоров.

Применение поквартирных систем теплоснабжения жилых зданий от индивидуальных теплогенераторов на газовом топливе особенно эффективно в районах города, не охваченных теплофикацией, а также при малой теплоплотности застройки.

Современный уровень систем, базирующийся на высокоэффективных теплогенераторах последних поколений с использованием энергосберегающих систем автоматического управления, позволяет существенно сократить удельные расходы топлива и тем самым превзойти существующие сильно изношенные централизованные системы в технико-экономических показателях. При новом строительстве зданий теплофикационные комплексы теоретически могут расходовать топлива на 20-35 % меньше, чем котельные установки, а с учетом человеческого фактора этот показатель может еще улучшиться. Возможность применения системы поквартирного теплоснабжения (СПТ) целесообразно рассматривать через присущие ей достоинства и недостатки.

*Достоинства:* - возможность местного более дешевого поквартирного учета расхода теплоты и удобство оплаты его по показаниям приборов учета; - лучшая адаптация системы теплоснабжения к условиям потребления теплоты конкретного, обслуживаемого объекта, высокая регулируемость и автоматизация в соответствии с потребностями потребителя;

- существенное сокращение потребления газа в силу прямой заинтересованности потребителя в рациональном использовании топлива;
- отсутствие теплопотерь при распределении теплоносителя;
- «индивидуализация» систем отопления в многоквартирных домах сопровождается радикальным сокращением количества стояков, повышением качества теплоснабжения и несомненным сокращением объемов теплопотребления;
- высокая энергетическая эффективность и, как следствие, экономия газа, которая, в свою очередь, сокращает эмиссию вредных выбросов в атмосферу;
- отсутствие внешних распределительных систем, и, вследствие этого, исключение потерь теплоты при транспорте теплоносителя;
- снижение капитальных вложений за счет отсутствия тепловых сетей;
- возможность переложить затраты на строительство системы теплоснабжения на стоимость жилья (на потребителя) при новом строительстве;
- возможность реконструкции объектов в городских районах старой и плотной застройки при отсутствии свободных мощностей в ЦТС;
- удобство технического обслуживания сервисными службами (на одном объекте обслуживается 100-200 однотипных, сравнительно простых теплогенераторов).

*Недостатки:*

- эксплуатация источника теплоты и всего комплекса вспомогательного оборудования квартирной системы теплоснабжения требует привлечения специализированной организации и соответствующих затрат населения;
- одним из серьезных недостатков в поквартирном отоплении является повышенная пожаровзрывоопасность. Жители квартиры должны соблюдать правила безопасной эксплуатации котлов, включая пенсионеров, инвалидов и детей. Современные газовые настенные котлы с герметичной топкой имеют 5-8 систем защиты и на порядок более безопасны, чем газовые плиты и традиционные газовые колонки, но, тем не менее, требуют определенной культуры эксплуатации.

СПТ, как правило, может использоваться при новом строительстве или реконструкции зданий, ее применение нецелесообразно в зданиях, разработанных для централизованного теплоснабжения. Основными трудностями в этом случае являются:

- необходимость создания системы дымоудаления;
- при организации СПТ необходимо наружные газоходы изготавливать из коррозионно-стойкого металла с теплоизоляцией (это позволяет исключить конденсацию при периодической работе теплогенераторов в холодный период отопительного сезона);

- практически во всех случаях эксплуатации квартирных теплогенераторов в многоэтажном здании их работа будет происходить с переменной нагрузкой. Глубина регулирования мощности теплогенераторов большинства производителей составляет от 40 до 100 %, что обуславливает работу термоблока в режиме "включено-выключено". Поэтому избежать образования конденсата в газоходах, не имеющих эффективной теплоизоляции, при низких температурах наружного воздуха в начале газохода (на нижних этажах) практически невозможно. Дымоход во всех случаях должен быть газоплотным и влагостойким, его необходимо оснащать устройствами сбора и отвода конденсата;

- при поквартирном теплоснабжении в многоэтажном здании для отопления лестничных клеток, временно не используемых квартир и мест общественного пользования требуются специальные технические решения, определяемые конструкцией здания, климатическими условиями и т.д.

Область применения индивидуальных теплогенераторов:

- в поселениях с малой теплоплотностью (0,09 Гкал/ч на 1 Га);
- в поселениях, не охваченных теплофикацией;
- в зонах теплоснабжения, имеющих дефицит тепловой энергии при централизованном теплоснабжении;
- в районах города, где прокладка теплотрасс связана с геологическими или хозяйственными трудностями.

Ниже приведена оценка потребностей (капитальных затрат) по организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки ГО города Октябрьский малоэтажными жилыми зданиями.

### **6.9.3 Оценка финансовых потребностей (капитальных затрат) по организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, города малоэтажными жилыми зданиями**

Во всех зонах застройки (таблица 158) принимается вариант энергоснабжения 2, как наиболее эффективный.

В таблице 160 приведены основные технико-экономические показатели рассматриваемых зон.

Таблица 160 – Техничко-экономические показатели зон

Показатели/Варианты	Зона 1	Зона 2	Зона 3	Зона 4
	Спутник	Московка	Зайтово	Мулино
Площадь, Га	8,6	12,5	22,1	33,5
Расчетная тепловая нагрузка жилой сектор, МВт	0,24	0,48	0,70	1,11
Всего расчетная тепловая нагрузка, МВт	0,24	0,48	0,70	1,11
Расчетная электрическая нагрузка бытовая, МВт	0,48	0,70	1,24	1,88
Суммарная мощность теплогенераторов, МВт	0,24	0,48	0,70	1,11
Суммарная подключенная нагрузка электропотребителей, МВт	0,48	0,70	1,24	1,88
Удельная стоимость систем отопления, тыс. руб./кВт	1,5	1,5	1,5	1,5
Удельная стоимость автономных теплогенераторов, тыс. руб./кВт	1,95	1,95	1,95	1,95
Стоимость внутренних систем отопления и ГВС, млн. руб	0,36	0,71	1,06	1,67
Стоимость автономных теплогенераторов, млн.руб	0,47	0,93	1,37	2,17
Плата за технологическое присоединение к электросетям, руб./кВт	475,6	475,6	475,6	475,6
Итого за присоединение, млн. руб.	0,23	0,33	0,59	0,90
Мощность ТП, кВА	250	250	400	400
Требуемое количество ТП, шт	2	3	3	5
Стоимость ТП, млн. руб.	5,5	5,5	80	80
Стоимость ТП, млн. руб.	11	17	240	400
Длина ВЛ, км	2	3,0	4,0	5
Удельная стоимость ВЛ, млн. руб./км	2	2	2	2
Стоимость ВЛ, млн. руб.	4	6	8	10
Итого за ТП и ВЛ, млн. руб.	15	23	248	410
Итого затраты на оборудование млн. руб.	15,83	24,14	250,43	413,84
Итого затраты на оборудование + технолог. присоединение, млн. руб.	16,06	24,48	251,02	414,74
Годовое потребление электроэнергии, млн. кВт*час	2,0	3,0	5,2	7,9
Годовой отпуск теплоты теплогенераторами, млн. МДж	2,2	4,3	6,3	10,0
Годовое потребление газа теплогенераторами, млн. м3	0,1	0,1	0,2	0,3
Общее годовое потребление газа, млн.м3	0,07	0,15	0,21	0,34
Стоимость газа, руб./м куб	2,87	2,87	2,87	2,87
Стоимость годового потребления газа, млн.руб	0,2	0,4	0,6	1,0
Стоимость кВт ч, руб./кВт ч	2,02	2,02	2,02	2,02
Стоимость внешней электроэнергии, млн. руб	4,1	6,0	10,5	16,0
количество персонала, чел	4	4	5	13
зарплата, тыс. руб./мес.	20	20	20	20
ФОТ, млн. руб./год	0,96	0,96	1,2	3,12

Показатели/Варианты	Зона 1	Зона 2	Зона 3	Зона 4
	Спутник	Московка	Зайтово	Мулино
ЕСН, млн. руб./год	0,2496	0,2496	0,312	0,8112
Итого на персонал	1,21	1,21	1,51	3,93
Тех. обслуживание (3 % от кап. затрат), млн. руб./год	0,47	0,72	7,51	12,42
Итого эксплуатационные расходы, млн. руб./год	6,0	8,3	20,2	33,3
Приведенные затраты, млн. руб./год	8,4	12,0	57,8	95,5

В таблице 161 приведены финансовые потребности в организацию индивидуального теплоснабжения в зонах малоэтажной застройки ГО города Октябрьский.

Таблица 161 – Финансовые потребности в организацию индивидуального теплоснабжения в зонах малоэтажной застройки ГО города Октябрьский

Наименование работ (статьи затрат)/год строительства ПИР и ПСД	Номер зоны			
	Зона 1	зона 2	Зона 3	Зона 4
Стоимость поквартирных газовых теплогенераторов, млн. руб.	0,47	0,93	1,37	2,17
Стоимость внутренних систем отопления и ГВС, млн. руб.	0,36	0,71	1,06	1,67
Всего затраты на оборудование, млн. руб.	0,83	1,64	2,43	3,84
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	0,66	1,31	1,94	3,08
Стоимость проектных работ, млн. руб.	0,09	0,18	0,26	0,42
Всего капитальные затраты, млн. руб.	1,50	2,95	4,37	6,92
Непредвиденные расходы, млн. руб.	0,03	0,06	0,09	0,14
Всего смета проекта, млн. руб.	1,61	3,19	4,72	7,47

В таблице 162 приведены затраты по всем зонам застройки малоэтажными зданиями с низкой плотностью тепловой нагрузки.

Таблица 162 – Затраты по всем зонам застройки малоэтажными зданиями с низкой плотностью тепловой нагрузки

Наименование зоны	Смета проекта, млн. руб.
32 мкр.	7,5
40 мкр	7,5
40а мкр.	3,2
Зайтово	4,7
Московка	3,2
Муллино	7,5
Прометей	1,6
Спутник	1,6
Туркменево	3,2
Итого	40

### **6.10 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа**

Теплоснабжение производственных зон осуществляется частично от существующих муниципальных котельных, а также котельных самих предприятий.

Муниципальные котельные участвующие в теплоснабжении производственной зоны:

По воде:

Котельная №1 ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», Котельная №2 ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», Котельная №3 ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», Котельная №15 ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», Котельная №2 в п. Туркменево ОАО АНК "Башнефть".

По пару:

Котельная №3 ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», Котельная №4 ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», Котельная №16 ОАО «Октябрьсктеплоэнерго».

Предприятия, имеющие собственные источники тепловой энергии:

- ООО "Октябрьский хлеб";
- ООО "ЗПИ "Альтернатива";
- ОАО "АК ОЗНА".

### **6.11 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

В таблице 164 – 167 приведена располагаемая мощность котельных с учетом реконструкции по различным вариантам и перспективной нагрузки до 2027 года указанной в таблице 163.

*Описание вариантов реконструкции* (Приведены в Приложении Б)

Реконструкция включает в себя:

- Реконструкция 1 – реконструкция котельных, с котлами выработавшими срок эксплуатации;

- Реконструкция 2 – включает в себя реконструкцию 1, только с изменениями по котельной №2 (перевод нагрузки с котельной №4 и № 16), №4 (закрытие), №16 (закрытие);
- Реконструкция 3 (Вариант 1) – включает в себя реконструкцию 1, с учетом установки ГПУ на котельных №3 и №15;
- Реконструкция 3 (Вариант 2) - включает в себя реконструкцию 1, с учетом установки ГПЭС на котельной №15.

*Описание Мастер-Планов* (Приведены в Приложении В)

Мастер-план 1, делится на Вариант 1 и Вариант 2 и включает в себя:

- Мастер-план 1 Вариант 1 – приведен по реконструкции 1;
- Мастер-план 1 Вариант 2 – приведен по реконструкции 2.
- Мастер-план 2, делится на Вариант 1 и Вариант 2 и включает в себя:
  - Мастер-план 2 Вариант 1 – приведен по реконструкции 3 Вариант 1;
  - Мастер-план 2 Вариант 2 – приведен по реконструкции 3 Вариант 2



Таблица 163 – Перспективной нагрузки до 2027 года\*

Наименование	2012	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	29,16	28,71	30,74	30,74	30,74	30,69	30,56	30,47	30,39	30,39	30,39	30,16	30,08	30,45	30,45	30,45
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	30,97	30,89	30,89	30,89	31,12	31,12	31,12	31,12	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42	71,08	71,55	72,40	72,36	72,35	72,24	72,30	72,41	72,23	72,16	72,16	71,89	71,81	71,81	71,81	71,81
"Котельная №4" ул. Северная, д. 5д	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74
"Котельная №5" ул. Садовое Кольцо, д. 117	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
"Котельная №6" ул. 9 Января (Первомайская, 3а)	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Котельная №7	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Котельная №8	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
Котельная №9	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Котельная №10	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Котельная №11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Котельная №12	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Котельная №13	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38
Котельная №14	4,79	5,25	5,97	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
Котельная №15	78,14	78,97	81,02	83,10	87,30	74,44	75,12	75,80	77,32	77,89	78,46	79,94	82,09	83,58	85,42	86,91
Котельная №16	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58	13,58
Котельная №17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Котельная №18	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Котельная №19	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Производственные (в данной работе не рассматриваются)																
Котельная производственная в Туркменево	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68
Котельная отдельностоящая, ул. Куykiна, д. 49	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Котельная отдельностоящая, ул. 8 Марта, д. 9А	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Котельная отдельностоящая, ул. Северная, д.60	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54
Котельная отдельностоящая, ул. Космонавтов, д.65	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80
Новое строительство																
котельная БМК для мкр. 32А и 33**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,00	16,10	16,78	17,46	18,06	18,66	19,52	20,66	21,81	22,95	24,10

\*/ - Без учета собственных нужд на котельной и потерь в тепловых сетях

Таблица 164 – Располагаемая мощность котельных по Мастер-Плану 1 (Вариант 1)

Наименование, адреса котельных	Годы															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	43,55	39	39	39	38,6	38,6	38,6	34,05	34,05	34,05	34,05
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42	157,25	157,25	120,25	120,25	120,25	120,25	100,25	100,25	93,25	93,25	86,25	86,25	86,25	86,25	86,25	86,25
"Котельная №4" ул. Северная, д. 5д	17,92	17,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №5" ул. Садовое Кольцо, д. 117	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
"Котельная №6" ул. 9 Января (Первомайская, 3а)	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
"Котельная №7 (Дворец спорта)" ул. Девонская, д. 8/А	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
"Котельная №8" ул. Бакинская, д. 8	1,33	1,33	1,33	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
"Котельная №9" Отдельно-стоящая ул. Ломоносова, д. 1/а	2,57	2,57	2,57	2,57	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
"Котельная №10" ул. Совхозная	4,5	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
"Котельная №11" ул. Партизанская, д. 9	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
"Котельная №12" 7-й мкр ул. Герцена, д. 22 (помещение №1)	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
"Котельная №13" ул. Олега Кошевого, д. 4 (БМК)	4,128	4,128	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31	12,9	12,9	12,9	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а	146,0	146,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
"Котельная №16" ул. Северная, д. 8/2	21	21	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
"Котельная №17" ул. 3бмкр., на территории городской больницы №2	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
"Котельная №18" ул. Пугачева, д. 16	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Котельная Школа №5, ул. Кооперативная, д.105	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Котельная производственная в Туркменево	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13
Котельная, ул. Кувыкина, д. 49	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Котельная, ул. 8 Марта, д. 9А	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Котельная, ул. Северная, д. 60	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Котельная, ул. Космонавтов, д. 65	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
БМК для мкр.32А и мкр.33	0	0	0	0	0	18,9	18,9	18,9	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
БМК для ГВС Д/с, Девонская, 6А	0	0	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 13	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 17	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС ж/д Комсомольская, 20А	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС д/с Комсомольская, 22	0	0	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

Таблица 165 – Располагаемая мощность котельных по Мастер-Плану 1 (Вариант 2)

Наименование, адреса котельных	Годы															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	43,55	39	39	39	38,6	38,6	38,6	34,05	34,05	34,05	34,05
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42	157,25	157,25	120,25	120,25	120,25	120,25	100,25	100,25	93,25	93,25	86,25	86,25	86,25	86,25	86,25	86,25
"Котельная №4" ул. Северная, д. 5д	17,92	17,92	17,92	17,92	17,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №5" ул. Садовое Кольцо, д. 117	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
"Котельная №6" ул. 9 Января (Первомайская, 3а)	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
"Котельная №7 (Дворец спорта)" ул. Девонская, д. 8/А	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
"Котельная №8" ул. Бакинская, д. 8	1,33	1,33	1,33	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
"Котельная №9" Отдельно-стоящая ул. Ломоносова, д. 1/а	2,57	2,57	2,57	2,57	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
"Котельная №10" ул. Совхозная	4,5	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
"Котельная №11" ул. Партизанская, д. 9	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
"Котельная №12" 7-й мкр ул. Герцена, д. 22 (помещение №1)	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
"Котельная №13" ул. Олега Кошевого, д. 4 (БМК)	4,128	4,128	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31	12,9	12,9	12,9	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а	146,0	146,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
"Котельная №16" ул. Северная, д. 8/2	21	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №17" ул. 3бмкр., на территории городской больницы №2	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
"Котельная №18" ул. Пугачева, д. 16	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Котельная Школа №5, ул. Кооперативная, д.105	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Котельная производственная в Туркменево	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13
Котельная, ул. Кувыкина, д. 49	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Котельная, ул. 8 Марта, д. 9А	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Котельная, ул. Северная, д. 60	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Котельная, ул. Космонавтов, д. 65	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
БМК для мкр.32А и мкр.33	0	0	0	0	0	18,9	18,9	18,9	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
БМК для ГВС Д/с, Девонская, 6А	0	0	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 13	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 17	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС ж/д Комсомольская, 20А	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС д/с Комсомольская, 22	0	0	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

Таблица 166 – Располагаемая мощность котельных по Мастер-Плану 2 (вариант 1)

Наименование, адреса котельных	Годы															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	43,55	39	39	39	38,6	38,6	38,6	34,05	34,05	34,05	34,05
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42 (ГПУ) Вариант 1.1	157,25	157,25	121,75	121,75	121,75	121,75	101,75	101,75	94,75	94,75	87,75	87,75	87,75	87,75	87,75	87,75
"Котельная №4" ул. Северная, д. 5д	17,92	17,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №5" ул. Садовое Кольцо, д. 117	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
"Котельная №6" ул. 9 Января (Первомайская, 3а)	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
"Котельная №7 (Дворец спорта)" ул. Девонская, д. 8/А	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
"Котельная №8" ул. Бакинская, д. 8	1,33	1,33	1,33	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
"Котельная №9" Отдельно-стоящая ул. Ломоносова, д. 1/а	2,57	2,57	2,57	2,57	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
"Котельная №10" ул. Совхозная	4,5	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
"Котельная №11" ул. Партизанская, д. 9	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
"Котельная №12" 7-й мкр ул. Герцена, д. 22 (помещение №1)	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
"Котельная №13" ул. Олега Кошевого, д. 4 (БМК)	4,128	4,128	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31	12,9	12,9	12,9	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а (ГПУ) Вариант 1.1	146,0	146,0	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2	105,2
"Котельная №16" ул. Северная, д. 8/2	21	21	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
"Котельная №17" ул. 3бмкр., на территории городской больницы №2	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
"Котельная №18" ул. Пугачева, д. 16	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Котельная Школа №5, ул. Кооперативная, д.105	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Котельная, ул. Кувькина, д. 49	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Котельная производственная в Туркменево	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13
Котельная, ул. 8 Марта, д. 9А	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Котельная, ул. Северная, д. 60	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Котельная, ул. Космонавтов, д. 65	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
БМК для мкр.32А и мкр.33	0	0	0	0	0	18,9	18,9	18,9	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
БМК для ГВС Д/с, Девонская, 6А	0	0	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 13	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 17	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС ж/д Комсомольская, 20А	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС д/с Комсомольская, 22	0	0	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

Таблица 167 – Располагаемая мощность котельных по Мастер-Плану 2 (вариант 2)

Наименование, адреса котельных	Годы															
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	43,55	39	39	39	38,6	38,6	38,6	34,05	34,05	34,05	34,05
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42	157,25	157,25	120,25	120,25	120,25	120,25	100,25	100,25	93,25	93,25	86,25	86,25	86,25	86,25	86,25	86,25
"Котельная №4" ул. Северная, д. 5д	17,92	17,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №5" ул. Садовое Кольцо, д. 117	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
"Котельная №6" ул. 9 Января (Первомайская, 3а)	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
"Котельная №7 (Дворец спорта)" ул. Девонская, д. 8/А	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
"Котельная №8" ул. Бакинская, д. 8	1,33	1,33	1,33	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
"Котельная №9" Отдельно-стоящая ул. Ломоносова, д. 1/а	2,57	2,57	2,57	2,57	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
"Котельная №10" ул. Совхозная	4,5	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
"Котельная №11" ул. Партизанская, д. 9	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
"Котельная №12" 7-й мкр ул. Герцена, д. 22 (помещение №1)	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
"Котельная №13" ул. Олега Кошевого, д. 4 (БМК)	4,128	4,128	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44	6,44
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31	12,9	12,9	12,9	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а Мастер-План 2.2 (ГПЭС) (Вариант 1.2)	146,0	146,0	112,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6
"Котельная №16" ул. Северная, д. 8/2	21	21	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
"Котельная №17" ул. 3бмкр., на территории городской больницы №2	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
"Котельная №18" ул. Пугачева, д. 16	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Котельная Школа №5, ул. Кооперативная, д.105	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Котельная производственная в Туркменево	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13
Котельная, ул. Кувыкина, д. 49	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Котельная, ул. 8 Марта, д. 9А	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Котельная, ул. Северная, д. 60	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Котельная, ул. Космонавтов, д. 65	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
БМК для мкр.32А и мкр.33	0	0	0	0	0	18,9	18,9	18,9	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
БМК для ГВС Д/с, Девонская, 6А	0	0	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 13	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 17	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС ж/д Комсомольская, 20А	0	0	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
Каскадная котельная для ГВС д/с Комсомольская, 22	0	0	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

**6.12 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе**

В таблице 168 приведены результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения от источников централизованного теплоснабжения ГО г. Октябрьский.

Таблица 168 – Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения от источников централизованного теплоснабжения ГО г. Октябрьский

Наименование источника тепловой энергии	Расстояние от источника до наиболее удаленного потребителя вдоль магистрали в 2012 г., км	Радиус эффективного теплоснабжения, км	
		2012 г.	2027 г.
Котельная № 1	1,2	1,99	2,00
Котельная № 2	1,43	2,14	2,35
Котельная № 3	1,75	2,04	2,17
Котельная № 4	1,6	1,95	Выводится из эксплуатации
Котельная № 15	5,67	2,32	2,24
Котельная № 16	0,73	1,92	Выводится из эксплуатации
Новая котельная (НК)	1,32 (на 2027 г.)	0,00	1,41

**6.13 Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью**

Для обеспечения перспективной нагрузки на 2027 год в размере 13,7 Гкал/ч потребителей мкр.32А и мкр.33. в п.4.4 главы 4 исходя из результатов гидравлических расчетов (см. Приложение Г) приведено обоснование строительства новой котельной (НК) в 29 мкр. (существующая зона действия 15 котельной).

Кроме того, в пользу строительства НК в 29 мкр. говорит следующее:

1. Расстояние до центра нагрузки микрорайона 32а от котельной № 3 составляет 2,0 км, от котельной № 15 – 3,0 км.
2. Расчетный радиус эффективного теплоснабжения котельной № 3 составляет 1,6 км, расчетный радиус эффективного теплоснабжения котельной № 15 - 1,9 км. Следовательно потребители перспективной нагрузки находятся за радиусом эффективного теплоснабжения.

Выводы.

1. Обеспечение тепловой энергией потребителей микрорайона 32А по существующим магистралям от котельной № 15 нецелесообразно как с экономической (удаленность от источников больше радиуса эффективного теплоснабжения), так и с технической точки зрения (невозможность обеспечения гидравлического режима).
2. Существующие потребители 29 мкр., получающие тепловую энергию от котельной № 15 также находятся за радиусом эффективного теплоснабжения и кроме того, при температурном графике 95/70 у данных потребителей имеется дефицит располагаемого напора.

В этой связи необходимо строительство НК для обеспечения существующих потребителей 29 мкр. и перспективных потребителей 32А и 33 мкр.

#### **6.14 Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления**

Выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления рассматривается только для котельных №3 и №15 по варианту 1, которая составит для котельной №3 – 10 600 тыс. кВт·ч/год и для котельной №15 – 15 951 тыс. кВт·ч/год.

Выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления рассматривается только для котельной №15 по варианту 2, которая составит для котельной №15 93 177 000 тыс. кВт·ч/год.

#### **6.15 Определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке**

Перспективные режимы загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке приведены в таблице 163.

Перспективные режимы загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке при различных направлениях реконструкции приведены в Приложении Д.

#### **6.16 Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива**

В Главе 8 будет приведена потребность в топливе при различных вариантах реконструкции котельных ГО города Октябрьский.

## **Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.**

### **7.1 Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)**

В связи с отсутствием в зонах действия всех источников дефицита тепловой мощности перераспределения тепловых нагрузок не требуется.

### **7.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения**

Для обеспечения тепловых нагрузок в зоне котельной №15 необходимо проложить в 2013 г. надземную двухтрубную сеть диаметром 600 мм длиной 1420 м от 15ТК-2 до ввода в 38 микрорайон с устройством трех камер для переемычки с существующими магистралями диаметром 500 мм.

Для подключения потребителей квартала 32а в 2016 г. предусматривается строительство двухтрубной тепловой сети от БМК до существующей камеры 15ТК-18-4 диаметром 600 мм и длиной 100 м с бесканальной прокладкой.

Для обеспечения перспективной нагрузки 33 микрорайона в 2022 г. планируется прокладка двухтрубной бесканальной сети диаметром 300 мм и длиной 353 м от камеры 15ТК-18-6 до ввода в 33 микрорайон.

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

Для определения необходимости строительства тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения выполнен расчет показателей надежности тепловой сети на примере обеспечения теплоснабжения наиболее удаленного потребителя котельной № 16 (ул. Северная), расположенного по адресу д. 36, ул. Северная при ее работе в безаварийном и аварийном режимах.



В безаварийном режиме теплоснабжение наиболее удаленного потребителя котельной № 16 (ул. Северная), расположенного по адресу д. 36, ул. Северная осуществляется без нарушения требований к надежности теплоснабжения, что характеризуется соответствующими численными значениями показателей надежности.

Расчетная схема, изменение численных значений вероятности безотказной работы участков ТС, потоков отказов участков ТС, вероятностей отказов участков ТС, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, а также отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от источника до наиболее удаленного потребителя представлены на рисунках 101 ÷ 106 соответственно.

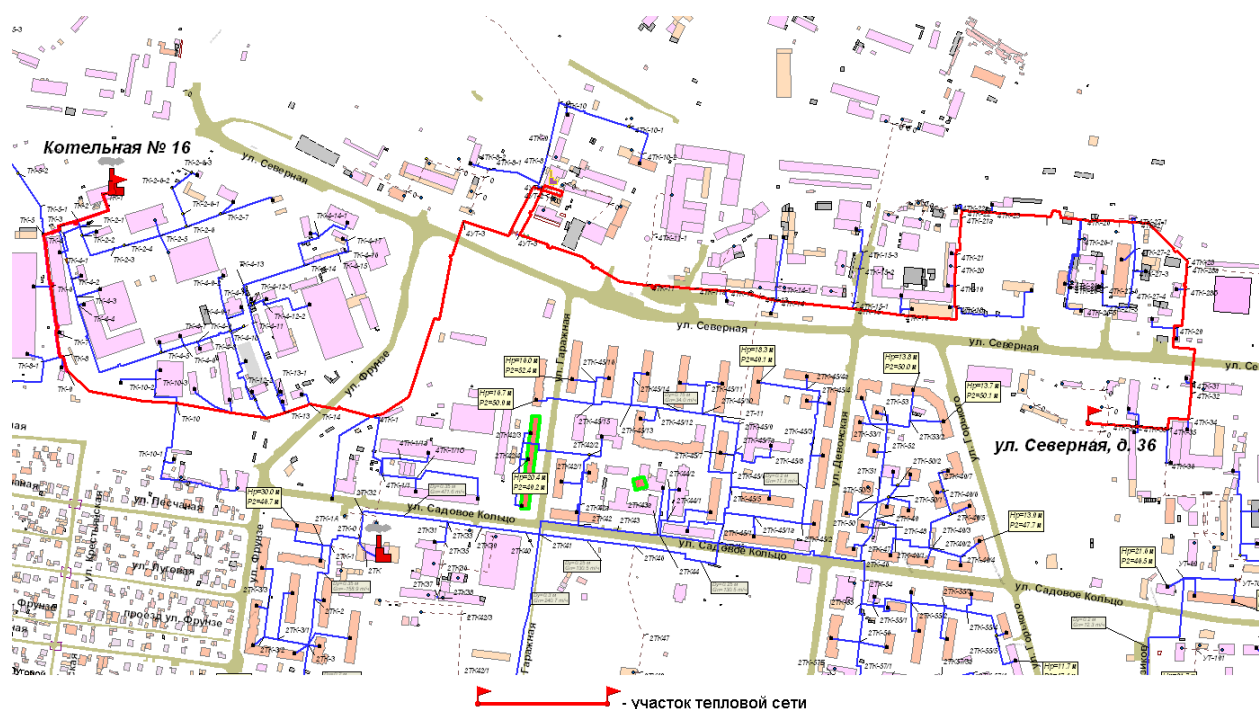


Рисунок 101 – Расчетная схема № 1. Источник: котельная № 16 ул. Северная - потребитель: д. 36, ул. Северная

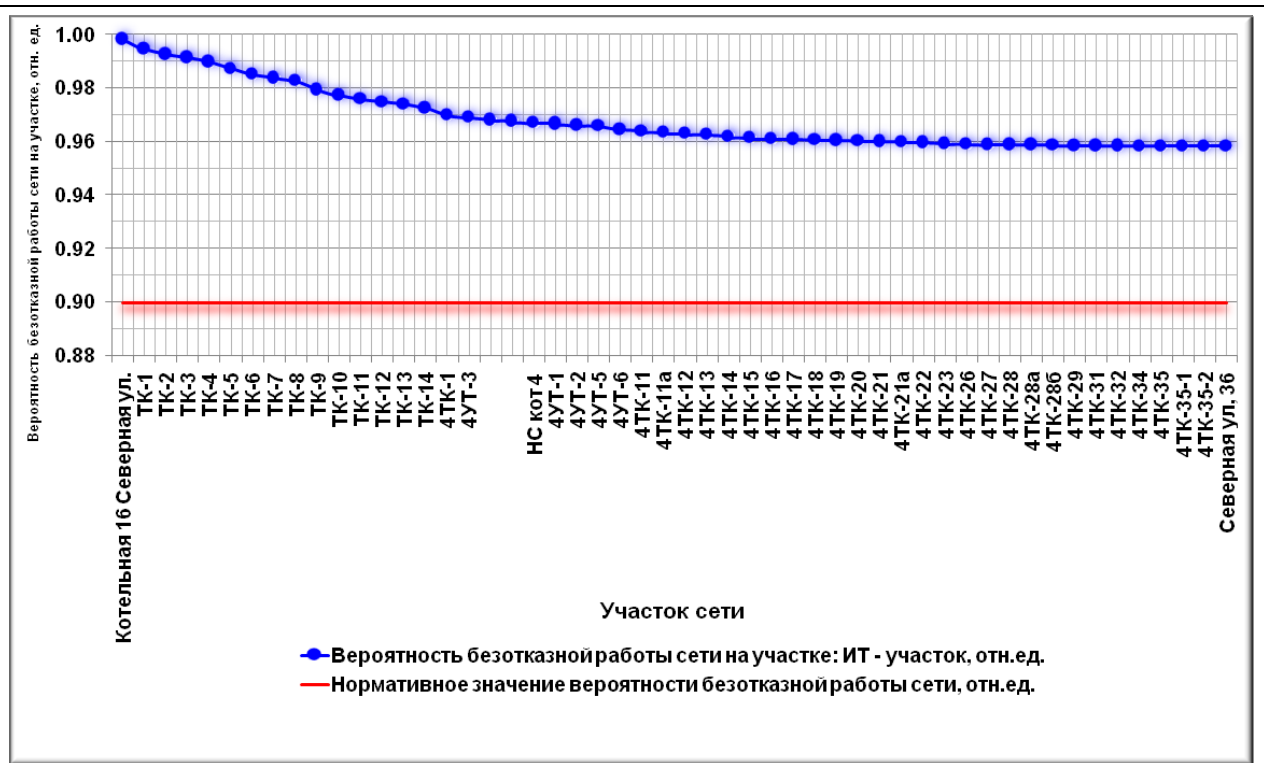


Рисунок 102 – Вероятность безотказной работы участков ТС от котельной № 16 ул. Северная до потребителя д. 36, ул. Северная

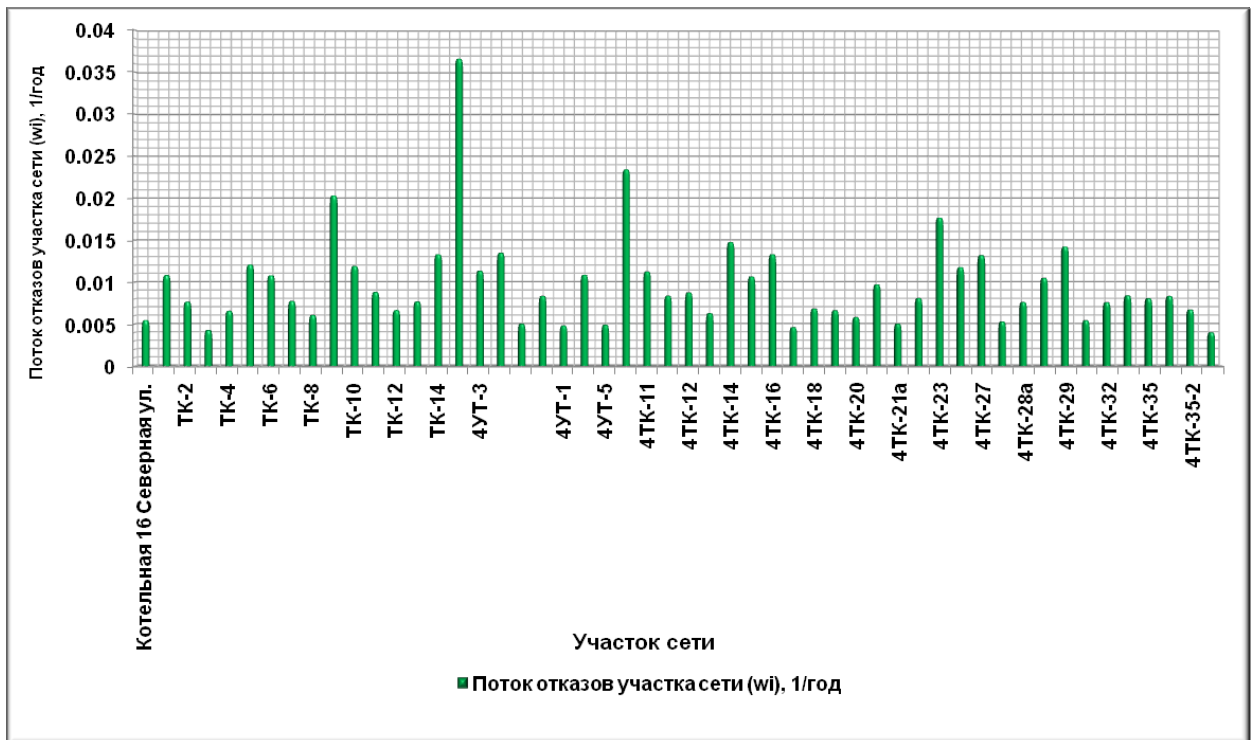


Рисунок 103 – Поток отказов участков ТС от котельной № 16 ул. Северная до потребителя д. 36, ул. Северная

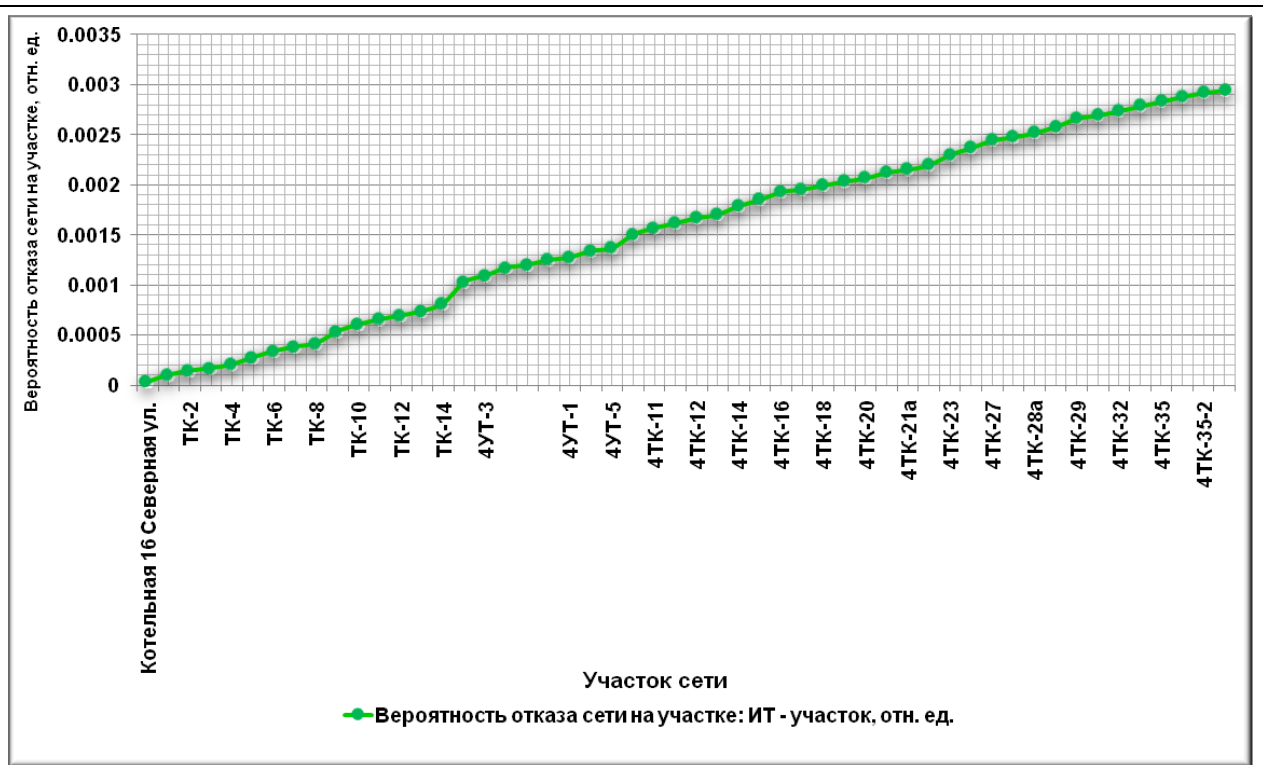


Рисунок 104 – Вероятность отказа участков ТС от котельной № 16 ул. Северная до потребителя д. 36, ул. Северная

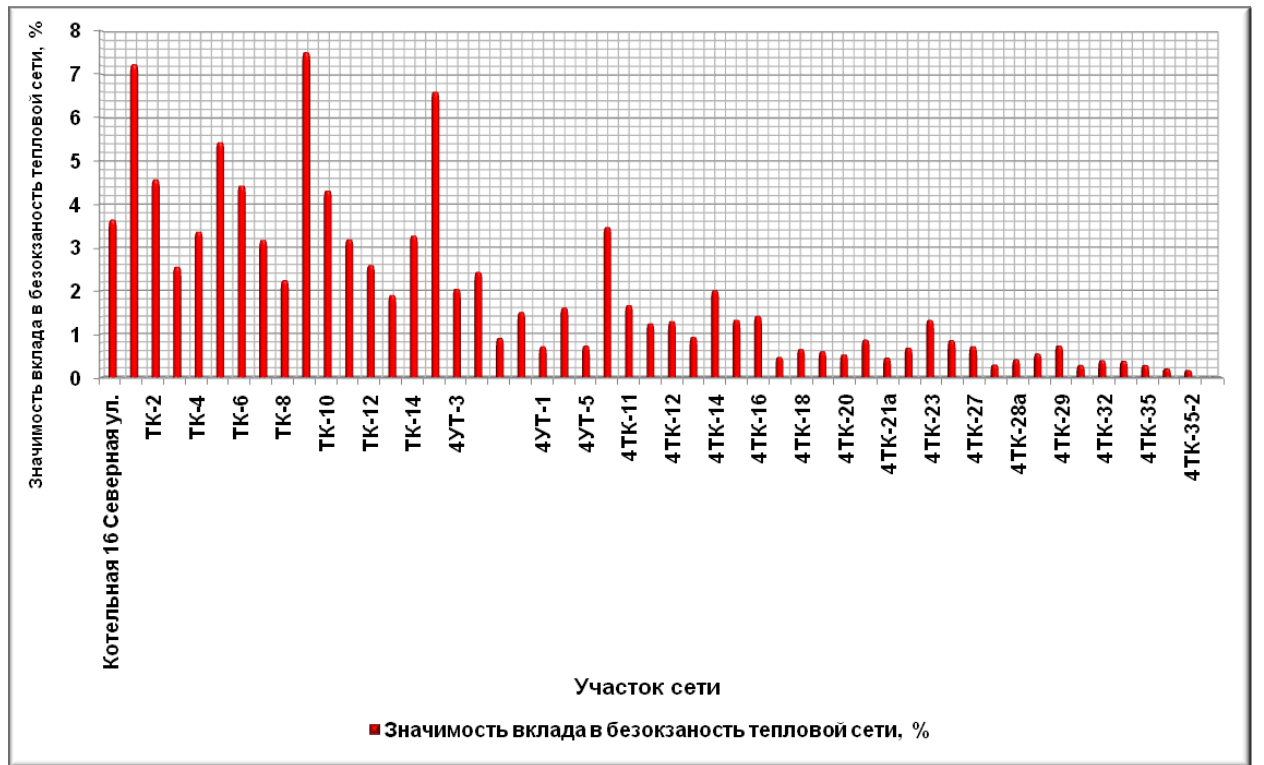


Рисунок 105 – Значимость вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков от котельной № 16 ул. Северная до потребителя д. 36, ул. Северная

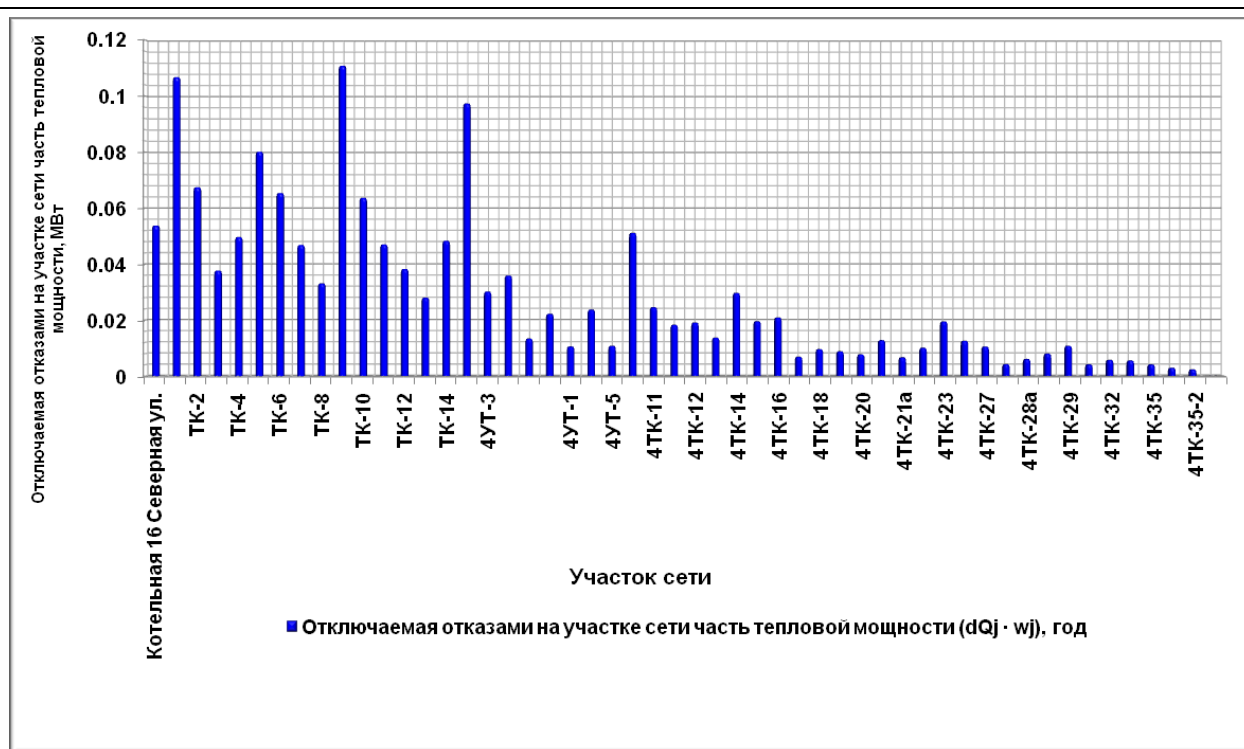


Рисунок 106 – Отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от котельной № 16 ул. Северная до потребителя д. 36, ул. Северная

*В аварийном режиме* (при отказе магистрального вывода котельной № 16 (ул. Северная)), теплоснабжение потребителя, расположенного по адресу д. 36, ул. Северная осуществляется от котельной № 2 (д. 2, ул. Садовое кольцо) по переключателю между тепловыми камерами 2ТК и 4ТК-1/1.

Расчетная схема теплоснабжения потребителя по адресу д. 36, ул. Северная от котельной № 2 (д. 2, ул. Садовое кольцо) при отказе магистрального вывода котельной № 16 (ул. Северная), изменение численных значений вероятности безотказной работы участков ТС, потоков отказов участков ТС, вероятностей отказов участков ТС, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, а также отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС представлены на рисунках 107 ÷ 112 соответственно.

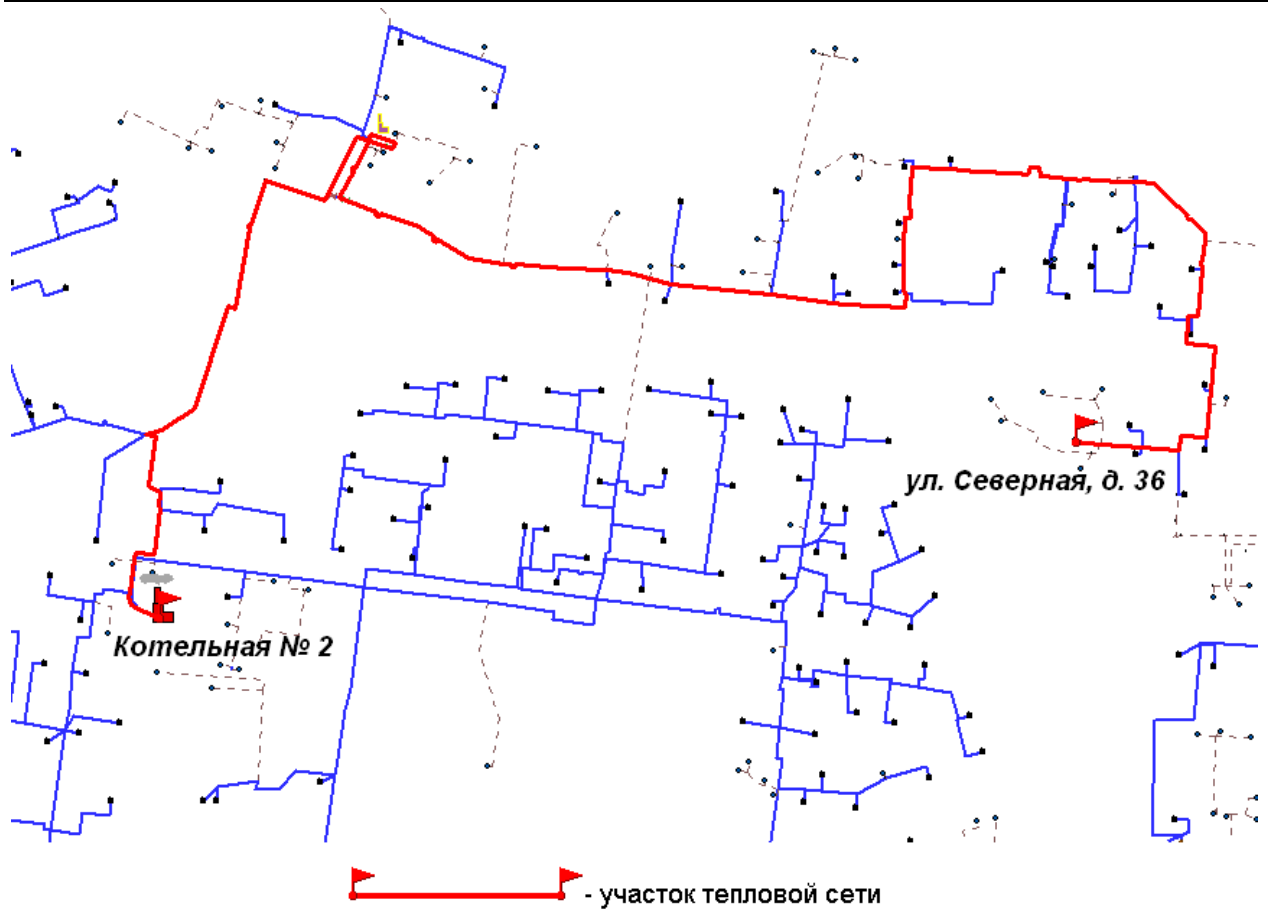


Рисунок 107 – Расчетная схема № 2. Источник: котельная № 2 д. 2, ул. Садовое кольцо - потребитель: д. 36, ул. Северная

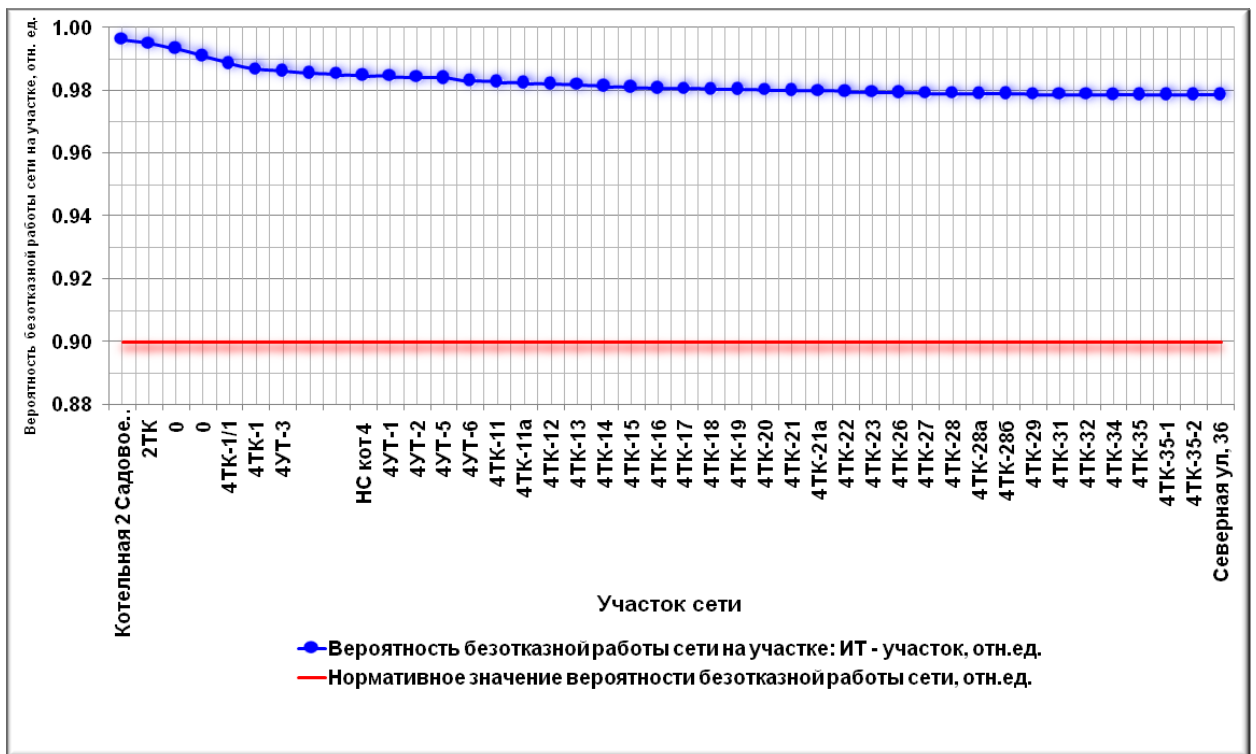


Рисунок 108 – Вероятность безотказной работы участков ТС от котельной № 2 д. 2, ул. Садовое кольцо до потребителя д. 36, ул. Северная

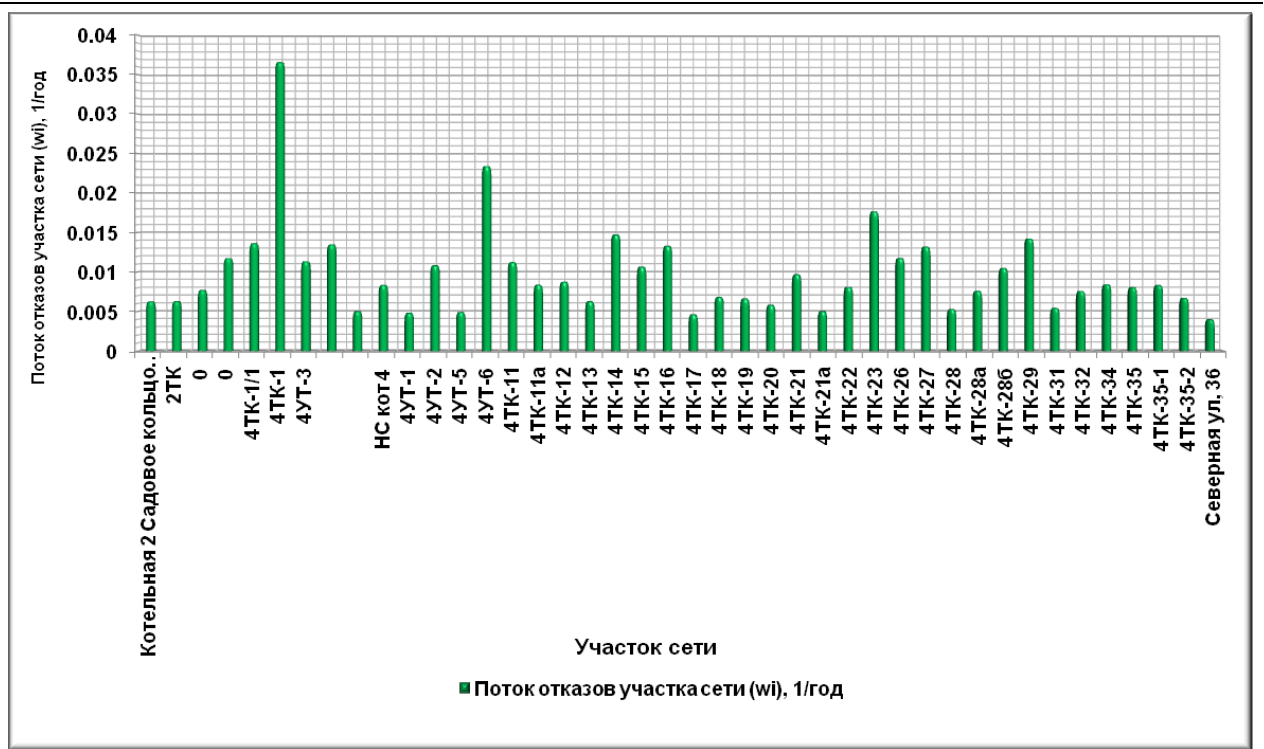


Рисунок 109 – Поток отказов участков ТС от котельной № 2 д. 2, ул. Садовое кольцо до потребителя д. 36, ул. Северная

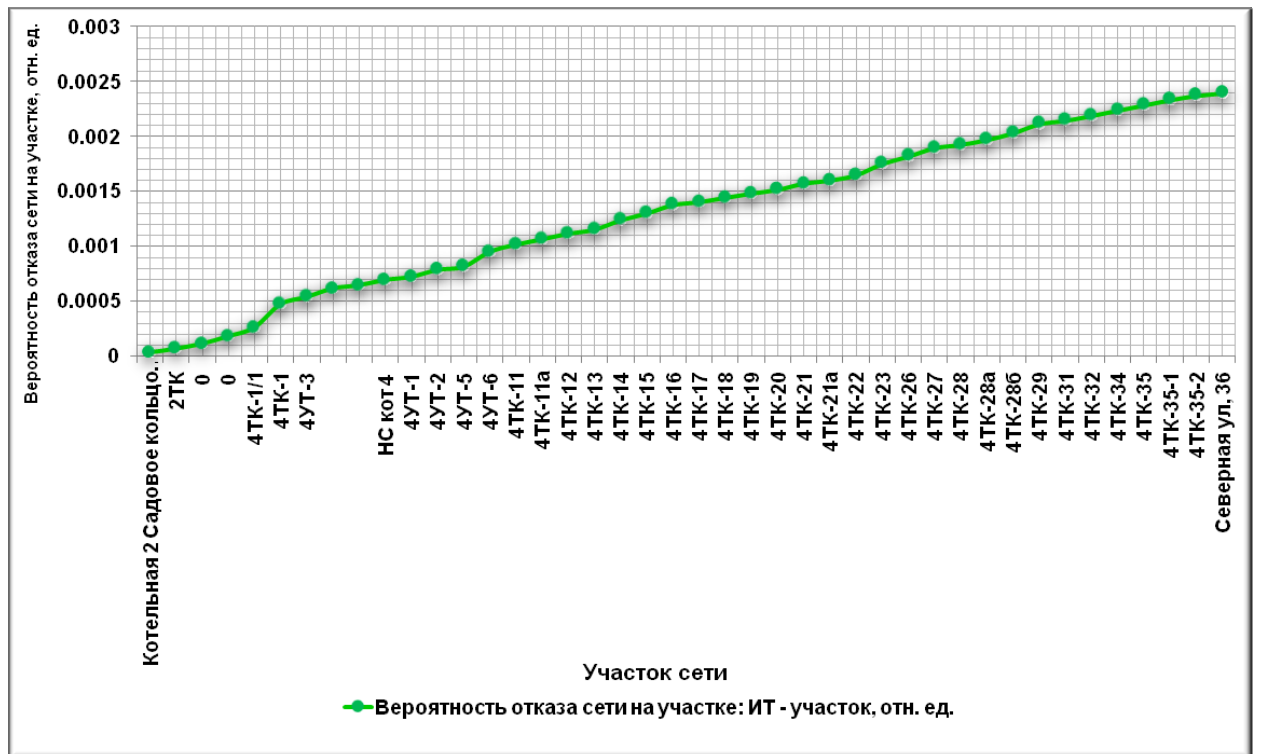


Рисунок 110 – Вероятность отказа участков ТС от котельной № 2 д. 2, ул. Садовое кольцо до потребителя д. 36, ул. Северная

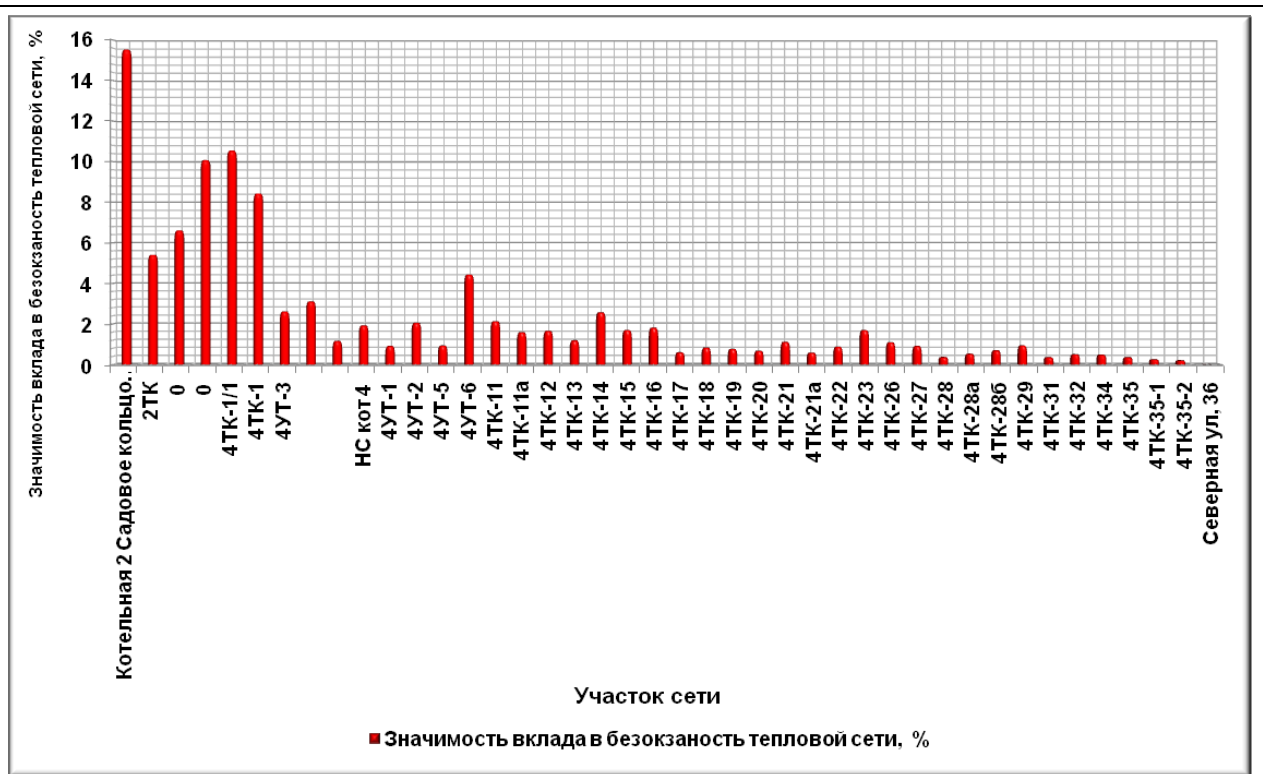


Рисунок 111 – Значимость вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков от котельной № 2 д. 2, ул. Садовое кольцо до потребителя д. 36, ул. Северная

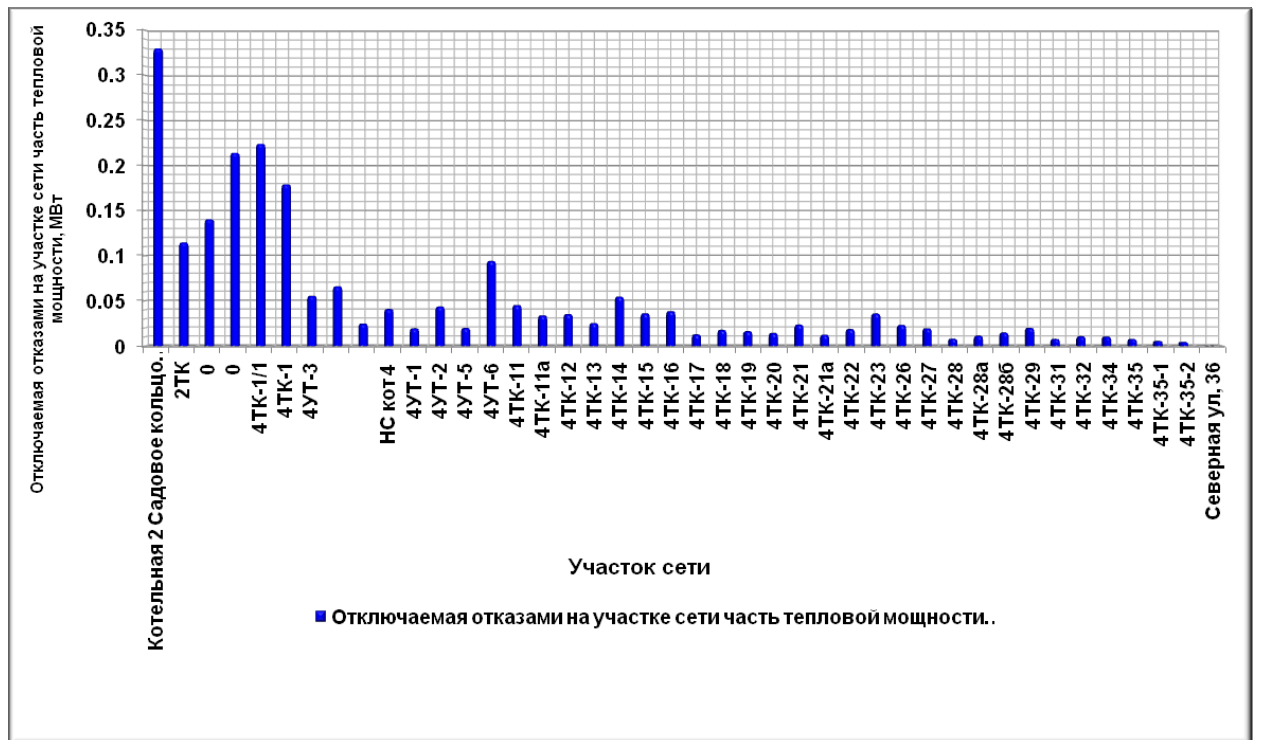


Рисунок 112 – Отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от котельной № 2 д. 2, ул. Садовое кольцо до потребителя д. 36, ул. Северная

Анализ результатов расчета показателей надежности теплоснабжения потребителя по адресу д. 36, ул. Северная в безаварийном режиме теплоснабжения от котельной № 16 (ул. Северная) и аварийном режиме теплоснабжения от котельной № 2 (д. 2, ул. Садовое кольцо), позволяет сделать следующие выводы:

1. При соблюдении требуемых условий организации эксплуатации ТС, с учетом их развития и плановой замены теплопроводов, выработавших свой ресурс, значения ПН в аварийном режиме не снизятся за счет переключения потребителей котельной № 16 к ТС котельной № 2. При этом обеспечивается выполнение нормативных требований по надежности теплоснабжения потребителей тепловой энергии.
2. Так как в тепловых сетях г. Октябрьского на текущий момент и на перспективу до 2027 года существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения, то необходимости дополнительного строительства тепловых сетей для обеспечения таких условий не возникает.

#### **7.4 Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных**

##### **7.4.1 Предложения по повышению эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет изменения графиков регулирования**

Анализ гидравлических режимов в сетях всех источников тепловой энергии ГО г.Октябрьский, выполненный в главе 3 показал необходимость перехода с принятых расчетных параметров графиков 95/70°С на параметры 115/70°С на котельных №№ 1, 2, 3, 15 и 16 с установкой в ИТП узлов смешения. По результатам расчетов (таблица 169) построены графики центрального качественного регулирования, приведенные на рисунке 113 (левая часть), а на правой части рисунка 113 представлен интегральный график относительных тепловых нагрузок в функции продолжительности их стояния (в часах).



Таблица 169 – Результаты расчетов графиков регулирования отпуска тепловой энергии

Повторяемость температур наружного воздуха в ГО г.Октябрьский*										
Средние температуры наружного воздуха tн, С	-35.0	-27.5	-22.5	-17.5	-12.5	-7.5	-2.5	2.5	6.5	
Продолжительность стояния tн, часов	38	116	265	529	770	948	961	789	638	5054
Относительные тепловые нагрузки и расходы тепла										
Относительная тепловая нагрузка Q	1.00	0.86	0.77	0.68	0.59	0.50	0.41	0.32	0.25	
Относительный расход тепла Q·п, Гкал/(Гкал/ч)	38	100	205	361	455	474	393	251	157	2433
Температуры теплоносителя в тепловой сети при работе по отопительному графику										
Подающий трубопровод (при графике 95/70С)	95.0	86.4	80.5	74.5	68.4	62.1	55.7	49.0	43.4	
Подающий трубопровод (при графике 115/70С)	115.0	103.7	96.0	88.2	80.2	72.1	63.9	55.3	48.3	
Обратный трубопровод	70.0	64.8	61.2	57.5	53.6	49.6	45.5	41.0	37.2	
Температуры теплоносителя в тепловой сети с учетом обеспечения горячего водоснабжения (наличие излома при 70С)										
Подающий трубопровод (график 95/70С с изломом при 70С)	95.0	86.4	80.5	74.5	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	
Подающий трубопровод (график 115/70С с изломом при 70С)	115.0	103.7	96.0	88.2	80.2	72.1	70.0	70.0	70.0	
Обратный трубопровод (график 95/70С с изломом при 70С)	70.0	64.8	61.2	57.5	55.2	57.5	59.8	62.0	63.9	
Обратный трубопровод (график 115/70С с изломом при 70С)	70.0	64.8	61.2	57.5	53.6	49.6	51.6	55.7	59.0	
Относительные расходы сетевой воды при количественном регулировании отопительной нагрузки										
График 95/70 с изломом при 70С	1.00	1.00	1.00	1.00	0.90	0.61	0.42	0.27	0.19	
График 115/70 с изломом при 70С	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.42	0.27	0.19	

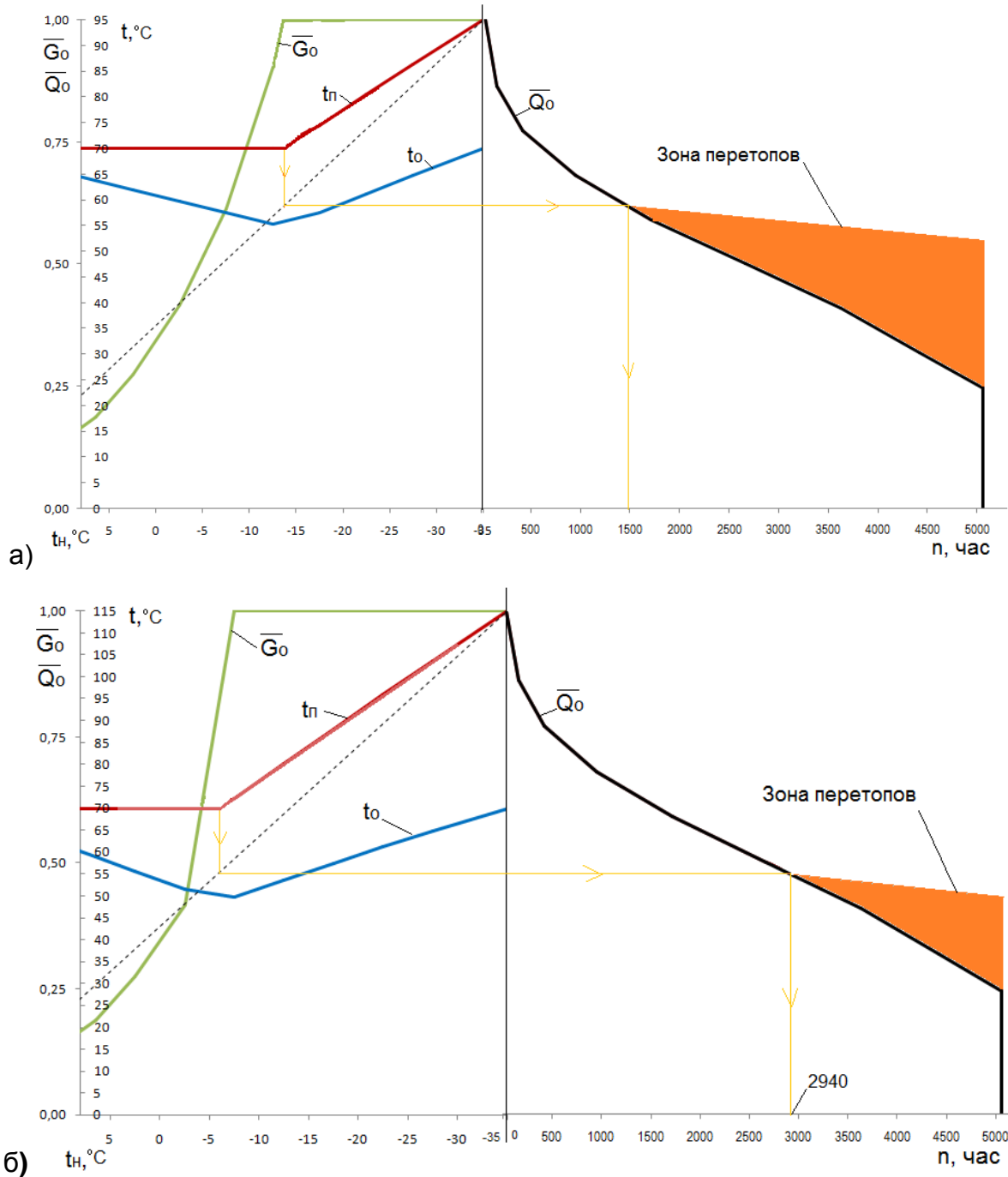


Рисунок 113 – Графики центрального регулирования: а) расчетный график 95/70°C; б) расчетный график 115/70°C

Необходимость приготовления горячей воды на абонентских установках потребителей, не подключенных к централизованным сетям ГВС от ЦТП, требует установления излома графика регулирования с поддержанием постоянной температуры воды в подающей магистрали равной 70°C.

При расчетных параметрах 95/70°C излом графика регулирования соответствует наружным температурам минус 14°C и выше с продолжительностью стоя-

ния этих температур более 3000 часов, что составляет почти 60% отопительного периода.

В это период при росте наружных температур и соответственно уменьшении теплотребления регулирование теплоподдачи в здания при постоянной температуре теплоносителя должно производиться количественным способом (уменьшением расхода сетевой воды, либо периодическим отключением отопительных систем – пропусками).

При отсутствии количественного регулирования и расчетном графике качественного регулирования 95/70°C имеют место перетопы зданий, составляющие 15-18% от расхода тепла за отопительный период.

При переходе на повышенный график качественного регулирования 115/70°C продолжительность перетопов снижается до 1300 часов, а перерасход тепла за отопительный период – до 3-4%.

Установка насосных узлов смешения на вводах потребителей позволит за счет изменения расхода сетевой воды исключить перерасход тепла в период излома графика регулирования, а так же сэкономить тепловую энергию за счет внутренних теплопоступлений и прихода солнечной радиации в здания в размере 8-10% годового теплотребления.

Графики регулирования расхода сетевой воды на отопление приведены в относительных единицах на левой части графика (рисунок 113), диапазон изменения расхода сетевой воды составляет от 1 до 0,2 при графике 95/70°C и от 1 до 0,35 - при 115/70°C.

Для реализации количественного способа регулирования в тепловых сетях необходимо оснастить приводы сетевых насосов низковольтными комплектными устройствами частотного регулирования (НКУ ЧР).

Таким образом, применение качественно-количественного регулирования отпуска тепла на базе автоматизированных насосных узлов смешения дает суммарное снижение годового теплотребления на отопительные цели до 23-28% или в среднем около 25%.

В климатических условиях ГО г.Октябрьский на 1 Гкал/ч расчетной отопительной нагрузки теплотребление за отопительный сезон составляет 2440 Гкал, а с учетом потерь в сетях (10%) 2680 Гкал. Суммарное снижение теплотребления на отопительные нужды за счет установки узлов смешения составляет 670 Гкал.

При перспективном тарифе на тепловую энергию 1000 руб./Гкал годовой экономический эффект на 1 Гкал/ч расчетной тепловой мощности планируется в размере 670 тыс.руб.

Ориентировочная стоимость оборудования насосных узлов смешения с погодным регулированием (без НДС) компании Данфосс приведена в таблице 170.

Таблица 170 – Ориентировочная стоимость оборудования насосных узлов смешения с погодным регулированием (без НДС)

Диапазон нагрузок, Гкал/ч		Цена стандартного узла смешения без НДС
MIN	MAX	
0,0057	0,0135	9 000 €
0,0141	0,0821	12 000 €
0,0851	0,1670	14 616 €
0,1754	0,2649	18 295 €
0,2794	0,6317	20 106 €
0,7807	1,0366	21 619 €
1,1194	1,3808	23 500 €

Удельные капитальные затраты на установку узла смешения в среднем составляют 3-4 млн. руб./Гкал/ч.

Таким образом, простой срок окупаемости узлов находится в пределах 5-6 лет.

Перечень потребителей по источникам представлен в Приложении Ж таблицы Ж.1 – Ж. 6.

#### **7.4.2 Предложения по переводу присоединения потребителей на независимую схему**

В зоне действия котельной №15 часть потребителей с высоким давлением в обратном трубопроводе на вводе, а так же ЦТП №7 целесообразно перевести в 2013 г. на независимую схему присоединения отопительных установок. Отопительная нагрузка на ЦТП-7 составляет 8,5 Гкал/ч. Перечень отдельных потребителей, нуждающихся в переводе на независимую схему представлен в таблице 171.

Таблица 171 – Потребители котельной №15, нуждающиеся в переводе на независимую схему

Адрес узла ввода	Расчетная нагрузка ОВ, Гкал/ч	Планируемый год реконструкции	Капитальные затраты, руб. (без НДС)
28-й мкр, 11	1.037	2013	1184400
28-й мкр, 13	0.331	2013	1013342,4
28-й мкр, 7	0.9	2013	1089597,6
35-й мкр	1.381	2013	1184400
35-й мкр	0.039	2013	604800
35-й мкр	0.007	2013	453600
Кортунова ул, 2/а	0.325	2013	1013342,4

#### **7.4.3 Предложения по повышению уровня автоматизации источников и ЦТП**

Источники тепловой энергии и все центральные тепловые пункты необходимо укомплектовать электронными приборами учета тепловой энергии и воды, необходимыми средствами телеметрии и процессорной техникой с выводом параметров на центральный диспетчерский пункт.

Сетевые и смесительные насосы на котельных №№ 3, 15 и всех ЦТП целесообразно оборудовать НКУ ЧР.

#### **7.5 Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения**

Анализ результатов расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей г. Октябрьского на текущий момент и на перспективу до 2027 года, позволяет сделать вывод о том, что при соблюдении требуемых условий организации эксплуатации ТС, с учетом их развития и плановой замены теплопроводов, выработавших свой ресурс, теплоснабжение потребителей г. Октябрьского обеспечивается в соответствии с нормативными требованиями по надежности теплоснабжения. В связи с этим строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения не предусматривается. Кроме того, так как в тепловых сетях г. Октябрьского на текущий момент и на перспективу до 2027 года при возникновении аварийных ситуаций на магистральных выводах от источников теплоснабжения существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от других источников при сохранении надежности теплоснабжения, то необходимости дополнительного строительства тепловых сетей для обеспечения таких условий не возникает.

#### **7.6 Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

Все приросты тепловой нагрузки в ГО г.Октябрьский обеспечиваются строительством тепловых сетей, описание которых дано в п.7.2. Реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов не требуется.

### **7.7 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

Предложения по реконструкции тепловых сетей от источников тепловой энергии разработаны на основе предположения, что к 2027 г. в результате плановой замены участков магистральных сетей срок эксплуатации всех участков не будет превышать 25 лет. Таким образом за 15 лет (с 2013 по 2027 гг.) подлежат замене участки теплопроводов, проложенные до 2002 г. включительно.

В таблице 172 приведены данные об общей протяженности подлежащих замене магистральных сетей от источников по годам прокладки, откуда следует, что за указанный период требуется переложить около 26 км магистральных сетей в двухтрубном исчислении или в среднем по 1,7 км в год.

Таблица 172 – Протяженность и годы прокладки магистральных тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Номер котельной	1967	1969	1970	1971	1973	1974	1975	1976	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1985	1986	1987	Всего (1987г. и ранее)
1					214				4		53	229				7		508
2	218			123	170		37					267						815
3				2166			1434		298		294							4192
4															96		310	406
9																		0
10										73								73
13																		0
14																		0
15									700		4317	546	476	106				6145
16																		0
Всего	218	0	0	2290	384	0	1470	0	1002	73	4664	1042	476	106	96	7	310	12139

Таблица 172 – продолжение

Номер котельной	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Всего (1988-2002 гг)	Всего (1967-2002 гг)
1				118		25	25	24	470	753	131		77	589	250	2462	2970
2		1880		58							50	33	13	120		2156	2970
3	713					20	642			531				165		2071	6263
4	178	127	115	44	78	108	141	137			179	234			326	1666	2072
9				94						55						148	148
10		659	231									189				1079	1152
13			431													431	431
14		92		110		254		269	283			36		160		1204	1204
15			821										490	73		1384	7529
16	871									353						1224	1224
Всего	1762	2759	1598	425	78	407	808	430	754	1691	359	491	581	1108	576	13826	25964

Наибольший объем реконструкции выпадает на сети котельной №15 (7,5 км) и №3 (6,3 км) со среднегодовой перекладкой 500 и 420 м в год, соответственно.

В первые годы планируемой реконструкции подлежат первоочередной замене участки теплопроводов, выработавшие на текущее время свой эксплуатационный ресурс.

Наибольшая доля таких участков приходится на сети котельной №15 (более 6 км) и котельной №3 (около 5 км). Общая протяженность сетей по всем источникам со сроком эксплуатации 25 лет и более лет составляет 12,1 км.

Учитывая, что годовая программа реконструкции сетей силами производственных подразделений ОТЭ составляет 5 км (вместе с квартальными сетями) в 2х-трубном исчислении замену участков изношенных магистральных сетей целесообразно произвести в течении 2013-2019 гг. с годовой программой реконструкции до 2 км в год, а начиная с 2020 г. выполнить замену участков проложенных с 1988 по 2002 г. с годовой программой реконструкции 1600 – 1800 км в год.

Предложения по срокам реконструкции участков магистральных тепловых сетей от источников ОТЭ с указанием требуемых капитальных затрат приведены в Приложении И таблицах И.1 – И.10.

Общий объем необходимых инвестиций за расчетный период с 2013 по 2027 гг. составляет 199,2 млн.руб. (без НДС).

### **7.8 Строительство и реконструкция насосных станций**

В связи с предлагаемым переходом на повышенные температурные графики не требуется строительства новых насосных станций, а так же реконструкции существующих насосных станций, установленных на ЦТП.



## **Глава 8. Перспективные топливные балансы**

### **8.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа**

Перспективные топливные балансы по каждому источнику тепловой энергии необходимы для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории ГО города Октябрьского.

Основным видом топлива, для производства тепловой энергии ГО г. Октябрьский является природный газ. Резервным топливом – мазут (дизельное топливо).

Расчет перспективного топливного баланса был произведен на основании сводного баланса перспективных тепловых нагрузок источников тепловой энергии ГО г. Октябрьский.

В Приложении К таблиц К.1-К.2 приведен перспективный расход максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов по каждому источнику тепловой энергии на период до 2027 года для Мастер-Плана 1 Реконструкции 1.

В Приложении К таблицах К.3-К.4 приведен перспективный расход максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов по каждому источнику тепловой энергии на период до 2027 года для Мастер-Плана 1 Реконструкции 2.

В приложении К в таблицах К.1 – К.4 приведен перспективный расход максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов по Мастер-Плану 1 Реконструкция 1 и 2, а также в таблицах К.5 – К.6 по котельной №3 и №15 на период до 2027 года по Мастер-Плану 2 Реконструкция 3 Вариант 1 и Вариант 2. В Мастер-Плане 2 Реконструкция 3 предусмотрен один вариант развития котельной №3 с учетом установки ГПУ (Вариант 1 – Установка ГПУ), и два варианта развития котельной №15 (Вариант 1.1 – установка ГПУ, Вариант 2 – установка ГПЭС), расходы основного топлива по этим вариантам приведены ниже.

Подробное описание реконструкции 1, 2, 3, а также Мастер-Плана 1 и Мастер-Плана 2 см. в этап 3 Глава 6.

## 8.2 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

Мазутное хозяйство предназначено для снабжения топочным мазутом (далее мазут) энергетических, паровых и водогрейных котлов, использующих мазут в качестве резервного топлива.

Часовая производительность каждой нитки топливоподачи определяется по суточному расходу топлива электростанции, исходя из 24 часов работы топливоподачи с запасом 10%.

Емкость хранилищ жидкого топлива в зависимости от суточного расхода следует принимать по таблице 173.

Таблица 173 – Емкость хранилищ жидкого топлива в зависимости от суточного расхода

Название и способ доставки топлива	Емкость хранилищ жидкого топлива
1. Основное и резервное, доставляемое по железной дороге	На 10-суточный расход
2. То же, доставляемое автомобильным транспортом	На 5-суточный расход
3. Аварийное для котельных, работающих на газе, доставляемое по железной дороге или автомобильным транспортом	На 3-суточный расход
4. Основное, резервное и аварийное, доставляемое по трубопроводам	На 2-суточный расход
5. Растопочное для котельных производительностью 100 Гкал/ч и менее	Два резервуара по 100 т
6. То же, для котельных производительностью более 100 Гкал/ч	Два резервуара по 200 т
Примечание. Резервным называется жидкое топливо, предназначенное для сжигания в течение длительного периода наряду с газом при перерывах в его подаче	

Для хранения основного и резервного топлива должно предусматриваться не менее двух резервуаров. Для хранения аварийного топлива допускается установка одного резервуара.

Общая вместимость резервуаров для хранения жидких присадок определяется условиями их доставки (вместимостью железнодорожных или автомобильных цистерн), но должна составлять не менее 0,5 % вместимости мазутохранилища. Количество резервуаров принимается не менее двух.

Для встроенных и пристроенных индивидуальных котельных на жидком топливе следует предусматривать склад топлива, расположенный вне помещения котельной и отапливаемых зданий, вместимостью, рассчитанной из условий хранения не менее 5-суточного расхода топлива, определенного для режима, соответствующего тепловой

нагрузке котельной в режиме самого холодного месяца, количество резервуаров при этом не нормируется.

Расчет нормативов создания запасов топлива на котельных осуществляется в соответствии со следующими документами:

- «Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных», утвержденная приказом Министерства энергетики РФ от 4 сентября 2008 г. № 66.
- Информационное письмо Департамента государственной энергетической политики энергоэффективности Минэнерго России от 21 сентября 2009 г. (разъяснения) «О повышении качества подготовки расчетов и обоснований нормативов создания запасов топлива для котельных жилищно-коммунального комплекса и энергопредприятий».

Порядок расчёта и обоснования нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных устанавливает основные требования к нормированию технологических запасов топлива при производстве электрической и тепловой энергии.

Норматив создания технологических запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных является общим нормативным запасом топлива (далее - ОНЗТ) и определяется по сумме объёмов неснижаемого нормативного запаса топлива (далее - ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса основного или резервного видов топлива (далее - НЭЗТ).

ННЗТ создается на электростанциях и котельных организаций электроэнергетики для поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

ННЗТ для электростанций и котельных, сжигающих уголь, мазут и дизельное топливо, обеспечивает работу тепловых электростанций в режиме "выживания" в течение семи суток, а для тепловых электростанций и котельных, сжигающих газ, - трех суток.

ННЗТ обеспечивает работу электростанции и котельной в режиме "выживания" с минимальной расчётной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года и составом оборудования, позволяющим поддер-

живать плюсовые температуры в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях.

Для электростанций и котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу.

ННЗТ по электростанциям организаций электроэнергетики определяется по согласованию с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления.

НЭЗТ необходим для надёжной и стабильной работы электростанций и котельных и обеспечивает плановую выработку электрической и тепловой энергии.

Расчет НЭЗТ производится ежегодно для каждой электростанции и котельной, сжигающей или имеющей в качестве резервного твердое или жидкое топливо (уголь, мазут, торф, дизельное топливо).

Расчеты ННЗТ и НЭЗТ производятся по электростанциям (котельным) организаций электроэнергетики и отопительным (производственно-отопительным) котельным организаций, не относящимся к организациям электроэнергетики, согласно главам II и III «Инструкции об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных» (Приказ Министерства энергетики РФ от 04.09.2008 года №66). В результатах расчетов значения нормативов представляются в тоннах натурального твердого и жидкого топлива и округляются до десятых долей указанной единицы измерения.

В таблице 174 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запаса топлива на период с 2012-2027 гг. по Мастер-Плану 1, рассчитанные на основании перспективных тепловых нагрузок и перспективного отпуска тепла.

В таблице 176 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запаса топлива на период с 2012-2027 гг. по Мастер-Плану 2 для котельных №3 и №15, рассчитанные на основании перспективных тепловых нагрузок и перспективного отпуска тепла.

Таблица 174 – Результаты оценки перспективных значений нормативов создания запаса топлива на период с 2012-2027 гг., по Мастер-Плану 1 Реконструкция 1

Наименование собственника и адрес котельной	Вид топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		Перспективный максимальный годовой расход натурального топлива, тыс. т/год														
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	мазут	329,3	329,3	329,3	317,4	287,3	257,3	257,3	257,3	254,7	254,7	254,7	224,7	224,7	224,7	224,7
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	мазут	323,3	323,3	323,3	323,3	277,1	277,1	277,1	277,1	277,1	277,1	230,9	230,9	230,9	230,9	230,9
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42 Мастер-План 1	мазут	1037,5	793,4	793,4	793,4	793,4	661,4	661,4	615,3	615,3	569,1	569,1	569,1	569,1	569,1	569,1
"Котельная №8" ул. Бакинская, д. 8	дизель	4,8	8,5	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
"Котельная №9" Отдельно-стоящая ул. Ломоносова, д. 1/а	дизель	16,7	16,7	16,7	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
"Котельная №10" ул. Совхозная	дизель	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
"Котельная №11" ул. Партизанская, д. 9	дизель	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а Мастер-План 1	мазут	970,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9
"Котельная №16" ул. Северная, д. 8/2	мазут	137,7	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4
"Котельная №2" отдельностоящая п. Туркменево (Промышленная зона)	дизель	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9
Котельная, ул. 8 Марта, д. 9А	дизель	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6
БМК для мкр.32А и мкр.33	дизель	0,0	0,0	0,0	0,0	129,6	129,6	129,6	182,4	182,4	182,4	182,4	182,4	182,4	182,4	182,4

Таблица 175 – Результаты оценки перспективных значений нормативов создания запаса топлива на период с 2012-2027 гг., по Мастер-плану 1 Реконструкция 2

Наименование собственника и адрес котельной	Вид топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		Перспективный максимальный годовой расход натурального топлива, тыс. т/год														
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	мазут	329,3	329,3	329,3	317,4	287,3	257,3	257,3	257,3	254,7	254,7	254,7	224,7	224,7	224,7	224,7
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	мазут	323,3	323,3	323,3	323,3	409,1	409,1	409,1	409,1	409,1	409,1	362,9	362,9	362,9	362,9	362,9
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42 Мастер-План 1	мазут	1037,5	793,4	793,4	793,4	793,4	661,4	661,4	615,3	615,3	569,1	569,1	569,1	569,1	569,1	569,1
"Котельная №8" ул. Бакинская, д. 8	дизель	4,8	8,5	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
"Котельная №9" Отдельно-стоящая ул. Ломоносова, д. 1/а	дизель	16,7	16,7	16,7	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
"Котельная №10" ул. Совхозная	дизель	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
"Котельная №11" ул. Партизанская, д. 9	дизель	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а Мастер-План 1	мазут	970,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9	684,9
"Котельная №16" ул. Северная, д. 8/2	мазут	137,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
"Котельная №2" отдельностоящая п.Туркменево (Промышленная зона)	дизель	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9
Котельная, ул. 8 Марта, д. 9А	дизель	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6
БМК для мкр.32А и мкр.33	дизель	0,0	0,0	0,0	0,0	129,6	129,6	129,6	182,4	182,4	182,4	182,4	182,4	182,4	182,4	182,4

Таблица 176 – Результаты оценки перспективных значений нормативов создания запаса топлива на период с 2012-2027 гг., по Мастер-плану 2 Реконструкция 3 (Вариант 1 и 2)

Наименование собственника и адрес котельной	Вид топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		Перспективный максимальный годовой расход натурального топлива, тыс. т/год														
Вариант 1																
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42 Мастер-План 2 (Вариант 1.1) (ГПУ)	мазут	1037,53	803,30	803,30	803,30	803,30	671,34	671,34	625,16	625,16	578,97	578,97	578,97	578,97	578,97	578,97
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а Мастер-План 2 (Вариант 1.1) (ГПУ)	мазут	970,86	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55
Вариант 2																
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а Мастер-План 2 (Вариант 1.2) (ГПЭС)	мазут	970,86	748,76	662,31	662,31	662,31	662,31	662,31	662,31	662,31	662,31	662,31	662,31	662,31	662,31	662,31

### **8.3 Суммарное потребление топлива котельными ГО города Октябрьский**

В таблице 177 и приведен суммарный расчетный перспективный расход топлива котельными ГО города Октябрьский по Мастер-Плану 1 Реконструкция 1, в таблице 178 Мастер-План 1 Реконструкция 2, а также в таблицах 179-180 соответственно по Мастер-Плану 2 (Вариант 1.1) и Мастер-Плану 2 (Вариант 1.2).

На рисунке 114 приведено сравнение расхода топлива по различным Мастер-Планам.

Таблица 177 – Суммарное потребление топлива по Мастер-Плану 1 Реконструкция 1, Т у.т.

Наименование собственника и адрес котельной	Вид топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
"Котельная №1" ул. Островского, д. 6	природный газ	18429,3	18429,3	18429,3	18429,3	16686,0	14942,6	14942,6	14942,6	14789,4	14789,4	14789,4	13046,1	13046,1	13046,1	13046,1
	мазут	376,4	376,4	376,4	362,7	328,4	294,1	294,1	294,1	291,1	291,1	291,1	256,8	256,8	256,8	256,8
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	природный газ	19106,0	19106,0	19106,0	19106,0	16376,6	16376,6	16376,6	16376,6	16376,6	16376,6	13647,1	13647,1	13647,1	13647,1	13647,1
	мазут	369,5	369,5	369,5	369,5	316,7	316,7	316,7	316,7	316,7	316,7	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0
"Котельная №3" ул. Куйбышева, д. 42 Мастер-План 1	природный газ	63114,3	48263,9	48263,9	48263,9	48263,9	40236,6	40236,6	37427,1	37427,1	34617,5	34617,5	34617,5	34617,5	34617,5	34617,5
	мазут	1185,9	906,9	906,9	906,9	906,9	756,0	756,0	703,2	703,2	650,5	650,5	650,5	650,5	650,5	650,5
"Котельная №4" ул. Северная, д. 5д	природный газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
"Котельная №5" ул. Садовое Кольцо, д. 117	природный газ	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0
"Котельная №6" ул. 9 Января (Первомайская, 3а)	природный газ	722,3	722,3	722,3	722,3	722,3	722,3	722,3	722,3	722,3	722,3	722,3	722,3	722,3	722,3	722,3
"Котельная №7 (Дворец спорта)" ул. Девонская, д. 8/А	природный газ	680,1	680,1	680,1	680,1	680,1	680,1	680,1	680,1	680,1	680,1	680,1	680,1	680,1	680,1	680,1
"Котельная №8" ул. Бакинская, д. 8	природный газ	342,6	599,6	428,3	428,3	428,3	428,3	428,3	428,3	428,3	428,3	428,3	428,3	428,3	428,3	428,3
	дизель	5,5	9,7	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
"Котельная №9" Отдельно-стоящая ул. Ломоносова, д. 1/а	природный газ	1109,0	1109,0	1109,0	690,4	690,4	690,4	690,4	690,4	690,4	690,4	690,4	690,4	690,4	690,4	690,4
	дизель	19,1	19,1	19,1	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
"Котельная №10" ул. Совхозная	природный газ	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4
	дизель	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
"Котельная №11" ул. Партизанская, д. 9	природный газ	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	65,8	65,8	65,8	65,8	65,8	65,8
	дизель	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
"Котельная №12" 7-й мкр ул. Герцена, д. 22 (помещение №1)	природный газ	456,7	456,7	456,7	456,7	456,7	456,7	456,7	456,7	456,7	456,7	456,7	456,7	456,7	456,7	456,7
"Котельная №13" ул. Олега Кошевого, д. 4 (БМК)	природный газ	1578,9	2463,3	2463,3	2463,3	2463,3	2463,3	2463,3	2463,3	2463,3	2463,3	2463,3	2463,3	2463,3	2463,3	2463,3
"Котельная №14" ул. Гоголя, д. 31	природный газ	5180,9	5180,9	3453,9	3453,9	3453,9	3453,9	3453,9	3453,9	3453,9	3453,9	3453,9	3453,9	3453,9	3453,9	3453,9
"Котельная №15" ул. Космонавтов, д. 59а Мастер-План 1	природный газ	59341,9	41864,5	41864,5	41864,5	41864,5	41864,5	41864,5	41864,5	41864,5	41864,5	41864,5	41864,5	41864,5	41864,5	41864,5
	мазут	1109,7	782,9	782,9	782,9	782,9	782,9	782,9	782,9	782,9	782,9	782,9	782,9	782,9	782,9	782,9
"Котельная №16" ул. Северная, д. 8/2	природный газ	8936,8	10213,4	10213,4	10213,4	10213,4	10213,4	10213,4	10213,4	10213,4	10213,4	10213,4	10213,4	10213,4	10213,4	10213,4
	мазут	157,4	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9
"Котельная №17" ул. 36мкр., на территории городской больницы №2	природный газ	712,5	712,5	712,5	712,5	712,5	712,5	712,5	712,5	712,5	712,5	712,5	712,5	712,5	712,5	712,5
"Котельная №18" ул. Пугачева, д. 16	природный газ	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8
Котельная Школа №5, ул. Кооперативная, д.105	природный газ	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5
"Котельная №2" отдельностоящая п.Туркменево (Промышленная зона)	природный газ	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8	5398,8
	дизель	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7



Наименование собственника и адрес котельной	Вид топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Котельная, ул. Кувыкина, д. 49	природный газ	325,4	325,4	325,4	325,4	325,4	325,4	325,4	325,4	325,4	325,4	325,4	325,4	325,4	325,4	325,4
Котельная, ул. 8 Марта, д. 9А	природный газ	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8	4091,8
	дизель	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4
Котельная, ул. Северная, д. 60	природный газ	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3	7061,3
Котельная, ул. Космонавтов, д. 65	природный газ	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9	3805,9
БМК для мкр.32А и мкр.33	природный газ	0,0	0,0	0,0	0,0	7922,2	7922,2	7922,2	11149,8	11149,8	11149,8	11149,8	11149,8	11149,8	11149,8	11149,8
	дизель	0,0	0,0	0,0	0,0	148,1	148,1	148,1	208,5	208,5	208,5	208,5	208,5	208,5	208,5	208,5
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 13	природный газ	0,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 17	природный газ	0,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
БМК для ГВС Д/с, Devonская, 6А	природный газ	0,0	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1
Каскадная котельная для ГВС ж/д Комсомольская, 20А	природный газ	0,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Каскадная котельная для ГВС д/с Комсомольская, 22	природный газ	0,0	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5
Общее потребление природного газа энергоисточниками	Природный газ	201266,7	171600,3	169702,0	169283,5	172732,9	162962,4	162962,4	163380,4	163227,2	160408,7	157679,3	155935,9	155935,9	155935,9	155935,9
Общее потребление мазута энергоисточниками	Мазут	3198,9	2615,5	2615,5	2601,9	2514,8	2329,6	2329,6	2276,8	2273,8	2221,0	2168,2	2133,9	2133,9	2133,9	2133,9
Общее потребление дизельного топлива энергоисточниками	Дизель	219,0	223,1	220,4	213,1	361,3	361,3	361,3	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6
Общее потребление топлива	Тыс. т у.т.	204684,6	174439,0	172537,9	172098,5	175609,0	165653,3	165653,3	166078,9	165922,6	163051,3	160269,1	158491,5	158491,5	158491,5	158491,5
Годовая выработка тепловой энергии	Гкал	1378184,5	1133805,2	1121695,0	1118818,7	1141720,2	1076767,0	1076767,0	1079542,7	1078522,1	1059851,6	1041721,5	1030112,5	1030112,5	1030112,5	1030112,5
Удельный расход топлива	Тыс. т у.т/Гкал	0,146	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151

Таблица 178 – Суммарное потребление топлива по Мастер-Плану 1 Реконструкция 2, Т у.т.

Наименование собственника и адрес котельной	Вид топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
"Котельная №2" ул. Садовое Кольцо, д. 2	природный газ	19106,0	19106,0	19106,0	19106,0	24174,9	24174,9	24174,9	24174,9	24174,9	24174,9	21445,5	21445,5	21445,5	21445,5	21445,5
	мазут	369,5	369,5	369,5	369,5	467,6	467,6	467,6	467,6	467,6	467,6	414,8	414,8	414,8	414,8	414,8
"Котельная №4" ул. Северная, д. 5д	природный газ	7434,1	7434,1	7434,1	7434,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
"Котельная №16" ул. Северная, д. 8/2	природный газ	8936,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	мазут	157,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общее потребление природного газа энергоисточниками	Природный газ	208700,8	168002,5	166104,2	165685,6	169499,3	159728,8	159728,8	160146,8	159993,5	157175,1	154445,6	152702,3	152702,3	152702,3	152702,3
Общее потребление мазута энергоисточниками	Мазут	3198,9	2435,7	2435,7	2422,0	2485,7	2300,6	2300,6	2247,8	2244,8	2192,0	2139,2	2104,9	2104,9	2104,9	2104,9
Общее потребление дизельного топлива энергоисточниками	Дизель	219,0	223,1	220,4	213,1	361,3	361,3	361,3	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6
Общее потребление топлива	Тыс. т у.т.	212118,7	170661,3	168760,2	168320,8	172346,3	162390,6	162390,6	162816,2	162659,9	159788,7	157006,5	155228,8	155228,8	155228,8	155228,8
Годовая выработка тепловой энергии	Гкал	1378184,5	1106348,0	1094237,7	1091361,4	1120492,8	1055539,5	1055539,5	1058315,3	1057294,7	1038624,2	1020494,0	1008885,0	1008885,0	1008885,0	1008885,0

Наименование собственника и адрес котельной	Вид топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Удельный расход топлива	Тыс. т у.т/Гкал	0,151	0,152	0,152	0,152	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151

Таблица 179 – Суммарный расход топлива по Мастер-Плану 2 Реконструкция 3 Вариант 1 (Установка ГПУ на котельных №3 и №15), Т у.т.

Вид топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Природный газ	199765,7	171595,6	169697,3	169278,7	172728,2	162957,6	162957,6	163375,7	163222,4	160403,9	157674,5	155931,2	155931,2	155931,2	155931,2
Мазут	3198,9	2643,6	2643,6	2629,9	2542,8	2357,7	2357,7	2304,9	2301,8	2249,1	2196,3	2162,0	2162,0	2162,0	2162,0
Дизель	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	202964,6	174239,1	172340,8	171908,6	175271,0	165315,3	165315,3	165680,5	165524,3	162653,0	159870,8	158093,1	158093,1	158093,1	158093,1
Выработка тепловой энергии, Гкал	1378184,5	1143612,9	1131502,6	1128626,3	1151527,9	1086574,6	1086574,6	1089350,3	1088329,8	1069659,3	1051529,1	1039920,1	1039920,1	1039920,1	1039920,1
Удельный расход топлива, Тыс. т у.т/Гкал	0,145	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150

Таблица 180 – Суммарный расход топлива по Мастер-Плану 2 Реконструкция 3 Вариант 2 (Установка ГПЭС на котельной №15), Т у.т.

Вид топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Природный газ	215142,2	189377,8	182195,7	181777,1	185226,6	175456,0	175456,0	175874,0	175720,8	172902,3	170172,9	168429,6	168429,6	168429,6	168429,6
Мазут	3198,9	2688,5	2589,7	2576,0	2488,9	2303,8	2303,8	2251,0	2248,0	2195,2	2142,4	2108,1	2108,1	2108,1	2108,1
Дизель	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	218341,1	192066,3	184785,3	184353,1	187715,5	177759,8	177759,8	178125,0	177968,7	175097,5	172315,3	170537,6	170537,6	170537,6	170537,6
Выработка тепловой энергии, Гкал	1474017,5	1255347,9	1208422,5	1205546,2	1228447,7	1163494,5	1163494,5	1166270,2	1165249,6	1146579,1	1128449,0	1116840,0	1116840,0	1116840,0	1116840,0
Удельный расход топлива, Тыс. т у.т/Гкал	0,146	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151

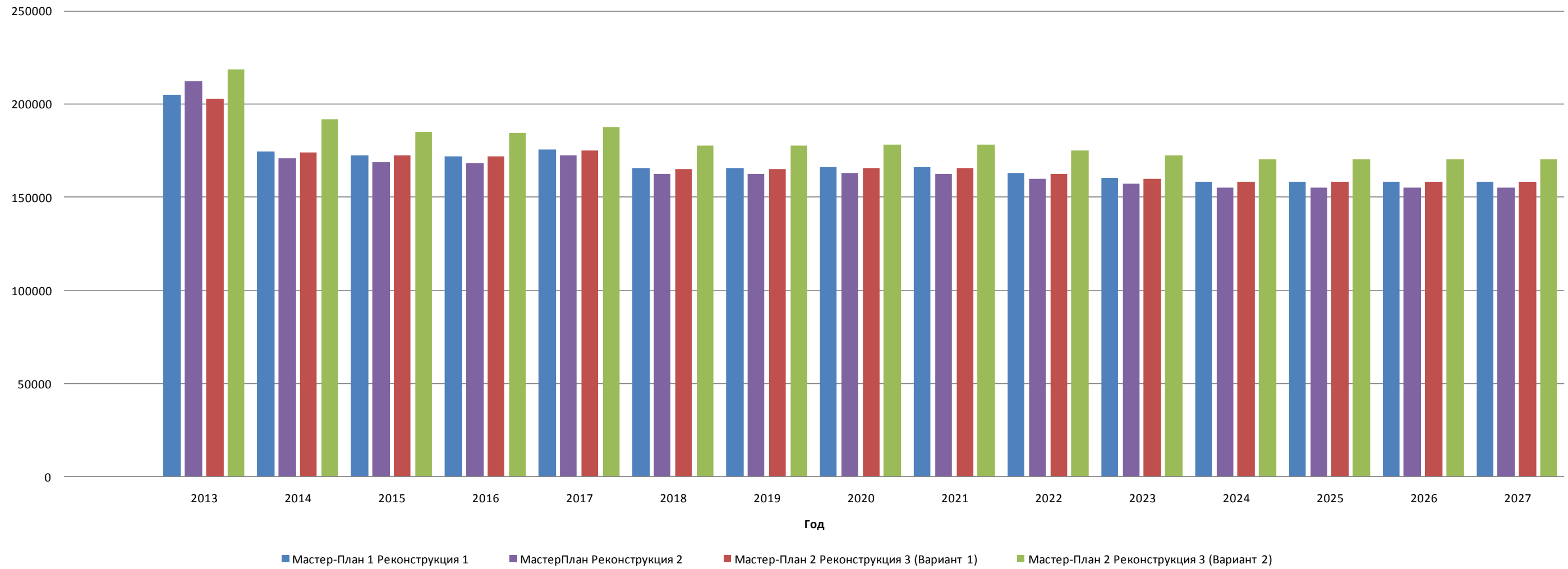


Рисунок 114 – Сравнение годового расхода топлива источников тепловой энергии г. Октябрьского по различным Мастер-Планам, т у.т./год

Из рисунка 114 следует, что по годовому расходу топлива, без учета электроэнергии, наиболее выгодными с 2014 года являются Мастер-План 1 Реконструкция 1 и 2, Мастер –План 2 Реконструкция 3(Вариант 1), целесообразность развития источников по различным Мастер-Планам окончательно определяется в Главе 10.

## **Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения**

### **9.1 Общие положения**

В соответствии с Приложением № 9 совместного приказа Минэнерго России и Минрегион России от 29 декабря 2012 г. № 565/667 "Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения", расчет перспективных показателей надежности теплоснабжения выполняется по методике, изложенной в части 9 «Надежность теплоснабжения» главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии» Схемы теплоснабжения г. Октябрьский.

Расчет показателей надежности тепловых сетей источников теплоснабжения осуществляется для перспективного варианта развития ТС (к 2027 году) относительно наиболее удаленных потребителей. При этом оцениваются изменения численных значений показателей:

- вероятности безотказной работы участков ТС от источника до наиболее удаленного потребителя;
- потоков отказов участков ТС от источника до наиболее удаленного потребителя;
- вероятности отказа участков ТС от источника до наиболее удаленного потребителя;
- значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков от источника до наиболее удаленного потребителя;
- отключаемой отказами часть тепловой мощности на участках ТС от источника до наиболее удаленного потребителя;

относительно численных значений этих показателей, полученных для существующего на 2013 год состояния ТС (глава 3, приложение Г).

## 9.2 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии

### 9.2.1 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии потребителям г. Октябрьского от котельной № 1.

Расчет ПН ТС котельной № 1 (д. 6, ул. Островского) осуществляется относительно наиболее удаленного потребителя по адресу д. 49, ул. Садовое Кольцо. Расчетная схема, изменение численных значений вероятности безотказной работы участков ТС, потоков отказов участков ТС, вероятностей отказов участков ТС, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, а также отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от источника до наиболее удаленного потребителя представлены на рисунках 115 ÷ 120 соответственно.

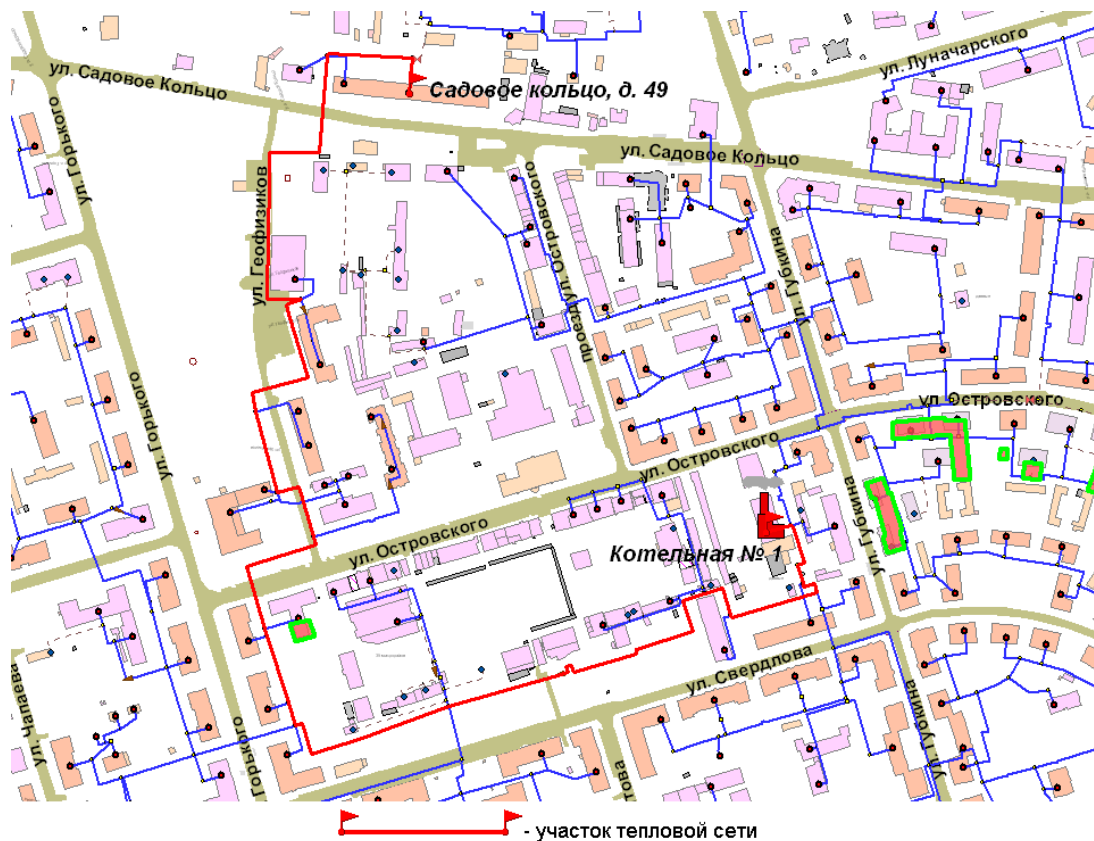


Рисунок 115 – Расчетная схема № 1. Источник: котельная № 1 ул. Островского, д. 6 – потребитель: д. 49, ул. Садовое Кольцо

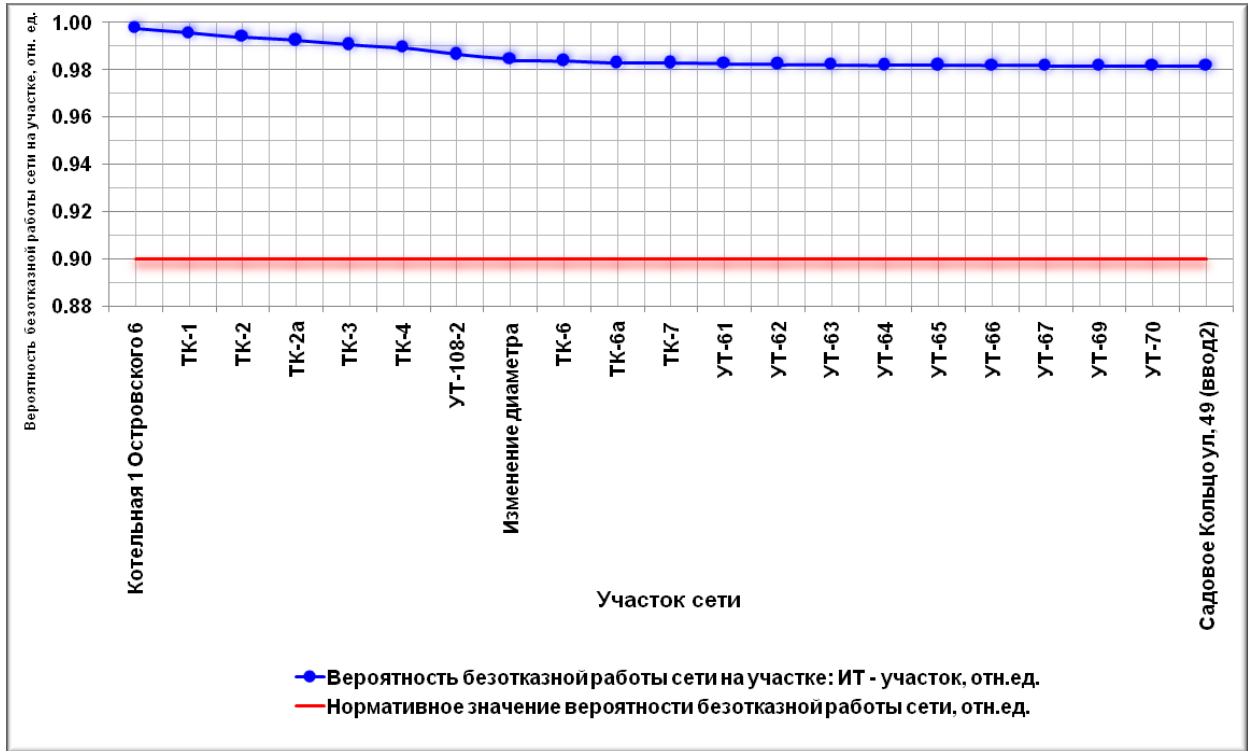


Рисунок 116 – Вероятность безотказной работы участков ТС от котельной № 1 ул. Островского, д. 6 до потребителя д. 49, ул. Садовое Кольцо

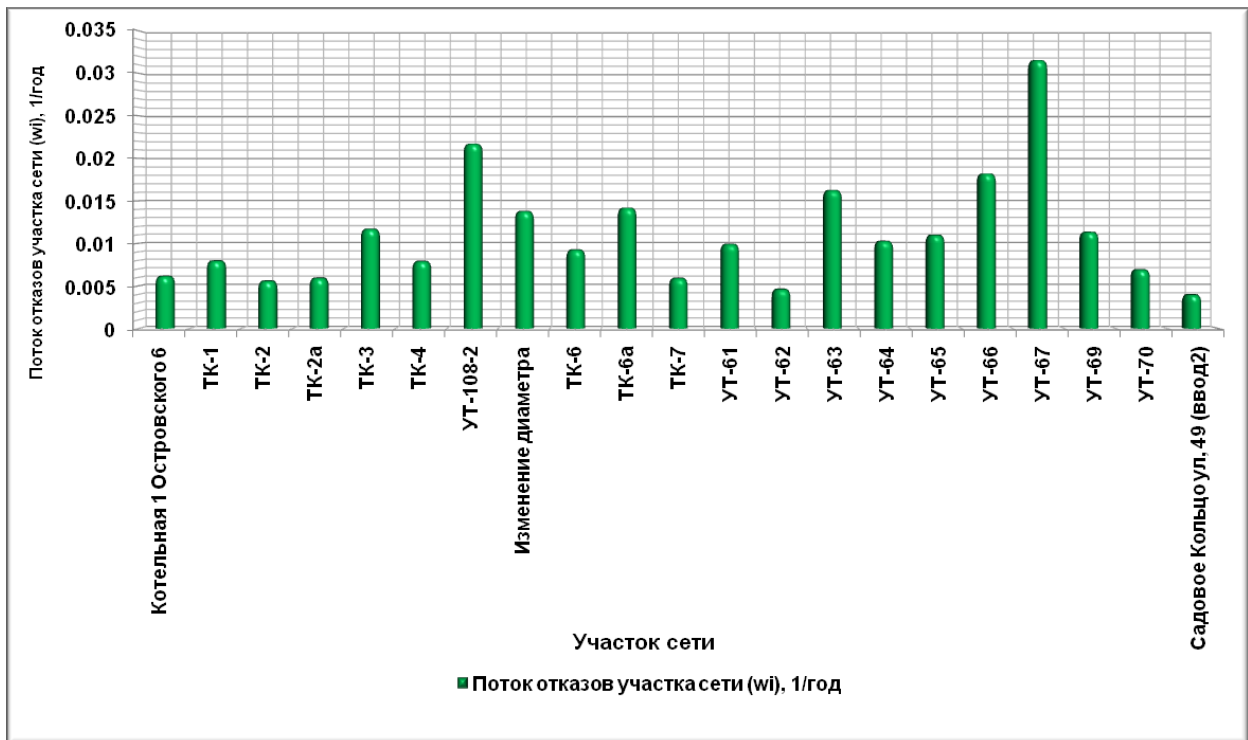


Рисунок 117 – Поток отказов участков ТС от котельной № 1 ул. Островского, д. 6 до потребителя д. 49, ул. Садовое Кольцо

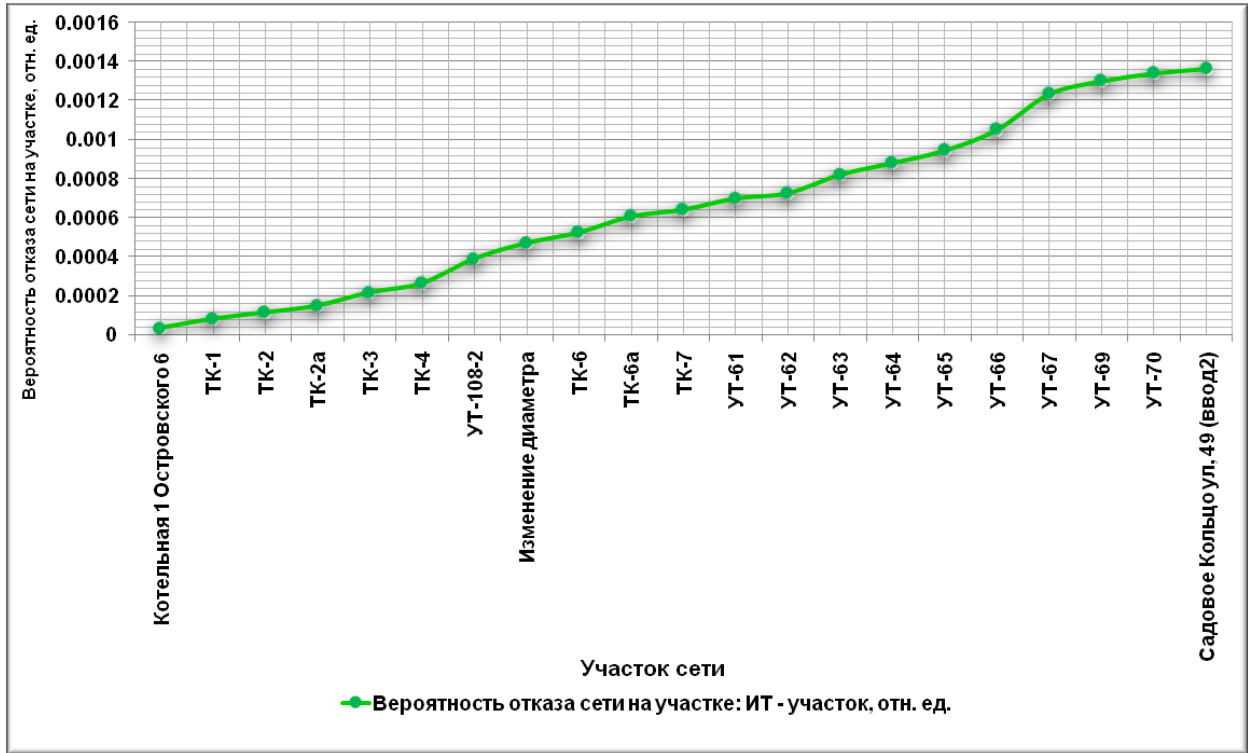


Рисунок 118 – Вероятность отказа участков ТС от котельной № 1 ул. Островского, д. 6 до потребителя д. 49, ул. Садовое Кольцо

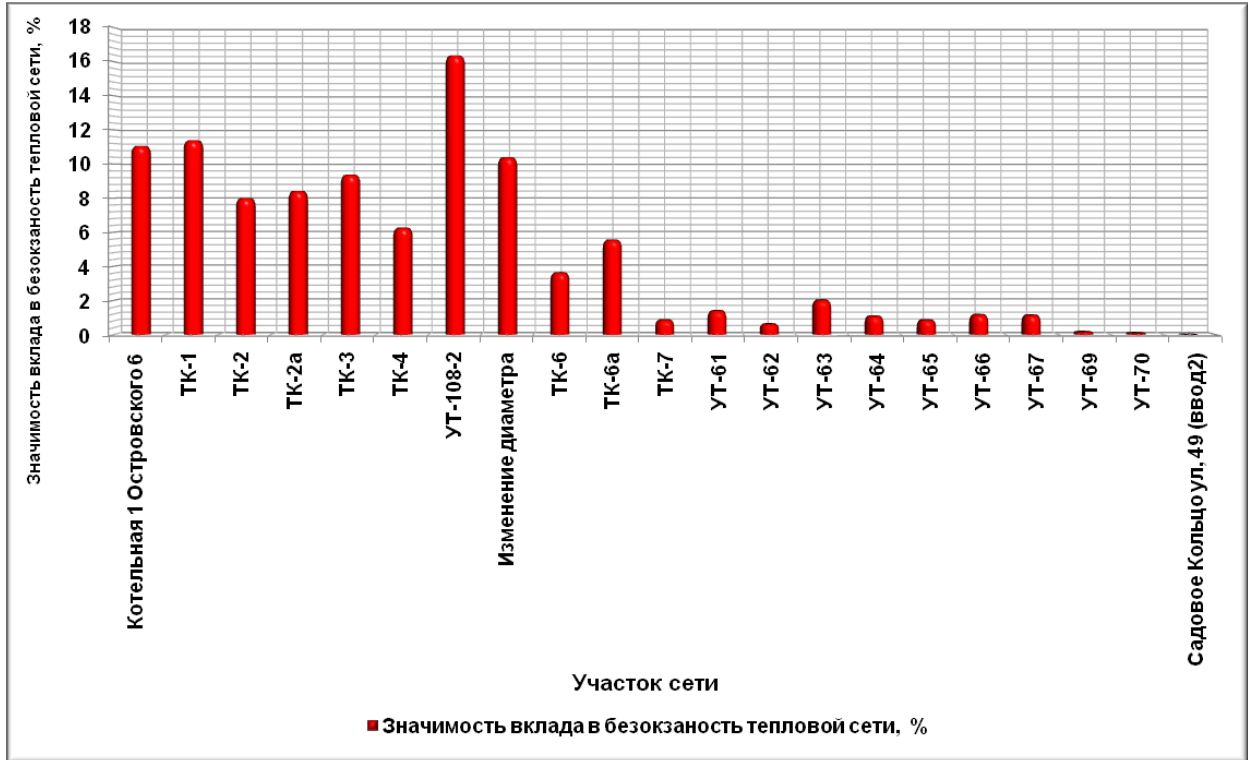


Рисунок 119 – Значимость вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков от котельной № 1 ул. Островского, д. 6 до потребителя д. 49, ул. Садовое Кольцо



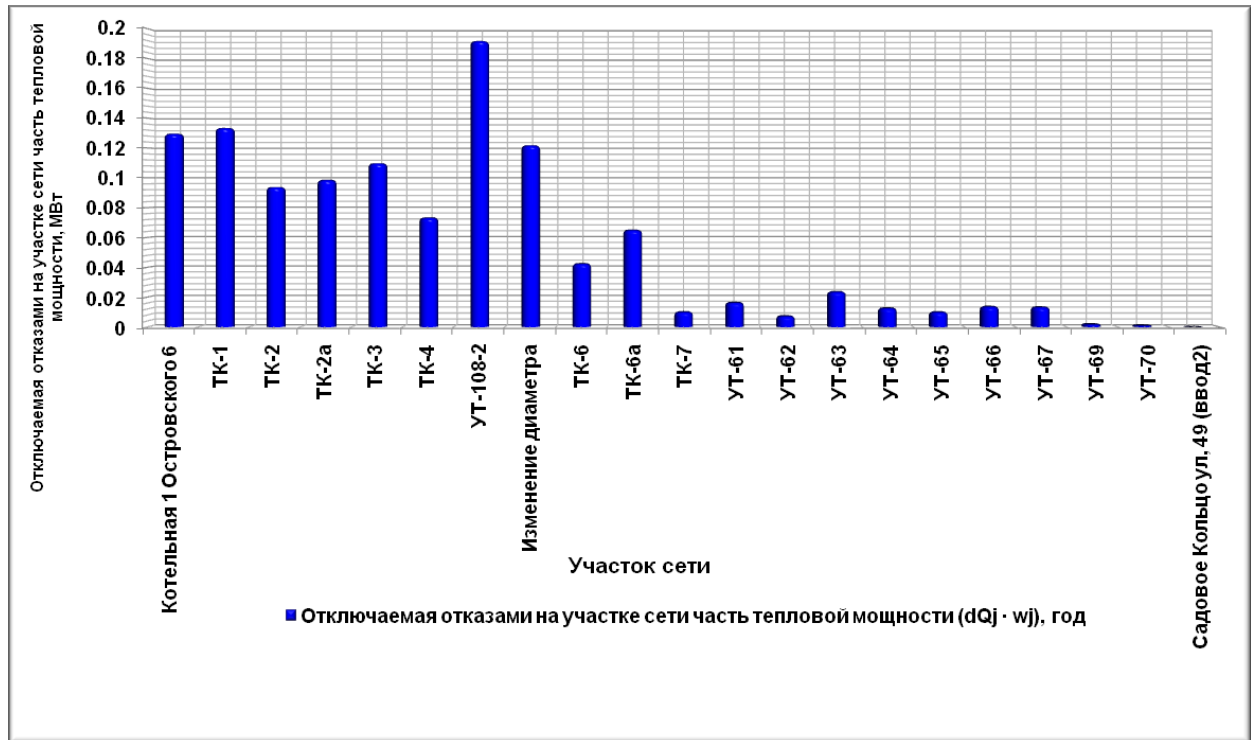


Рисунок 120 – Отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от котельной № 1 ул. Островского, д. 6 до потребителя д. 49, ул. Садовое Кольцо

Анализ результатов расчета ПН ТС котельной № 1 (д. 6, ул. Островского) для перспективного варианта развития ТС (к 2027 году) относительно наиболее удаленного потребителя по адресу д. 49, ул. Садовое Кольцо позволяет сделать вывод о том, что в перспективе при соблюдении требуемых условий организации эксплуатации ТС с учетом их развития и плановой замены теплопроводов, выработавших свой ресурс, значения ПН не снизятся относительно значений, характеризующих как существующее состояние ТС, так и относительно значений, нормированных СНиП 41-02 2003 [2].

### 9.2.2 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии потребителям г. Октябрьского от котельной № 2.

Расчет ПН ТС котельной № 2 (д. 2, ул. Садовое кольцо) осуществляется относительно наиболее удаленного потребителя по адресу д. 16, ул. Чапаева. Расчетная схема, изменение численных значений вероятности безотказной работы участков ТС, потоков отказов участков ТС, вероятностей отказов участков ТС, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, а также отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от

источника до наиболее удаленного потребителя представлены на рисунках 121 ÷ 126 соответственно.

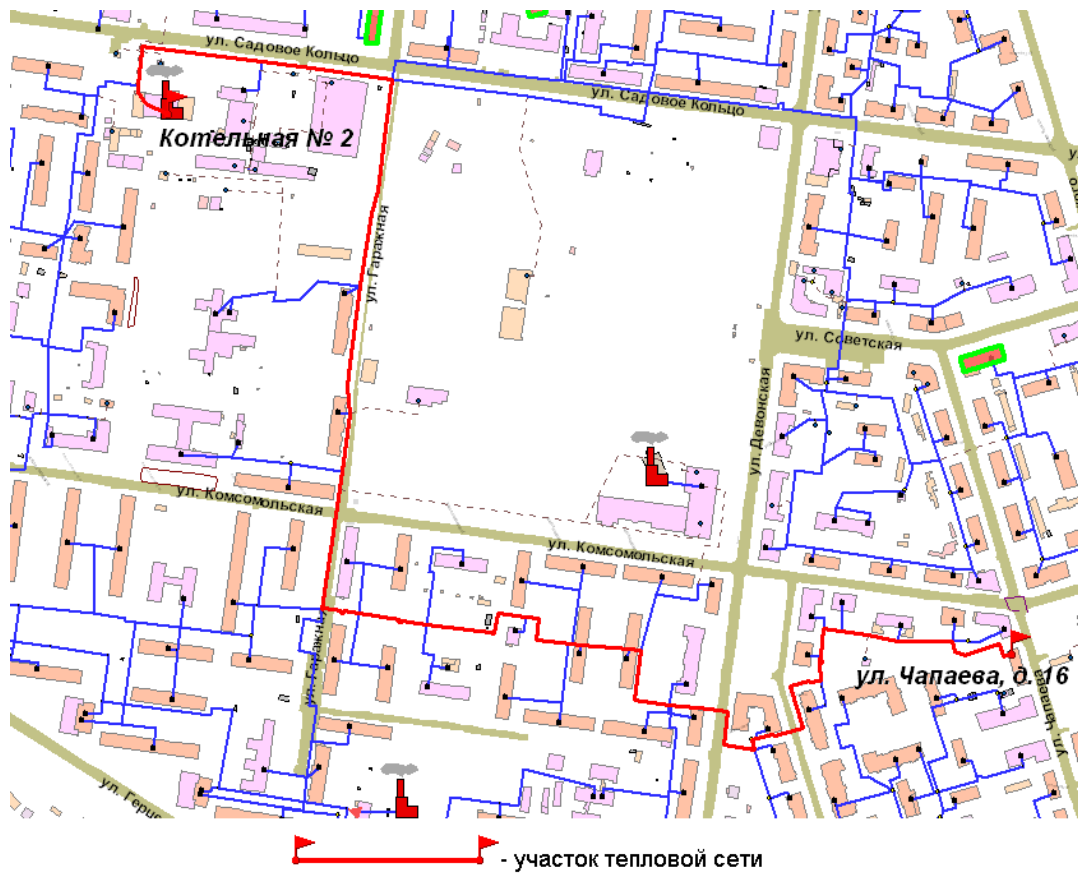


Рисунок 121 – Расчетная схема № 2. Источник: котельная № 2, ул. Садовое кольцо, д. 2 - потребитель: д. 16, ул. Чапаева.

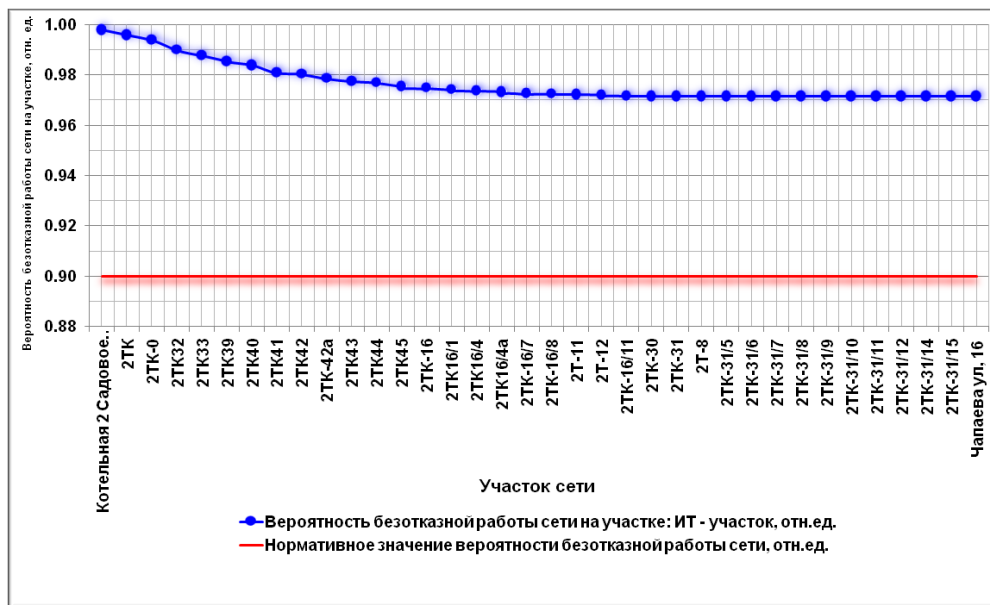


Рисунок 122 – Вероятность безотказной работы участков ТС от котельной № 2 ул. Садовое кольцо, д. 2 до потребителя д. 16, ул. Чапаева

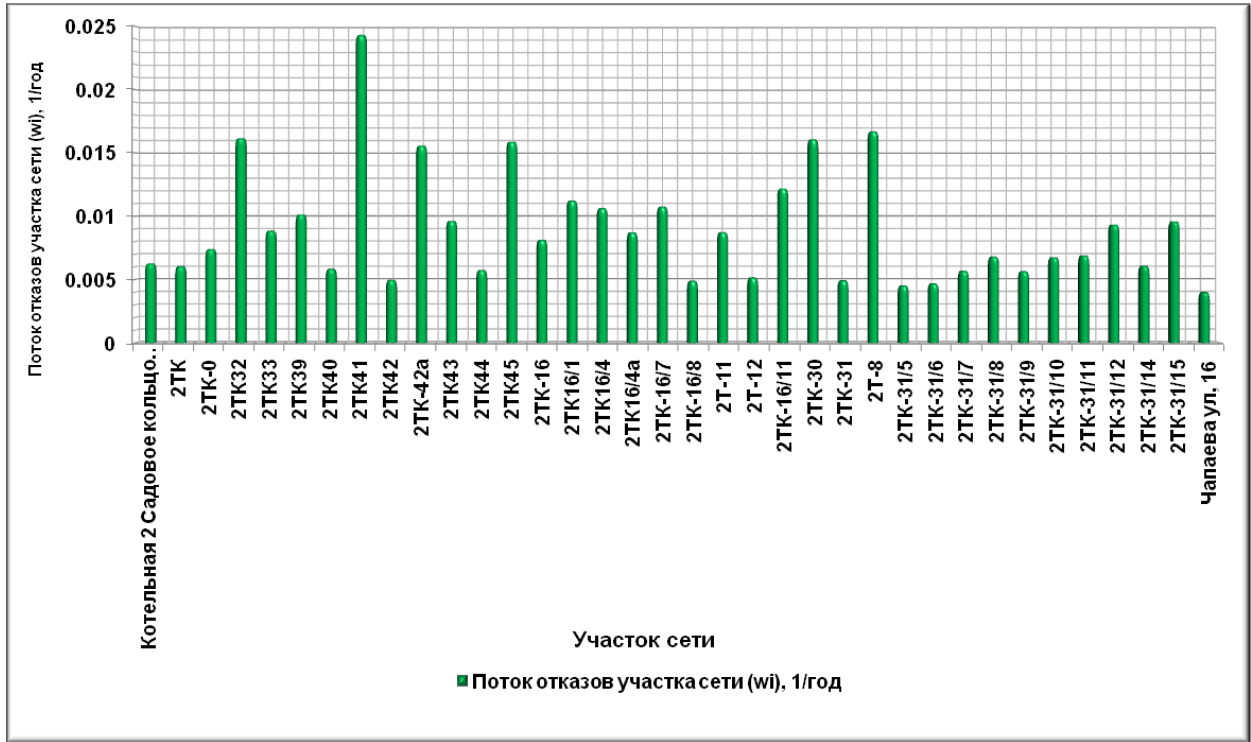


Рисунок 123 – Поток отказов участков ТС от котельной № 2 ул. Садовое кольцо, д. 2 до потребителя д. 16, ул. Чапаева

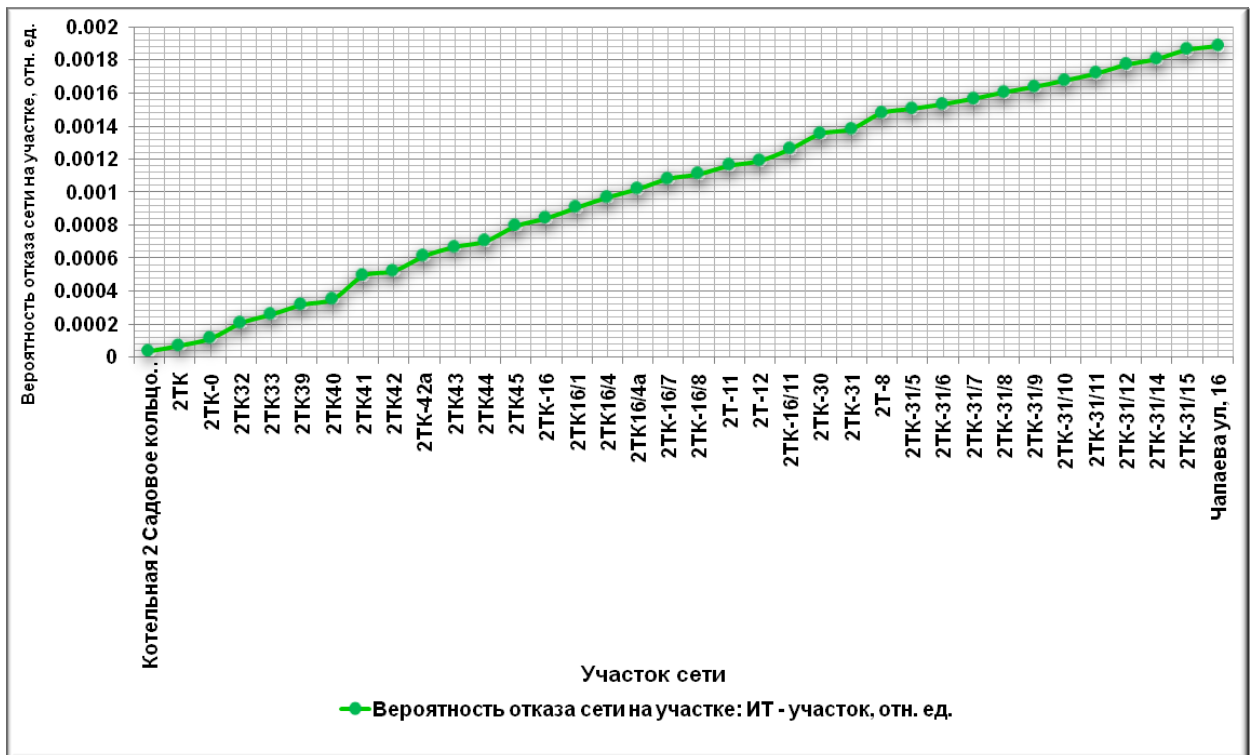


Рисунок 124 – Вероятность отказа участков ТС от котельной № 2 ул. Садовое кольцо, д. 2 до потребителя д. 16, ул. Чапаева

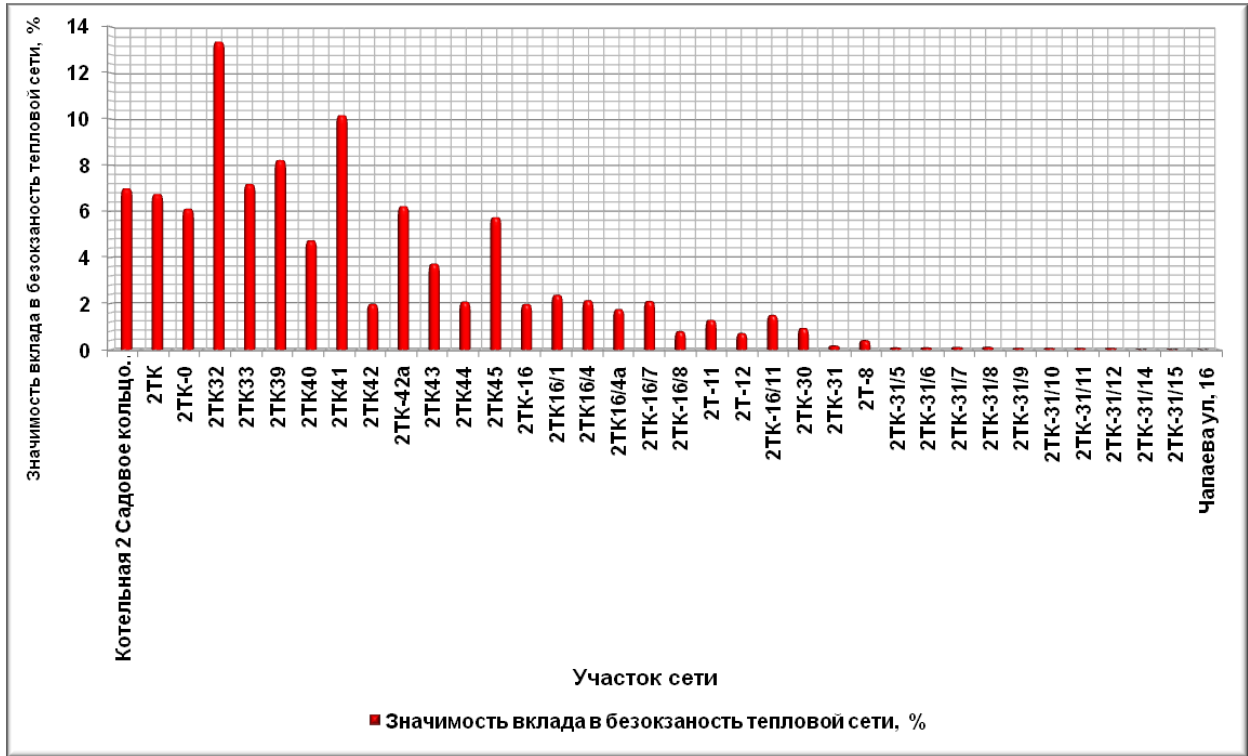


Рисунок 125 – Значимость вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков от котельной № 2 ул. Садовое кольцо, д. 2 до потребителя д. 16, ул. Чапаева

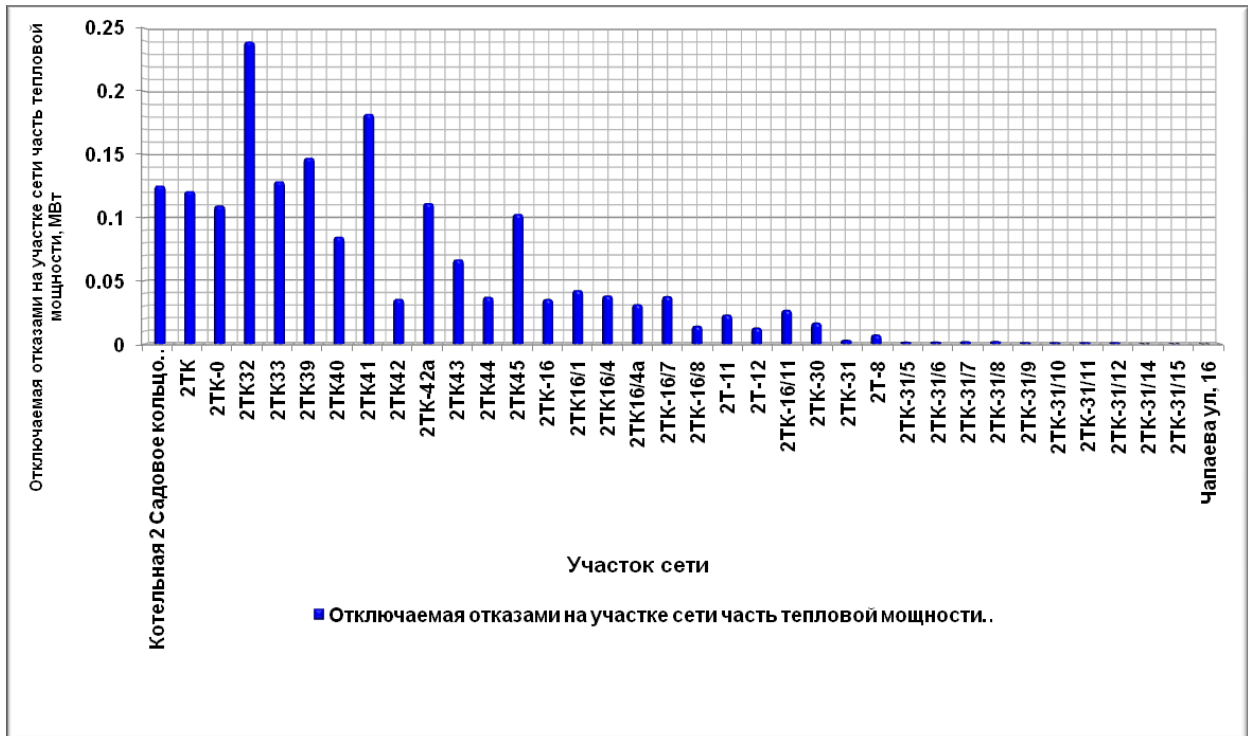


Рисунок 126 – Отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от котельной № 2 ул. Садовое кольцо, д. 2 до потребителя д. 16, ул. Чапаева

Анализ результатов расчета ПН ТС котельной № 2 (д. 2, ул. Садовое кольцо) для перспективного варианта развития ТС (к 2027 году) относительно наиболее удаленного потребителя по адресу д. 16, ул. Чапаева, позволяет сделать вывод о том, что в перспективе, при соблюдении требуемых условий организации эксплуатации ТС, с учетом их развития и плановой замены теплопроводов, выработавших свой ресурс, значения ПН не снизятся относительно значений, характеризующих как существующее состояние ТС, так и относительно значений, нормированных СНиП 41-02 2003 [2].

### **9.2.3 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии потребителям г. Октябрьского от котельной № 3.**

Расчет ПН ТС котельной № 3 (д. 42, ул. Куйбышева) осуществляется относительно наиболее удаленного потребителя по адресу д. 8, пр. Ленина. Расчетная схема, изменение численных значений вероятности безотказной работы участков ТС, потоков отказов участков ТС, вероятностей отказов участков ТС, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, а также отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от источника до наиболее удаленного потребителя представлены на рисунках 127 ÷ 132 соответственно.

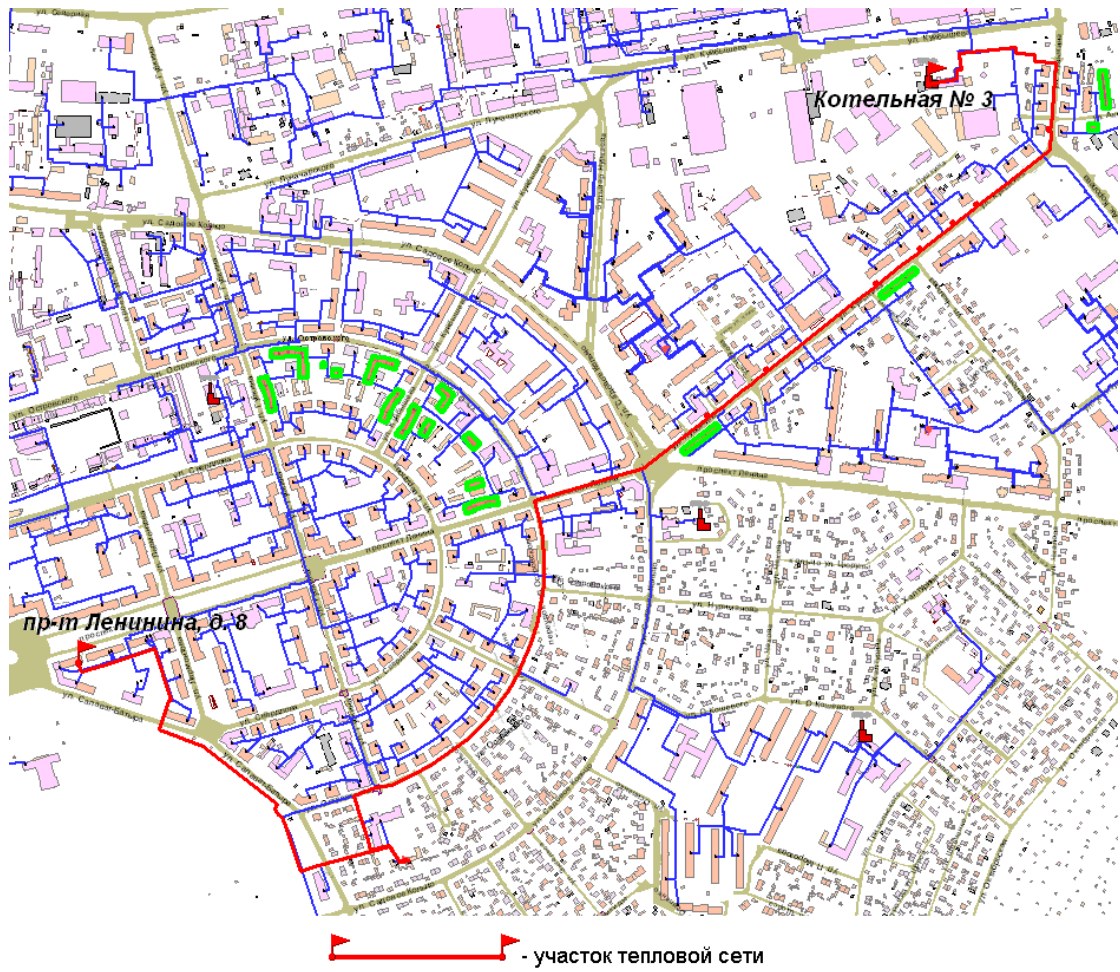


Рисунок 127 – Расчетная схема № 3. Источник: котельная № 3, ул. Куйбышева, д. 42 - потребитель: д. 8, пр. Ленина

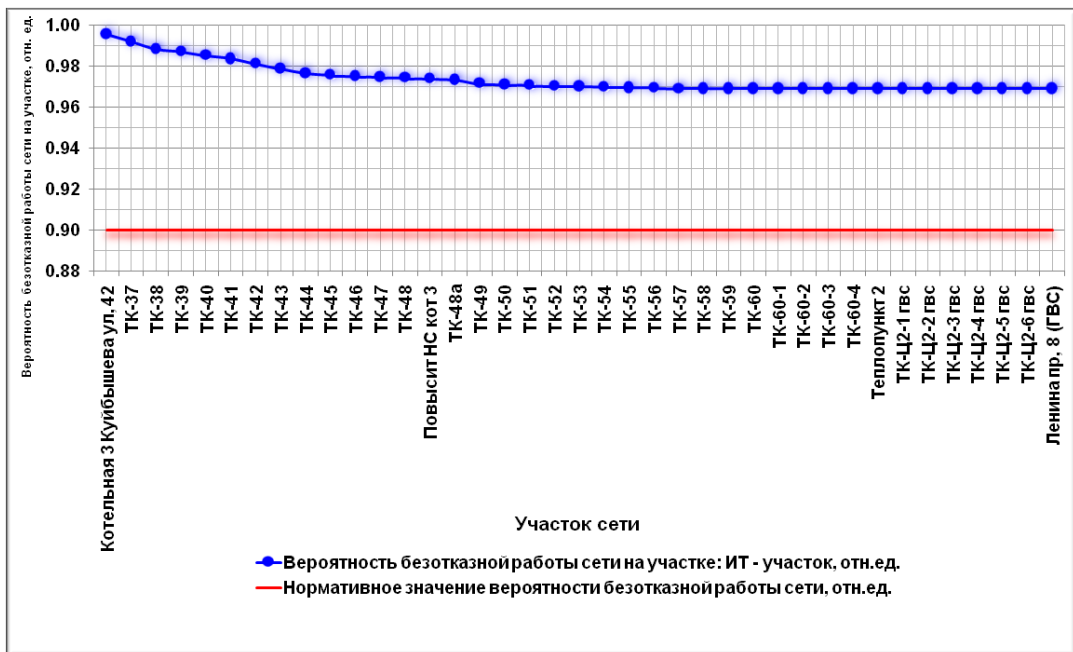


Рисунок 128 – Вероятность безотказной работы участков ТС от котельной №3, ул. Куйбышева, д. 42 до потребителя д. 8, пр. Ленина

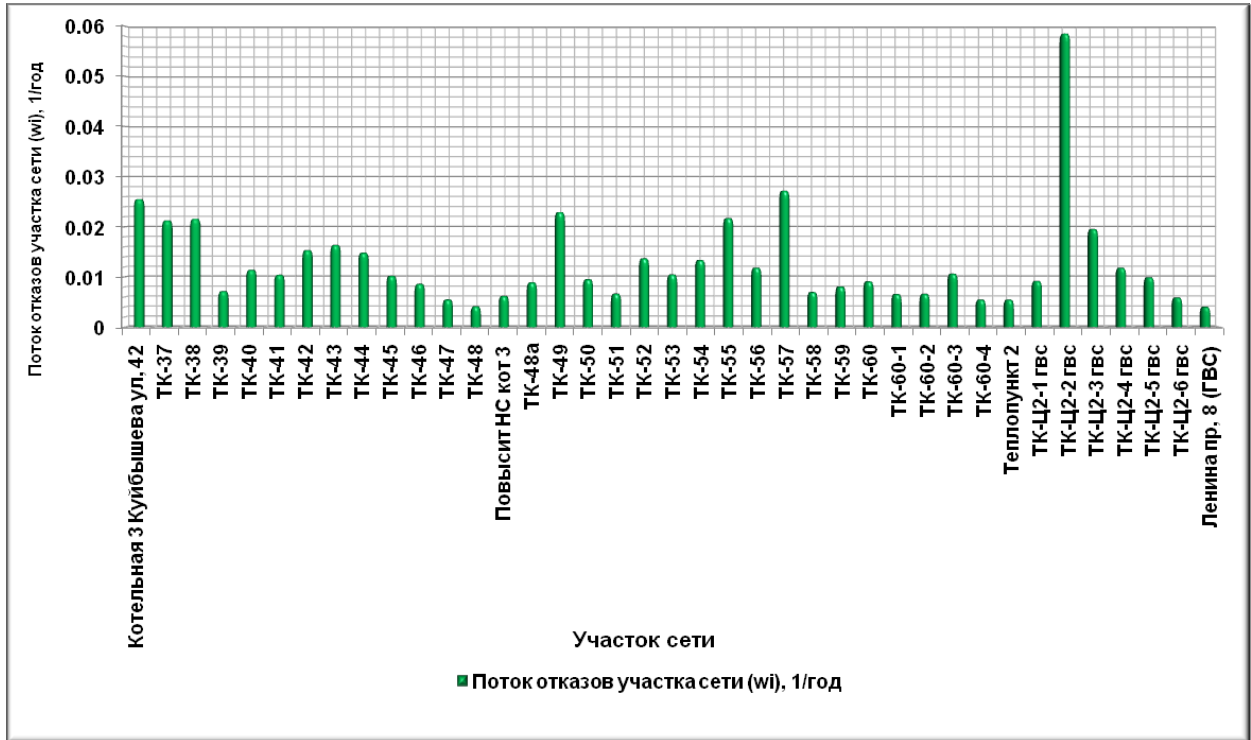


Рисунок 129 – Поток отказов участков ТС от котельной № 3 ул. Куйбышева, д. 42 до потребителя д. 8, пр. Ленина

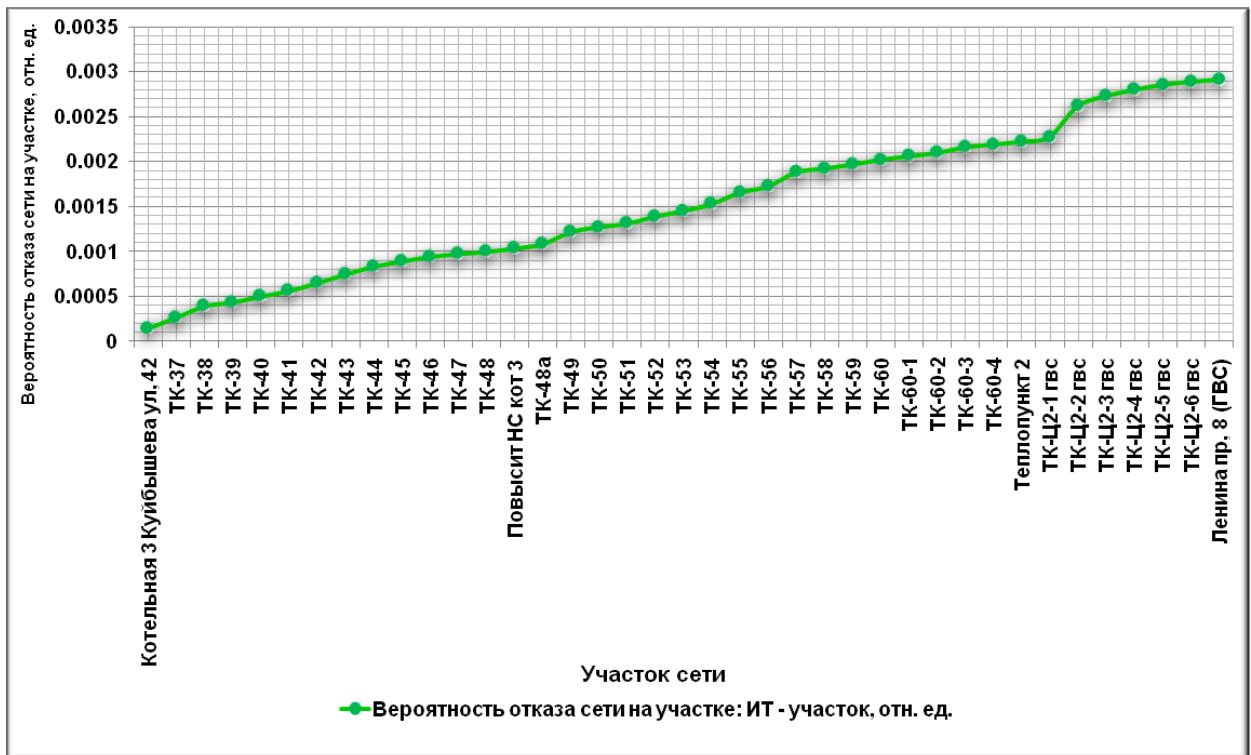


Рисунок 130 – Вероятность отказа участков ТС от котельной № 3 ул. Куйбышева, д. 42 до потребителя д. 8, пр. Ленина



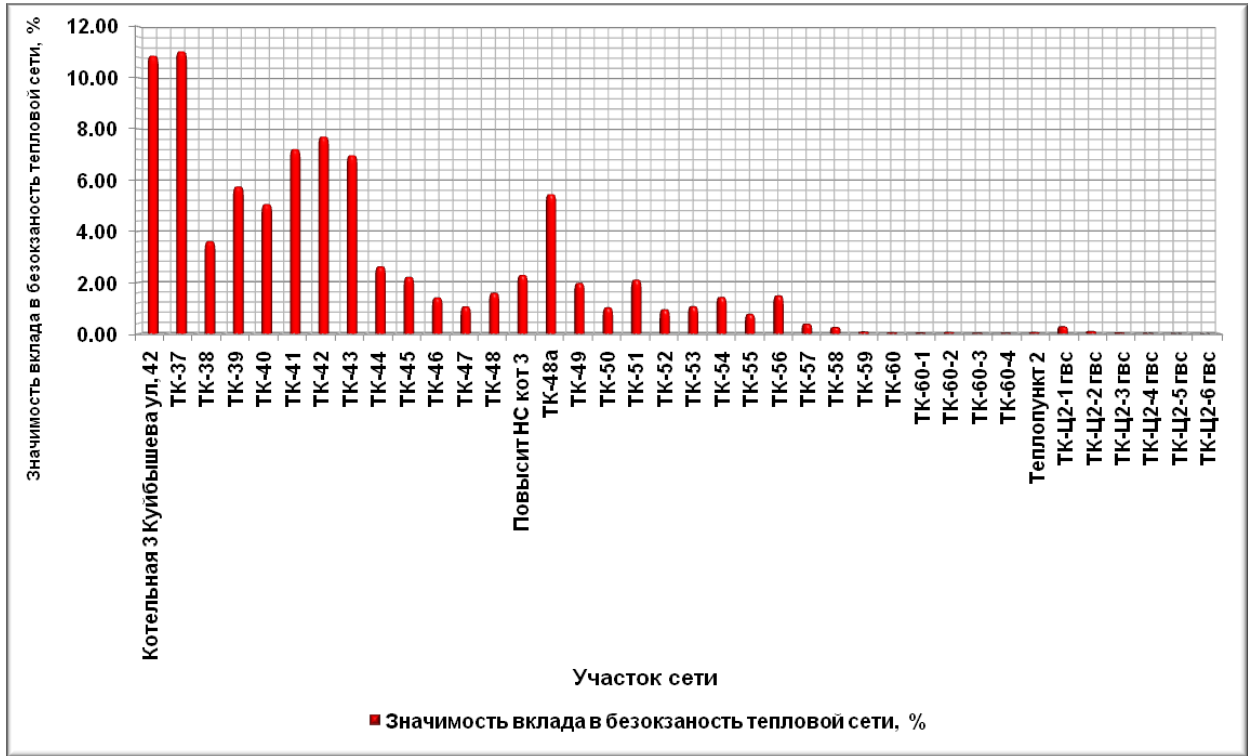


Рисунок 131 – Значимость вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков от котельной № 3 ул. Куйбышева, д. 42 до потребителя д. 8, пр. Ленина

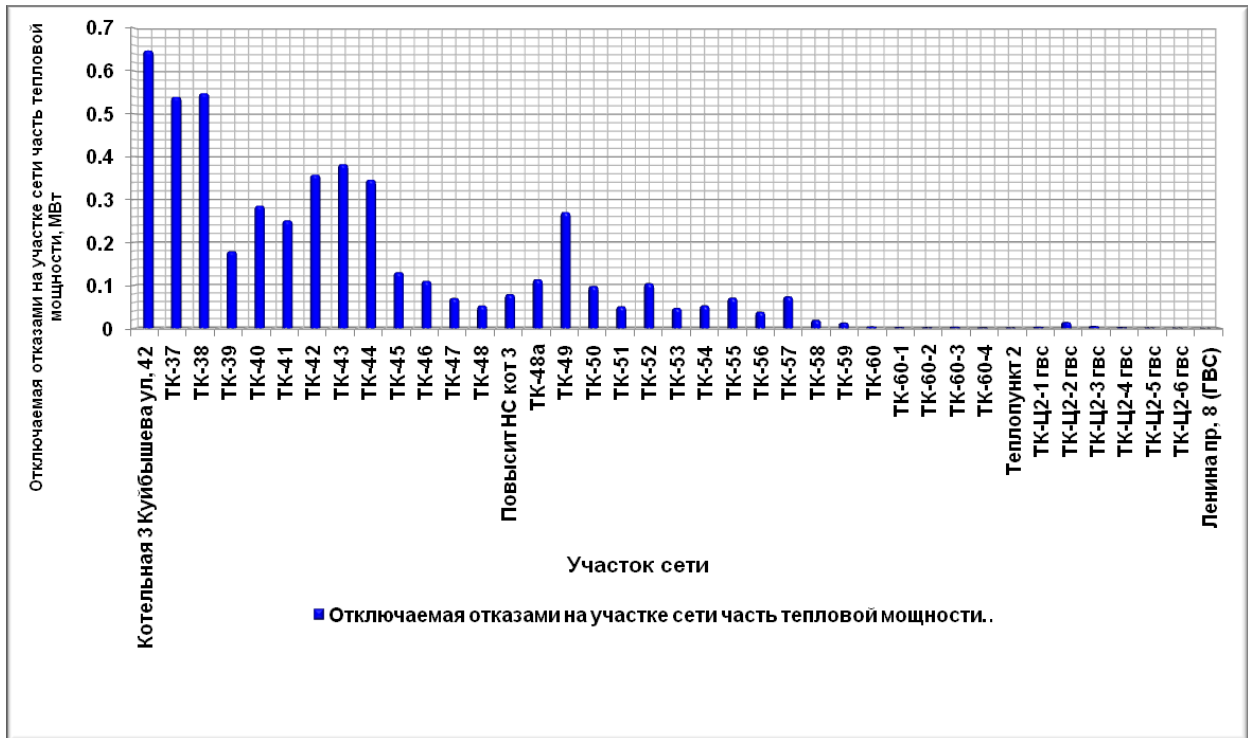


Рисунок 132 – Отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от котельной № 3 ул. Куйбышева, д. 42 до потребителя д. 8, пр. Ленина



Анализ результатов расчета ПН ТС котельной № 3 (д. 42, ул. Куйбышева) для перспективного варианта развития ТС (к 2027 году) относительно наиболее удаленного потребителя по адресу д. 8, пр. Ленина, позволяет сделать вывод о том, что в перспективе, при соблюдении требуемых условий организации эксплуатации ТС, с учетом их развития и плановой замены теплопроводов, выработавших свой ресурс, значения ПН не снизятся относительно значений, характеризующих как существующее состояние ТС, так и относительно значений, нормированных СНиП 41-02 2003 [2].

#### **9.2.4 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии потребителям г. Октябрьского от котельной № 15.**

Расчет ПН ТС котельной № 15 (д. 1, ул. Степная) осуществляется относительно наиболее удаленного потребителя по адресу: гор. больница № 2, 35-й микрорайон. Расчетная схема, изменение численных значений вероятности безотказной работы участков ТС, потоков отказов участков ТС, вероятностей отказов участков ТС, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, а также отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от источника до наиболее удаленного потребителя представлены на рисунках 133 ÷ 138 соответственно.

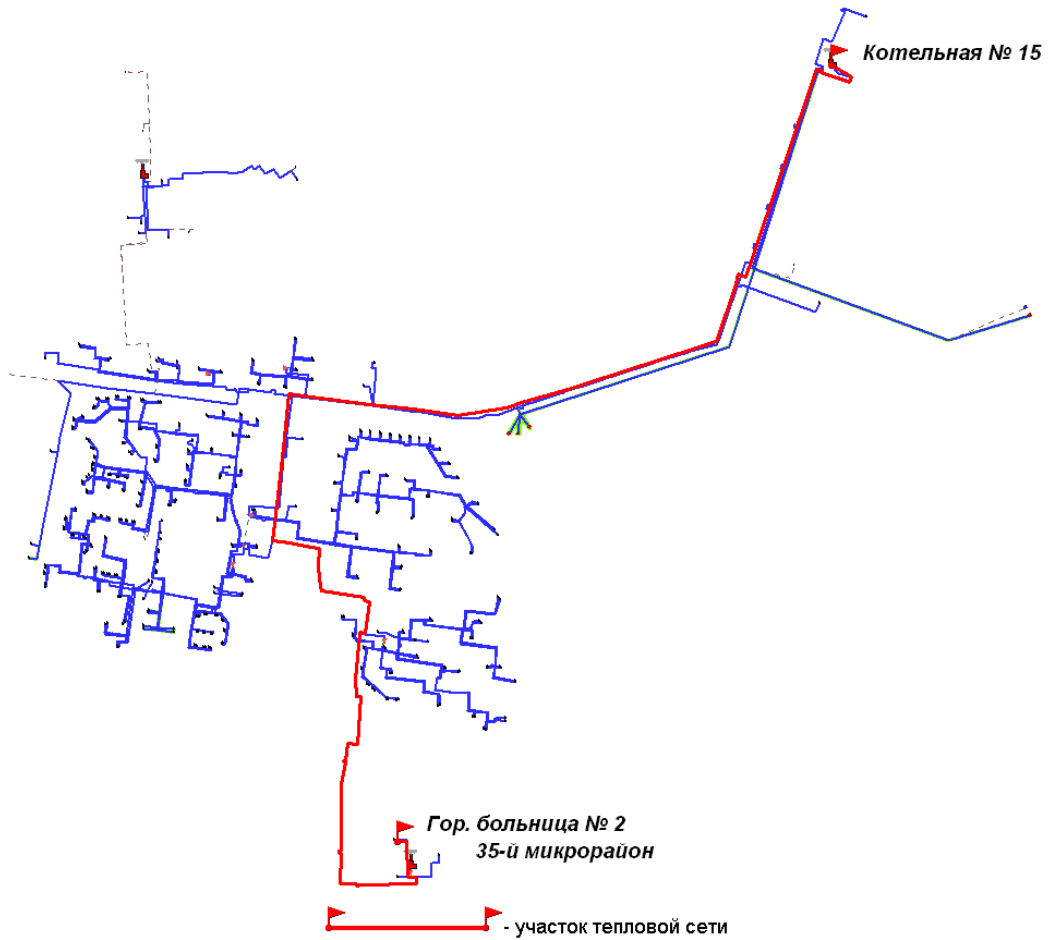


Рисунок 133 – Расчетная схема № 4. Источник: котельная № 15, ул. Степная, д. 1 - потребитель: гор. больница № 2, 35-й микрорайон

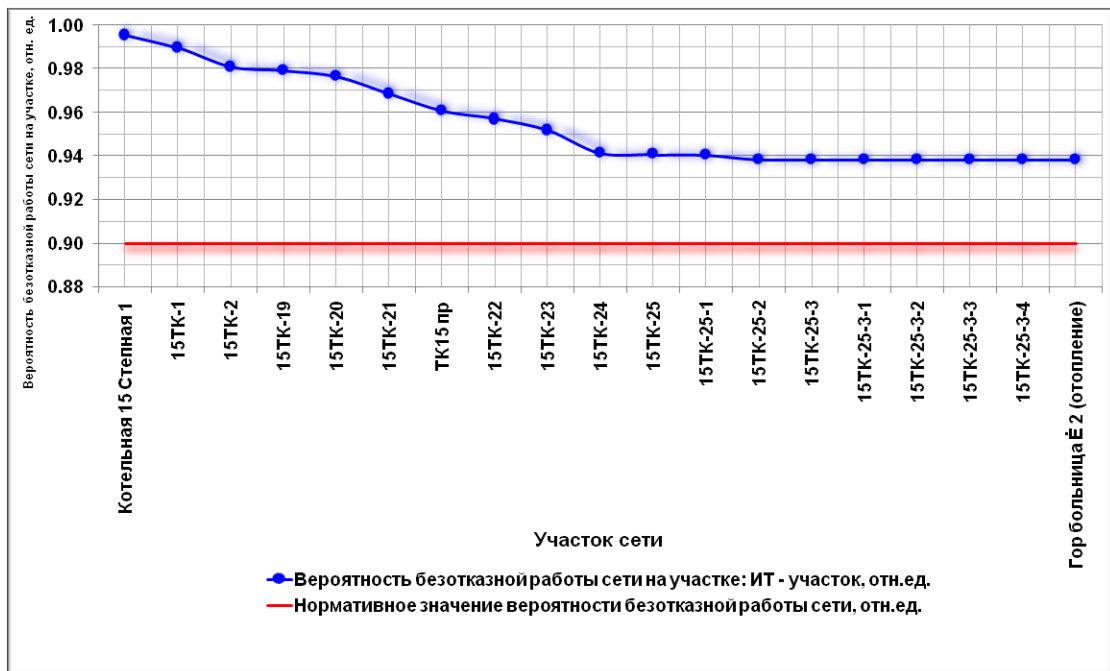


Рисунок 134 – Вероятность безотказной работы участков ТС от котельной № 15 ул. Степная, д. 1 до потребителя гор. больница № 2, 35-й микрорайон

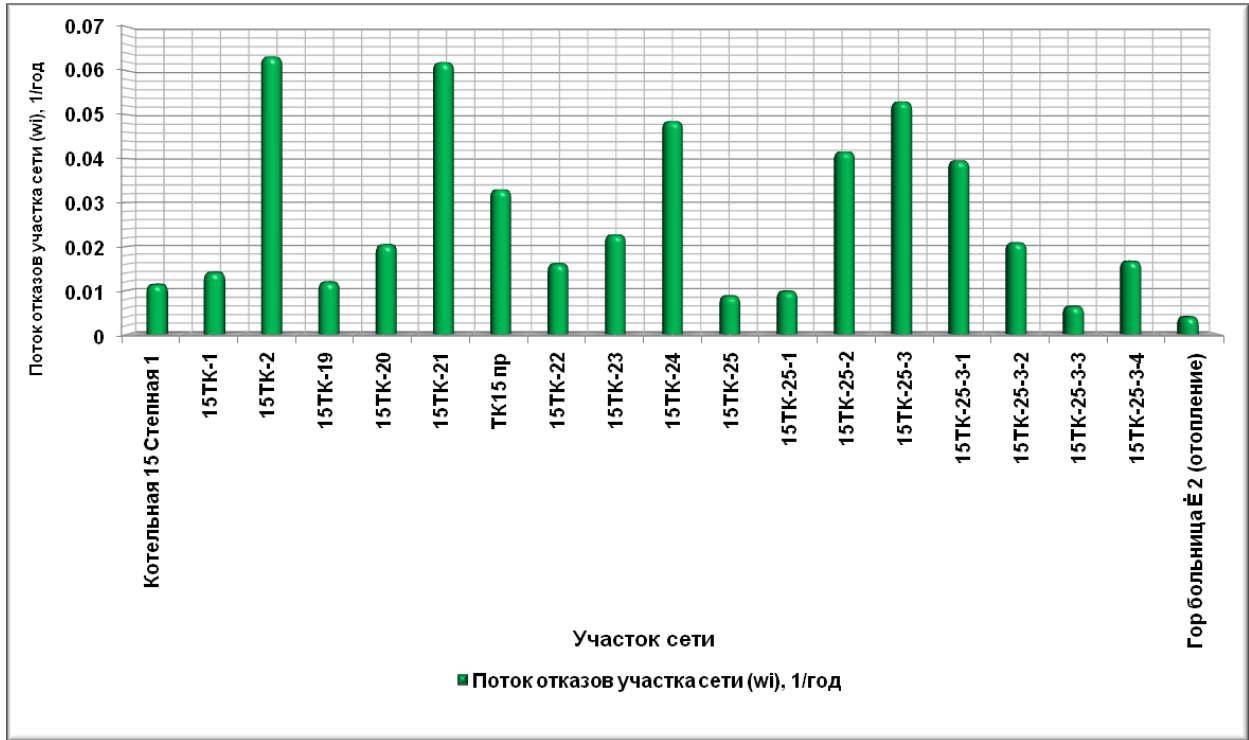


Рисунок 135 – Поток отказов участков ТС от котельной № 15 ул. Степная, д. 1 до потребителя гор. больница № 2, 35-й микрорайон

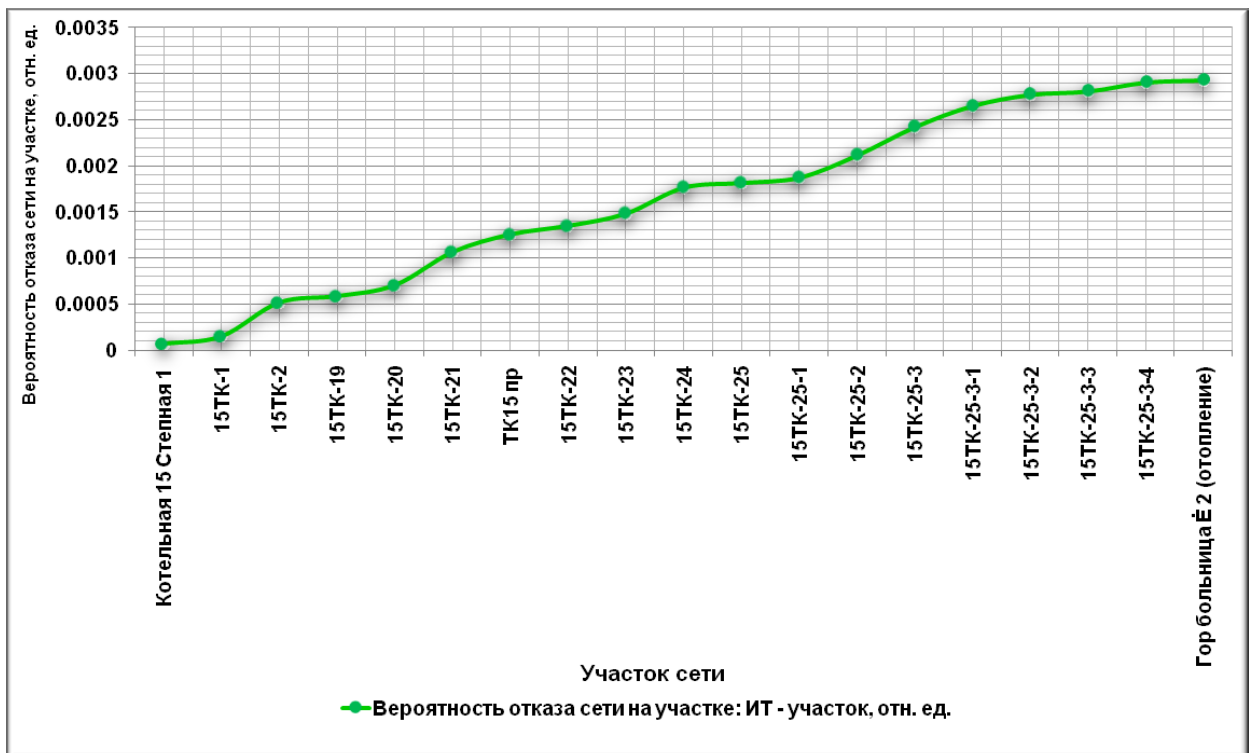


Рисунок 136 – Вероятность отказа участков ТС от котельной № 15 ул. Степная, д. 1 до потребителя гор. больница № 2, 35-й микрорайон

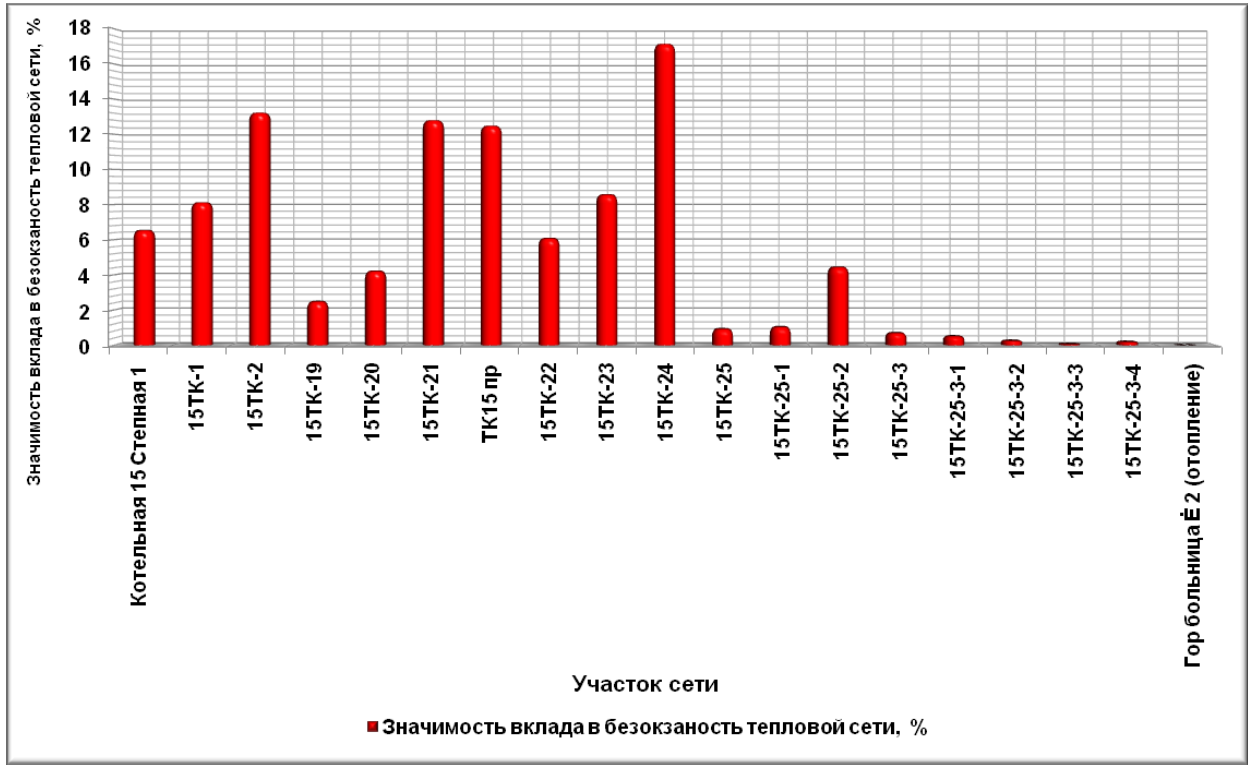


Рисунок 137 – Значимость вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков от котельной № 15 ул. Степная, д. 1 до потребителя гор. больница № 2, 35-й микрорайон

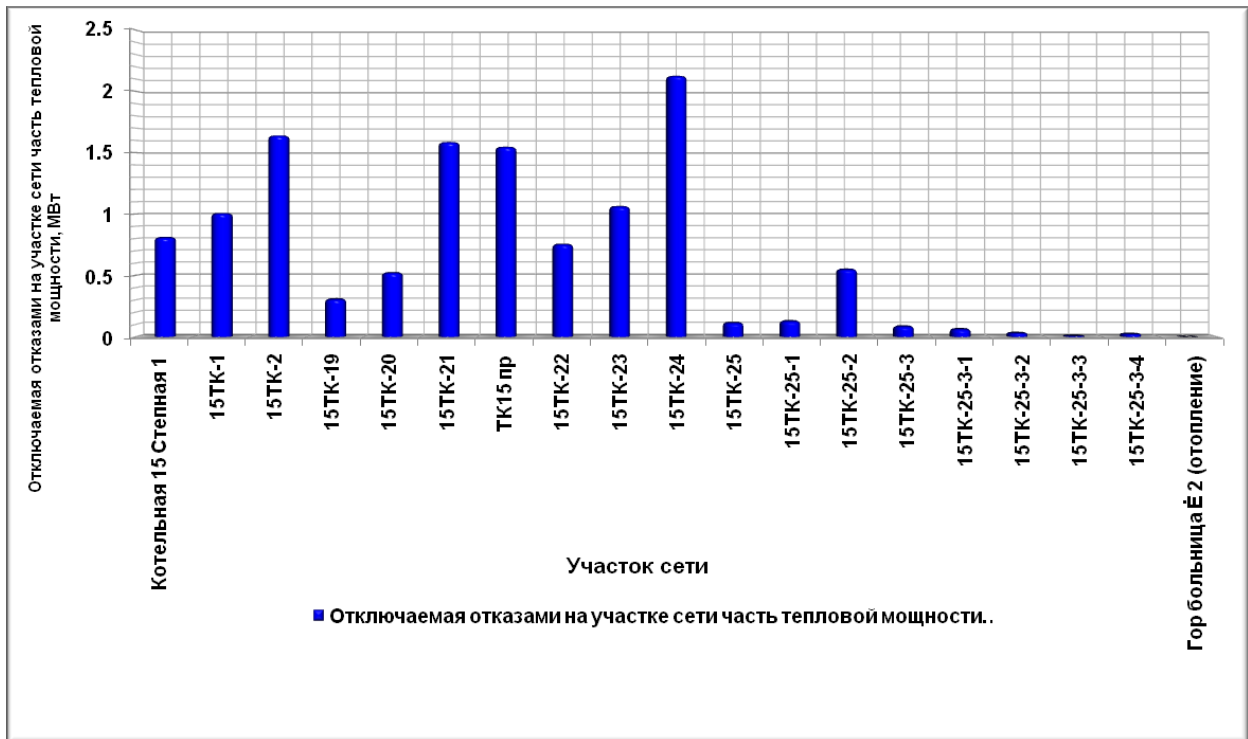


Рисунок 138 – Отключаемая отказками часть тепловой мощности на участках ТС от котельной № 15 ул. Степная, д. 1 до потребителя гор. больница № 2, 35-й микрорайон

Анализ результатов расчета ПН ТС котельной № 15 (д. 1, ул. Степная) для перспективного варианта развития ТС (к 2027 году) относительно наиболее удаленного потребителя по адресу гор. больница № 2, 35-й микрорайон, позволяет сделать вывод о том, что в перспективе, при соблюдении требуемых условий организации эксплуатации ТС, с учетом их развития и плановой замены теплопроводов, выработавших свой ресурс, значения ПН не снизятся относительно значений, характеризующих как существующее состояние ТС, так и относительно значений, нормированных СНИП 41-02 2003 [2].

### 9.2.5 Перспективные показатели надежности теплоснабжения, определяемые числом нарушений и продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии потребителям г. Октябрьского от котельной № 16.

Расчет ПН ТС котельной № 16 (ул. Северная) осуществляется относительно наиболее удаленного потребителя по адресу д. 36, ул. Северная. Расчетная схема, изменение численных значений вероятности безотказной работы участков ТС, потоков отказов участков ТС, вероятностей отказов участков ТС, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, значимости вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков, а также отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от источника до наиболее удаленного потребителя представлены на рисунках 139 ÷ 144 соответственно.

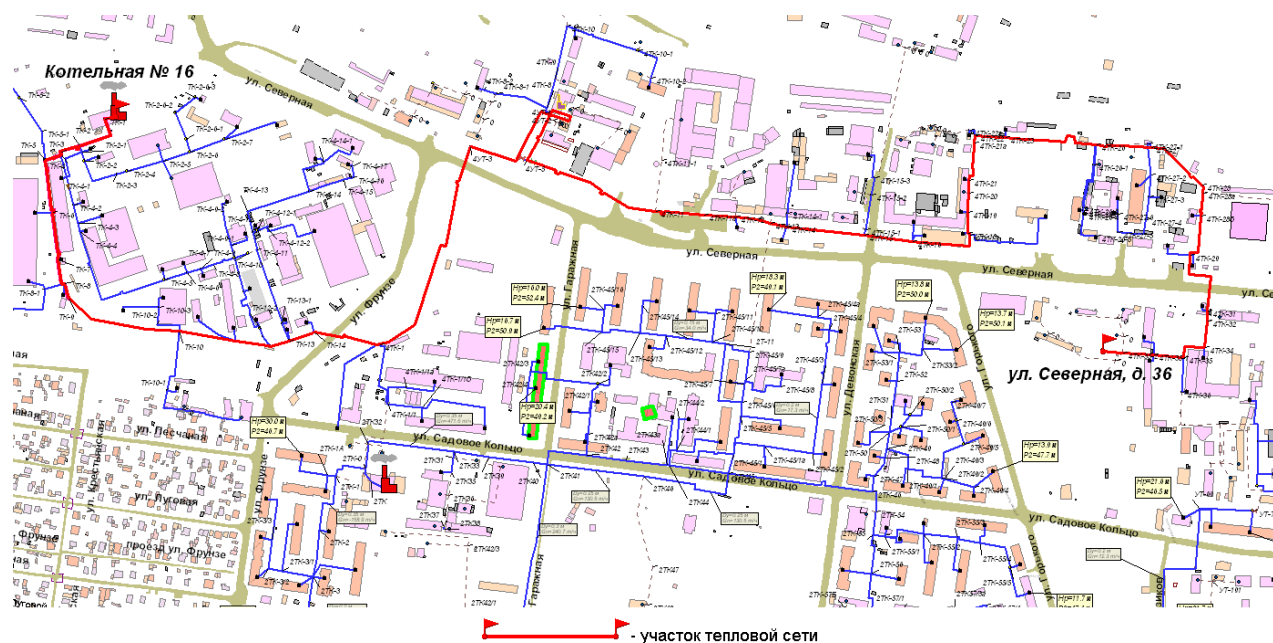


Рисунок 139 – Расчетная схема № 5. Источник: котельная № 16 ул. Северная - потребитель: д. 36, ул. Северная

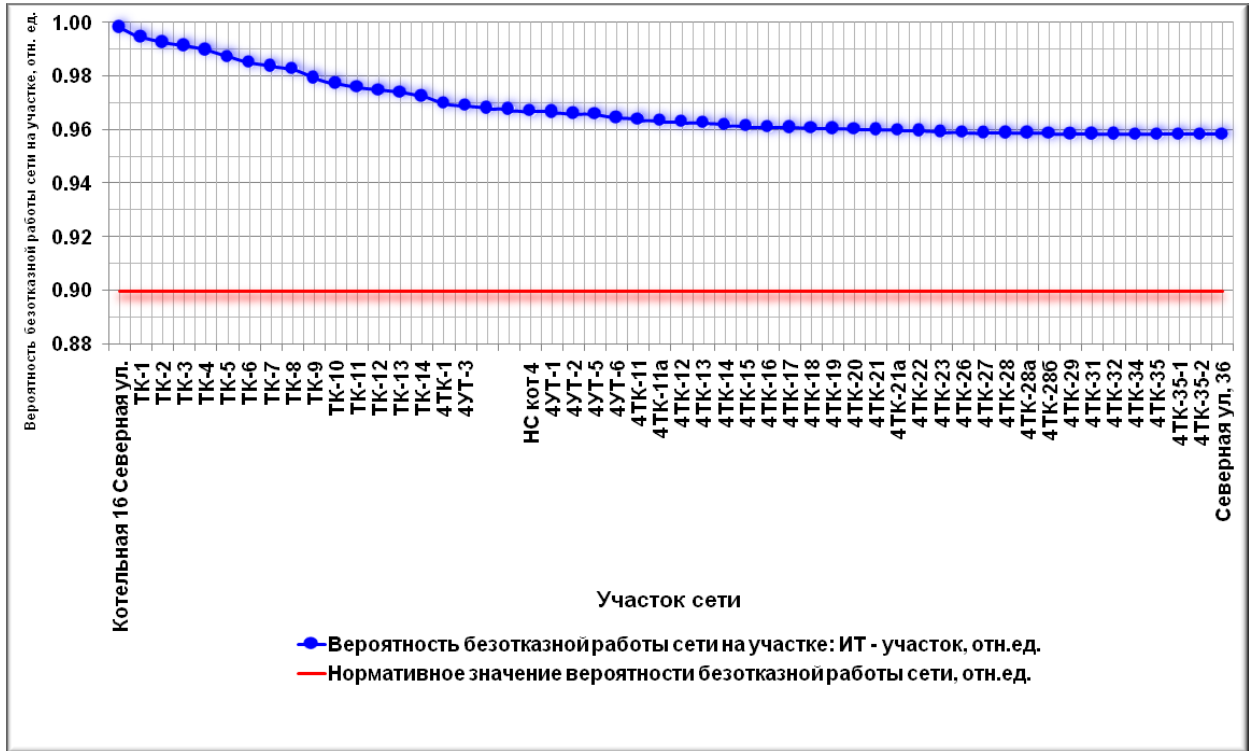


Рисунок 140 – Вероятность безотказной работы участков ТС от котельной № 16 ул. Северная до потребителя д. 36, ул. Северная

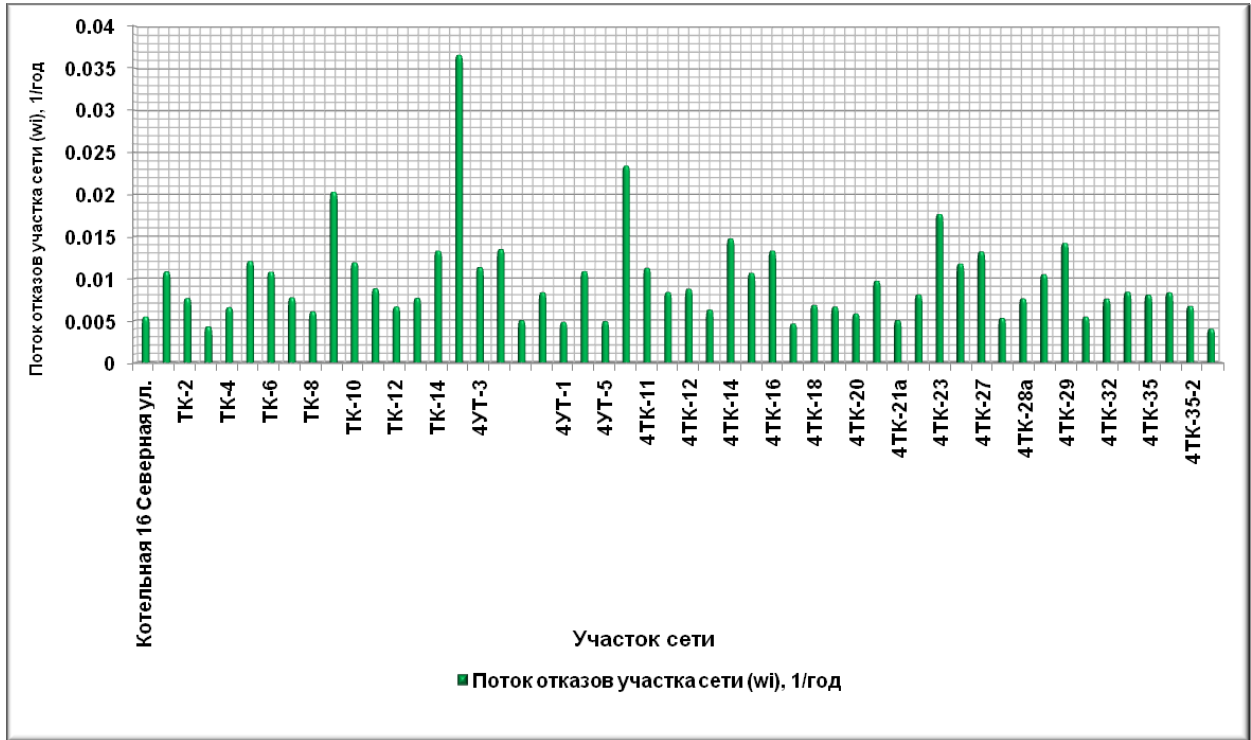


Рисунок 141 – Поток отказов участков ТС от котельной № 16 ул. Северная до потребителя д. 36, ул. Северная

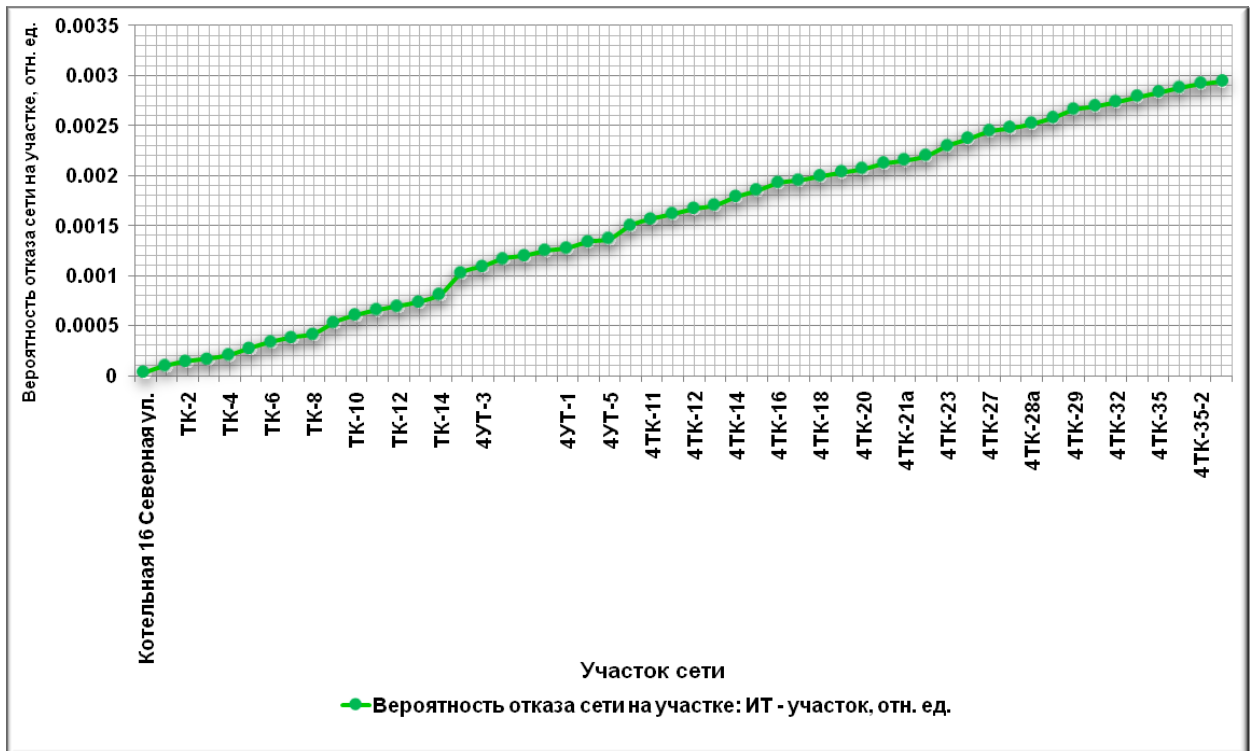


Рисунок 142 – Вероятность отказа участков ТС от котельной № 16 ул. Северная до потребителя д. 36, ул. Северная

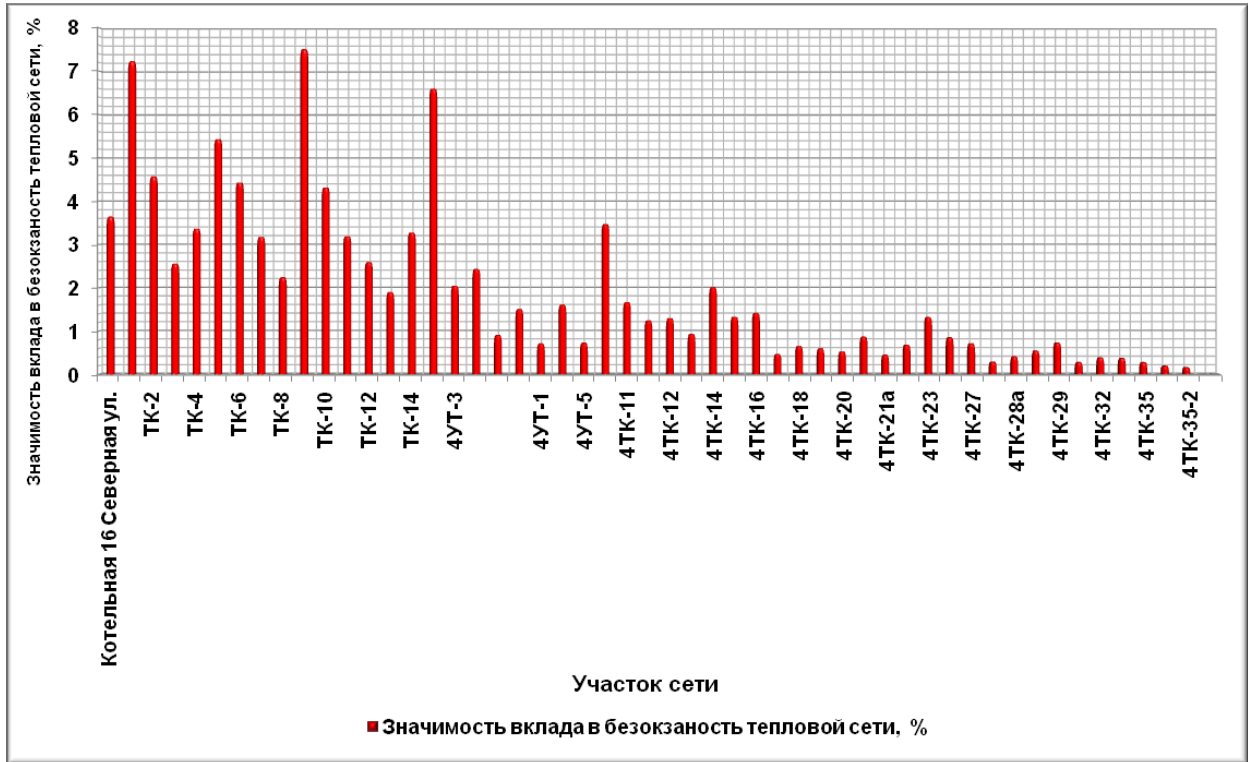


Рисунок 143 – Значимость вкладов в безотказность ТС потоков отказов ее участков от котельной № 16 ул. Северная до потребителя д. 36, ул. Северная

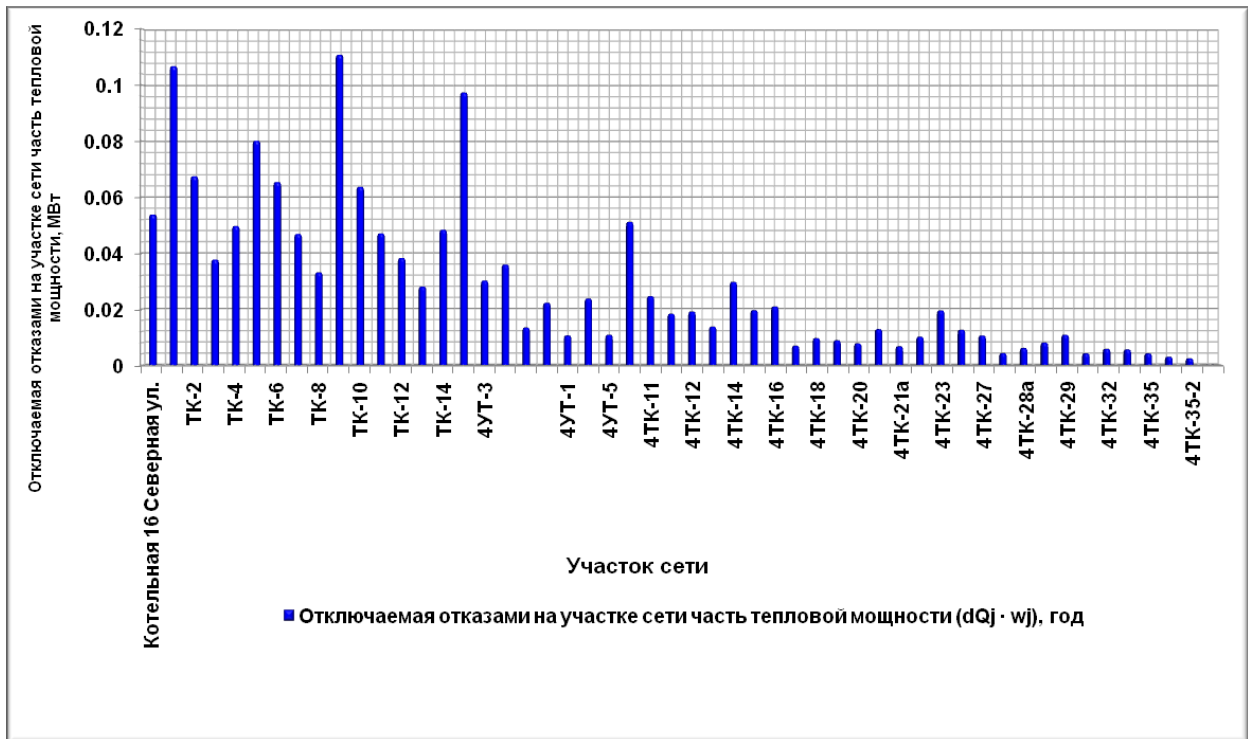


Рисунок 144 – Отключаемая отказами часть тепловой мощности на участках ТС от котельной № 16 ул. Северная до потребителя д. 36, ул. Северная



Анализ результатов расчета ПН ТС котельной № 16 (ул. Северная) для перспективного варианта развития ТС (к 2027 году) относительно наиболее удаленного потребителя по адресу д. 36, ул. Северная, позволяет сделать вывод о том, что в перспективе, при соблюдении требуемых условий организации эксплуатации ТС, с учетом их развития и плановой замены теплопроводов, выработавших свой ресурс, значения ПН не снизятся относительно значений, характеризующих как существующее состояние ТС, так и относительно значений, нормированных СНиП 41-02 2003 [2].

### **9.3 Заключение**

Оценка надежности теплоснабжения потребителей г. Октябрьский, выполненная в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» [2], а также в соответствии с Приложением № 9 совместного приказа Минэнерго России и Минрегион России от 29 декабря 2012 г. № 565/667 "Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения" [9], позволяет сделать следующие выводы.

1. При соблюдении требуемых условий организации эксплуатации ТС, выполнения мероприятий по плановой замене теплопроводов, выработавших свой ресурс, позволит регулируемым организациям города обеспечить требуемый уровень надежности поставок тепловой энергии потребителям.
2. Так как в системах теплоснабжения г. Октябрьский более 50% технологических нарушений возникает в тепловых сетях, то очевидным выводом является вывод о необходимости концентрации усилий теплоснабжающих организаций на обеспечении качественной организации:
  - замены теплопроводов, срок эксплуатации которых превышает 25 лет; использования при этих заменах теплопроводов, изготовленных из новых материалов по современным технологиям. Темп перекладки теплопроводов должен соответствовать темпу их старения, а в случае недоремонта, превышать его;
  - эксплуатации теплопроводов, связанной с внедрением современных методов контроля и диагностики технического состояния теплопроводов, проведения их технического обслуживания, ремонтов и испытаний. При этом особое внимание должно уделяться строгому соответствию установленного регламента на проведение тех или иных операций по обслуживанию фактической их реализации, а также автоматизации техноло-

гических процессов эксплуатации, включая защиту теплопроводов от блуждающих токов;

- аварийно-восстановительной службы, ее оснащения и использования. При этом особое внимание должно уделяться внедрению современных методов и технологий замены теплопроводов, повышению квалификации персонала аварийно-восстановительной службы;
- использования аварийного и резервного оборудования, в том числе на источниках теплоты, тепловых сетях и у потребителей. Отдельное внимание при этом должно уделяться решению вопросов резервирования по направлениям топливо-, электро- и водоснабжения.

## **Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение**

### **10.1 Подход и методические особенности формирования финансовых потребностей строительства и технического перевооружения систем теплоснабжения**

#### **10.1.1 Технико-экономическая информация по мини-ТЭЦ на базе газотурбинных (ГТУ) и газо-поршневых установок (ГПУ)**

В России и за рубежом существует хороший рынок эффективного газотурбинного (ГТУ) и газодизельного (ГПУ) оборудования небольшой электрической мощностью для комбинированного производства электроэнергии и тепла.

Современные ГТУ мощностью от 1 до 16-25 МВт имеют КПД по производству электроэнергии от 22 до 37 %, а при использовании сбросного тепла уходящих газов в котлах-утилизаторах позволяет им поднять КПД использования тепла топлива до 70-80 % и более. Однако давление газа на входе ГТУ должно быть на уровне 15-25 кгс/см<sup>2</sup>, что в ряде случаев требует установки дожимного компрессора.

Аналогичные ГПУ установки мощностью от 40 до 5000 кВт оснащаются дополнительными тепловыми контурами для охлаждения выхлопных газов, первичного воздуха, масла и корпуса, что позволяет получить от 0,06 до 6 Гкал/ч тепловой энергии и тем самым нагревать воду до 95-110 °С. ГПУ рассчитаны на давление природного газа 3-6 кгс/см<sup>2</sup>, что значительно облегчает их расположение вблизи коммунально-бытовых потребителей, имеющих в основном газ низкого давления. Анализ оборудования мини-ТЭЦ на базе ГПУ показывает, что с 1 кВт установленной электрической мощности установки можно получить 1,5 кВт тепловой энергии (25-45 % тепла путем охлаждения выхлопных газов, 8-20 % путем охлаждения масла и 30-50 % путем охлаждения корпуса и рубашки агрегата).

В последние годы в России определенный интерес представляют работы по повышению эффективности использования топлива в паровых котельных, на которых возможна установка противодавленческих турбин с целью использования перепада давления пара в размере 15-25 кгс/см<sup>2</sup> для производства электроэнергии.

Количество блоков мини-ТЭЦ для каждой площадки определяется по графику тепловой нагрузки (но не меньше двух) с учетом, что:

- целесообразна работа мини-ТЭЦ в базисной части графика тепловых нагрузок;
- существующая газовая котельная переводится в пиково-резервный режим работы для покрытия пиковой тепловой нагрузки потребителей отопления и ГВС;

- при строительстве мини-ТЭЦ для перспективных промышленных или коммунально-бытовых потребителей возможно резервирование тепловой мощности за счет большего числа блоков.

Исходная информация. Жизненный цикл (экономически рентабельный) теплоснабжающих систем с мини-ТЭЦ составляет 20 лет. Предполагается, что изготовление оборудования, подготовка площадки, монтаж и пуско-наладочные работы с выходом на полную тепловую нагрузку заканчиваются к началу 3-го года.

В расчетах использовалась следующая экономическая информация:

- ставка дисконтирования – 10 %;
- ставка налога на прибыль – 20%;
- ставка налога на имущество – 2,2%;
- ставка налога на добавленную стоимость – 18%;
- отчисления в страховые фонды – 28%;
- число часов использования установленной электрической и тепловой мощности мини-ТЭЦ принимается по тепловому графику.

Капитальные затраты на реконструкцию или строительство мини-ТЭЦ.

Капитальные затраты на реконструкцию газовой котельной с переводом в режим мини-ТЭЦ состоят из следующих основных частей:

- стоимости блочно-модульной мини-ТЭЦ в стандартной комплектации;
- стоимости дожимного компрессора в блочно-модульном исполнении (порядка 10% от стоимости энергоблока);
- затрат на строительно-монтажные и пуско-наладочные работы;
- затрат на разработку ТЭО и прединвестиционные работы.

Цены на газотурбинные электростанции отечественных фирм-изготовителей устанавливаются на договорной основе и зависят от комплектации, дополнительных коммерческих услуг и величины партии заказа. Для технико-экономических расчетов строительства мини-ТЭЦ в Октябрьском принят уровень цен по сметной стоимости отечественных установок на основе заводской калькуляции затрат (цены 2007 г.) с пролонгацией. Эти цены соответствуют мировым ценам на энергетическое оборудование такого класса.

Фирма-изготовитель производит монтаж, пуско-наладочные работы со сдачей объекта «под ключ». Стоимость блока мини-ТЭЦ определена по удельным показателям на единицу установленной мощности, которые составляют в зависимости от типа блока порядка 1100-1800 долл./кВт (Таблица 181).

Таблица 181 – Техничко-экономические показатели отечественных ГТУ блоков

Тип оборудования	Мощность:		Удельный расход топлива, кг у.т./кВтч	Удельные капложения в ГТЭС, долл./кВт	Удельные капложения в РУ и ЛЭП, долл./кВт	Штатный коэффициент для ГТЭС, чел./МВт
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч				
НПО «Сатурн», г. Рыбинск						
ГТУ-2,5р	2,5	3,75	0,45	1800	80	4
ГТУ-6р	6	11,7	0,4	1600	70	3,5
ОАО «Авиадвигатель», г. Пермь						
ГТУ-2,5п	2,5	6	0,563	1800	80	4
ГТУ-4п	4	8	0,497	1700	70	3,5
Газо-поршневые установки (ГПУ)						
TBG616V8K (фирма DEUTZ)	0,321	0,38	0,4	2150	80	6,23
TCG 2016V08 (фирма MWM)	0,4	0,365	0,4	2100	80	5
TBG616V12K (фирма DEUTZ)	0,483	0,55	0,4	2100	80	5,175
TCG 2032V16 (фирма MWM)	4,3	3,2	0,4	1750	70	0,78

В капитальные вложения включены: стоимость объектов транспортного хозяйства и связи (1%); внутриплощадочные дороги (1%); вертикальная планировка и благоустройство (2,5%); временные здания и сооружения (2,5%); содержание дирекции и технический надзор (0,4%); ПИР (4%); прочие затраты (3,5%) и непредвиденные расходы (5 %).

Капитальные затраты в объекты для выдачи мощности мини-ТЭЦ в электрическую сеть города (до ближайшей подстанции 10 кВ) определены по укрупнённым показателям стоимости и по проектам-аналогам.

В целом, анализ составляющих затрат в новое строительство мини-ТЭЦ показывает, что доля оборудования составляет порядка 60 %, доля СМР – 35 % и прочие затраты – 5 %. Привязка к местности предполагает увеличение капиталовложений до 20 %.

При расчете эксплуатационных затрат были учтены расходы на:

- топливо;
- оплату труда обслуживающего персонала;
- затраты на капитальный ремонт;
- амортизационные отчисления;
- затраты на собственные нужды;
- прочие издержки.

Удельный расход топлива принят:

- для газовых пиковых котельных – 0,158-0,162 т у.т./Гкал;

- для мини-ТЭЦ – в зависимости от выбранного типа блока и КПД установки – 0,38-0,563 кг у.т./кВт·ч (Таблица 181).

Численность персонала мини-ТЭЦ принята на основании данных производителей по штатному коэффициенту (Таблица 181). Средняя месячная заработная плата принята из расчета 30000 руб./мес.

Для эксплуатации одного отечественного блока<sup>1</sup> ГТУ на ТЭЦ требуется 4 смены, состоящих из 4 человек для блоков мощностью 2,5-4 МВт и 8 человек для блоков мощностью 8-32 МВт (минимально это – инженер-электронщик, техник-электрик, оператор и моторист). Кроме того, необходимо 2 человека управленческого персонала<sup>2</sup>. Таким образом, общая численность персонала мини-ТЭЦ составляет 20-23 человека.

Количество обслуживающего персонала не учитывается. При этом также считается, что слесари по ремонту электротехнического и механического оборудования, а также рабочие ремонтных мастерских входят в численность персонала существующей котельной и служб эксплуатации тепловых и электрических сетей.

Затраты на ремонт приняты в размере 0,3 % от капиталовложений.

Процент амортизации принят 5% исходя из срока эксплуатации на 20 лет.

Затраты на собственные нужды рассчитываются по стоимости электроэнергии, расходуемой на собственные нужды, исходя из расчета 25 кВт·ч на 1 Гкал отпущенного тепла.

Прочие издержки приняты в следующих размерах: 3 % от капиталовложений и затраты, связанные с расходом масла (безвозвратные потери масла составляют 1,4 кг/ч, цена масла – 19 руб./кг).

### **10.1.2 Техничко-экономическая информация по строительству новых котельных**

Расчет финансовых потребностей для строительства котельных выполнен по укрупненным показателям базисной стоимости и по данным цен заводов изготовителей с учетом:

Капитальные затраты на строительство модульной газовой котельной включают:

- стоимость оборудования блочно-модульной котельной;
- затраты на подготовку площадки под строительство;

<sup>1</sup> При большем количестве блоков численность управленческого персонала не возрастает и в каждой смене есть инженер-электронщик и техник-электрик по одному на всю станцию.

<sup>2</sup> Количество эксплуатационного персонала мини-ТЭЦ для аналогичных зарубежных установок составляет 2 чел. в смену при четырех сменной работе. В принципе используемая на зарубежных блоках автоматика позволяет управлять станцией дистанционно (без операторов).

- затраты на строительно-монтажные и пуско-наладочные работы;
- прочие расходы, в том числе затраты на разработку ТЭО и прединвестиционные работы;
- непредвиденные расходы.

Анализ цен заводов-изготовителей (по состоянию на конец 2009 г.) на газовые блочно-модульные котельные (Рисунок 145) показывает, что их стоимость в значительной степени зависит от тепловой мощности котельной, комплектации отечественным или импортным оборудованием и составляет от 50 до 250 тыс. долл./МВт. При использовании двух видов топлива: природный газ и дизельное топливо цены возрастают на 15-25 % (Рисунок 146). В ценах 2012 г. (Рисунок 147) стоимость котельных практически осталась на прежнем уровне.

Таким образом, для условий Центрального федерального округа принят следующий уровень цен:

- котельных до 5 МВт – 150-240 тыс. долл./МВт;
- котельных от 5 до 10 МВт – 150-120 тыс. долл./МВт;
- котельных от 10 до 20 МВт – 120-100 тыс. долл./МВт;
- крупных котельных на уровне 75-100 тыс. долл./МВт.

Стоимость строительства ЦТП составляет 18-24 тыс. долл./МВт (отечественное оборудование) и 30-40 тыс. долл./МВт (импортное оборудование).

Определение предварительных затрат на строительство блочно-модульных котельных (БМК) в условиях Нижнего Новгорода основывается на принятой базовой стоимости котельных для Центрального федерального округа (Таблица 182) и применения поправочных коэффициентов на специфику доставки оборудования и строительномонтажных работ на территории.

Таблица 182 – Основные технико-экономические показатели газовых котельных

Параметры	Установленная тепловая мощность, МВт:				
	1	5	10	20	более 20
Удельные капиталовложения, тыс. долл./МВт	240	150	120	100	75
Штатный коэффициент, чел./МВт	6	4	3,5	2	0,5
Удельный расход топлива на отпуск тепла, кг у.т./Гкал	160	159	158	158	158

При расчете затрат на топлива удельный расход топлива, в зависимости от установленной мощности котельного оборудования, принимался в диапазоне 158-160 кг у.т./Гкал тепловой энергии, отпущенной в сеть.

Удельный расход электроэнергии на собственные нужды новой котельной принят на уровне 25 кВт·ч/Гкал тепловой энергии, отпущенной в сеть.

Стоимость текущего и капитального ремонта оборудования принята в объеме 0,001% от стоимости оборудования котельной.

Затраты на оплату труда определены исходя из штатного коэффициента 1,3-2 чел./МВт установленной мощности крупных котельных и не менее 4 человек для котельных мощностью менее 3 МВт. Заработная плата – 10 тыс. руб. в месяц. Отчисления на социальные нужды – 28% от фонда оплаты труда.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из срока службы оборудования, равного 20 годам.

При расчетах затрат реконструкции или модернизации котельных с наращиванием тепловых мощностей используется перспективный ряд мощностей котлов и цены котлов на 13.07.2012 г., предоставленные ОАО «Дорогобужкотломаш» на условиях франко-склад Поставщика (Таблица 183).



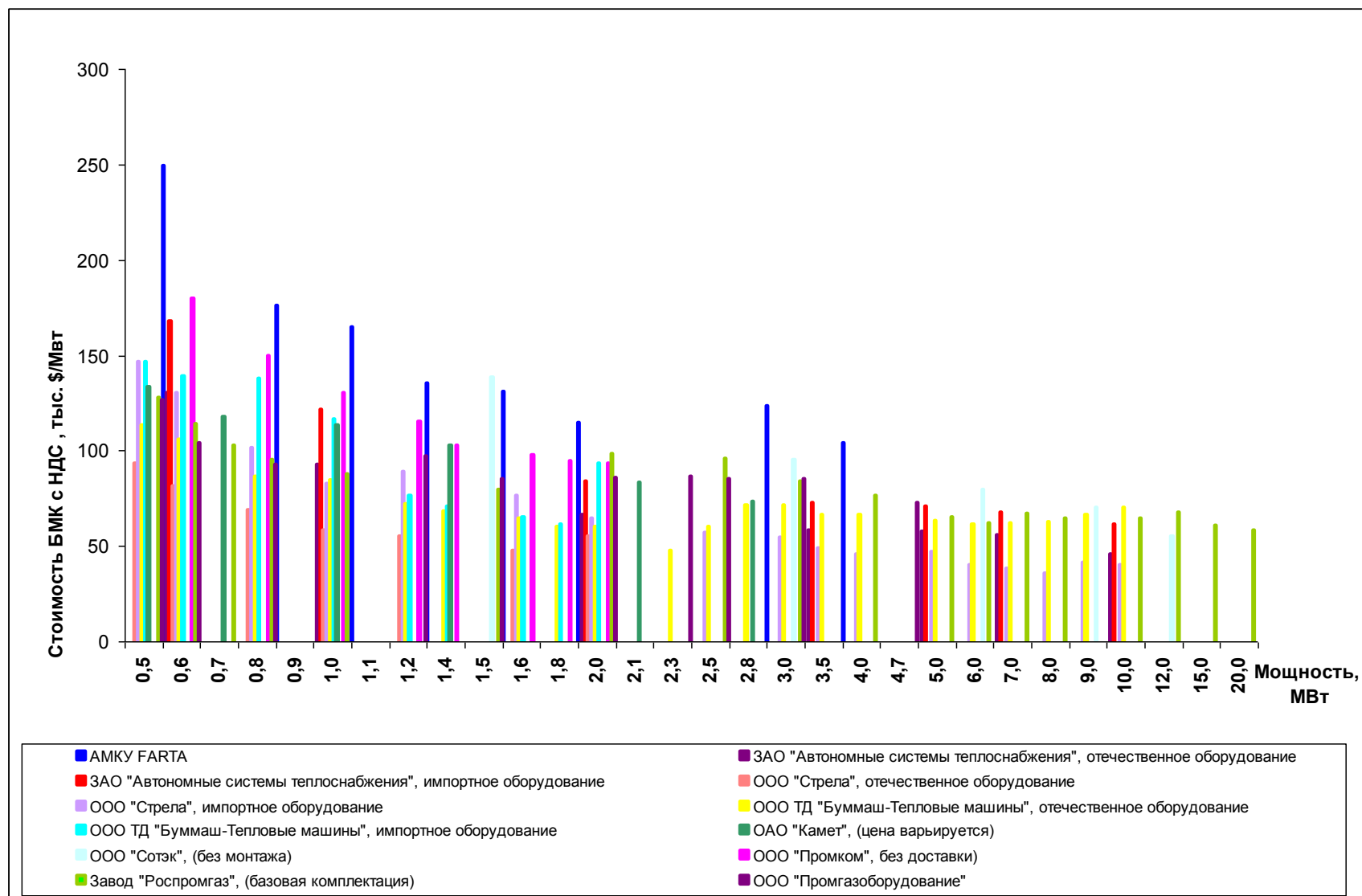


Рисунок 145 – Зависимости стоимости БМК с НДС (топливо – природный газ) заводов-производителей от единичной установленной тепловой мощности

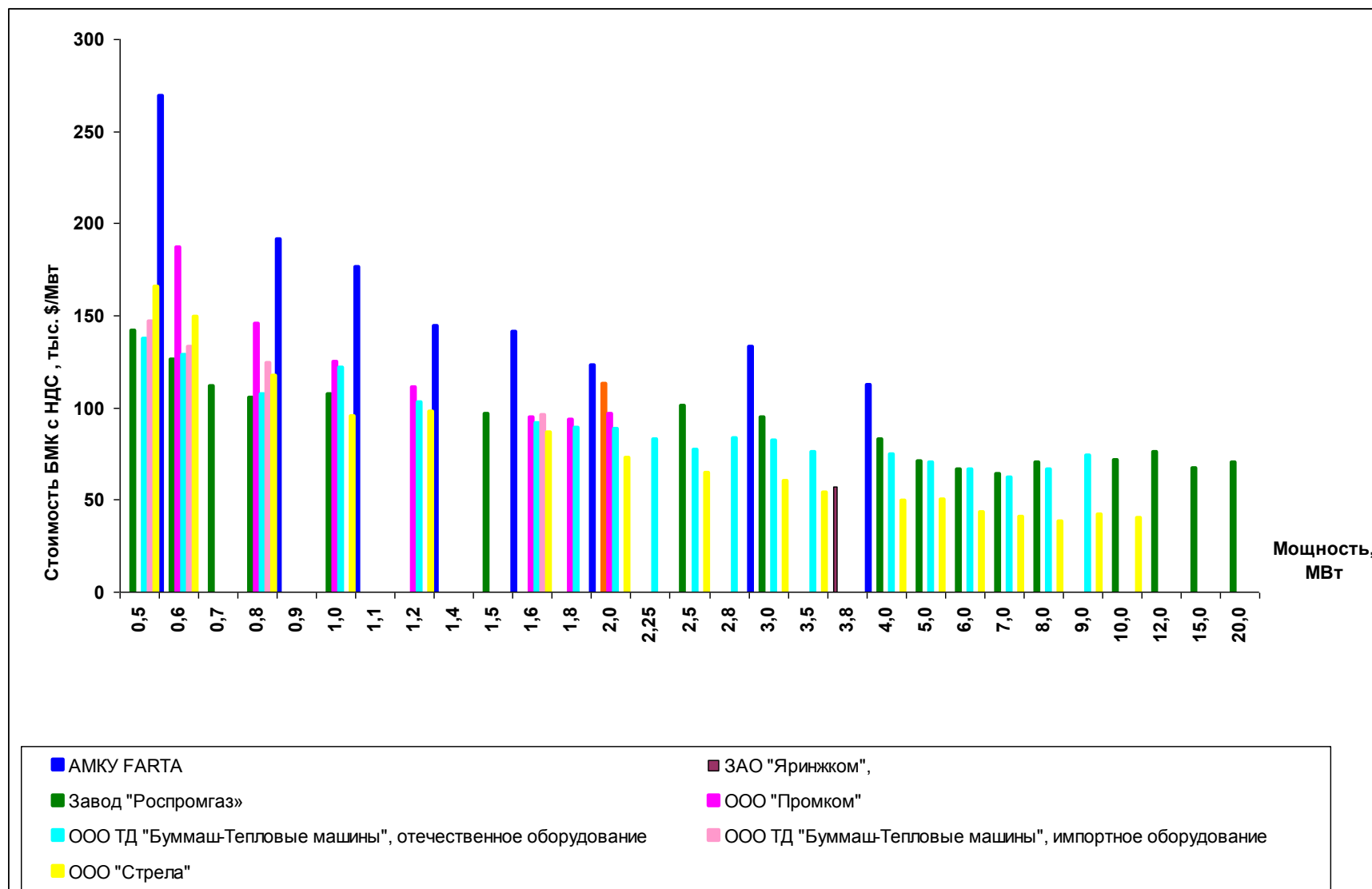


Рисунок 146 – Зависимости стоимости БМК с НДС (топливо – природный газ и дизельное) заводов-производителей от единичной установленной тепловой мощности

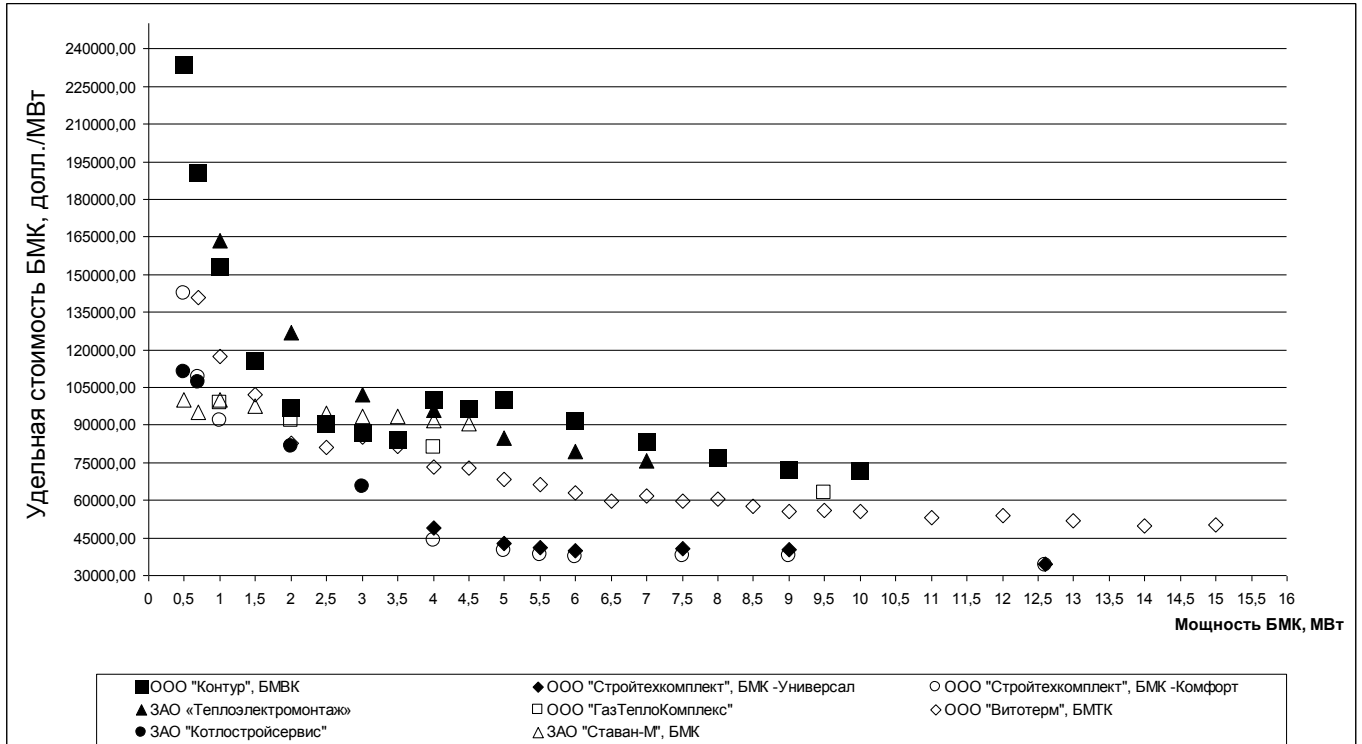


Рисунок 147 – Зависимость стоимости БМК от установленной тепловой мощности котельной (в ценах на 01.01.2012 г.)

Таблица 183 – Стоимости котлов ОАО «Дорогобужкотломаш»

Марка котла	КВГМ-30	КВГМ-50	КВГМ-100	ПТВМ-30М	ПТВМ-50	ПТВМ-60	ПТВМ-60Э	ПТВМ-100
Производительность, Гкал/ч	30	50	100	30	50	60	60	100
Цена:								
тыс. долл./Гкал/ч	10,59	13,93	9,70	11,75	12,59	11,75	13,66	11,49
млн. руб.	9,533	20,89	29,102	10,574	18,882	21,145	24,592	34,461

Стоимость оборудования котельных принимается 23-65 %, СМР – 30-63%, прочие затраты 5-14 % (Таблица 184). Привязка к местности предполагает увеличение капиталовложений до 40 %.

Таблица 184 – Инвестиционные затраты при строительстве или реконструкции котельных, %

Состав затрат	Поэлементная поставка котлов	Крупные котельные	БМК
Оборудование	35	23	65
Строительно-монтажные и наладочные работы	50	63	30
Прочие расходы	5	14	5

**10.1.3 Стоимости отдельных видов работ ТЭЦ, котельных и тепловых сетей**

Для учета стоимости проектно-изыскательских работ (ПИР) и проектно-сметной документации (ПСД) используется «Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Базовые цены на проектные работы установлены по состоянию на 1 января 2001 г.

Базовая цена разработки проектной документации (проект + рабочая документация) установлена от общей стоимости строительства по итогу сводного сметного расчета стоимости строительства.

Таким образом, стоимость ПИР и ПСД в зависимости от полной стоимости строительства составляет (Таблица 185):

Таблица 185 – Доля ПИР и ПСД в зависимости от полной стоимости объекта

ГТУ ТЭЦ мощностью более 30 МВт	ПГУ ТЭЦ	Отдельные котельные	Тепловые сети
8,9-2,3 %	9,79-2,53 %	9,2-3,4 %	9,6-4,65 %

Распределение стоимости базовой цены разработки проекта (ТЭО) и рабочей документации по составляющим теплоснабжающей системы составляет (Таблица 186):

Таблица 186 – Распределение стоимости базовой цены разработки проекта (ТЭО) и рабочей документации

Тип документации	ГТУ ТЭЦ	ПГУ ТЭЦ	Отдельные котельные	Тепловые сети
ТЭО	20 %	20 %	20 %	16 %
РД	80 %	80 %	80 %	84 %

Оценка предварительных затрат в тепловые сети в условиях г. Октябрьский основывается на принятой базовой стоимости комплекта труб в полипеноуритановой (ППУ) изоляции для Центрального федерального округа (Таблица 187).

Таблица 187 – Стоимость трубопроводов тепловых сетей (в ценах 2012 г.)

Диаметр трубы / стенка трубы / диаметр оболочки, мм	Цена, руб./п.м.		
	Трубы в ППУ	Трубы в ППУ с учетом отводов, изоляции стыков, манжет и пр.	Новое строительство на неподвижных опорах
20 / 2,8 / 110	350	490	1225
25 / 3,2 / 110	380	532	1330
32 / 3,2 / 110	390	546	1365
40 / 3,5 / 125	446	624,4	1561
57 / 3,5 / 125	609	852,6	2131,5
76 / 3,0 / 140	674	943,6	2359
89 / 3,5 / 160	918	1285,2	3213
108 / 3,5 / 180	1082	1514,8	3787
133 / 4,5 / 225	1467	2053,8	5134,5

Диаметр трубы / стенка трубы / диаметр обо- лочка, мм	Цена, руб./п.м.		
	Трубы в ППУ	Трубы в ППУ с учетом отводов, изоля- ции стыков, манжет и пр.	Новое строительство на неподвижных опорах
159 / 4,5 / 250	1745	2443	6107,5
219 / 6,0 / 315	2731	3823,4	9558,5
273 / 6,0 / 400	4137	5791,8	14479,5
325 / 6,0 / 450	5086	7120,4	17801
426 / 7,0 / 560	6730	9422	23555
530 / 8,0 / 710	9328	13059,2	32648
630 / 8,0 / 800	12561	17585,4	43963,5

Для тепловых сетей принята стоимость оборудования и материалов на уровне 65%, стоимость СМР (с учетом наладки) – 30 %, непредвиденные расходы – 5 %. Привязка к местности предполагает увеличение капиталовложений до 40 %.

#### **10.1.4 Особенности учета демонтажа, ликвидации и динамики строительства энергетического оборудования**

##### *Демонтаж энергетического оборудования*

В связи с истечением срока эксплуатации существующего энергетического оборудования необходимо рассматривать вопросы с его возможной заменой, продлением срока эксплуатации или демонтажа оборудования.

В условиях демонтажа энергетического оборудования используется укрупненный подход оценки требуемых инвестиционных затрат, который заключается в следующем:

- Производится оценка возможной стоимости основного оборудования (котлы, турбины) в ценах 2012 г., а также возможной стоимости строительно-монтажных работ конкретного типа оборудования в рамках энергоисточника (ТЭЦ, котельная).
- Для паровых котлов от 10 до 160 т/ч в зависимости от параметров пара определяются необходимые издержки для демонтажа на условиях ликвидации оборудования (при этом возможности сдачи металла в металлолом не учитываются, т.к. это своя проблема). Аналогичным образом оцениваются энергетические котлы производительностью до 500 т/ч пара.
- Среди водогрейных котлов в основу приняты котлы мощностью 100 Гкал/ч. посредством удельных показателей определяются цены демонтажа для других типов котлов с введением поправок.
- Аналогичным образом, оценивается стоимость СМР.
- В дальнейшем от стоимости определенного оборудования и СМР в ценах 2012 г. с помощью экспертных коэффициентов (основанных на металлоемкости оборудования, типа и параметров теплоносителя) вводится оценка инвестици-

онных затрат. При этом доля учета для СМР колеблется в диапазоне 1-3 %, а для оборудования в диапазоне 1-3%, но со значительной градацией для паровых котлов.

### **Ликвидация котельных**

При ликвидации котельной в связи с ее закрытием и передачей потребностей потребителей в тепле другим источникам предлагается:

- При закрытии котельной не учитывать необходимость вложения инвестиций, а считать, что котельная, находящаяся на балансе в теплоснабжающей организации, и может быть в дальнейшем реализована путем продажи части основных фондов для дальнейшего использования территории, строений и т.д. в более благоприятной рыночной атмосфере.
- В условиях переоборудования (перепрофилирования) котельной в ЦТП или ином техническом решении, затраты учитываются.

Суммарные финансовые издержки (с НДС) для ликвидации котельных № 4 и № 16 приведены в таблице 188.

Таблица 188 – Финансовые издержки при закрытии котельных (на один котел), млн. руб.

Объект / млн. руб.	Вид работ	Стоимость с учетом привязки в ценах 2012 г.	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Котельная №4 (закрытие в 2017 г.)	демонтаж	0,07	0,10	0,06	0,03	0,02	0,21	0,04	0,25
	демонтаж	0,74	1,12	0,61	0,33	0,17	2,23	0,4	2,63
Котельная №16 (закрытие в 2014 г.)	демонтаж	0,67	1,00	0,55	0,30	0,15	2,0	0,36	2,36

### **Динамика строительства и распределения инвестиционных затрат**

Для учета динамики вложения инвестиций приняты следующие рекомендации:

- Временной интервал – календарный год.
- Первый год связан с вложением инвестиций в разработку ПИР и ПСД.
- В дальнейшем следует фаза работ, связанная с заказом энергетического оборудования и строительством. Для БМК принято, что оборудование готово и в течение года может быть смонтировано и подготовлено к пуску. Для мини-ТЭЦ

требуется заказ оборудования и его изготовление, далее строительство и монтаж (обычно сроки составляют 18-24 месяца) – принимаем 2 года. При строительстве блоков ПГУ принято, что фаза заказа оборудования и строительства составляет не менее 3 лет.

- В год вывода блока на расчетный режим вводятся затраты на пуско-наладочные работы и прочие издержки.

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

### **10.2.1 Демонтаж и строительство мини-ТЭЦ на существующих и новых источниках тепловой энергии**

Стоимость создания объектов генерации с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (мини-ТЭЦ) на котельных №3 (4\*ГПУ-0,321) и №15 (4\*ГПУ-0,483) составляет 262,98 млн. руб., включая НДС (Таблица 189), а 3\*ГПУ-4,3 на котельной № 15 – 872,68 млн. руб.

При строительстве в котельных № 3 и № 15 мини-ТЭЦ мощностью 0,8 МВт (2ГПУ-0,4) суммарная стоимость составит – 129,64 млн. руб., включая НДС.

Стоимость демонтажа и реконструкции котлов в котельных № 3 и № 15 составляет 74,66-87,42 млн. руб.

Строительство мини-ТЭЦ мощностью 8 МВт на новой котельной для теплоснабжения перспективных микрорайонов составит: мини-ТЭЦ – 526,33 млн. руб.; новая котельная – 95,46 млн. руб., включая НДС.

Динамика вложения инвестиций отражена в таблице 190.



Таблица 189 – Финансовые потребности в реализацию по реконструкции и новому строительству мини-ТЭЦ на существующих площадках котельных для различных вариантов схемы теплоснабжения г. Октябрьский (в ценах 2012 г.), млн. руб.

Варианты	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Реконструкция 3 (вариант 1)									
Котельная №3, Куйбышева, д.42 ПТВМ-30 (демонтаж 2014 г.) на ГПУ-1284 (ввод 2014 г.), замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г.), замена КВГМ-35 на КВГМ-10 (2018 г.), ДКВР-10 (демонтаж 2020 г., 2022 г.), замена ДЕ-25 на ДЕ-25 (2023 г.), замена ДКВР-10 на ДКВР-10 (2025 г.)									
Котельная №3, Куйбышева, д.42	62,2	68,73	28,15	35,08	5,49	5,36	74,09	13,34	87,42
Мини-ТЭЦ (4*ГПУ-0,321)	85,90	85,90	51,54	30,06	4,29	4,29	90,19	16,24	106,43
Всего	148,1	154,63	79,69	65,14	9,78	9,65	164,28	29,58	193,85
Котельная №15, Космонавтов, д.59а демонтаж 2014 г. (ПТВМ-30, ДКВР-20-13), ввод ГПУ-1932 (2014 г.), замена ДКВР-20-13 на ДКВР-20-13 (2015 г.) замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г., 2017 г.)									
Котельная №15, Космонавтов, д.59а	58,55	64,69	26,32	33,29	5,07	5,09	69,77	12,56	82,33
Мини-ТЭЦ (4*ГПУ-0,483)	126,35	126,35	75,81	44,22	6,32	6,32	132,67	23,88	156,55
Всего	184,91	191,04	102,13	77,51	11,39	11,41	202,44	36,44	237,88
Реконструкция 3 (вариант 2)									
Котельная №15, Космонавтов, д.59а демонтаж 2014 г. (ПТВМ-30, ДКВР-20-13), ввод ГПЭС-12900 (2014 г.), демонтаж 2015 г. (ДКВР-20-13), замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г., 2017 г.)									
Котельная №15, Космонавтов, д.59а	52,59	58,72	24,23	29,71	4,78	4,55	63,27	11,39	74,66
Мини-ТЭЦ (3*ГПУ-4,3)	704,34	704,34	422,60	246,52	35,22	35,22	739,56	133,12	872,68
Всего	756,93	763,06	446,83	266,23	40,0	39,77	802,83	144,51	947,34
Реконструкция 3 (вариант основной)									

Варианты	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Мини-ТЭЦ (2*ГПУ-0,4)	52,32	52,32	31,39	18,31	2,62	2,62	54,94	9,89	64,82
Мини-ТЭЦ (2*ГТЭС "Урал-4000")	424,80	424,80	254,88	148,68	21,24	21,24	446,04	80,29	526,33
НК-15 для нагрузок мкр. 32А и мкр. 33 (1-я оч. 1*5 - 2017 г., 2-я оч. 1*5 - 2020 г., 3-я оч. 1*5 - 2025 г.)	54	75,6	19,14	14,73	11,73	5,28	89,88	14,55	95,46

Таблица 190 – Динамика вложения финансовых ресурсов в реконструкцию котельных № 3 и № 15 и новому строительству мини-ТЭЦ на существующих площадках котельных для различных вариантов схемы теплоснабжения г. Октябрьский (в ценах 2012 г.), млн. руб.

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Реконструкция 3 (вариант 1)																	
Котельная №3, Куйбышева, д.42																	
ПИР и ПСД		0,180		1,390		1,390		0,613		0,050	0,050	0,796		0,896			5,365
Оборудование			1,978		6,683		6,683		3,876	0,552	0,552		3,988		3,842		28,153
СМР			1,079		9,144		9,144		3,947	0,301	0,301		5,225		5,941		35,081

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Прочие			0,540		1,212		1,212		0,853	0,150	0,150		0,749		0,620		5,486
Всего		0,180	3,597	1,390	17,038	1,390	17,038	0,613	8,677	1,053	1,053	0,796	9,963	0,896	10,403		74,085
НДС		0,032	0,647	0,250	3,067	0,250	3,067	0,110	1,562	0,190	0,190	0,143	1,793	0,161	1,872		13,335
Смета		0,212	4,244	1,640	20,105	1,640	20,105	0,723	10,239	1,243	1,243	0,940	11,756	1,057	12,275		87,421
Мини-ТЭЦ (4*ГПУ-0,321)																	
ПИР и ПСД			4,295														4,295
Оборудование			51,540														51,540
СМР				30,065													30,065
Прочие				4,295													4,295
Всего			55,835	34,360													90,195
НДС			10,050	6,185													16,235
Смета			65,885	40,545													106,430
Котельная №15, Космонавтов, д.59а																	
ПИР и ПСД			0,280	1,390	0,637	1,390	1,390										5,086
Оборудование			3,082	6,683	3,191	6,683	6,683										26,320
СМР			1,681	9,144	4,180	9,144	9,144										33,292
Прочие			0,840	1,212	0,599	1,212	1,212										5,074
Всего			5,883	18,427	8,607	18,427	18,427										69,772
НДС			1,059	3,317	1,549	3,317	3,317										12,559
Смета			6,942	21,744	10,157	21,744	21,744										82,331
Мини-ТЭЦ (4*ГПУ-0,483)																	
ПИР и ПСД			6,318														6,318
Оборудование			75,812														75,812

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
СМР				44,223													44,223
Прочие				6,318													6,318
Всего			82,129	50,541													132,670
НДС			14,783	9,097													23,881
Смета			96,913	59,639													156,551
Реконструкция 3 (вариант 2)																	
Котельная №15, Космонавтов, д.59а																	
ПИР и ПСД			0,280	0,100	1,390	1,390	1,390										4,549
Оборудование			3,082	1,103	6,683	6,683	6,683										24,233
СМР			1,681	0,602	9,144	9,144	9,144										29,713
Прочие			0,840	0,301	1,212	1,212	1,212										4,776
Всего			5,883	2,106	18,427	18,427	18,427										63,271
НДС			1,059	0,379	3,317	3,317	3,317										11,389
Смета			6,942	2,486	21,744	21,744	21,744										74,660
Мини-ТЭЦ (3*ГПУ-4,3)																	
ПИР и ПСД			35,217														35,217
Оборудование			422,604														422,604
СМР				246,519													246,519
Прочие				35,217													35,217
Всего			457,821	281,736													739,557
НДС			82,408	50,712													133,120
Смета			540,229	332,448													872,677

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Реконструкция 3 (вариант основной)																	
Котельная №3, Куйбышева, д.42																	
ПИР и ПСД		0,180		1,390		1,390		0,613		0,050	0,050	0,796		0,896			5,365
Оборудование			1,978		6,683		6,683		3,876	0,552	0,552		3,988		3,842		28,153
СМР			1,079		9,144		9,144		3,947	0,301	0,301		5,225		5,941		35,081
Прочие			0,540		1,212		1,212		0,853	0,150	0,150		0,749		0,620		5,486
Всего		0,180	3,597	1,390	17,038	1,390	17,038	0,613	8,677	1,053	1,053	0,796	9,963	0,896	10,403		74,085
НДС		0,032	0,647	0,250	3,067	0,250	3,067	0,110	1,562	0,190	0,190	0,143	1,793	0,161	1,872		13,335
Смета		0,212	4,244	1,640	20,105	1,640	20,105	0,723	10,239	1,243	1,243	0,940	11,756	1,057	12,275		87,421
Мини-ТЭЦ (2*ГПУ-0,4) на котельной № 3																	
ПИР и ПСД			2,62														2,616
Оборудование			31,39														31,392
СМР			18,31														18,312
Прочие			2,62														2,616
Всего			54,936														54,936
НДС			9,888														9,888
Смета			64,824														64,824
Котельная №15, Космонавтов, д.59а																	
ПИР и ПСД			0,280	1,390	0,637	1,390	1,390										5,086
Оборудование			3,082	6,683	3,191	6,683	6,683										26,320
СМР			1,681	9,144	4,180	9,144	9,144										33,292
Прочие			0,840	1,212	0,599	1,212	1,212										5,074

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Всего			5,883	18,427	8,607	18,427	18,427										69,772
НДС			1,059	3,317	1,549	3,317	3,317										12,559
Смета			6,942	21,744	10,157	21,744	21,744										82,331
Мини-ТЭЦ (2*ГПУ-0,4) на котельной № 15																	
ПИР и ПСД			2,62														2,616
Оборудование			31,39														31,392
СМР			18,31														18,312
Прочие			2,62														2,616
Всего			54,936														54,936
НДС			9,888														9,888
Смета			64,824														64,824
Мини-ТЭЦ (2*ГТЭС "Урал-4000") на новой котельной для перспективных районов																	
ПИР и ПСД				21,24													21,240
Оборудование					254,88												254,880
СМР					148,68												148,680
Прочие						21,24											21,240
Всего				21,240	403,560	21,240											446,040
НДС				3,823	72,641	3,823											80,287
Смета				25,063	476,201	25,063											526,327
НК-15 для нагрузок мкр. 32А и мкр. 33 (1-я оч. 1*5 - 2017 г., 2-я оч. 1*5 - 2020 г., 3-я оч. 1*5 - 2025 г.)																	
ПИР и ПСД				5,292													5,292
Оборудование					16,38			16,38					16,38				49,140

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
СМР					4,91			4,91					4,91				14,742
Прочие						3,91			3,91					3,91			11,718
Всего				5,292	21,294	3,906		21,294	3,906				21,294	3,906			80,892
НДС				0,953	3,833	0,703		3,833	0,703				3,833	0,703			14,561
Смета				5,292													95,453

### **10.2.2 Строительство новых БМК путем замещения тепловых мощностей на существующих котельных**

Для строительства 10 новых блочно-модульных котельных суммарной установленной тепловой мощностью 39,95 МВт на существующих площадках потребуется (Таблица 191) потребуется 305,66 млн. руб. инвестиционных затрат (в ценах 2012 г.) с учетом НДС (18 %).

Эффективность использования небольших котельных повышенной заводской готовности (блочно-модульные котельные) определяется:

- а) простотой конструкций, быстротой и легкостью монтажа;
- б) меньшей на 30-40 % металлоемкостью сооружений и на 35-80 % стоимостью строительно-монтажных работ;
- в) в 6-7 раз меньшими трудозатратами;
- г) сокращением в 10 раз расхода сборного и монолитного железобетона;
- д) уменьшением в 1,5-2 раза эксплуатационных затрат;
- е) низкими расходами топлива, так КПД котельных достигает 90-92 %, а удельный расход топлива на отпуск тепла составляет 158-162 кг у.т./Гкал.

Динамика вложения инвестиций отражена в таблице 192.

### **10.2.3 Реконструкция существующих котельных**

Для реконструкции 4-х котельных путем замены оборудования на аналогичное без увеличения установленной тепловой мощности котельной (Таблица 193) потребуется 32,24 млн. руб. инвестиционных затрат (в ценах 2012 г) с учетом НДС (18 %), а 5 котельных с уменьшением тепловой мощности 201,33 млн. руб.

Кроме того, требуется реконструкция котельных, на которых предполагается развитие мини-ТЭЦ.

Динамика вложения инвестиций отражена в таблице 194.



Таблица 191 – Финансовые потребности в строительство БМК (в ценах 2012 г.), млн. руб.

Наименование	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
"Котельная №8", Бакинская, д. 8 (БМК-1,1), 2015 г.	7,92	7,92	5,15	1,54	1,23	0,55	8,47	1,53	10,00
Котельная №9 Отдельностоящая, Ломоносова, д. 1/а (БМК-1,74), 2016 г.	8,40	8,40	5,46	1,64	1,30	0,59	8,99	1,62	10,61
"Котельная №10", Совхозная (БМК-0,57), 2013 г.	4,10	4,10	2,67	0,80	0,64	0,29	4,39	0,79	5,18
БМК-5 на Котельной №13, 2014 г.	22,50	22,50	14,63	4,39	3,49	1,58	24,08	4,33	28,41
БМК-31 для нагрузок мкр. 32А и мкр. 33 (1-я оч. 4*5,5 - 2017 г., 2-я оч. 2*4,5 - 2020 г.)	139,50	195,30	126,95	38,08	30,27	13,67	208,97	37,61	246,59
Каскадная котельная для ГВС (0,046 МВт) ж/д Садовое Кольцо, 13, 2014 г.	0,33	0,33	0,22	0,06	0,05	0,02	0,35	0,06	0,42
Каскадная котельная для ГВС (0,046 МВт) ж/д Садовое Кольцо, 17, 2014 г.	0,33	0,33	0,22	0,06	0,05	0,02	0,35	0,06	0,42
Каскадная котельная для ГВС (0,3 МВт) д/с Девовенская, 6А, 2014 г.	2,16	2,16	1,40	0,42	0,33	0,15	2,31	0,42	2,73
Каскадная котельная для ГВС (0,046 МВт) ж/д Комсомольская, 20А, 2014 г.	0,33	0,33	0,22	0,06	0,05	0,02	0,35	0,06	0,42
Каскадная котельная для ГВС (0,0983 МВт) д/с Комсомольская, 22, 2014 г.	0,71	0,71	0,46	0,14	0,11	0,05	0,76	0,14	0,89
<b>ВСЕГО БМК</b>	<b>186,29</b>	<b>242,09</b>	<b>157,36</b>	<b>47,21</b>	<b>37,52</b>	<b>16,95</b>	<b>259,03</b>	<b>46,63</b>	<b>305,66</b>

Таблица 192 – Динамика вложения финансовых ресурсов в строительство БМК (в ценах 2012 г.), млн. руб.

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
"Котельная №8" , Бакинская, д. 8 (БМК-1,1), 2015 г.																	
ПИР и ПСД			0,554														0,554
Оборуд.			5,148														5,148
СМР				1,544													1,544
Прочие				1,228													1,228
Всего			5,702	2,772													8,474
НДС			1,026	0,499													1,525
Смета			6,729	3,271													10,000
Котельная №9 Отдельно-стоящая, Ломоносова, д. 1/а (БМК-1,74), 2016 г.																	
ПИР и ПСД				0,588													0,588
Оборуд.				5,461													5,461
СМР					1,638												1,638
Прочие					1,302												1,302
Всего				6,049	2,941												8,990
НДС				1,089	0,529												1,618
Смета				7,138	3,470												10,608
"Котельная №10" , Совхозная (БМК-0,57), 2013 г.																	
ПИР и ПСД			0,287														0,287
Оборуд.			2,668														2,668
СМР			0,800														0,800
Прочие			0,636														0,636
Всего			4,391														4,391
НДС			0,790														0,790
Смета			5,182														5,182
БМК-5 на Котельной №13, 2014 г.																	
ПИР и ПСД			1,575														1,575
Оборуд.			14,625														14,625
СМР				4,388													4,388
Прочие				3,488													3,488
Всего			16,200	7,875													24,075
НДС			2,916	1,418													4,334

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Смета			19,116	9,293													28,409
БМК-31 для нагрузок мкр. 32А и мкр. 33 (1-я оч. 4*5,5 - 2017 г., 2-я оч. 2*4,5 - 2020 г.)																	
ПИР и ПСД					9,114			4,557									13,671
Оборуд.					84,630			42,315									126,945
СМР						25,389			12,695								38,084
Прочие						20,181			10,091								30,272
Всего					93,744	45,570		46,872	22,785								208,971
НДС					16,874	8,203		8,437	4,101								37,615
Смета					110,618	53,773		55,309	26,886								246,586
Каскадная котельная для ГВС (0,046 МВт) ж/д Садовое Кольцо, 13, 2014 г.																	
ПИР и ПСД			0,023														0,023
Оборуд.			0,215														0,215
СМР			0,065														0,065
Прочие			0,051														0,051
Всего			0,354														0,354
НДС			0,064														0,064
Смета			0,418														0,418
Каскадная котельная для ГВС (0,046 МВт) ж/д Садовое Кольцо, 17, 2014 г.																	
ПИР и ПСД			0,023														0,023
Оборуд.			0,215														0,215
СМР			0,065														0,065
Прочие			0,051														0,051
Всего			0,354														0,354
НДС			0,064														0,064
Смета			0,418														0,418
Каскадная котельная для ГВС (0,3 МВт) д/с Девовенская, 6А, 2014 г.																	
ПИР и ПСД			0,151														0,151
Оборуд.			1,404														1,404
СМР			0,421														0,421
Прочие			0,335														0,335
Всего			2,311														2,311
НДС			0,416														0,416
Смета			2,727														2,727

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Каскадная котельная для ГВС (0,046 МВт) ж/д Комсомольская, 20А, 2014 г.																	
ПИР и ПСД			0,023														0,023
Оборуд.			0,215														0,215
СМР			0,065														0,065
Прочие			0,051														0,051
Всего			0,354														0,354
НДС			0,064														0,064
Смета			0,418														0,418
Каскадная котельная для ГВС (0,0983 МВт) д/с Комсомольская, 22, 2014 г.																	
ПИР и ПСД			0,050														0,050
Оборуд.			0,460														0,460
СМР			0,138														0,138
Прочие			0,110														0,110
Всего			0,757														0,757
НДС			0,136														0,136
Смета			0,894														0,894

Таблица 193 – Финансовые потребности в реконструкцию котельных (в ценах 2012 г.), млн. руб.

Наименование	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Реконструкция аналогом без увеличения установленной тепловой мощности									
Котельная №7, Девонская, д.8/А (2025 г.) замена 5КВа-0,39Гн на 5КВа-0,39Гн	4,49	4,69	1,27	3,12	0,30	0,40	5,09	0,92	6,00
Котельная №11, Партизанская, д.9 (2022 г), замена 2ИК-01 на 2ИК-01	0,19	0,21	0,13	0,06	0,02	0,02	0,22	0,04	0,26
Котельная №12, Герцена, д.22 (2014 г.), замена 2Унив-0,46 на 2Унив-0,46	2,27	2,37	0,64	1,58	0,15	0,20	2,57	0,46	3,04

Наименование	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Котельная №16, Северная, д.8/2 (с учетом нагрузки 4-й котельной), замена ДКВР-10-13 на КВГМ-10-150 (2014 г.), замена ДКВР-10-13 на ДКВР-10-13 (2015 г.), замена ДКВР-10-13 на ДКВР-10-13 (2016 г.)	16,95	17,95	10,82	5,93	1,20	1,50	19,44	3,50	22,94
Итого	23,9	25,22	12,86	10,69	1,67	2,12	27,32	4,92	32,24
Реконструкция с уменьшением установленной тепловой мощности									
Котельная №1, Островского, д.6, демонтаж ЗДКВР-6,5-13 (2017 г., 2018 г., 2024 г.), замена ДЕ 16-14 на КВГМ-7,56-150 (2021 г.)	6,67	7,86	4,75	2,36	0,75	0,56	8,42	1,52	9,94
Котельная №2, Садовое Кольцо, д.2, демонтаж 2ДКВР10-13 (2017 г., 2023 г.)	1,34	2,01	1,10	0,60	0,30	0,10	2,11	0,38	2,49
Котельная №3, Куйбышева, д.42, демонтаж ПТВМ-30 (2014 г.), замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г.), замена КВГМ-35 на КВГМ-10 (2018 г.), демонтаж ДКВР-10 (2020 г., 2022 г.), замена ДЕ-25 на ДЕ-25 (2023 г.), замена ДКВР-10 на ДКВР-10 (2025 г.)	61,89	68,72	28,15	35,08	5,49	5,36	74,09	13,34	87,42
Котельная №14, Гоголя, д.31, демонтаж ТВГ-4р (2015 г.), замена ТВГ-4р на ТВГ-4р (2015 г., 2016 г.)	13,52	15,07	6,72	7,13	1,22	1,17	16,24	2,92	19,16
Котельная №15, Космонав-	58,55	64,69	26,32	33,29	5,07	5,09	69,77	12,56	82,33

Наименование	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
тов, д.59а, демонтаж 2014 г. (ПТВМ-30, ДКВР-20-13), замена ДКВР-20-13 на ДКВР-20-13 (2015 г.) замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г., 2017 г.)									
Итого	141,97	158,34	67,05	78,46	12,83	12,29	170,62	30,71	201,33

Таблица 194 – Динамика вложения финансовых ресурсов в реконструкцию котельных (в ценах 2012 г.), млн. руб.

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
<b>Реконструкция 1</b>																	
<b>Реконструкция без увеличения тепловой мощности</b>																	
<b>Котельная №7, ул. Девонская, д.8/А (2025 г.), замена 5КВа-0,39Гн на 5КВа-0,39Гн</b>																	
ПИР и ПСД													0,159	0,159	0,080		0,398
Оборуд.														0,510	0,510	0,255	1,274
СМР														1,248	1,248	0,624	3,120
Прочие														0,118	0,118	0,059	0,296
Всего													0,159	2,035	1,955	0,938	5,087
НДС													0,029	0,366	0,352	0,169	0,916
Смета													0,188	2,401	2,307	1,107	6,003
<b>Котельная №11, , Партизанская, д.9 (2022 г), замена 2ИК-01 на 2ИК-01</b>																	
ПИР и ПСД										0,008	0,008						0,016
Оборуд.											0,064	0,064					0,129
СМР											0,031	0,031					0,062
Прочие											0,008	0,008					0,017
Всего										0,008	0,112	0,104					0,224
НДС										0,001	0,020	0,019					0,040
Смета										0,010	0,132	0,123					0,264
<b>Котельная №12, , Герцена, д.22 (2014 г.), замена 2Унив-0,46 на 2Унив-0,46</b>																	
ПИР и ПСД		0,101	0,101														0,201

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Оборуд.			0,322	0,322													0,645
СМР			0,789	0,789													1,578
Прочие			0,075	0,075													0,150
Всего		0,101	1,287	1,186													2,573
НДС		0,018	0,232	0,214													0,463
Смета		0,119	1,518	1,400													3,037
Котельная №16, , Северная, д.8/2 (с учетом нагрузки 4-й котельной), замена ДКВР-10-13 на КВГМ-10-150 (2014 г.), замена ДКВР-10-13 на ДКВР-10-13 (2015 г.), замена ДКВР-10-13 на ДКВР-10-13 (2016 г.)																	
ПИР и ПСД		0,408	0,544	0,544													1,495
Оборуд.			3,134	3,842	3,842												10,817
СМР			1,493	2,220	2,220												5,933
Прочие			0,349	0,425	0,425												1,198
Всего		0,408	5,520	7,030	6,486												19,444
НДС		0,073	0,994	1,265	1,168												3,500
Смета		0,481	6,513	8,295	7,654												22,943
Реконструкция с уменьшением установленной тепловой мощности																	
Котельная №1, , Островского, д.6, демонтаж 3ДКВР-6,5-13 (2017 г., 2018 г., 2024 г.), замена ДЕ 16-14 на КВГМ-7,56-150 (2021 г.)																	
ПИР и ПСД					0,033		0,033		0,467			0,033					0,565
Оборуд.							0,359		0,359		3,675		0,359				4,750
СМР							0,196		0,196		1,770		0,196				2,357
Прочие							0,098		0,098		0,455		0,098				0,749
Всего					0,033	0,652	0,033	0,652	0,467	5,900		0,033	0,652				8,421
НДС					0,006	0,117	0,006	0,117	0,084	1,062		0,006	0,117				1,516
Смета					0,038	0,769	0,038	0,769	0,551	6,962		0,038	0,769				9,937
Котельная №2, Садовое Кольцо, д.2, демонтаж 2ДКВР10-13 (2017 г., 2023 г.)																	
ПИР и ПСД					0,050						0,050						0,100
Оборуд.							0,552					0,552					1,103
СМР							0,301					0,301					0,602
Прочие							0,150					0,150					0,301
Всего					0,050	1,003					0,050	1,003					2,106
НДС					0,009	0,181					0,009	0,181					0,379
Смета					0,059	1,184					0,059	1,184					2,486
Котельная №3, Куйбышева, д.42, демонтаж ПТВМ-30 (2014 г.), замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г.), замена КВГМ-35 на КВГМ-10 (2018 г.), демонтаж ДКВР-10 (2020 г., 2022 г.), замена ДЕ-25 на ДЕ-25 (2023 г.), замена ДКВР-10 на ДКВР-10 (2025 г.)																	

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
ПИР и ПСД		0,180		1,390		1,390		0,613		0,050	0,050	0,796		0,896			5,365
Оборуд.			1,978		6,683		6,683		3,876	0,552	0,552		3,988		3,842		28,153
СМР			1,079		9,144		9,144		3,947	0,301	0,301		5,225		5,941		35,081
Прочие			0,540		1,212		1,212		0,853	0,150	0,150		0,749		0,749		5,615
Всего		0,180	3,597	1,390	17,038	1,390	17,038	0,613	8,677	1,053	1,053	0,796	9,963	0,896	10,531		74,214
НДС		0,032	0,647	0,250	3,067	0,250	3,067	0,110	1,562	0,190	0,190	0,143	1,793	0,161	1,896		13,359
Смета		0,212	4,244	1,640	20,105	1,640	20,105	0,723	10,239	1,243	1,243	0,940	11,756	1,057	12,427		87,572
Котельная №14, Гоголя, д.31, демонтаж ТВГ-4р (2015 г.), замена ТВГ-4р на ТВГ-4р (2015 г., 2016 г.)																	
ПИР и ПСД			0,077	0,547	0,547												1,170
Оборуд.				0,851	2,936	2,936											6,723
СМР				0,464	3,331	3,331											7,127
Прочие				0,232	0,493	0,493											1,217
Всего			0,077	2,093	7,306	6,760											16,237
НДС			0,014	0,377	1,315	1,217											2,923
Смета			0,091	2,470	8,622	7,977											19,160
Котельная №15, Космонавтов, д.59а, демонтаж 2014 г. (ПТВМ-30, ДКВР-20-13), замена ДКВР-20-13 на ДКВР-20-13 (2015 г.) замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г., 2017 г.)																	
ПИР и ПСД			0,280	1,390	0,637	1,390	1,390										5,086
Оборуд.			3,082	6,683	3,191	6,683	6,683										26,320
СМР			1,681	9,144	4,180	9,144	9,144										33,292
Прочие			0,840	1,212	0,599	1,212	1,212										5,074
Всего			5,883	18,427	8,607	18,427	18,427										69,772
НДС			1,059	3,317	1,549	3,317	3,317										12,559
Смета			6,942	21,744	10,157	21,744	21,744										82,331
Реконструкция 2																	
Котельная №2, ул. Садовое Кольцо, д.2 с учетом подключения нагрузки котельных №4 и №16, замена ДКВР-10-13 на КВГМ-20 (2017 г.), демонтаж ДКВР-10-13 (2023 г.)																	
ПИР и ПСД						1,234						0,050					1,285
Оборуд.						5,157						0,552					5,709
СМР						8,196						0,301					8,497
Прочие						0,808						0,150					0,959
Всего						15,396						1,053					16,449
НДС						2,771						0,190					2,961
Смета						18,167						1,243					19,410



#### **10.2.4 Оснащение потребителей узлами смешения**

В связи с переходом в тепловых сетях на температурный график 115/70 °С узлы ввода ряда котельных должны быть оснащены смесительными насосами на параметры систем отопления 95/70 °С.

Ориентировочная стоимость оборудования насосных узлов смешения с погодным регулированием (без НДС) компании Данфосс составляет 9-24 тыс. € в зависимости от диапазона тепловых нагрузок (0,005-1,4 Гкал/ч). Для переоснащения потребителей потребуется (Таблица 195) порядка 637,4 млн. руб. Финансовые издержки в узлы смешения в динамике (Таблица 196). Динамика вложения инвестиций отражена в таблице 197.

Таблица 195 – Оценка финансовых потребностей для переоснащения потребителей

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Геофизиков ул, 14	2016	0,081	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Геофизиков ул, 3	2016	0,199	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Геофизиков ул, 4 ввод 1	2016	0,119	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Геофизиков ул, 4 ввод 2	2016	0,119	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Геофизиков ул, 5	2016	0,278	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Герцена ул, 2/а	2016	0,092	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Гоголя ул, 11	2016	0,123	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Гоголя ул, 11/а (ввод 1)	2016	0,108	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Гоголя ул, 11/а (ввод 2)	2016	0,108	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Гоголя ул, 13	2016	0,131	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Гоголя ул, 17/1	2016	0,059	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Гоголя ул, 19/ Свердловла ул, 2	2016	0,059	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Гоголя ул, 5	2016	0,19	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Гоголя ул, 7/бл,А,Б,В,Г	2016	0,167	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 1 ввод 1	2016	0,163	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 1 ввод 2	2016	0,163	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 11	2016	0,169	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 13 (ввод1)	2016	0,088	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Горького ул, 13 (ввод2)	2016	0,088	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Горького ул, 15 / Ленина пр, 1	2016	0,503	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Горького ул, 18	2016	0,059	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Горького ул, 20	2016	0,063	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Горького ул, 22	2016	0,072	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Горького ул, 24	2016	0,064	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Горького ул, 28	2016	0,089	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Горького ул, 3	2016	0,087	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Горького ул, 30	2016	0,087	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Горького ул, 32	2016	0,087	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Горького ул, 34	2016	0,122	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 38	2016	0,168	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 40 (ввод 1)	2016	0,477	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Горького ул, 40 (ввод 2)	2016	0,477	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Горького ул, 5	2016	0,084	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Горького ул, 7	2016	0,124	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 9	2016	0,204	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Губкина 10	2016	0,044	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 1	2016	0,17	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Губкина ул, 1/а, 1	2016	0,006	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Губкина ул, 11	2016	0,052	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 14	2016	0,113	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Губкина ул, 16	2016	0,188	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Губкина ул, 18	2016	0,117	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Губкина ул, 19	2016	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 2	2016	0,108	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Губкина ул, 2/а	2016	0,127	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Губкина ул, 21	2016	0,116	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Губкина ул, 22	2016	0,204	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Губкина ул, 23 ввод 1	2016	0,005	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Губкина ул, 23 ввод 2	2016	0,198	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Губкина ул, 23 ввод 3	2016	0,004	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Губкина ул, 24/а (ввод 1)	2016	0,064	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 24/а (ввод 2)	2016	0,064	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 25	2016	0,257	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Губкина ул, 26	2016	0,354	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Губкина ул, 28	2016	0,178	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Губкина ул, 29	2016	0,078	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 3	2016	0,101	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Губкина ул, 30	2016	0,2	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Губкина ул, 31	2016	0,08	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 33	2016	0,074	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 35	2016	0,143	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Губкина ул, 4	2016	0,173	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Губкина ул, 5	2016	0,096	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Губкина ул, 6	2016	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 7	2016	0,095	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Губкина ул, 8	2016	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 2/26	2016	0,095	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Комсомольская ул, 3 (ввод 1)	2016	0,108	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Комсомольская ул, 3 (ввод 2)	2016	0,108	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Комсомольская ул, 4	2016	0,072	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 6/9	2016	0,096	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 10 (отопление)	2016	0,42	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 11	2016	0,298	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 12 (отопление) ввод 1	2016	0,167	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 12 (отопление) ввод 2	2016	0,167	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 12-1, 12/2 (отопление)	2017	0,012	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 14	2017	0,44	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 15	2017	0,127	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 16 (ввод 1)	2017	0,282	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 16 (ввод 2)	2017	0,282	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 17	2017	0,079	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 19	2017	0,045	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 20 /	2017	0,368	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
	2017				0	0	0	0	0	0	0
Ленина пр, 21	2017	0,081	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 22	2017	0,075	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 23	2017	0,14	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Ленина пр, 24	2017	0,014	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 24 (ввод 1)	2017	0,1	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 24 (ввод 2)	2017	0,086	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 25	2017	0,143	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Ленина пр, 26	2017	0,077	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 28	2017	0,125	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 3	2017	0,431	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 4	2017	0,33	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 5	2017	0,339	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 7	2017	0,314	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 8 (отопление)	2017	0,602	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 9	2017	0,267	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Лермонтова ул, 11	2017	0,16	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Лермонтова ул, 12	2017	0,226	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Лермонтова ул, 3	2017	0,006	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Лермонтова ул, 3	2017	0,076	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Лермонтова ул, 3	2017	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Лермонтова ул, 3	2017	0,253	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Лермонтова ул, 4	2017	0,185	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Лермонтова ул, 6 (ввод 1)	2017	0,094	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Лермонтова ул, 6 (ввод 2)	2017	0,094	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Лермонтова ул, 9	2017	0,24	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Мичурина ул, 3	2017	0,13	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского проезд	2017	0,012	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского проезд, 10	2017	0,198	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Островского проезд, 10/а	2017	0,085	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского проезд, 4	2017	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского проезд, 6	2017	0,033	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского проезд, 8	2017	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского проезд, 9	2017	0,014	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Островского проезд, 9/1, 9/4	2017	0,018	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского проезд, 9/2 (ввод 1)	2017	0,016	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского проезд, 9/2 (ввод2)	2017	0,016	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул	2017	0,138	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 11	2017	0,074	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 11/а	2017	0,063	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 13	2017	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 15	2017	0,159	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 17/Губкина 9	2017	0,175	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Островского ул, 18	2017	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 19	2017	0,118	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 21	2017	0,166	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 22	2017	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 3	2017	0,118	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 3	2017	0,008	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 3	2017	0,008	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 30	2017	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 4	2017	0,211	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Островского ул, 5 (ввод 2)	2017	0,153	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 5 (ввод1)	2017	0,153	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Островского ул, 6	2017	0,108	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 6/11	2017	0,047	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 6/12, 6а	2017	0,159	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 6/16	2017	0,053	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 6/20	2017	0,078	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 6/3, 23	2017	0,079	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 6/6	2017	0,036	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 7 ввод 1	2017	0,115	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 7 ввод 2	2017	0,115	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 9	2017	0,044	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Сад, кольцо ул, 26	2017	0,153	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое Кольцо ул, 18	2017	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 18/2	2017	0,086	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 20	2018	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 20/1	2018	0,004	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Садовое Кольцо ул, 28	2018	0,157	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое Кольцо ул, 30	2018	0,175	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 41	2018	0,074	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 49 (ввод 1)	2018	0,24	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 49 (ввод2)	2018	0,24	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 55	2018	0,069	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 55	2018	0,069	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 55 (1 ввод)	2018	0,155	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое Кольцо ул, 55 (2 ввод)	2018	0,155	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое Кольцо ул, 57 (2 ввод)	2018	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Салават-Батыра ул, 1	2018	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Салават-Батыра ул, 3	2018	0,14	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Салават-Батыра ул, 3	2018	0,005	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Салават-Батыра ул, 5	2018	0,201	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Свердлова ул, 11	2018	0,037	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 12	2018	0,196	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Свердлова ул, 14 (1 ввод)	2018	0,068	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 14 (2 ввод)	2018	0,068	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 16	2018	0,224	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Свердлова ул, 19/17	2018	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 20	2018	0,21	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Свердлова ул, 22	2018	0,285	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Свердлова ул, 24	2018	0,208	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Свердлова ул, 26	2018	0,179	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Свердлова ул, 28 - 1	2018	0,231	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Свердлова ул, 30	2018	0,158	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Свердлова ул, 31/1	2018	0,086	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 32	2018	0,161	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Свердлова ул, 34	2018	0,14	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Свердлова ул, 37	2018	0,12	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Свердлова ул, 38	2018	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 39	2018	0,219	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Свердлова ул, 40	2018	0,051	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 42	2018	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 44	2018	0,147	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Свердлова ул, 45	2018	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 46	2018	0,054	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 47	2018	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 48	2018	0,054	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 49	2018	0,05	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 50	2018	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 51	2018	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 53	2018	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 55	2018	0,057	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 56	2018	0,051	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 58	2018	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 60	2018	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 62	2018	0,082	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 64	2018	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 66	2018	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 68	2018	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 70	2018	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 74	2018	0,118	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Свердлова ул, 76	2018	0,267	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Свердлова ул, 78	2018	0,139	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Советская ул, 14	2018	0,083	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
ул, Островского 6/4	2018	0,008	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Чапаева ул, 13	2018	0,092	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Чапаева ул, 13а зд,1	2018	0,025	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 13а зд,2	2018	0,006	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Чапаева ул, 13а зд,3	2018	0,013	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Чапаева ул, 13а зд,4	2018	0,015	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 15	2018	0,105	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Чапаева ул, 18	2018	0,165	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Чапаева ул, 19	2018	0,15	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Чапаева ул, 20/21	2018	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 21	2018	0,159	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Чапаева ул, 22	2018	0,087	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Чапаева ул, 23 (ввод 1)	2018	0,148	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Чапаева ул, 23 (ввод 3)	2018	0,148	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Чапаева ул, 23 (ввод2)	2018	0,148	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Чапаева ул, 24	2018	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 26	2018	0,063	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 28/10	2018	0,063	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 3	2018	0,064	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 5	2018	0,052	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 7	2018	0,059	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Итого котельная № 1			134 844 234,00р.	161 813 080,80р.	80 906 540,40р.	72 815 886,36р.	3 236 261,62р.	4 854 392,42р.	161 813 080,80р.	29 126 354,37р.	190 939 435,17р.

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Узлы смешения потребителей котельной № 3	Год	Гкал/ч									
21-й мкр, 10	2014	0,339	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
21-й мкр, 14	2014	0,311	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
21-й мкр, 4/5	2014	0,524	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
21-й мкр, 7	2014	0,209	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
21-й мкр, 8	2014	0,209	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
21-й мкр, 9	2014	0,34	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
24-й мкр, 25	2014	0,271	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
24-й мкр, 27	2014	0,557	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
24-й мкр, 7	2014	0,214	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
24-й мкр, 8	2014	0,221	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
25 мкр лицей 22	2014	0,355	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
25 мкр лицей 68	2014	0,175	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
25 мкр лицей 68	2014	0,155	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
25-й мкр	2014	0,207	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Аксакова ул, 3	2014	0,255	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Аксакова ул, 6	2014	0,23	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Аксакова ул, 9	2014	0,281	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Губкина ул, 34	2014	0,347	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Губкина ул, 36	2014	0,022	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 37	2014	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 39	2014	0,059	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 41	2014	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Губкина ул, 43	2014	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Калинина ул, 11	2014	0,061	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Калинина ул, 2	2014	0,057	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Калинина ул, 3	2014	0,057	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Калинина ул, 4	2014	0,046	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Калинина ул, 5	2014	0,057	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Калинина ул, 6	2014	0,054	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Калинина ул, 8	2014	0,06	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Королева ул, 1	2014	0,25	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Королева ул, 2 ввод 1	2014	0,28	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Королева ул, 2 ввод 2	2014	0,28	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Королева ул, 3	2014	0,336	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Королева ул, 5	2014	0,331	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Королева ул, 7	2014	0,209	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Крупской ул, 1	2014	0,442	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Крупской ул, 3	2014	0,212	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Крупской ул, 5	2014	0,213	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Кувькина ул, 1, 1/1 аптека	2014	0,04	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Кувькина ул, 10	2014	0,059	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Кувькина ул, 11	2014	0,04	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Кувькина ул, 12	2014	0,039	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Кувькина ул, 13	2014	0,039	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Кувькина ул, 14	2014	0,039	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Кувькина ул, 15	2014	1,236	987000	1184400	592200	532980	23688	35532	1184400	213192	1397592
Кувькина ул, 16	2014	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Кувькина ул, 17	2014	0,166	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.									
			Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Гкал/ч	Год									
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч										
Кувыкина ул, 18	2014	0,059	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 19	2014	0,048	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 20	2014	0,04	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 21	2014	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 23	2014	0,542	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03	
Кувыкина ул, 25/а	2014	0,362	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03	
Кувыкина ул, 26	2014	0,305	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03	
Кувыкина ул, 26/а	2014	0,316	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03	
Кувыкина ул, 27	2014	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 28	2014	0,34	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03	
Кувыкина ул, 29	2014	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 3 (1 ввод)	2014	0,061	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 3 (2 ввод)	2014	0,061	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 3/а	2014	0,113	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75	
Кувыкина ул, 30	2014	0,107	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75	
Кувыкина ул, 30	2014	0,513	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03	
Кувыкина ул, 30	2014	0,047	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 30	2014	0,158	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75	
Кувыкина ул, 30	2014	0,015	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 30	2014	0,253	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24	
Кувыкина ул, 30	2014	0,162	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75	
Кувыкина ул, 30	2014	0,279	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03	
Кувыкина ул, 30	2014	0,093	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75	
Кувыкина ул, 30	2014	0,436	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03	
Кувыкина ул, 31	2014	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 32	2014	0,345	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03	
Кувыкина ул, 33	2014	0,094	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75	
Кувыкина ул, 34	2014	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 36	2014	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 37	2014	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 38	2014	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 40	2014	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 41	2014	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 43	2014	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 45	2014	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 47	2014	0,014	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 47	2014	0,075	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 47	2014	0,006	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248	
Кувыкина ул, 49	2014	0,283	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03	
Кувыкина ул, 5	2014	0,039	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 51	2014	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 53	2014	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 55	2014	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 57	2014	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 59	2014	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 6	2014	0,039	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 61	2014	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 7	2014	0,087	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75	
Кувыкина ул, 8	2014	0,063	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	
Кувыкина ул, 9, 9/1	2014	0,081	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664	



Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Куйбышева ул, 10	2014	0,058	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Куйбышева ул, 17	2014	0,252	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Куйбышева ул, 19	2014	0,297	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Куйбышева ул, 2	2014	0,059	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Куйбышева ул, 38	2014	0,051	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Куйбышева ул, 40	2014	0,495	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Куйбышева ул, 40а	2014	0,019	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 27	2014	0,058	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 30	2014	0,059	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 32	2014	0,05	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 34	2014	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 35	2014	0,01	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Ленина пр, 36, 36/7	2014	0,06	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Ленина пр, 37	2014	0,155	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 37/а	2015	0,461	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 38	2015	0,134	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 39	2015	0,234	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Ленина пр, 40	2015	0,144	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 41 (1 ввод)	2015	0,514	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 41 (2 ввод)	2015	0,514	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 41/1	2015	0,085	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 42	2015	0,158	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 43 1 ввод	2015	0,373	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 43 2 ввод	2015	0,373	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 50/сек. 1Ж	2015	0,425	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Луначарского ул, 2	2015	0,312	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Луначарского ул, 4	2015	0,314	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Луначарского ул, 6	2015	0,342	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Луначарского ул, 8 (ввод 1)	2015	0,167	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Луначарского ул, 8 (ввод 2)	2015	0,167	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Луначарского ул, 8 (ввод 3)	2015	0,167	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Нуриманова ул, 1	2015	0,01	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Островского ул, 125	2015	0,013	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Островского ул, 125 отопление (1 ввод)	2015	0,118	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 125 отопление (2 ввод)	2015	0,105	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 35	2015	0,211	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Островского ул, 36	2015	0,135	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 37	2015	0,213	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Островского ул, 37/а	2015	0,125	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 39	2015	0,328	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Островского ул, 41	2015	0,359	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Островского ул, 42	2015	0,131	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 45	2015	0,215	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Островского ул, 45/а (узел 1)	2015	0,102	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 45/а (узел 2)	2015	0,006	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Островского ул, 45/а (узел 3)	2015	0,051	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1 2)	Год	Гкал/ч									
Островского ул, 46	2015	0,066	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 47	2015	0,222	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Островского ул, 49	2015	0,336	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Островского ул, 50	2015	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 51	2015	0,333	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Островского ул, 52	2015	0,124	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 53	2015	0,243	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Островского ул, 54	2015	0,092	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 55	2015	0,3	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Островского ул, 56	2015	0,13	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 58	2015	0,057	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 59 ввод 1	2015	0,152	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 59 ввод 2	2015	0,152	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 59 мастерские	2015	0,027	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 60 / Калинина ул, 7	2015	0,058	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 64	2015	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 66	2015	0,061	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 68	2015	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 70	2015	0,082	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 72	2015	0,051	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 74	2015	0,092	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 76	2015	0,054	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 78	2015	0,049	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 80	2015	0,054	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 84/36	2015	0,094	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Островского ул, 86	2015	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Островского ул, 88	2015	0,071	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Пушкина 29	2015	0,025	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое кольцо ул, 117	2015	0,026	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое кольцо ул, 117/2	2015	0,065	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 130	2015	0,104	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое кольцо ул, 155	2015	0,014	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое кольцо ул, 155	2015	0,297	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое Кольцо ул, 239	2015	0,286	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое Кольцо ул, 32	2015	0,227	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 34	2015	0,28	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое Кольцо ул, 36 (1 ввод)	2015	0,265	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое Кольцо ул, 36 (2 ввод)	2015	0,265	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое Кольцо ул, 38 (1 ввод)	2015	0,106	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое Кольцо ул, 38 (2 ввод)	2015	0,106	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое Кольцо ул, 40/14	2015	0,257	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 42 (1 ввод)	2015	0,248	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Садовое Кольцо ул, 42 (2 ввод)	2015	0,248	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 55 (3 ввод)	2015	0,155	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое Кольцо ул, 57 (1 ввод)	2015	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 58	2015	0,227	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 59	2015	0,259	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 60	2015	0,233	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 60/а	2015	0,339	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое Кольцо ул, 61	2015	0,092	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое Кольцо ул, 61/15	2015	0,408	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое кольцо ул, 66	2015	0,045	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Салават-Батыра ул, 11 гараж	2015	0,016	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Салават-Батыра ул, 11 пристрой	2015	0,071	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Салават-Батыра ул, 11 ст.юн.нат.	2015	0,112	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Салават-Батыра ул, 6	2015	0,355	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Салават-Батыра ул, 9	2015	0,045	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 59	2015	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 61/1	2015	0,191	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Свердлова ул, 63	2015	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 69	2015	0,052	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 71	2015	0,045	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 73	2015	0,057	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 75 / Калинина ул, 1	2015	0,066	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 79	2015	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 81	2015	0,053	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 83	2015	0,054	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 85	2015	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 87	2015	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 91	2015	0,124	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Свердлова ул, 93	2015	0,05	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 95	2015	0,081	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 97	2015	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 99 1 ввод	2015	0,076	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Свердлова ул, 99 2 ввод	2015	0,076	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Цюрупы ул, 23	2015	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Цюрупы ул, 24	2015	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Цюрупы ул, 26	2015	0,049	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Цюрупы ул, 28	2015	0,05	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Итого котельная № 3			140 518 434,00р.	168 622 120,80р.	84 311 060,40р.	75 879 954,36р.	3 372 442,42р.	5 058 663,62р.	168 622 120,80р.	30 351 981,58р.	198 974 102,38р.
Узлы смешения потребителей котельной № 15	Год	Гкал/ч									
26-й мкр	2013	2,379	1974000	2368800	1184400	1065960	47376	71064	2368800	426384	2795184
34-й мкр, 30/бл. А	2013	0,52	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
34-й мкр, 31 - Бл. А,Б, 32	2013	0,857	907998	1089597,6	544798,8	490318,92	21791,952	32687,928	1089597,6	196127,57	1285725,17
Космонавтов ул, 59/3	2013	0,281	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 61 (отопление)	2013	0,222	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Ленина пр, 61/а	2013	0,353	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 63 - 39 (отопление)	2013	0,632	907998	1089597,6	544798,8	490318,92	21791,952	32687,928	1089597,6	196127,57	1285725,17
Ленина пр, 63/а (отопление)	2013	0,371	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 65 (отопление)	2013	0,241	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Ленина пр, 67 (отопление)	2013	0,399	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 69 (отопление)	2013	0,561	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 71 (отопление)	2013	0,402	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Ленина пр, 85	2013	0,157	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Ленина пр, 87	2013	0,053	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Степная 1	2013	1,177	987000	1184400	592200	532980	23688	35532	1184400	213192	1397592
Шашина 2	2013	0,184	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Итого котельная № 15			14 111 202,00р.	16 933 442,40р.	8 466 721,20р.	7 620 049,08р.	338 668,85р.	508 003,27р.	16 933 442,40р.	3 048 019,62р.	19 981 462,02р.
Узлы смешения потребителей котельной № 4	Год	Гкал/ч									
Садовое Кольцо ул, 1/а	2016	0,009	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Северная ул	2016	0,01	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Северная ул	2016	0,03	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Северная ул	2016	0,006	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Северная ул	2016	0,027	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Северная ул, 11 6 ввод	2016	0,015	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Северная ул, 11 7 ввод	2016	0,116	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Северная ул, 13	2016	0,134	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Северная ул, 13	2016	0,021	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Северная ул, 13	2016	0,214	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Северная ул, 15/3	2016	0,049	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Северная ул, 15/4	2016	0,012	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Северная ул, 15/а 1 ввод	2016	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Северная ул, 15/а 2 ввод	2016	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Северная ул, 17	2016	0,006	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Северная ул, 17/1	2016	0,004	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Северная ул, 38	2016	0,056	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Северная ул, 38	2016	0,192	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Северная ул, 38	2016	0,231	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Северная ул, 38	2016	0,154	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Северная ул, 38/1	2016	0,002	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Северная ул, 9/г, б, в	2016	0,032	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 1 (1 ввод)	2017	0,5	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое Кольцо ул, 1 (1 ввод)	2017	0,499	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое Кольцо ул, 1 (3 ввод)	2017	0,5	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Северная ул, 11 2 ввод	2017	0,28	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Северная ул, 11 2 ввод	2017	0,281	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Северная ул, 11 3 ввод	2017	0,128	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.										
			Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС
	Год	Гкал/ч											
Узлы смешения потребителей котельной № 1													
Северная ул, 11 4 ввод	2017	0,116	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75		
Северная ул, 15	2017	0,329	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03		
Северная ул, 15	2017	0,005	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248		
Северная ул, 3	2017	0,402	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03		
Северная ул, 36	2017	0,536	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03		
Северная ул, 5/а	2017	0,138	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75		
Северная ул, 5/а	2017	0,194	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24		
Северная ул, 9/а	2017	0,274	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03		
Северная ул, 9а	2017	0,23	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24		
Итого котельная № 4			22 685 250,00р.	27 222 300,00р.	13 611 150,00р.	12 250 035,00р.	544 446,00р.	816 669,00р.	27 222 300,00р.	4 900 013,97р.	32 122 313,97р.		
Узлы смешения потребителей котельной № 16													
Малая ул	2013	0,243	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24		
Малая ул, 2	2013	0,023	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Малая ул, 2 (1-ый ввод)	2013	0,901	907998	1089597,6	544798,8	490318,92	21791,952	32687,928	1089597,6	196127,57	1285725,17		
Малая ул, 2 (2-ый ввод)	2013	0,743	907998	1089597,6	544798,8	490318,92	21791,952	32687,928	1089597,6	196127,57	1285725,17		
Малая ул, 2/1	2013	0,163	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75		
Северная ул, 10	2013	0,04	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Северная ул, 10	2013	0,18	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24		
Северная ул, 10	2013	0,02	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Северная ул, 2	2013	0,505	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03		
Северная ул, 4	2013	0,682	907998	1089597,6	544798,8	490318,92	21791,952	32687,928	1089597,6	196127,57	1285725,17		
Северная ул, 8	2013	0,179	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24		
Северная ул, 8	2013	0,04	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Северная ул, 8	2013	0,419	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03		
Северная ул, 8	2013	0,127	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75		
Северная ул, 8	2013	0,005	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248		
Северная ул, 8	2013	0,246	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24		
Северная ул, 8	2013	0,04	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Северная ул, 8	2014	0,057	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Северная ул, 8	2014	0,048	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Северная ул, 8	2014	0,06	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Северная ул, 8	2014	0,045	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Северная ул, 8	2014	0,017	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Северная ул, 8	2014	0,038	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Северная ул, 8	2014	0,455	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03		
Северная ул, 8	2014	1,034	907998	1089597,6	544798,8	490318,92	21791,952	32687,928	1089597,6	196127,57	1285725,17		
Фрунзе ул, 2	2014	0,05	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Фрунзе ул, 2	2014	2,89	2467500	2961000	1480500	1332450	59220	88830	2961000	532980	3493980		
Фрунзе ул, 2	2014	0,02	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Фрунзе ул, 2а	2014	0,02	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Фрунзе ул, 2а	2014	0,03	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Фрунзе ул, 2а	2014	0,02	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Фрунзе ул, 4	2014	0,112	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75		
Фрунзе ул, 4	2014	0,003	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248		
Фрунзе ул, 4	2014	0,127	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75		
Фрунзе ул, 4	2014	0,038	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664		
Итого котельная № 16 (независимая схема)			23 485 896,00р.	28 183 075,20р.	14 091 537,60р.	12 682 383,84р.	563 661,50р.	845 492,26р.	28 183 075,20р.	5 072 953,53р.	33 256 028,73р.		

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Узлы смешения потребителей котельной № 15 (независимая схема)	Год	Гкал/ч									
28-й мкр, 11	2013	1,037	987000	1184400	592200	532980	23688	35532	1184400	213192	1397592
28-й мкр, 13	2013	0,331	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
28-й мкр, 7	2013	0,9	907998	1089597,6	544798,8	490318,92	21791,952	32687,928	1089597,6	196127,57	1285725,17
35-й мкр	2013	1,381	987000	1184400	592200	532980	23688	35532	1184400	213192	1397592
35-й мкр	2013	0,039	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
35-й мкр	2013	0,007	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Кортунова ул, 2/а	2013	0,325	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Итого котельная № 15 (независимая схема)			5 452 902,00р.	6 543 482,40р.	3 271 741,20р.	2 944 567,08р.	130 869,65р.	196 304,47р.	6 543 482,40р.	1 177 826,83р.	7 721 309,23р.
Узлы смешения потребителей котельной № 2	Год	Гкал/ч									
Гаражная ул, 4	2013	0,234	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Гаражная ул, 5	2013	0,2	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Гаражная ул, 5/а	2013	0,023	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Герцена ул, 16	2013	0,446	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Герцена ул, 18 (отопление)	2013	0,717	907998	1089597,6	544798,8	490318,92	21791,952	32687,928	1089597,6	196127,57	1285725,17
Герцена ул, 20	2013	0,461	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Герцена ул, 20/а	2013	0,12	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Герцена ул, 22	2013	0,511	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Герцена ул, 24	2013	0,339	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Герцена ул, 24/а	2013	0,249	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Герцена ул, 24/б	2013	0,239	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Герцена ул, 26 (отопление)	2013	0,513	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Герцена ул, 28	2013	0,338	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Герцена ул, 3	2013	0,017	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Герцена ул, 3	2013	0,274	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Герцена ул, 30	2013	0,255	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Герцена ул, 32 (отопление)	2013	0,25	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Герцена ул, 34	2013	0,353	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Герцена ул, 36 (отопление)	2013	0,2	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Герцена ул, 7	2013	0,252	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Гоголя ул, 1	2013	0,11	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Гоголя ул, 10	2013	0,165	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Гоголя ул, 2	2013	0,253	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Гоголя ул, 3	2013	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Гоголя ул, 4	2013	0,095	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Гоголя ул, 6	2013	0,094	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Гоголя ул, 8	2013	0,193	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Гоголя ул, 9	2013	0,14	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 12	2013	0,085	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 14, 14/11	2013	0,132	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 2 (1 ввод)	2013	0,123	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 2 (2 ввод)	2013	0,123	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 4	2013	0,111	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 6	2013	0,112	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 6/а	2013	0,094	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Горького ул, 8	2013	0,118	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75

Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Девонская ул, 1	2013	0,116	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Девонская ул, 10/15	2013	0,133	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Девонская ул, 10/а	2013	0,251	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Девонская ул, 11	2013	0,044	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Девонская ул, 12	2013	0,245	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Девонская ул, 12/а, 12б	2013	0,393	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Девонская ул, 12/б	2013	0,135	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Девонская ул, 13	2013	0,12	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Девонская ул, 14	2013	0,138	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Девонская ул, 15	2013	0,114	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Девонская ул, 16	2013	0,247	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Девонская ул, 16/а (1 ввод)	2013	0,215	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Девонская ул, 16/а (2 ввод)	2013	0,215	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Девонская ул, 18	2013	0,251	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Девонская ул, 19	2013	0,149	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Девонская ул, 2	2013	0,167	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Девонская ул, 23	2013	0,122	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Девонская ул, 25	2013	0,127	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Девонская ул, 29	2013	0,06	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Девонская ул, 3	2013	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Девонская ул, 37	2013	0,008	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Девонская ул, 39	2013	0,008	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Девонская ул, 4	2013	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Девонская ул, 41	2013	0,006	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Девонская ул, 43	2013	0,01	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Девонская ул, 5	2013	0,118	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Девонская ул, 6	2013	0,201	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Девонская ул, 6/а	2013	0,071	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Девонская ул, 7	2013	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Девонская ул, 8	2013	0,169	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Детский сад 1 прачечная,	2013	0,003	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Комсомольская ул, 10	2013	0,062	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 11	2013	0,054	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 12	2013	0,063	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 14 (1 ввод)	2013	0,025	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 14 (2 ввод)	2013	0,08	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 16	2013	0,063	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 17	2013	0,241	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 17/а	2013	0,238	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 19	2013	0,242	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 19/а	2013	0,241	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 20	2013	0,281	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Комсомольская ул, 20	2013	0,34	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Комсомольская ул, 20	2013	0,021	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 20/а	2013	0,255	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 20/б	2013	0,236	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 21	2013	0,198	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 21/а	2014	0,199	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24



Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Комсомольская ул, 21/б	2014	0,097	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Комсомольская ул, 21/б	2014	0,139	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Комсомольская ул, 21/б	2014	0,022	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 22 (1 ввод)	2014	0,126	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Комсомольская ул, 22 (1 ввод)	2014	0,074	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 22 (2 ввод)	2014	0,074	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 22 (2 ввод)	2014	0,126	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Комсомольская ул, 22/1	2014	0,183	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 23	2014	0,196	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 23/а	2014	0,201	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 25	2014	0,251	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 25/а	2014	0,195	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 27	2014	0,243	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 29	2014	0,209	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 31	2014	0,395	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Комсомольская ул, 33	2014	0,124	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Комсомольская ул, 35	2014	0,248	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Комсомольская ул, 37	2014	0,331	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Комсомольская ул, 39	2014	0,331	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Комсомольская ул, 41	2014	0,342	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Комсомольская ул, 5	2014	0,068	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 7	2014	0,059	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Комсомольская ул, 9	2014	0,059	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 10/а	2014	0,037	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 10/б	2014	0,003	378000	453600	226800	204120	9072	13608	453600	81648	535248
Садовое Кольцо ул, 11/а	2014	0,03	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 12	2014	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 12а	2014	0,207	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 13	2014	0,283	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое Кольцо ул, 14	2014	0,049	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 14а	2014	0,24	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 15	2014	0,213	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 16	2014	0,202	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 16а	2014	0,081	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 17	2014	0,244	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 19	2014	0,249	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 2	2014	0,393	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое Кольцо ул, 2/а	2014	0,237	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 21	2014	0,359	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Садовое Кольцо ул, 25	2014	0,097	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое Кольцо ул, 27	2014	0,122	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое Кольцо ул, 29	2014	0,041	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 31	2014	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 33, 35	2014	0,094	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Садовое Кольцо ул, 37	2014	0,042	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Садовое Кольцо ул, 39	2014	0,115	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75



Стоимость строительства в ценах 2012 г., руб.	НДС, %	18	руб.								
Объект / руб.	Вид работ, диаметр ТС (мм)	Установленная мощность: электрическая (МВт), тепловая (Гкал/ч или т/ч или МВт), длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Узлы смешения потребителей котельной № 1	Год	Гкал/ч									
Садовое Кольцо ул, 7	2014	0,244	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Садовое Кольцо ул, 9	2014	0,104	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Северная ул, 12/1	2014	0,249	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Северная ул, 14	2014	0,283	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Северная ул, 16	2014	0,25	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Северная ул, 20	2014	0,246	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Северная ул, 20/а	2014	0,517	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Северная ул, 22	2014	0,253	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Северная ул, 24	2014	0,198	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Северная ул, 26	2014	0,169	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Северная ул, 28	2014	0,2	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Советская ул, 3	2014	0,058	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Советская ул, 4	2014	0,062	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Советская ул, 5	2014	0,115	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Советская ул, 6	2014	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Советская ул, 8	2014	0,043	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Советская ул, 9	2014	0,179	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Фрунзе ул, 1	2014	0,203	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Фрунзе ул, 11	2014	0,446	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Фрунзе ул, 3	2014	0,201	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Фрунзе ул, 5 (1 ввод)	2014	0,105	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Фрунзе ул, 5 (2 ввод)	2014	0,105	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Фрунзе ул, 5/а	2014	0,141	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Фрунзе ул, 5/б	2014	0,163	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Фрунзе ул, 7	2014	0,322	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Фрунзе ул, 7/а	2014	0,122	613872	736646,4	368323,2	331490,88	14732,928	22099,392	736646,4	132596,35	869242,75
Фрунзе ул, 7/б	2014	0,239	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Фрунзе ул, 9/1(бл.АБВ)	2014	0,187	768390	922068	461034	414930,6	18441,36	27662,04	922068	165972,24	1088040,24
Фрунзе ул, 9/а	2014	0,312	844452	1013342,4	506671,2	456004,08	20266,848	30400,272	1013342,4	182401,63	1195744,03
Чапаева ул, 16	2014	0,031	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 2/10	2014	0,077	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 4	2014	0,055	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 6	2014	0,063	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Чапаева ул, 8	2014	0,062	504000	604800	302400	272160	12096	18144	604800	108864	713664
Итого котельная № 2			109 070 724,00р.	130 884 868,80р.	65 442 434,40р.	58 898 190,96р.	2 617 697,38р.	3 926 546,06р.	130 884 868,80р.	23 559 276,26р.	154 444 145,06р.
Всего узлы учета			450 168 642,00р.	540 202 370,40р.	270 101 185,20р.	243 091 066,68р.	10 804 047,41р.	16 206 071,11р.	540 202 370,40р.	97 236 426,16р.	637 438 796,56р.
				564 754 478,40р.							

Таблица 196 – Финансовые издержки в узлы смешения в динамике, руб.

Наименование, год	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	СМР и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Котельная № 1	161813081	80906540	72815886	3236262	4854392	161813081	29126354	190939435
2016 г.	54051480	27025740	24323166	1081030	1621544	54051480	9729266	63780746
2017 г.	54071136	27035568	24332011	1081423	1622134	54071136	9732804	63803940
2018 г.	53690465	26845232	24160709	1073809	1610714	53690465	9664284	63354748
Котельная № 2	130884869	65442434	58898191	2617697	3926546	130884869	23559276	154444145
2013 г.	65834446	32917223	29625501	1316689	1975033	65834446	11850200	77684646
2014 г.	65050423	32525212	29272690	1301008	1951513	65050423	11709076	76759499
Котельная № 3	168622121	84311060	75879954	3372442	5058664	168622121	30351982	198974102
2014 г.	84397118	42198559	37978703	1687942	2531914	84397118	15191481	99588600
2015 г.	84225002	42112501	37901251	1684500	2526750	84225002	15160500	99385503
Котельная № 4	27222300	13611150	12250035	544446	816669	27222300	4900014	32122314
2016 г.	13594543	6797272	6117544	271891	407836	13594543	2447018	16041561
2017 г.	13627757	6813878	6132491	272555	408833	13627757	2452996	16080753
Котельная № 15	16933442	8466721	7620049	338669	508003	16933442	3048020	19981462
2013 г.	16933442	8466721	7620049	338669	508003	16933442	3048020	19981462
Котельная № 16	28183075	14091538	12682384	563662	845492	28183075	5072954	33256029
2016 г.	13934642	6967321	6270589	278693	418039	13934642	2508236	16442878
2017 г.	14248433	7124216	6411795	284969	427453	14248433	2564718	16813151
Независимая схема котельной № 15	6543482	3271741	2944567	130870	196304	6543482	1177827	7721309
2013 г.	6543482	3271741	2944567	130870	196304	6543482	1177827	7721309
Всего	540202370	270101185	243091067	10804047	16206071	540202370	97236426	637438797

Таблица 197 – Динамика вложения финансовых ресурсов в переоборудование узлов смешения котельных (в ценах 2012 г.), руб.

Вид затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Узлы смешения потребителей котельной № 1																	
ПИР и ПСД					1621544	1622134	1610714										4854392
Оборуд.					27025740	27035568	26845232										80906540
СМР					24323166	24332011	24160709										72815886
Прочие					1081030	1081423	1073809										3236262
Всего					54051480	54071136	53690465										161813081
НДС					9729266	9732804	9664284										29126354
Смета					63780746	63803940	63354748										190939435
Узлы смешения потребителей котельной № 2																	
ПИР и ПСД		1975033	1951513														3926546
Оборуд.		32917223	32525212														65442434
СМР		29625501	29272690														58898191
Прочие		1316689	1301008														2617697
Всего		65834446	65050423														130884869
НДС		11850200	11709076														23559276
Смета		77684646	76759499														154444145
Узлы смешения потребителей котельной № 3																	
ПИР и ПСД			2531914	2526750													2531914
Оборуд.			42198559	42112501													42198559
СМР			37978703	37901251													37978703
Прочие			1687942	1684500													1687942
Всего			84397118	84225002													84397118
НДС			15191481	15160500													15191481
Смета			99588600	99385503													99588600
Узлы смешения потребителей котельной № 15																	
ПИР и ПСД		508003															508003

Вид затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Оборуд.		8466721															8466721
СМР		7620049															7620049
Прочие		338669															338669
Всего		16933442															16933442
НДС		3048020															3048020
Смета		19981462															19981462
Узлы смешения потребителей котельной № 16																	
ПИР и ПСД					418039	427453											845492
Оборуд.					6967321	7124216											14091538
СМР					6270589	6411795											12682384
Прочие					278693	284969											563662
Всего					13934642	14248433											28183075
НДС					2508236	2564718											5072954
Смета					16442878	16813151											33256029
Переход на независимую схема котельной № 15																	
ПИР и ПСД		196304															196304
Оборуд.		3271741															3271741
СМР		2944567															2944567
Прочие		130870															130870
Всего		6543482															6543482
НДС		1177827															1177827
Смета		7721309															7721309
Узлы смешения потребителей котельной № 4																	
ПИР и ПСД					407836	408833											816669
Оборуд.					6797272	6813878											13611150
СМР					6117544	6132491											12250035
Прочие					271891	272555											544446
Всего					13594543	13627757											27222300
НДС					2447018	2452996											4900014
Смета					16041561	16080753											32122314
Итого оснащение потребителей узлами смешения																	
ПИР и ПСД		2679341.1	4483426	2526750	2447420	2458420	1610714										16206070
Оборуд.		44655685	74723771	42112501	40790333	40973663	26845232										270101185
СМР		40190117	67251394	37901251	36711300	36876297	24160709										243091067
Прочие		1786227.4	2988951	1684500	1631613	1638947	1073809										10804048
Всего		89311370	149447542	84225002	81580666	81947326	53690465										540202370
НДС		16076047	26900557	15160500	14684520	14750519	9664284										97236427
Смета		105387417	176348099	99385503	96265185	96697844	63354748										637438796

**10.2.5 Закрытие существующих котельных**

Для закрытия 2-х котельных (Таблица 198) потребуется порядка 6,74 млн. руб. инвестиционных затрат (в ценах 2012 г.), с учетом НДС. Динамика вложения инвестиций отражена в таблице 199.

Таблица 198 – Финансовые издержки в закрытие котельных и переоборудовании их в ЦТП, млн. руб.

Наименование, год	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	СМР и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Котельная №4 (закрытие в 2017 г.)	2,431	1,337	0,729	0,365	0,122	2,552	0,459	3,012
Котельная №16 (закрытие в 2014 г.)	3,01	1,655	0,903	0,451	0,15	3,16	0,569	3,728
Всего	5,441	2,992	1,632	0,816	0,272	5,712	1,028	6,74

Таблица 199 – Динамика вложения финансовых ресурсов в закрытие котельных (в ценах 2012 г.), млн. руб.

Вид затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Котельная №4 (закрытие в 2017 г.)																	
ПИР и ПСД						0,122											0,122
Оборуд.						1,337											1,337
СМР						0,729											0,729
Прочие						0,365											0,365
Всего						2,552											2,552
НДС						0,459											0,459
Смета						3,012											3,012
Котельная №16 (закрытие в 2014 г.)																	
ПИР и ПСД			0,150														0,150
Оборуд.			1,655														1,655
СМР			0,903														0,903
Прочие			0,451														0,451
Всего			3,160														3,160
НДС			0,569														0,569
Смета			3,728														3,728

### **10.2.6 Реконструкция и развитие трубопроводов тепловых сетей к реконструируемым и новым энергоисточникам**

Для реализации предложений по развитию систем теплоснабжения придется построить 1,873 км тепловых сетей для обеспечения теплом перспективных потребителей, что потребует вложения инвестиций в размере 51,39 млн. руб. (Таблица 200), включая НДС.

Одновременно, в течение 2013-2027 гг. для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения и в связи с отработкой эксплуатационного ресурса следует заменить трубопроводы тепловых сетей (Таблица 201) протяженностью 25,85 км (стоимость 222,465 млн. руб., включая НДС).

Таблица 200 – Финансовые издержки в строительство и замену тепловых сетей, руб.

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
Тепловые сети (перспективные)											
от 15ТК-2 до ввода в 38 мкр. (зона котельной № 15) в 2013 г.	600	1420	23 782 160	33 295 024	21 641 766	9 988 507	1 664 751	3 995 403	37 290 427	6 712 277	44 002 704
от БМК до 15ТК-18-4 подключение квартала 32-а в 2016 г.	600	100	1 674 800	2 344 720	1 524 068	703 416	117 236	281 366	2 626 086	472 696	3 098 782
от 15ТК-18-6 до 33 мкр. в 2022 г.	300	353	2 320 155	3 248 217	2 111 341	974 465	162 411	389 786	3 638 003	654 841	4 292 844
Замена тепловых сетей котельная № 1 (исчерпание ресурса)											
УТ-121 - УТ-122 (2014 г.)	200	155	386580	541212	351788	162364	27061	64945	606157	109108	715266
УТ-120 - УТ-119 (2014 г.)	200	58	144656	202518	131637	60755	10126	24302	226820	40828	267648
ТК-14 - ТК-15 (2014 г.)	200	4	9976	13967	9078	4190	698	1676	15643	2816	18458
УТ-79 - УТ-78 (2018 г.)	200	53	132185	185060	120289	55518	9253	22207	207267	37308	244575
ТК-7 - УТ-61 (2018 г.)	200	19	47387	66342	43122	19903	3317	7961	74303	13375	87678
УТ-61 - УТ-62 (2018 г.)	200	59	147150	206010	133906	61803	10300	24721	230731	41532	272262
УТ-62 - УТ-63 (2018 г.)	200	6	14964	20950	13618	6285	1048	2514	23464	4224	27688
УТ-36 - УТ-37 (2018 г.)	100	22	22041	30857	20057	9257	1543	3703	34560	6221	40781
УТ-64 - УТ-63 (2018 г.)	200	123	306770	429478	279161	128843	21474	51537	481015	86583	567598
ТК-15-1 - УТ-16 (2018 г.)	150	7	11524	16133	10486	4840	807	1936	18069	3252	21321
УТ-184 - УТ-185	150	28	46094	64532	41946	19360	3227	7744	72276	13010	85286

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
(2023 г.)											
УТ-183 - УТ-184 (2023 г.)	150	90	148160	207425	134826	62227	10371	24891	232315	41817	274132
ТК-6 - УТ-100 (2023 г.)	150	5	8231	11524	7490	3457	576	1383	12906	2323	15230
УТ-16 - УТ-17 (2023 г.)	150	20	32925	46094	29961	13828	2305	5531	51626	9293	60918
ТК-12 - ТК-14 (2024 г.)	200	25	62352	87292	56740	26188	4365	10475	97767	17598	115365
УТ-160 - УТ-161 (2024 г.)	150	24	39509	55313	35954	16594	2766	6638	61951	11151	73102
УТ-180 - УТ-181 (2024 г.)	150	26	42802	59923	38950	17977	2996	7191	67113	12080	79194
УТ-181 - УТ-182 (2024 г.)	150	8	13170	18438	11985	5531	922	2213	20650	3717	24367
ТК-204 - ТК-205 (2024 г.)	150	15	24693	34571	22471	10371	1729	4148	38719	6969	45689
ТК-205 - ТК-206 (2024 г.)	150	17	27986	39180	25467	11754	1959	4702	43882	7899	51781
ТК-208 - ТК-209 (2024 г.)	150	35	57618	80665	52432	24200	4033	9680	90345	16262	106607
УТ-176-1 - УТ-176 (2024 г.)	200	10	24941	34917	22696	10475	1746	4190	39107	7039	46146
УТ-177 - УТ-178 (2024 г.)	150	99	162976	228167	148309	68450	11408	27380	255547	45998	301545
УТ-178 - УТ-178a (2024 г.)	150	6	9877	13828	8988	4148	691	1659	15488	2788	18275
УТ-178 - ТК-204 (2024 г.)	150	41	67495	94493	61421	28348	4725	11339	105833	19050	124882
УТ-177 - УТ-217 (2024 г.)	200	101	251900	352661	229229	105798	17633	42319	394980	71096	466076
УТ-176 - УТ-177 (2024 г.)	200	59	147150	206010	133906	61803	10300	24721	230731	41532	272262
ТК-1 - УТ-176-1	200	54	134679	188551	122558	56565	9428	22626	211177	38012	249189



Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
(2024 г.)											
УТ-217 - УТ-239 (2025 г.)	200	23	57363	80309	52201	24093	4015	9637	89946	16190	106136
УТ-117 - УТ-245 (2025 г.)	200	30	74822	104751	68088	31425	5238	12570	117321	21118	138439
УТ-118 - УТ-119 (2025 г.)	200	128	319240	446936	290509	134081	22347	53632	500569	90102	590671
УТ-119 - УТ-138 (2025 г.)	200	87	216984	303777	197455	91133	15189	36453	340230	61241	401472
УТ-76-1 - УТ-76 (2025 г.)	200	37	92280	129193	83975	38758	6460	15503	144696	26045	170741
УТ-76-1 - УТ-76 (2025 г.)	200	166	414015	579620	376753	173886	28981	69554	649175	116851	766026
УТ-66 - УТ-67 (2025 г.)	150	142	233764	327270	212725	98181	16363	39272	366542	65978	432520
УТ-121 - УТ-120 (2025 г.)	200	140	349169	488837	317744	146651	24442	58660	547497	98549	646046
ТК-206 - ТК-207 (2026 г.)	150	50	82311	115236	74903	34571	5762	13828	129064	23232	152296
ТК-207 - ТК-208 (2026 г.)	150	81	133344	186682	121343	56005	9334	22402	209084	37635	246719
УТ-182 - УТ-183 (2026 г.)	150	15	24693	34571	22471	10371	1729	4148	38719	6969	45689
УТ-65 - УТ-64 (2026 г.)	200	63	157126	219976	142985	65993	10999	26397	246374	44347	290721
ТК-6 - УТ-76 (2027 г.)	200	46	114727	160618	104402	48185	8031	19274	179892	32381	212272
ТК-2 - ТК-2а (2027 г.)	400	16	101108	141551	92008	42465	7078	16986	158537	28537	187074
ТК-3 - УТ-116 (2027 г.)	350	15	82158	115022	74764	34507	5751	13803	128824	23188	152013
ТК-2 - ТК-3 (2027 г.)	400	20	126385	176939	115010	53082	8847	21233	198172	35671	233843
УТ-116 - УТ-117	350	34	186226	260716	169466	78215	13036	31286	292002	52560	344563

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
(2027 г.)											
ТК-1 - ТК-2 (2027 г.)	400	40	252770	353878	230021	106163	17694	42465	396343	71342	467685
УТ-65 - УТ-66 (2027 г.)	150	70	115236	161330	104865	48399	8067	19360	180690	32524	213214
УТ-70 - УТ-69 (2027 г.)	200	74	184561	258385	167950	77516	12919	31006	289391	52090	341482
УТ-67 - УТ-69 (2027 г.)	200	276	688362	963706	626409	289112	48185	115645	1079351	194283	1273634
ТК-11 - ТК-12 (2027 г.)	200	85	211995	296794	192916	89038	14840	35615	332409	59834	392242
ТК-10 - ТК-11 (2027 г.)	200	99	246912	345677	224690	103703	17284	41481	387159	69689	456847
УТ-118 - УТ-160 (2027 г.)	150	33	54325	76056	49436	22817	3803	9127	85182	15333	100515
ТК-15 - ТК-15-1 (2027 г.)	200	33	82304	115226	74897	34568	5761	13827	129053	23230	152282
<b>Динамика замены тепловых сетей котельной № 1 (исчерпание ресурса)</b>											
2014 г.		217	541212	757697	492503	227309	37885	90924	848620	152752	1001372
2018 г.		289	682021	954829	620639	286449	47741	114580	1069409	192494	1261902
2023 г.		143	235410	329575	214223	98872	16479	39549	369123	66442	435566
2024 г.		520	1067149	1494009	971106	448203	74700	179281	1673290	301192	1974482
2025 г.		753	1757637	2460692	1599450	738208	123035	295283	2755975	496076	3252051
2026 г.		209	397475	556465	361702	166940	27823	66776	623241	112183	735424
2027 г.		841	2447070	3425898	2226833	1027769	171295	411108	3837005	690661	4527666
ИТОГО замена т/с котельной № 1		2972	7127974	9979164	6486457	2993749	498958	1197500	11176664	2011800	13188464
<b>Замена тепловых сетей котельной № 2 (исчерпание ресурса)</b>											
2ТК-27 - 2ТК-26 (2013 г.)	150	40	65849	92189	59923	27657	4609	11063	103251	18585	121837
2ТК-29 - 2ТК-28 (2013 г.)	150	6	9877	13828	8988	4148	691	1659	15488	2788	18275
2ТК-28 - 2ТК-27 (2013 г.)	150	80	131698	184377	119845	55313	9219	22125	206503	37170	243673

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
2ТК-29 - 2ТК-30 (2013 г.)	150	93	153099	214339	139320	64302	10717	25721	240059	43211	283270
2ТК-20 - 2ТК-19 (2014 г.)	150	36	59264	82970	53930	24891	4148	9956	92926	16727	109653
2ТК-19 - 2ТК-18 (2014 г.)	150	33	54325	76056	49436	22817	3803	9127	85182	15333	100515
2ТК-20 - 2ТК-21 (2014 г.)	150	56	92189	129064	83892	38719	6453	15488	144552	26019	170571
2ТК-17 - 2ТК-16 (2014 г.)	300	170	798111	1117355	726281	335207	55868	134083	1251438	225259	1476696
2ТК-18 - 2ТК-17 (2014 г.)	300	37	173706	243189	158073	72957	12159	29183	272372	49027	321399
2ТК-26 - 2ТК-25 (2018 г.)	150	63	103712	145197	94378	43559	7260	17424	162621	29272	191893
2ТК-25 - 2ТК-24 (2018 г.)	150	114	187670	262738	170780	78821	13137	31529	294266	52968	347234
2ТК-2 - 2ТК-1 (2018 г.)	350	89	487474	682463	443601	204739	34123	81896	764359	137585	901943
2ТК-41 - 2ТК-42 (2020 г.)	200	70	174584	244418	158872	73325	12221	29330	273748	49275	323023
2ТК-42 - 2ТК-43 (2020 г.)	200	55	137174	192043	124828	57613	9602	23045	215088	38716	253804
2ТК-43 - 2ТК-43a (2020 г.)	200	56	139668	195535	127097	58660	9777	23464	218999	39420	258419
2ТК-44 - 2ТК-45 (2020 г.)	200	82	204513	286319	186107	85896	14316	34358	320677	57722	378399
2ТК-45 - 2ТК-46 (2020 г.)	200	209	521259	729763	474346	218929	36488	87572	817335	147120	964455
2ТК-46 - 2ТК-47 (2020 г.)	200	21	52375	73325	47662	21998	3666	8799	82125	14782	96907
2ТК-48 - 2ТК-49 (2020 г.)	200	13	32423	45392	29505	13618	2270	5447	50839	9151	59990
2ТК-49 - 2ТК-50 (2020 г.)	150	22	36217	50704	32957	15211	2535	6084	56788	10222	67010

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
2TK-50 - 2TK-51 (2020 г.)	150	19	31278	43790	28463	13137	2189	5255	49044	8828	57872
2TK-51 - 2TK-52 (2020 г.)	150	52	85604	119845	77899	35954	5992	14381	134227	24161	158388
2TK-52 - 2TK-53 (2020 г.)	150	40	65849	92189	59923	27657	4609	11063	103251	18585	121837
2TK-16 - 2TK-15 (2020 г.)	200	62	154632	216485	140715	64945	10824	25978	242463	43643	286106
2TK-13 - 2TK-12 (2020 г.)	200	70	174584	244418	158872	73325	12221	29330	273748	49275	323023
2TK-12 - 2TK-11 (2021 г.)	200	44	109739	153634	99862	46090	7682	18436	172070	30973	203043
2TK-10 - 2TK-9 (2021 г.)	200	72	179573	251402	163411	75420	12570	30168	281570	50683	332252
2TK-9 - 2TK-8 (2021 г.)	200	89	221972	310760	201994	93228	15538	37291	348052	62649	410701
2TK-8 - 2TK-7 (2021 г.)	200	20	49881	69834	45392	20950	3492	8380	78214	14078	92292
2TK-7 - 2Т-1 (2021 г.)	200	123	306770	429478	279161	128843	21474	51537	481015	86583	567598
2Т-1 - 2TK-6 (2021 г.)	200	13	32423	45392	29505	13618	2270	5447	50839	9151	59990
2TK-5 - 2TK-4 (2021 г.)	200	66	164608	230452	149793	69135	11523	27654	258106	46459	304565
2TK-4 - 2TK-3 (2021 г.)	200	108	269359	377102	245117	113131	18855	45252	422355	76024	498379
2TK-3 - 2TK-2 (2021 г.)	350	63	345066	483092	314010	144928	24155	57971	541063	97391	638454
2TK-1 - 2TK-1a (2021 г.)	150	12	19755	27657	17977	8297	1383	3319	30975	5576	36551
2TK - 2TK-0 (2021 г.)	500	20	176000	246400	160160	73920	12320	29568	275968	49674	325642
2TK-0 - 2TK-32 (2021 г.)	400	34	214854	300796	195518	90239	15040	36096	336892	60641	397532

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
2TK-32 - 2TK-33 (2021 г.)	350	122	668222	935511	608082	280653	46776	112261	1047772	188599	1236371
2TK-32 - 2TK-39 (2021 г.)	350	48	262907	368070	239245	110421	18403	44168	412238	74203	486441
2TK-39 - 2TK-40 (2021 г.)	350	61	334111	467756	304041	140327	23388	56131	523886	94300	618186
2TK-40 - 2TK-41 (2021 г.)	350	18	98590	138026	89717	41408	6901	16563	154589	27826	182415
2TK-14 - 2TK-13 (2021 г.)	200	30	74822	104751	68088	31425	5238	12570	117321	21118	138439
2TK - Садовое кольцо, 2 (2021 г.)	500	23	202400	283360	184184	85008	14168	34003	317363	57125	374489
2TK-6 - 2TK-5 (2021 г.)	200	7	17458	24442	15887	7333	1222	2933	27375	4927	32302
2TK-48 - 2TK-47 (2021 г.)	200	29	72328	101259	65818	30378	5063	12151	113410	20414	133824
2TK-43a - 2TK-44 (2021 г.)	200	3	7482	10475	6809	3143	524	1257	11732	2112	13844
2TK-15 - 2TK-14 (2021 г.)	200	4	9976	13967	9078	4190	698	1676	15643	2816	18458
2TK-11 - 2TK-10 (2021 г.)	200	45	112233	157126	102132	47138	7856	18855	175981	31677	207658
2TK-0 - 2TK-1 (2021 г.)	350	54	295770	414079	269151	124224	20704	49689	463768	83478	547246
2TK-55 - 2TK-56 (2023 г.)	200	58	144656	202518	131637	60755	10126	24302	226820	40828	267648
2TK-31 - 2TK-31/1 (2026 г.)	200	50	124703	174584	113480	52375	8729	20950	195535	35196	230731
2TK-46 - 2TK-54 (2026 г.)	200	33	82304	115226	74897	34568	5761	13827	129053	23230	152282
2TK-58 - 2TK-59a (2026 г.)	150	8	13170	18438	11985	5531	922	2213	20650	3717	24367
2TK-59a - 2TK-59 (2026 г.)	100	5	5009	7013	4558	2104	351	842	7855	1414	9268

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
2ТК-54 - 2ТК-55 (2027 г.)	200	31	77316	108242	70358	32473	5412	12989	121231	21822	143053
2ТК-57 - 2ТК-58 (2027 г.)	200	89	221972	310760	201994	93228	15538	37291	348052	62649	410701
Динамика замены тепловых сетей котельной № 2 (исчерпание ресурса)											
2013 г.		219	360524	504733	328076	151420	25237	60568	565301	101754	667055
2014 г.		332	1177596	1648634	1071612	494590	82432	197836	1846470	332365	2178834
2018 г.		266	778856	1090398	708759	327119	54520	130848	1221246	219824	1441070
2020 г.		771	1810161	2534225	1647246	760268	126711	304107	2838332	510900	3349232
2021 г.		1108	4246299	5944819	3864132	1783446	297241	713378	6658197	1198476	7856673
2023 г.		58	144656	202518	131637	60755	10126	24302	226820	40828	267648
2026 г.		96	225186	315261	204920	94578	15763	37831	353092	63557	416649
2027 г.		120	299288	419003	272352	125701	20950	50280	469283	84471	553754
ИТОГО замена т/с котельной № 2		2970	9042565	12659591	8228734	3797877	632980	1519151	14178742	2552173	16730915
Замена тепловых сетей котельной № 3 (исчерпание ресурса)											
ТК-5 - ТК-7 (2013 г.)	350	143	783244	1096542	712752	328962	54827	131585	1228127	221063	1449189
ТК-7 - ТК-8 (2013 г.)	500	90	792000	1108800	720720	332640	55440	133056	1241856	223534	1465390
ТК-2 - ТК-3 (2013 г.)	500	107	941600	1318240	856856	395472	65912	158189	1476429	265757	1742186
ТК-3 - ТК-4 (2013 г.)	500	43	378400	529760	344344	158928	26488	63571	593331	106800	700131
ТК-4 - ТК-5 (2013 г.)	500	20	176000	246400	160160	73920	12320	29568	275968	49674	325642
ТК-2 - ТК-37 (2013 г.)	500	215	1892000	2648800	1721720	794640	132440	317856	2966656	533998	3500654
ТК-38 - ТК-39 (2014 г.)	500	176	1548800	2168320	1409408	650496	108416	260198	2428518	437133	2865652
ТК-39 - ТК-40 (2014 г.)	500	31	272800	381920	248248	114576	19096	45830	427750	76995	504745
ТК-40 - ТК-41 (2014 г.)	500	74	651200	911680	592592	273504	45584	109402	1021082	183795	1204876

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
ТК-41 - ТК-42 (2014 г.)	500	64	563200	788480	512512	236544	39424	94618	883098	158958	1042055
ТК-42 - ТК-43 (2014 г.)	500	113	994400	1392160	904904	417648	69608	167059	1559219	280659	1839879
ТК-43 - ТК-44 (2014 г.)	500	123	1082400	1515360	984984	454608	75768	181843	1697203	305497	2002700
ТК-44 - ТК-45 (2014 г.)	500	108	950400	1330560	864864	399168	66528	159667	1490227	268241	1758468
ТК-45 - ТК-46 (2014 г.)	500	62	545600	763840	496496	229152	38192	91661	855501	153990	1009491
ТК-46 - ТК-47 (2014 г.)	500	46	404800	566720	368368	170016	28336	68006	634726	114251	748977
ТК-47 - ТК-48 (2015 г.)	500	15	132000	184800	120120	55440	9240	22176	206976	37256	244232
ТК-48а - ТК-49 (2015 г.)	500	49	431200	603680	392392	181104	30184	72442	676122	121702	797823
ТК-49 - ТК-50 (2015 г.)	500	189	1663200	2328480	1513512	698544	116424	279418	2607898	469422	3077319
ТК-37 - ТК-38 (2015 г.)	500	172	1513600	2119040	1377376	635712	105952	254285	2373325	427198	2800523
ТК-8 - ТК-9 (2015 г.)	400	133	840460	1176644	764819	352993	58832	141197	1317841	237211	1555053
ТК-9 - ТК-10 (2015 г.)	400	85	537136	751991	488794	225597	37600	90239	842229	151601	993831
ТК-10 - ТК-11 (2015 г.)	400	87	549775	769685	500295	230905	38484	92362	862047	155168	1017215
ТК-48 - ТК-48а (2015 г.)	500	23	202400	283360	184184	85008	14168	34003	317363	57125	374489
УТ-22 - УТ-19 (2015 г.)	250	90	340962	477346	310275	143204	23867	57282	534628	96233	630861
УТ-38а - УТ-22 (2016 г.)	250	208	788000	1103200	717080	330960	55160	132384	1235584	222405	1457989
ТК-55 - ТК-56 (2016 г.)	250	177	670558	938781	610208	281634	46939	112654	1051434	189258	1240693

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
TK-56 - TK-57 (2016 г.)	250	78	295500	413700	268905	124110	20685	49644	463344	83402	546746
TK-57 - TK-58 (2016 г.)	250	232	878923	1230492	799820	369148	61525	147659	1378151	248067	1626219
TK-50 - TK-51 (2017 г.)	500	55	484000	677600	440440	203280	33880	81312	758912	136604	895516
TK-51 - TK-52 (2017 г.)	500	26	228800	320320	208208	96096	16016	38438	358758	64577	423335
УТ-19 - УТ-53 (2017 г.)	250	111	420519	588727	382673	176618	29436	70647	659374	118687	778062
TK-52 - TK-53 (2017 г.)	500	97	853600	1195040	776776	358512	59752	143405	1338445	240920	1579365
TK-53 - TK-54 (2017 г.)	250	65	246250	344750	224088	103425	17238	41370	386120	69502	455622
TK-54 - TK-55 (2017 г.)	250	93	352327	493258	320618	147977	24663	59191	552449	99441	651889
TK-58 - TK-59 (2017 г.)	250	29	109865	153812	99978	46143	7691	18457	172269	31008	203277
TK-60 - TK-61 (2017 г.)	200	132	329216	460903	299587	138271	23045	55308	516211	92918	609129
TK-60 - TK-59 (2017 г.)	250	40	151538	212154	137900	63646	10608	25458	237612	42770	280383
TK-2 - TK-67 (2019 г.)	500	298	2622400	3671360	2386384	1101408	183568	440563	4111923	740146	4852069
TK-72-24 - ЦТП-10 (2019 г.)	300	294	1380262	1932367	1256039	579710	96618	231884	2164251	389565	2553816
TK-67-2 - TK-67-3 (2013 г.)	200	97	241924	338694	220151	101608	16935	40643	379337	68281	447618
TK-67-3 - TK-67-4 (2013 г.)	200	130	324228	453920	295048	136176	22696	54470	508390	91510	599900
TK-50 - TK-67a (2020 г.)	250	84	318231	445523	289590	133657	22276	53463	498986	89817	588803
TK-67-4 - TK-67-11 (2020 г.)	200	143	356651	499312	324553	149793	24966	59917	559229	100661	659890



Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
ТК-67-11 - ТК-67-12 (2020 г.)	200	106	264371	370119	240577	111036	18506	44414	414533	74616	489149
ТК-67а - ТК-67-2 (2020 г.)	250	153	579635	811488	527468	243447	40574	97379	908867	163596	1072463
ТК-72-21 - ТК-72-22 (2023 г.)	500	20	176000	246400	160160	73920	12320	29568	275968	49674	325642
ТК-72-22-6 - ТК-72-22-5 (2024 г.)	300	461	2164289	3030004	1969503	909001	151500	363600	3393605	610849	4004453
ТК-72-22-5 - ТК-72-22 (2024 г.)	300	69	323939	453515	294785	136054	22676	54422	507936	91429	599365
ТК-72-22-7 - ТК-72-22-6 (2024 г.)	400	92	581371	813919	529048	244176	40696	97670	911590	164086	1075676
ТК-72-22-7 - ЦТП-13 (2024 г.)	400	20	126385	176939	115010	53082	8847	21233	198172	35671	233843
ТК-67 - ТК-68 (2025 г.)	500	36	316800	443520	288288	133056	22176	53222	496742	89414	586156
ТК-68 - ТК-69 (2025 г.)	500	101	888800	1244320	808808	373296	62216	149318	1393638	250855	1644493
ТК-69 - ТК-70 (2025 г.)	500	117	1029600	1441440	936936	432432	72072	172973	1614413	290594	1905007
ТК-71 - ТК-72 (2025 г.)	500	108	950400	1330560	864864	399168	66528	159667	1490227	268241	1758468
ТК-72 - ТК-72-21 (2025 г.)	500	106	932800	1305920	848848	391776	65296	156710	1462630	263273	1725904
ТК-70 - ТК-71 (2025 г.)	500	62	545600	763840	496496	229152	38192	91661	855501	153990	1009491
ТК-72-24 - ЦТП-11 (2027 г.)	300	165	774637	1084492	704920	325348	54225	130139	1214631	218634	1433264
Динамика замены тепловых сетей котельной № 3 (исчерпание ресурса)											
2013 г.		845	5529397	7741155	5031751	2322347	387058	928939	8670094	1560617	10230711
2014 г.		797	7013600	9819040	6382376	2945712	490952	1178285	10997325	1979518	12976843
2015 г.		843	6210732	8695025	5651767	2608508	434751	1043403	9738428	1752917	11491346
2016 г.		695	2632981	3686173	2396013	1105852	184309	442341	4128514	743132	4871646
2017 г.		648	3176116	4446563	2890266	1333969	222328	533588	4980151	896427	5876578

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
2019 г.		592	4002662	5603727	3642423	1681118	280186	672447	6276174	1129711	7405886
2020 г.		486	1518887	2126442	1382187	637933	106322	255173	2381615	428691	2810306
2023 г.		20	176000	246400	160160	73920	12320	29568	275968	49674	325642
2024 г.		642	3195984	4474377	2908345	1342313	223719	536925	5011302	902034	5913337
2025 г.		530	4664000	6529600	4244240	1958880	326480	783552	7313152	1316367	8629519
2027 г.		165	774637	1084492	704920	325348	54225	130139	1214631	218634	1433264
ИТОГО замена т/с котельной № 3		6263	38894996	54452995	35394446	16335898	2722650	6534359	60987354	10977724	71965078
Замена тепловых сетей котельной № 4 (исчерпание ресурса)											
4ТК-1/1 - 4ТК-1 (2019 г.)	250	96	363692	509169	330960	152751	25458	61100	570270	102649	672918
4ТК-11 - 4ТК-11а (2019 г.)	200	72	179573	251402	163411	75420	12570	30168	281570	50683	332252
4ТК-11а - 4ТК-12 (2019 г.)	200	44	109739	153634	99862	46090	7682	18436	172070	30973	203043
4УТ-6 - 4ТК-11 (2019 г.)	250	194	734962	1028946	668815	308684	51447	123474	1152420	207436	1359855
4ТК-12 - 4ТК-13 (2021 г.)	200	44	109739	153634	99862	46090	7682	18436	172070	30973	203043
4ТК-13 - 4ТК-14 (2021 г.)	200	23	57363	80309	52201	24093	4015	9637	89946	16190	106136
4ТК-14 - 4ТК-15 (2021 г.)	200	107	266865	373611	242847	112083	18681	44833	418444	75320	493764
4ТК-19 - 4ТК-18 (2022 г.)	200	107	266865	373611	242847	112083	18681	44833	418444	75320	493764
4ТК-18 - 4ТК-17 (2022 г.)	200	6	14964	20950	13618	6285	1048	2514	23464	4224	27688
4ТК-17 - 4ТК-16 (2022 г.)	200	93	231948	324727	211073	97418	16236	38967	363694	65465	429159
4ТК-8 - 4ТК-9 (2022 г.)	200	41	102257	143159	93054	42948	7158	17179	160338	28861	189199
4ТК-9 - 4ТК-10 (2022 г.)	200	74	184561	258385	167950	77516	12919	31006	289391	52090	341482
4ТК-20 - 4ТК-19	200	26	64846	90784	59010	27235	4539	10894	101678	18302	119980

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
(2023 г.)											
4ТК-21 - 4ТК-20 (2023 г.)	200	18	44893	62850	40853	18855	3143	7542	70392	12671	83063
4ТК-27 - 4ТК-26 (2023 г.)	200	78	194537	272352	177029	81706	13618	32682	305034	54906	359940
4ТК-21а - 4ТК-21 (2023 г.)	200	57	142162	199026	129367	59708	9951	23883	222909	40124	263033
4ТК-22 - 4ТК-21а (2023 г.)	200	10	24941	34917	22696	10475	1746	4190	39107	7039	46146
4ТК-23 - 4ТК-22 (2023 г.)	200	41	102257	143159	93054	42948	7158	17179	160338	28861	189199
4ТК-28а - 4ТК-28 (2024 г.)	200	13	32423	45392	29505	13618	2270	5447	50839	9151	59990
4ТК-28 - 4ТК-27 (2024 г.)	200	92	229454	321235	208803	96371	16062	38548	359784	64761	424545
4ТК-28б - 4ТК-28а (2024 г.)	200	36	89786	125701	81706	37710	6285	15084	140785	25341	166126
4ТК-26 - 4ТК-23 (2024 г.)	250	137	519019	726627	472308	217988	36331	87195	813822	146488	960310
4УТ-2 - 4УТ-5 (2026 г.)	250	68	257615	360662	234430	108198	18033	43279	403941	72709	476650
4УТ-2 - 4УТ-1 (2026 г.)	250	8	30308	42431	27580	12729	2122	5092	47522	8554	56077
4УТ-1 - Северная, 5 (2026 г.)	250	16	60615	84862	55160	25458	4243	10183	95045	17108	112153
4УТ-5 - 4УТ-6а (2026 г.)	250	7	26519	37127	24133	11138	1856	4455	41582	7485	49067
4УТ-6а - 4УТ-3 (2026 г.)	250	79	299288	419004	272353	125701	20950	50280	469284	84471	553755
4ТК-15 - 4ТК-16 (2026 г.)	200	66	164608	230452	149793	69135	11523	27654	258106	46459	304565
4ТК-31 - 4ТК-29 (2026 г.)	150	102	167915	235081	152803	70524	11754	28210	263291	47392	310683
4ТК-29 - 4ТК-28б	150	65	107005	149807	97374	44942	7490	17977	167783	30201	197984

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
(2026 г.)											
4ТК-1 - 4УТ-3 (2027 г.)	250	326	1235038	1729054	1123885	518716	86453	207486	1936540	348577	2285118
Динамика замены тепловых сетей котельной № 4 (исчерпание ресурса)											
2019 г.		406	1387965	1943151	1263048	582945	97158	233178	2176330	391739	2568069
2021 г.		174	433967	607554	394910	182266	30378	72906	680460	122483	802943
2022 г.		321	800595	1120832	728541	336250	56042	134500	1255332	225960	1481292
2023 г.		230	573635	803089	522008	240927	40154	96371	899459	161903	1061362
2024 г.		278	870682	1218955	792321	365687	60948	146275	1365230	245741	1610971
2026 г.		411	1113874	1559424	1013626	467827	77971	187131	1746555	314380	2060935
2027 г.		326	1235038	1729054	1123885	518716	86453	207486	1936540	348577	2285118
ИТОГО замена т/с котельной № 4		2146	6415756	8982059	5838338	2694618	449103	1077847	10059906	1810783	11870689
Замена тепловых сетей котельной № 9 (исчерпание ресурса)											
9ТК-0 - 9УТ-1 (2023 г.)	150	65	107005	149807	97374	44942	7490	17977	167783	30201	197984
9УТ-1 - 9УТ-2 (2023 г.)	100	29	29054	40675	26439	12203	2034	4881	45556	8200	53756
9УТ-4 - 9ТК-6 (2025 г.)	100	14	14026	19636	12764	5891	982	2356	21993	3959	25951
9ТК-6 - 9ТК-6а (2025 г.)	50	41	21903	30664	19931	9199	1533	3680	34343	6182	40525
Динамика замены тепловых сетей котельной № 9 (исчерпание ресурса)											
2023 г.		94	136058	190482	123813	57145	9524	22858	213340	38401	251741
2025 г.		55	35929	50300	32695	15090	2515	6036	56336	10140	66476
ИТОГО замена т/с котельной № 9		149	171987	240782	156508	72235	12039	28894	269676	48542	318217
Замена тепловых сетей котельной № 10 (исчерпание ресурса)											
Совхозная - 10УТ-1 (2016 г.)	300	73	342718	479805	311874	143942	23990	57577	537382	96729	634111
10УТ-1 - 10УТ-2 (2022 г.)	300	62	291076	407506	264879	122252	20375	48901	456407	82153	538560
10УТ-2 - 10ТК-1 (2022 г.)	200	226	563658	789122	512929	236737	39456	94695	883816	159087	1042903

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
10ТК-1 - 10ТК-2 (2022 г.)	200	371	925298	1295417	842021	388625	64771	155450	1450867	261156	1712023
10ТК-6 - 10УТ-3 (2022 г.)	150	169	278212	389497	253173	116849	19475	46740	436237	78523	514759
10УТ-3 - 10УТ-4 (2022 г.)	150	63	103712	145197	94378	43559	7260	17424	162621	29272	191893
10ТК-2 - 10ТК-6 (2026 г.)	200	189	471378	659929	428954	197979	32996	79192	739121	133042	872163
Динамика замены тепловых сетей котельной № 10 (исчерпание ресурса)											
2016 г.		73	342718	479805	311874	143942	23990	57577	537382	96729	634111
2022 г.		891	2161956	3026739	1967380	908022	151337	363209	3389948	610191	4000138
2026 г.		189	471378	659929	428954	197979	32996	79192	739121	133042	872163
ИТОГО замена т/с котельной № 10		1153	2976053	4166474	2708208	1249942	208324	499977	4666451	839961	5506412
Замена тепловых сетей котельной № 13 (исчерпание ресурса)											
Кошевого,4 - 13ТК-3 (2022 г.)	150	14	23047	32266	20973	9680	1613	3872	36138	6505	42643
13ТК-6 - 13ТК-5 (2022 г.)	150	73	120175	168244	109359	50473	8412	20189	188434	33918	222352
13ТК-7 - 13ТК-6 (2022 г.)	150	55	90542	126759	82394	38028	6338	15211	141971	25555	167525
13ТК-1 - 13ТК-2 (2022 г.)	150	57	93835	131369	85390	39411	6568	15764	147133	26484	173617
13ТК-2 - Задвижка (2022 г.)	150	101	166269	232776	151305	69833	11639	27933	260710	46928	307637
13ТК-7 - 13ТК-8 (2022 г.)	150	44	72434	101408	65915	30422	5070	12169	113576	20444	134020
13ТК-3 - 13ТК-5 (2022 г.)	150	80	131698	184377	119845	55313	9219	22125	206503	37170	243673
Задвижка - 13ТК-3 (2022 г.)	150	6	9877	13828	8988	4148	691	1659	15488	2788	18275
Динамика замены тепловых сетей котельной № 13 (исчерпание ресурса)											
2022 г.		430	707877	991028	644168	297308	49551	118923	1109952	199791	1309743
ИТОГО замена т/с котель-		430	707877	991028	644168	297308	49551	118923	1109952	199791	1309743

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
ной № 13											
Замена тепловых сетей котельной № 14 (исчерпание ресурса)											
14TK-28 - 14TK-29 (2022 г.)	200	92	229454	321235	208803	96371	16062	38548	359784	64761	424545
14TK-23 - 14TK-24 (2023 г.)	150	110	181085	253519	164787	76056	12676	30422	283941	51109	335051
14TK-1 - 14TK-2 (2023 г.)	150	67	110297	154416	100370	46325	7721	18530	172946	31130	204076
14TK-2 - 14TK-3 (2023 г.)	150	17	27986	39180	25467	11754	1959	4702	43882	7899	51781
14TK-7 - 14TK-8 (2023 г.)	150	34	55972	78360	50934	23508	3918	9403	87764	15797	103561
14TK-8 - 14TK-9 (2023 г.)	150	12	19755	27657	17977	8297	1383	3319	30975	5576	36551
14TK-3 - 14TK-4 (2023 г.)	150	38	62557	87579	56927	26274	4379	10510	98089	17656	115745
14TK-4 - 14TK-5 (2023 г.)	150	26	42802	59923	38950	17977	2996	7191	67113	12080	79194
14TK-6 - 14TK-7 (2023 г.)	150	42	69142	96798	62919	29039	4840	11616	108414	19514	127928
14TK-5 - 14TK-6 (2023 г.)	150	19	31278	43790	28463	13137	2189	5255	49044	8828	57872
14TK-22 - 14TK-23 (2024 г.)	200	132	329216	460903	299587	138271	23045	55308	516211	92918	609129
14TK-10 - 14TK-11 (2024 г.)	100	32	32059	44883	29174	13465	2244	5386	50269	9048	59317
14TK-11 - 14TK-12 (2024 г.)	100	42	42078	58909	38291	17673	2945	7069	65978	11876	77854
14TK-12 - 14TK-12-1 (2024 г.)	80	31	25580	35812	23278	10744	1791	4297	40110	7220	47330
14TK-9 - 14TK-10 (2024 г.)	100	32	32059	44883	29174	13465	2244	5386	50269	9048	59317
14TK-29 - 14TK-29-1 (2025 г.)	150	11	18108	25352	16479	7606	1268	3042	28394	5111	33505

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
14ТК-29-1 - 14ТК-29-2 (2025 г.)	150	273	449420	629188	408972	188756	31459	75503	704690	126844	831535
14ТК-24 - 14ТК-25 (2026 г.)	150	36	59264	82970	53930	24891	4148	9956	92926	16727	109653
14ТК-28 - 14ТК-28-1 (2027 г.)	150	160	263396	368755	239691	110626	18438	44251	413005	74341	487346
Динамика замены тепловых сетей котельной № 14 (исчерпание ресурса)											
2022 г.		92	229454	321235	208803	96371	16062	38548	359784	64761	424545
2023 г.		365	600873	841222	546794	252367	42061	100947	942168	169590	1111759
2024 г.		269	460993	645390	419504	193617	32270	77447	722837	130111	852948
2025 г.		284	467528	654540	425451	196362	32727	78545	733084	131955	865040
2026 г.		36	59264	82970	53930	24891	4148	9956	92926	16727	109653
2027 г.		160	263396	368755	239691	110626	18438	44251	413005	74341	487346
ИТОГО замена т/с котельной № 14		1206	2081508	2914111	1894172	874233	145706	349693	3263805	587485	3851290
Замена тепловых сетей котельной № 15 (исчерпание ресурса)											
15ТК-3 - 15ТК-4 (2014 г.)	400	233	1472385	2061339	1339870	618402	103067	247361	2308700	415566	2724266
15ТК-5 - 15ТК-6 (2014 г.)	400	299	1889455	2645238	1719404	793571	132262	317429	2962666	533280	3495946
15ТК-6 - 15ТК-7 (2014 г.)	400	299	1889455	2645238	1719404	793571	132262	317429	2962666	533280	3495946
15ТК-20 - 15ТК-21 (2015 г.)	500	165	1452000	2032800	1321320	609840	101640	243936	2276736	409812	2686548
15ТК-21 - 15ТК-22 (2015 г.)	500	870	7656000	10718400	6966960	3215520	535920	1286208	12004608	2160829	14165437
15ТК-8 - 15ТК-9 (2015 г.)	400	225	1421831	1990563	1293866	597169	99528	238868	2229431	401298	2630729
15ТК-18-5 - 15ТК-18-6 (2016 г.)	600	367	4390369	6146516	3995235	1843955	307326	737582	6884098	1239138	8123236
15ТК-4 - 15ТК-15 (2016 г.)	500	419	3687200	5162080	3355352	1548624	258104	619450	5781530	1040675	6822205
15ТК-9 - 15ТК-10 (2016 г.)	400	135	853099	1194338	776320	358301	59717	143321	1337659	240779	1578437

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
15TK-25-2 - 15TK-25-3 (2017 г.)	400	376	2376038	3326453	2162194	997936	166323	399174	3725627	670613	4396240
15TK-24 - 15TK-25 (2017 г.)	500	38	334400	468160	304304	140448	23408	56179	524339	94381	618720
15TK-25 - 15TK-25-1 (2017 г.)	400	48	303324	424654	276025	127396	21233	50958	475612	85610	561222
15TK-25-1 - 15TK-25-2 (2017 г.)	400	58	366516	513123	333530	153937	25656	61575	574698	103446	678143
15TK-22 - 15TK-23 (2017 г.)	500	121	1064800	1490720	968968	447216	74536	178886	1669606	300529	1970136
15TK-23 - 15TK-24 (2017 г.)	500	187	1645600	2303840	1497496	691152	115192	276461	2580301	464454	3044755
15TK-18-4 - 15TK-18-5 (2017 г.)	600	137	1638911	2294476	1491409	688343	114724	275337	2569813	462566	3032379
15TK-15 - 15TK-16 (2017 г.)	500	99	871200	1219680	792792	365904	60984	146362	1366042	245887	1611929
15TK-18-3 - 15TK-18-4 (2017 г.)	500	175	1540000	2156000	1401400	646800	107800	258720	2414720	434650	2849370
15TK-25-3-2 - 15TK-25-3-3 (2018 г.)	200	169	421497	590096	383562	177029	29505	70811	660907	118963	779870
15TK-25-3-1 - 15TK-25-3-2 (2018 г.)	250	356	1348692	1888169	1227310	566451	94408	226580	2114750	380655	2495404
15TK-11 - 15TK-12 (2018 г.)	500	228	2006400	2808960	1825824	842688	140448	337075	3146035	566286	3712322
15TK-18 - 15TK-18-1 (2018 г.)	500	397	3493600	4891040	3179176	1467312	244552	586925	5477965	986034	6463998
15TK-18-1 - 15TK-18-1 (2018 г.)	500	79	695200	973280	632632	291984	48664	116794	1090074	196213	1286287
15TK-12 - 15TK-13 (2019 г.)	500	134	1179200	1650880	1073072	495264	82544	198106	1848986	332817	2181803
15TK-13 - 15TK-14 (2019 г.)	500	138	1214400	1700160	1105104	510048	85008	204019	1904179	342752	2246931



Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
15ТК-14 - 15ТК-14а (2019 г.)	500	401	3528800	4940320	3211208	1482096	247016	592838	5533158	995969	6529127
15ТК-18 - 15ТК-17 (2019 г.)	500	6	52800	73920	48048	22176	3696	8870	82790	14902	97693
15ТК-17 - 15ТК-16 (2019 г.)	500	11	96800	135520	88088	40656	6776	16262	151782	27321	179103
15ТК-18-6 - 15ТК-18-7 (2019 г.)	400	75	473944	663521	431289	199056	33176	79623	743144	133766	876910
15ТК-18-7 - ЦТП-7 (2019 г.)	400	31	195897	274255	178266	82277	13713	32911	307166	55290	362456
15ТК-1а - 15ТК-1 (2023 г.)	500	74	651200	911680	592592	273504	45584	109402	1021082	183795	1204876
15ТК-1 - 15ТК-2 (2023 г.)	500	101	888800	1244320	808808	373296	62216	149318	1393638	250855	1644493
15ТК-2а - 15ТК-3 (2023 г.)	500	645	5676000	7946400	5165160	2383920	397320	953568	8899968	1601994	10501962
15ТК-25-3 - 15ТК-25-3-1 (2026 г.)	200	169	421497	590096	383562	177029	29505	70811	660907	118963	779870
15ТК-25-3 - ЦТП-9 (2027 г.)	350	73	399838	559773	363852	167932	27989	67173	626946	112850	739796
Динамика замены тепловых сетей котельной № 15 (исчерпание ресурса)											
2014 г.		831	5251296	7351814	4778679	2205544	367591	882218	8234032	1482126	9716157
2015 г.		1260	10529831	14741763	9582146	4422529	737088	1769012	16510775	2971939	19482714
2016 г.		921	8930667	12502934	8126907	3750880	625147	1500352	14003286	2520592	16523878
2017 г.		1239	10140789	14197105	9228118	4259132	709855	1703653	15900758	2862136	18762894
2018 г.		1229	7965389	11151545	7248504	3345463	557577	1338185	12489730	2248151	14737882
2019 г.		796	6741840	9438577	6135075	2831573	471929	1132629	10571206	1902817	12474023
2023 г.		820	7216000	10102400	6566560	3030720	505120	1212288	11314688	2036644	13351332
2026 г.		169	421497	590096	383562	177029	29505	70811	660907	118963	779870
2027 г.		73	399838	559773	363852	167932	27989	67173	626946	112850	739796
ИТОГО замена т/с котельной № 15		7338	57597147	69383738	45099430	20815121	3469187	8326049	77709786	13987762	91697548
Замена тепловых сетей котельной № 16 (исчерпание ресурса)											
ТК-5-1 - ТК-5-2	150	53	87250	122150	79398	36645	6108	14658	136808	24625	161433

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
(2020 г.)											
ТК-5-2 - ТК-5-3 (2020 г.)	150	262	431311	603836	392493	181151	30192	72460	676296	121733	798029
ТК-5-3 - ТК-5-4 (2020 г.)	150	28	46094	64532	41946	19360	3227	7744	72276	13010	85286
ТК-5-4 - ТК-5-5 (2020 г.)	150	129	212363	297308	193251	89193	14865	35677	332986	59937	392923
ТК-2 - ТК-3 (2021 г.)	250	36	136385	190938	124110	57282	9547	22913	213851	38493	252344
ТК-4 - ТК-5 (2021 г.)	200	26	64846	90784	59010	27235	4539	10894	101678	18302	119980
ТК-5 - ТК-5-1 (2021 г.)	150	44	72434	101408	65915	30422	5070	12169	113576	20444	134020
ТК-5 - ТК-6 (2021 г.)	200	81	202019	282827	183837	84848	14141	33939	316766	57018	373784
ТК-7 - ТК-8 (2021 г.)	200	37	92280	129193	83975	38758	6460	15503	144696	26045	170741
ТК-8 - ТК-9 (2021 г.)	250	21	79558	111381	72398	33414	5569	13366	124746	22454	147201
ТК-6 - ТК-7 (2021 г.)	200	68	169596	237435	154333	71230	11872	28492	265927	47867	313794
ТК-3 - ТК-4 (2021 г.)	250	3	11365	15912	10343	4773	796	1909	17821	3208	21029
Северная - ТК-1 (2021 г.)	250	14	53038	74254	48265	22276	3713	8910	83164	14970	98134
ТК-1 - ТК-2 (2021 г.)	250	68	257615	360662	234430	108198	18033	43279	403941	72709	476650
ТК-9 - ТК-10 (2026 г.)	250	163	617519	864527	561943	259358	43226	103743	968270	174289	1142559
ТК-14 - ТК-13 (2026 г.)	250	37	140173	196242	127558	58873	9812	23549	219791	39562	259354
ТК-13 - ТК-12 (2026 г.)	250	27	102288	143204	93083	42961	7160	17184	160388	28870	189258
ТК-12 - ТК-11	250	48	181846	254585	165480	76375	12729	30550	285135	51324	336459

Объект / участок	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
(2026 г.)											
ТК-11 - ТК-10 (2026 г.)	250	79	299288	419004	272353	125701	20950	50280	469284	84471	553755
Динамика замены тепловых сетей котельной № 16 (исчерпание ресурса)											
2020 г.		472	777019	1087826	707087	326348	54391	130539	1218366	219306	1437671
2021 г.		398	1139137	1594792	1036615	478438	79740	191375	1786167	321510	2107677
2026 г.		354	1341115	1877562	1220415	563268	93878	225307	2102869	378516	2481385
ИТОГО замена т/с котельной № 16		1224	3257271	4560180	2964117	1368054	228009	547222	5107401	919332	6026734
ВСЕГО замена тепловых сетей		25851	128273136	168330121	109414579	50499036	8416506	20199615	188529736	33935352	222465089

Таблица 201 – Динамика финансовых издержек на строительство и замену тепловых сетей, руб.

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Теплопровод от 15ТК-2 до ввода в 38 мкр. (зона котельной № 15) в 2013 г.																	
ПИР и ПСД		3,995															3,995
Оборуд.		21,642															21,642
СМР			9,989														9,989
Прочие			1,665														1,665
Всего		25,637	11,653														37,290
НДС		4,615	2,098														6,712
Смета		30,252	13,751														44,003
Теплопровод от мини-ТЭЦ до 15ТК-18-4 подключение квартала 32-а в 2016 г.																	
ПИР и ПСД				0,281													0,281
Оборуд.				1,524													1,524
СМР					0,703												0,703
Прочие					0,117												0,117
Всего				1,805	0,821												2,626

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
НДС				0,325	0,148												0,473
Смета				2,130	0,968												3,099
Теплопровод от 15ТК-18-6 до 33 мкр. в 2022 г.																	
ПИР и ПСД										0,390							0,390
Оборуд.										2,111							2,111
СМР											0,974						0,974
Прочие											0,162						0,162
Всего										2,501	1,137						3,638
НДС										0,450	0,205						0,655
Смета										2,951	1,342						4,293
Замена тепловых сетей котельная № 1 (исчерпание ресурса)																	
ПИР и ПСД		0,091				0,115					0,040	0,179	0,295	0,067	0,411		1,197
Оборуд.		0,493				0,621					0,214	0,971	1,599	0,362	2,227		6,486
СМР			0,227				0,286					0,099	0,448	0,738	0,167	1,028	2,994
Прочие			0,038				0,048					0,016	0,075	0,123	0,028	0,171	0,499
Всего		0,583	0,265			0,735	0,334				0,254	1,266	2,418	1,290	2,833	1,199	11,177
НДС		0,105	0,048			0,132	0,060				0,046	0,228	0,435	0,232	0,510	0,216	2,012
Смета		0,688	0,313			0,868	0,394				0,299	1,494	2,853	1,522	3,343	1,415	13,188
Замена тепловых сетей котельной № 2 (исчерпание ресурса)																	
ПИР и ПСД		0,061	0,198			0,131		0,304	0,713		0,024			0,038	0,050		1,519
Оборуд.		0,328	1,072			0,709		1,647	3,864		0,132			0,205	0,272		8,229
СМР		0,151	0,495				0,327		0,760	1,783		0,061			0,095	0,126	3,798
Прочие		0,025	0,082				0,055		0,127	0,297		0,010			0,016	0,021	0,633
Всего		0,565	1,846			0,840	0,382	1,951	5,464	2,081	0,156	0,071		0,243	0,433	0,147	14,179
НДС		0,102	0,332			0,151	0,069	0,351	0,984	0,375	0,028	0,013		0,044	0,078	0,026	2,552
Смета		0,667	2,179			0,991	0,450	2,303	6,448	2,455	0,184	0,084		0,286	0,511	0,173	16,731
Замена тепловых сетей котельной № 3 (исчерпание ресурса)																	
ПИР и ПСД		0,929	1,178	1,043	0,442	0,534	0,672	0,255			0,030	0,537	0,784		0,130		6,534
Оборуд.		5,032	6,382	5,652	2,396	2,890	3,642	1,382			0,160	2,908	4,244		0,705		35,394
СМР		2,322	2,946	2,609	1,106	1,334		1,681	0,638			0,074	1,342	1,959		0,325	16,336
Прочие		0,387	0,491	0,435	0,184	0,222		0,280	0,106			0,012	0,224	0,326		0,054	2,723

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Всего		8,670	10,997	9,738	4,129	4,980	4,315	3,599	0,744		0,190	3,532	6,594	2,285	0,835	0,380	60,987
НДС		1,561	1,980	1,753	0,743	0,896	0,777	0,648	0,134		0,034	0,636	1,187	0,411	0,150	0,068	10,978
Смета		10,231	12,977	11,491	4,872	5,877	5,092	4,246	0,878		0,224	4,167	7,781	2,697	0,985	0,448	71,965
Замена тепловых сетей котельной № 4 (исчерпание ресурса)																	
ПИР и ПСД							0,233		0,073	0,134	0,096	0,146		0,187	0,207		1,078
Оборуд.							1,263		0,395	0,729	0,522	0,792		1,014	1,124		5,838
СМР								0,583		0,182	0,336	0,241	0,366		0,468	0,519	2,695
Прочие								0,097		0,030	0,056	0,040	0,061		0,078	0,086	0,449
Всего							1,496	0,680	0,468	1,076	1,011	1,220	0,427	1,201	1,877	0,605	10,060
НДС							0,269	0,122	0,084	0,194	0,182	0,220	0,077	0,216	0,338	0,109	1,811
Смета							1,766	0,803	0,552	1,269	1,193	1,439	0,503	1,417	2,215	0,714	11,871
Замена тепловых сетей котельной № 9 (исчерпание ресурса)																	
ПИР и ПСД											0,023		0,006				0,029
Оборуд.											0,124		0,033				0,157
СМР												0,057		0,015			0,072
Прочие												0,010		0,003			0,012
Всего											0,147	0,067	0,039	0,018			0,270
НДС											0,026	0,012	0,007	0,003			0,049
Смета											0,173	0,079	0,046	0,021			0,318
Замена тепловых сетей котельной № 10 (исчерпание ресурса)																	
ПИР и ПСД				0,058						0,363				0,079			0,500
Оборуд.				0,312						1,967				0,429			2,708
СМР					0,144						0,908				0,198		1,250
Прочие					0,024						0,151				0,033		0,208
Всего				0,369	0,168					2,331	1,059			0,508	0,231		4,666
НДС				0,067	0,030					0,420	0,191			0,091	0,042		0,840
Смета				0,436	0,198					2,750	1,250			0,600	0,273		5,506
Замена тепловых сетей котельной № 13 (исчерпание ресурса)																	
ПИР и ПСД										0,119							0,119
Оборуд.										0,644							0,644
СМР											0,297						0,297
Прочие											0,050						0,050

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
Всего										0,763	0,347						1,110
НДС										0,137	0,062						0,200
Смета										0,900	0,409						1,310
<b>Замена тепловых сетей котельной № 14 (исчерпание ресурса)</b>																	
ПИР и ПСД										0,039	0,101	0,077	0,079	0,010	0,044		0,350
Оборуд.										0,209	0,547	0,420	0,425	0,054	0,240		1,894
СМР											0,096	0,252	0,194	0,196	0,025	0,111	0,874
Прочие											0,016	0,042	0,032	0,033	0,004	0,018	0,146
Всего										0,247	0,760	0,791	0,730	0,293	0,313	0,129	3,264
НДС										0,045	0,137	0,142	0,131	0,053	0,056	0,023	0,587
Смета										0,292	0,897	0,934	0,861	0,346	0,369	0,152	3,851
<b>Замена тепловых сетей котельной № 15 (исчерпание ресурса)</b>																	
ПИР и ПСД		0,882	1,769	1,500	1,704	1,338	1,133										8,326
Оборуд.		4,779	9,582	8,127	9,228	7,249	6,135										45,099
СМР			2,206	4,423	3,751	4,259	3,345	2,832									20,815
Прочие			0,368	0,737	0,625	0,710	0,558	0,472									3,469
Всего		5,661	13,924	14,787	15,308	13,556	11,171	3,304									77,710
НДС		1,019	2,506	2,662	2,755	2,440	2,011	0,595									13,988
Смета		6,680	16,431	17,449	18,063	15,996	13,181	3,898									91,698
<b>Замена тепловых сетей котельной № 16 (исчерпание ресурса)</b>																	
ПИР и ПСД								0,131	0,191					0,225			0,547
Оборуд.								0,707	1,037					1,220			2,964
СМР									0,326	0,478					0,563		1,368
Прочие									0,054	0,080					0,094		0,228
Всего								0,838	1,609	0,558				1,446	0,657		5,107
НДС								0,151	0,290	0,100				0,260	0,118		0,919
Смета								0,988	1,898	0,659				1,706	0,775		6,027

### **10.3 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности**

Финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей может осуществляться из двух основных групп источников: бюджетных и внебюджетных.

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из бюджета Российской Федерации, бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов в соответствии с Бюджетным кодексом РФ и другими нормативно-правовыми актами.

Дополнительная государственная поддержка может быть оказана в соответствии с законодательством о государственной поддержке инвестиционной деятельности, в том числе при реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий, состоящих из прибыли и амортизационных отчислений.

#### **10.3.1 Собственные средства энергоснабжающих предприятий**

*Прибыль.* Чистая прибыль предприятия – один из основных источников инвестиционных средств на предприятиях любой формы собственности.

За последние четыре года прибыль от основной деятельности ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» была получена в 2009 году и составила 1798 тыс. руб. В 2010-2011 годах был получен убыток, который составил 386 тыс. руб. и 9735 тыс. руб. соответственно.

При формировании тарифов на тепловую энергию ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» на 2012-2013 годы Государственным комитетом по тарифам Республики Башкортостан заложена нулевая рентабельность основной деятельности.

*Амортизационные фонды.* Амортизационный фонд – это денежные средства, накопленные за счет амортизационных отчислений основных средств (основных фондов) и предназначенные для восстановления изношенных основных средств и приобретения новых.

Амортизационные отчисления ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» в 2010 году составили 1528 тыс. руб., в 2011 году – 1566 тыс. руб.

При формировании тарифов на тепловую энергию ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» на 2012-2013 годы Государственным комитетом по тарифам Республики Башкортостан заложены амортизационные отчисления в сумме 1530 тыс. руб. и 1969,6 тыс. руб. соответственно.

*Инвестиционные составляющие в тарифах на тепловую энергию.* В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 N 190-ФЗ «О теплоснабжении», органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) устанавливают следующие тарифы:

- тарифы на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более;
- тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, а также тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями другим теплоснабжающим организациям;
- тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям;
- тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;
- плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;
- плата за подключение к системе теплоснабжения.

В соответствии со ст. 23 закона, «Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов», п.2, развитие системы теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения, которая должна соответствовать документам территориального планирования поселения или городского округа, в том числе схеме планируемого размещения объектов теплоснабжения в границах поселения или городского округа.

Согласно п.4, реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется в соответствии с инвестиционными программами теплоснабжающих или теплосетевых организаций и организаций, владеющих источниками тепловой энергии, утвержденными уполномоченными органами в порядке, установленном правилами согласования и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Важное положение установлено также ст.10 «Сущность и порядок государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию (мощность)», п.8, который регламентирует возможное увеличение тарифов, обусловленное необходимостью возмещения затрат на реализацию инвестиционных программ теплоснабжающих организаций.



В этом случае решение об установлении для теплоснабжающих организаций или теплосетевых организаций тарифов на уровне выше установленного предельного максимального уровня может приниматься органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) самостоятельно, без согласования с ФСТ.

Необходимым условием принятия такого решения является утверждение инвестиционных программ теплоснабжающих организаций в порядке, установленном Правилами утверждения и согласования инвестиционных программ в сфере теплоснабжения.

*Плата за подключение к системе теплоснабжения.* Источником финансирования развития систем теплоснабжения также является плата за подключение к системе теплоснабжения, устанавливаемая органом регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки.

В соответствии с Федеральным законом № 190-ФЗ «О теплоснабжении», плата за подключение может включать в себя затраты на создание тепловых сетей протяженностью от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, в том числе застройщика, за исключением расходов, предусмотренных на создание этих тепловых сетей инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, либо средств, предусмотренных на создание этих тепловых сетей и полученных за счет иных источников, в том числе средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации.

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

Плата, установленная в индивидуальном порядке, может включать в себя затраты на создание источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей или развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в случаях, установленных основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

### **10.3.2 Бюджетное финансирование**

Возможности государственной поддержки реализации мероприятий по реконструкции и развитию систем теплоснабжения определены *Законом Республики Башкортостан от 24.12.2010 № 339-з «Об инвестиционной деятельности в Республике Башкортостан, осуществляемой в форме капитальных вложений».*

Закон регулирует отношения в области инвестиционной деятельности, осуществляемой в форме капитальных вложений, определяет меры, условия и порядок предоставления государственной поддержки инвестиционной деятельности, осуществляемой в форме капитальных вложений.

Государственная поддержка инвестиционной деятельности, осуществляемой в форме капитальных вложений, на территории Республики Башкортостан осуществляется в соответствии с перспективными направлениями социально-экономического развития Республики Башкортостан и в целях:

- повышения инвестиционной активности и привлечения инвестиций в развитие экономики и социальной сферы Республики Башкортостан;
- освоения новых видов конкурентоспособной на внутреннем и внешнем рынках продукции, работ и услуг;
- внедрения ресурсо- и энергосберегающих технологий при выпуске продукции, выполнении работ и оказании услуг;
- повышения рентабельности действующих или вновь создаваемых производств;
- осуществления природоохранных мероприятий;
- совершенствования мер по улучшению условий безопасности труда;
- внедрения соответствующих требованиям мировых стандартов новых технологий, машин и оборудования;
- опережающего развития наукоемких производств с использованием научного и технологического потенциала Республики Башкортостан;
- создания новых рабочих мест;
- расширения использования средств населения и иных внебюджетных источников финансирования жилищного строительства и строительства объектов социально-культурного назначения.

Для регулирования инвестиционной деятельности, осуществляемой в форме капитальных вложений, предусматривается использование следующих форм и методов:

1. Разработка, утверждение и исполнение республиканских инвестиционных программ.
2. Разработка, утверждение и осуществление межмуниципальных инвестиционных проектов и инвестиционных проектов на объекты государственной собственности Республики Башкортостан, финансируемых за счет средств бюджета Республики Башкортостан.
3. Проведение экспертизы инвестиционных проектов в соответствии с законодательством.

4. Предоставление на конкурсной основе государственных гарантий Республики Башкортостан по инвестиционным проектам.
5. Размещение средств бюджетов Республики Башкортостан для финансирования инвестиционных проектов в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации о размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных и муниципальных нужд.
6. Вовлечение в инвестиционный процесс временно приостановленных и законсервированных строек и объектов, находящихся в государственной собственности Республики Башкортостан.
7. Создание и развитие сети информационно-аналитических центров, осуществляющих регулярное проведение рейтингов и публикацию рейтинговых оценок субъектов инвестиционной деятельности.
8. Развитие лизинговой деятельности.
9. Создание возможностей формирования субъектами инвестиционной деятельности собственных инвестиционных фондов.
10. Предоставление льгот по налогам и сборам, инвестиционного налогового кредита, изменение сроков уплаты налогов.
11. Использование имущества, находящегося в государственной собственности Республики Башкортостан, в качестве предмета залога.
12. Субсидирование процентной ставки по банковским кредитам.
13. Компенсация части затрат по приобретению предметов лизинга.
14. Предоставление льгот по аренде земельных участков, находящихся в государственной собственности Республики Башкортостан.
15. Предоставление концессий инвесторам по итогам торгов (аукционов и конкурсов) в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Необходимыми условиями предоставления государственной поддержки инвесторам при осуществлении инвестиционной деятельности, осуществляемой в форме капитальных вложений, являются:

16. Вложение инвестиций в соответствии с перспективными направлениями инвестиционной деятельности Республики Башкортостан, определяемыми Правительством Республики Башкортостан.
17. Соответствие инвестиционного проекта требованиям, устанавливаемым Правительством Республики Башкортостан к приоритетным инвестиционным проектам.
18. Включение приоритетного инвестиционного проекта по результатам отбора, осуществляемого в порядке, определяемом Правительством Республики Башкортостан, в

Перечень приоритетных инвестиционных проектов Республики Башкортостан, сформированный как сводная информационная база приоритетных инвестиционных проектов, реализуемых или планируемых к реализации на территории Республики Башкортостан.

19. Заключение инвестиционного соглашения с Правительством Республики Башкортостан об условиях реализации приоритетного инвестиционного проекта.

## 10.4 Расчеты эффективности инвестиций

### 10.4.1 Методические особенности оценки эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей

Выбор перспективных вариантов развития и реконструкции систем теплоснабжения определялся исходя из эффективности капитальных вложений. В рассматриваемых вариантах предполагается использование существующих тепловых сетей (для отопления и горячего водоснабжения с их необходимой реконструкцией или развитием), а также строительство новых тепловых источников (ТЭЦ, котельных) для обеспечения тепловой энергией перспективных тепловых нагрузок.

Методика оценки эффективности варианта сооружения новых энергоисточников (котельных, мини-ТЭЦ, ГТУ ТЭЦ и ПГУ ТЭЦ) проводилась в соответствии с методическими рекомендациями [19,20], адаптированными к расчету систем электро- и теплоснабжения [21] на стадии прединвестиционных исследований [22] по следующим критериям:

*чистый дисконтированный доход (ЧДД)*, представляющий собой сумму дисконтированных финансовых итогов за все годы функционирования объекта от начала вложения инвестиций до окончания эксплуатации (проекты, имеющие положительное значение ЧДД, не убыточны, так как отдача на капитал превышает вложенный капитал при данной норме дисконта);

*внутренняя норма доходности (ВНД)*, которая представляет собой ту норму дисконта, при которой отдача от инвестиционного проекта равна первоначальным инвестициям в проект;

*индекс выгодности инвестиций (ИВИ)*, т.е. отношение отдачи капитала (приведенных эффектов) к вложенному капиталу (при его использовании принимаются проекты, в которых значение этого показателя больше единицы);

*срок окупаемости* или *период возврата капитальных вложений*, т.е. период, за который отдача на капитал достигает значения суммы первоначальных инвестиций (его рекомендуется вычислять с использованием дисконтирования).

Если в каком-то году значение ЧДД оказывается меньше нуля, то это означает, что проект не эффективен. Тогда необходимо определить цены на тепло или электроэнергию, при которых поток кассовой наличности и величина ЧДД становятся больше нуля. Поток кассовой наличности рассчитывается таким образом, чтобы возможные затраты и издержки (в том числе на модернизацию) могли быть компенсированы в любом году накопленными излишками.

#### 10.4.2 Цены на газ и тарифы на электроэнергию и тепло

Правительство РФ протоколом от 21.09.2011г. № 32 одобрило прогноз динамики стоимости услуг естественных монополий на период 2012-2014 гг.

Определено, что индексация тарифов на природный газ будет осуществляться в последующие годы (начиная с 2012 г.) с 1 июля, а не с 1 января, как планировалось ранее.

При этом ежегодный темп роста цен на газ составит 15% для всех групп потребителей, кроме 2012 г. – 10,4% и 7,1% соответственно для населения и прочих потребителей (Таблица 202).

В соответствии с Государственной ценовой политикой в области газоснабжения к 2015 г. в России прогнозируется переход от государственного регулирования оптовых цен на газ к ценообразованию на газ для внутренних потребителей, основанному на принципе равнодоходности продаж газа на внутреннем и внешнем рынках. При этом сохранится государственное регулирование тарифов на транспортировку газа и платы за снабженческо-сбытовые услуги на территории страны. Равнодоходная цена газа определяется исключением из экспортной цены газа таможенной пошлины, затрат на транзит, хранение и реализацию газа за пределами РФ и разницы в расходах по транспортировке газа до границы и потребителям на внутреннем рынке.

На оптовые цены для населения предполагается сохранить государственное регулирование.

Таблица 202 – Прогноз оптовой цены на газ для конечных потребителей (на конец года), руб./тыс. м<sup>3</sup>

Потребитель	2011 г. (факт)	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Для всех категорий потребителей, кроме населения	3101	3566	4101	4716
Для населения	2312	2659	3058	3160

Цены на покупку электроэнергии для всех потребителей, кроме населения, с 2011 г. в ценовых зонах являются «свободными».

Рост цен на электроэнергию (регулируемых тарифов и рыночных цен) для всех категорий потребителей предполагается в 2012 г. на уровне 7-8%, в 2013-2014 гг. - 9-11% ежегодно, а для населения – 3% (2012 г.), 8-9% (в 2013 г.) и 10-12% (в 2014 г.).

С учетом прогноза Минэкономразвития был сделан прогноз динамики изменения цен на электроэнергию для всех категорий потребителей и для населения (Таблица 203).

Таблица 203 – Прогноз цен на электроэнергию (на конец года), руб./тыс. кВт·ч

Потребитель	2011 оценка	2012	2013	2014
Для всех категорий потребителей, кроме населения	3078	3278-3309	3573-3673	3895-4077
Для населения	2960	3 138	3451-3514	3796-3936

Тарифы на тепловую энергию полностью регулируются государством.

Согласно прогнозам Минэкономразвития индексация регулируемых тарифов на тепловую энергию будет произведена два раза в 2012 г. - на 6% с 1 июля и ещё на 6% с 1 сентября, в 2013 г. - на 8% и в 2014 г. - на 12%. В результате в среднем за год рост регулируемых цен на тепловую энергию составит в 2012 г. 4,8%, в 2013 г. – 11% и в 2014 г. - 9,5-10%. В результате, в 2012 г. рост тарифа на тепловую энергию будет ниже темпов инфляции.

Однако министерство в своих комментариях отмечает, что региональные власти могут устанавливать и более высокие тарифные ставки, если существует критическая потребность в инвестициях в сектор. В то же время мы видим, что темпы роста тарифов на тепло в 2013-2014 гг. ниже темпов роста цен на газ.

#### **10.4.3 Эффективность от закрытия малоэффективных котельных с передачей потребителей другим теплоисточникам**

В результате закрытия 2 котельных (котельная № 4 и котельная № 16), с передачей потребителей для снабжения тепловой энергией другим более эффективным источником, экономия топлива может составить  $(2238 + 3939) * 0,04 = 247,1$  т у.т. или 4 % от сжигаемого в настоящее время топлива.

#### **10.4.4 Техническое перевооружение котельных**

При модернизации 9 котельных путем замены существующего оборудования на современное экономия топлива составит 589,3 т у.т. или 0,62 % (Таблица 204).

Таблица 204 – Экономия топлива при модернизации котельных путем замены оборудования

Наименование котельной, адрес	Характеристика котлов			Расход природного газа, т у.т.	Среднегодовой КПД котельной (с учетом расхода тепла на собственные нужды), %	Удельный расход топлива на отпуск тепла по КПД (с учетом времени), т у.т./Гкал	Новый удельный расход топлива на отпуск тепла, т у.т./Гкал	Средний удельный расход топлива на отпуск тепла, т у.т./Гкал	Новый средний удельный расход топлива на отпуск тепла, т у.т./Гкал	Экономия топлива, т у.т.
	марка	Год ввода в эксплуатацию	КПД котлов, %							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Котельная №1, Островского, д.6, демонтаж 3ДКВР-6,5-13 (2017 г., 2018 г., 2024 г.), замена ДЕ 16-14 на КВГМ-7,56-150 (2021 г.)	ДКВР 6,5/13	1993	91,75	10998	98	0,172	демонтаж	0,166	0,160	57,36
	ДКВР 6,5/13	2006	92,3			0,161				
	ДКВР 6,5/13	2012	92,4			0,158				
	ДКВР 6,5/13	1994	92,4			0,171	демонтаж			
	ДКВР 6,5/13	2000	92,25			0,167	демонтаж			
	ДКВР 6,5/13	2005	92,2			0,163				
	ДЕ 16-14	2010	92,3			0,161				
	ДЕ 16-14	1997	91,8			0,172	0,158			
Котельная №2, Садовое Кольцо, д.2, демонтаж 2ДКВР10-13 (2017 г., 2023 г.)	ДКВР 10/13	2007	91,75	11590	98	0,162		0,166	0,164	24,15
	ДКВР 10/13	2009	91,87			0,162				
	ДКВР 10/13	2009	91,7			0,172				
	ДКВР 10/13	1993	92			0,171	демонтаж			
	ДКВР 10/13	1999	92,25			0,171	демонтаж			
	ДКВР 10/13	2008	92,2			0,162				
	ДКВР 10/13	2010	92,3			0,161				



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Котельная №3, Куйбышева, д.42, демонтаж ПТВМ-30 (2014 г.), замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г.), замена КВГМ-35 на КВГМ-10 (2018 г.), демонтаж ДКВР-10 (2020 г., 2022 г.), замена ДЕ-25 на ДЕ-25 (2023 г.), замена ДКВР-10 на ДКВР-10 (2025 г.)	ДКВР 10/13	1998	90,9	6423	93	0,183	демонтаж	0,175	0,163	74,76
	ДКВР 10/13	1996	90,85			0,183	демонтаж			
	ДЕ-25-14	1999	93,43			0,178	0,167			
	ПТВМ-30	1997	92,5	24350	96	0,174	демонтаж			
	ПТВМ-30	2000	93,66			0,168	0,162			
	ПТВМ-30	1998	93,42			0,168	0,162			
	КВГМ-35-150	2002	93,23			0,169	0,162			
Котельная №7, Девонская, д.8/А (2025 г.) замена 5КВа-0,39Гн на 5КВа-0,39Гн	КВа-0,39Гн	2009	92,2	194	98	0,162	0,158	0,161	0,158	0,55
	КВа-0,39Гн	2009	91,85			0,162	0,158			
	КВа-0,39Гн	2009	92,25			0,162	0,158			
	КВа-0,39Гн	2009	92,95			0,160	0,158			
	КВа-0,39Гн	2009	92,7			0,161	0,158			
Котельная №11, Партизанская, д.9 (2022 г), замена 2ИК-01 на 2ИК-01	ИК-01	2006	76,3	52	81	0,237	0,178	0,224	0,178	2,40
	ИК-01	2006	85,6			0,211	0,178			
Котельная №12, Герцена, д.22 (2014 г.), замена 2Унив-0,46 на 2Унив-0,46	Универсал	1974	85,03	275	79	0,232	0,201	0,233	0,201	8,83
	Универсал	1974	84,13			0,234	0,201			
Котельная №14, Гоголя, д.31, демонтаж ТВГ-4р (2015 г.), замена ТВГ-4р на ТВГ-4р (2015 г., 2016 г.)	ТВГ-4р	1998	90,9	2165	94	0,181	0,169	0,183	0,169	30,78
	ТВГ-4р	1995	90,3			0,182	демонтаж			
	ТВГ-4р	1996	88,68			0,186	0,169			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Котельная №15, Космонавтов, д.59а, демонтаж 2014 г. (ПТВМ-30, ДКВР-20-13), замена ДКВР-20-13 на ДКВР-20-13 (2015 г.) замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г., 2017 г.)	ПТВМ-30	1980	92,75	25457	97	0,172	0,163	0,172	0,163	332,37
	ПТВМ-30	1979	92,95			0,171	0,163			
	ПТВМ-30	1978	92,55			0,172	демонтаж			
	ПТВМ-30	2001	95,38			0,167	0,163			
	ДКВР 20-13	1976	92,3	9814	94	0,178	демонтаж			
	ДКВР 20-13	1976	94,1			0,174	0,163			
Котельная №16, Северная, д.8/2 (с учетом нагрузки 4-й котельной), замена ДКВР-10-13 на КВГМ-10-150 (2014 г.), замена ДКВР-10-13 на ДКВР-10-13 (2015 г.), замена ДКВР-10-13 на ДКВР-10-13 (2016 г.)	ДКВР 10-13	1983	91,3	3939	86	0,197	0,181	0,196	0,181	60,23
	ДКВР 10-13	1983	91,83			0,196	0,181			
	ДКВР 10-13	1983	91,75			0,196	0,181			
ИТОГО				95257						589,03

#### 10.4.5 Замещение котельных путем строительства новых БМК

Эффективность использования небольших котельных повышенной заводской готовности (блочно-модульные котельные) определяется: а) простотой конструкций, быстротой и легкостью монтажа; б) меньшей на 30-40 % металлоемкостью сооружений и на 35-80 % стоимостью строительно-монтажных работ; в) в 6-7 раз меньшими трудозатратами; г) сокращением в 10 раз расхода сборного и монолитного железобетона; д) уменьшением в 1,5-2 раза эксплуатационных затрат; е) низкими расходами топлива, так КПД котельных достигает 90-92 %, а удельный расход топлива на отпуск тепла составляет 158-162 кг у.т./Гкал.

Исходя из среднего удельного расхода топлива в размере 159-160 кг у.т./Гкал (в зависимости от мощности БМК) на 4-х существующих котельных установка новых БМК дает экономию топлива в размере 123,07 т у.т. или 4,25 % (Таблица 205).

Оценки технико-экономической эффективности строительства котельных в ценовых условиях 2012 г. показали следующее (Таблица 206):

- Строительство котельных при существующих ценах на топливо и тарифах на тепло и электроэнергию (3307,878 руб./т у.т.; 945,44 руб./Гкал; 3,06 руб./кВт.ч) не эффективно.
- Минимальная эффективность (положительное значение ЧДД, ВНД больше 10 %, а срок окупаемости предельный 11-12 лет) наблюдается для:
- блочно-модульных котельных (БМК) при повышении тарифа на тепло на 18-90 % (самой неэффективной следует признать строительство БМК-1,1 котельной № 8, связанное с очень низкой загрузкой оборудования в течение года – 1822 час./год);
- каскадных котельных для ГВС (КК ГВС) при повышении тарифа на тепло на 24-62 % (самыми неэффективными следует признать строительство КК ГВС мощность 0,046 МВт, связанное с высокими капиталовложениями);
- строительство отдельно стоящей котельной (БМК-31) при повышении тарифа на тепло на 22,5 % (основную роль сыграли: а) принятые цены на оборудование; б) привязка к местности – 40 %; в) длительность строительства в две очереди).

Таблица 205 – Экономия топлива при строительстве новых котельных (типа БМК)

Наименование котельной, адрес	Характеристика котлов			Расход природного газа, т у.т.	Среднегодовой КПД котельной (с учетом расхода тепла на собственные нужды), %	Удельный расход топлива на отпуск тепла по КПД (с учетом времени), т у.т./Гкал	Средний удельный расход топлива на отпуск тепла, т у.т./Гкал	Новый средний удельный расход топлива на отпуск тепла, т у.т./Гкал	Экономия топлива, т у.т.
	марка	Год ввода в эксплуатацию	КПД котлов, %						
"Котельная №8" ул. Бакинская, д. 8 (БМК-1,1, 2015 г.)	НР-18 пар	1961	83,45	285	87	0,215	0,208	0,16	13,63
	НР-18 пар	2006	83,45			0,207			
	НР-18 вод	1980	89,13			0,200			
	НР-18 вод	1972	85,23			0,210			
"Котельная №9" Отдельно-стоящая ул. Ломоносова, д. 1/а (БМК-1,74, 2015 г.)	НР-18 вод	1998	85,2	697	85	0,215	0,207	0,16	28,57
	НР-18 вод	2000	88,53			0,201			
	НР-18 пар	1998	85,88			0,213			
	Е-1,0-0,9Г	1994	91,43			0,199			
"Котельная №10" ул. Совхозная (БМК-0,57, 2013 г.)	ТВГ-1,5	1999	88	401	92	0,192	0,189	0,160	11,02
	ТВГ-1,5	2002	88,55			0,186			
	ТВГ-1,5	1995	88,33			0,191			
"Котельная №13" Олега Кошевого ул, д. 4 (БМК-5, 2014 г.)	НР-18 пар	1961	86,5	1602	90	0,200	0,202	0,159	69,04
	НР-18 вод	1961	87,65			0,197			
	НР-18 вод	1978	87,1			0,198			
	Энергия	1977	83,53			0,207			
	Энергия	1978	84,68			0,204			
	Энергия	1961	83,98			0,206			
ИТОГО				2895					123,07

Таблица 206 – Основные технико-экономические показатели эффективности строительства котельных

Показатели	Котельная №13 ул. Олега Кошова, 4 (2014 г.)	Котельная №10 ул. Советская (2013 г.)	Котельная №8 ул. Бакинская, 8 (2015 г.)	Котельная №9 Отдельностоящая ул. Ломоносова, 1/а (2015 г.)	Каскадная котельная для ГВС: ж/д Садовое Кольцо, 13; ж/д Садовое Кольцо, 17; ж/д Комсомольская, 20А (2014 г.)	Каскадная котельная для ГВС д/с Девонская, 6А (2014 г.)	Каскадная котельная для ГВС д/с Комсомольская, 22 (2014 г.)	БМК-31 для нагрузок мкр. 32А и мкр. 33 (1-я оч. 4*5,5 - 2017 г., 2-я оч. 2*4,5 - 2020 г.)
Тип котельной и мощность, МВт	БМК-5	БМК-0,57	БМК-1,1	БМК-1,74	КК ГВС (0,046)	КК ГВС (0,3)	КК ГВС (0,0983)	БМК-31
Тепловая мощность, Гкал/ч	4,3	0,489	0,95	1,60	0,0395	0,2600	0,0800	26,655
Суммарные капиталовложения, млн. руб.	24,075	4,391	8,474	8,990	0,354	2,311	0,757	208,971
Срок строительства, лет.	2	1	2	2	1	1	1	4
Персонал, чел.	8	4	4	4	1	2	1	25
Топливо, тыс. т у.т.	1600	412	277	580	33	162	67	11055
Цены и тарифы на:								
тепло, руб./Гкал	1134,53	1115,62	1796,34	1229,07	1531,61	1172,35	1172,35	1158,16
Превышение тарифа на тепло, %	120,00%	118,00%	190,00%	130,00%	162,00%	124,00%	124,00%	122,50%
электроэнергию, руб./кВт.ч	3,06							
газ, руб./т у.т.	3307,878							
Отпуск тепла, тыс. Гкал	10,062	2,578	1,731	3,624	0,208	1,027	0,421	69,970
Загрузка установленной мощности, час./год	2340	5272	1822	2265	7900	7900	7900	2625
ЧДД, млн. руб.	2,261	0,358	0,099	1,206	0,022	0,112	0,047	0,216
ВНД, %	11,22%	11,06%	10,16%	11,93%	10,95%	10,74%	10,95%	10,02%
Срок окупаемости, лет	10	10	12	11	11	11	11	11
Дисконтированный срок окупаемости, лет	19	19	23	18	20	21	20	22

#### 10.4.6 Эффективности строительства новых мини-ТЭЦ

Анализ информации по технико-экономическому состоянию котельных № 3 и № 15, которых предполагается развитие мини-ТЭЦ на базе газо-поршневых агрегатов различной мощности, показал следующее:

- Объем ежегодного электропотребления котельных № 3 и № 15 на собственные нужды (СН) ориентировочно составляет 6800 и 8100 тыс. кВт·ч, соответственно. Исходя из рассматриваемых вариантов установки оборудования мини-ТЭЦ в котельных № 3 (4\*ГПУ-0,321) и № 15 (4\*ГПУ-0,483) при выработке электроэнергии на СН предельное число часов использования установленных мощностей мини-ТЭЦ составит 5300 и 4200 час./год, соответственно. При установке в котельной № 15 мини-ТЭЦ 3\*ГПУ-4,3 это величина составит 630 час./год, что явно будет не эффективно.
- Уровни нагрузок ГВС в этих котельных позволяют использовать установленные тепловые мощности котельных при числе часов использования до 7200 час./год (при работе 7900 час./год часть тепловой энергии будет покрывать отопительный график тепловой нагрузки, что снизит работу котельных при отпуске тепла на отопление), однако при этом необходимо часть электроэнергии сбрасывать на оптовый рынок электроэнергии (ОРЭЭ), соответственно по ценам приема электроэнергии на ОРЭЭ (в настоящее время эти цены составляют 2-2,5 руб./кВт·ч, в то время как покупка электроэнергии на СН котельных составляет 3,06 руб./кВт·ч).

Оценки технико-экономической эффективности мини-ТЭЦ в ценовых условиях 2012 г. показали следующее (Таблица 207):

- При работе мини-ТЭЦ с максимально выгодными условиями (тариф на электроэнергию – 3,06 руб./кВт·ч; загрузка оборудования – 7900 час./год; тариф на тепло – 945,44 руб./Гкал) срок окупаемости инвестиций составляет 6-9 лет, внутренняя норма доходности – 23,47-36,33 %, что вполне приемлемо в современных условиях.
- В случае невозможности реализации электроэнергии на ОРЭЭ по цене 3,06 руб./кВт·ч, минимальные цены на электроэнергию должны составлять 1,8-2,3 руб./кВт·ч (при этом достигается положительное значение ЧДД, ВНД больше 10 %, а срок окупаемости предельный 11-12 лет).
- При работе мини-ТЭЦ на выработку электроэнергии на СН котельных (тариф на электроэнергию – 3,06 руб./кВт·ч; загрузка оборудования – 4200-5300 час./год) необходимо поднять тариф на тепло до 1323 руб./Гкал или 40 % для

котельной № 15 (при этом достигается положительной значение ЧДД, ВНД больше 10 %, а срок окупаемости предельный 11 лет). Фактически более эффективно использовать мини-ТЭЦ на котельной № 3. Строительство мини-ТЭЦ 3\*ГПУ-4,3 для работы по обеспечению собственных нужд котельной в электроэнергии не эффективно.

- Строительство мини-ТЭЦ мощностью 0,8 МВт 2 блока ГПУ-0,4 на котельных № 3 и № 15 (как вариант развития схемы теплоснабжения) возможен только при тарифах на электроэнергию – 3,06 руб./кВт·ч и на тепло 2174 руб./Гкал (Таблица 207) или выше существующего в 2,3 раза, это объясняется не высокой загрузкой мини-ТЭЦ на нужды ГВС (выработка тепла составляет 3100 Гкал).
- Строительство мини-ТЭЦ мощностью 8 МВт 2 блока ГТЭС «Урал-4000» на новой котельной для теплоснабжения перспективных микрорайонов (как вариант развития схемы теплоснабжения) возможен только при тарифах на электроэнергию – 3,06 руб./кВт·ч и на тепло 1342 руб./Гкал (Таблица 207) или выше существующего 42 %, что связано: а) с длительными сроками строительства и набора тепловой мощности в котельной; б) низким КПД производства электроэнергии в ГТУ (24 %).

Таблица 207 – Основные технико-экономические показатели эффективности строительства мини-ТЭЦ

Показатели	Котельная №15, ул. Космонавтов, д.59а демонтаж 2014 г. (ПТВМ-30, ДКВР-20-13), ввод ГПЭС-12900 (2014 г.), демонтаж 2015 г. (ДКВР-20-13), замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г., 2017 г.)		Котельная №15, ул. Космонавтов, д.59а демонтаж 2014 г. (ПТВМ-30, ДКВР-20-13), ввод ГПУ-1932 (2014 г.), замена ДКВР-20-13 на ДКВР-20-13 (2015 г.), замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г., 2017 г.)			Котельная №3, ул. Куйбышева, д.42 демонтаж ПТВМ-30 и ввод ГПУ-1284 (2014 г.), замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г.), замена КВГМ-35 на КВГМ-10 (2018 г.), демонтаж ДКВР-10 (2020 г., 2022 г.), замена ДЕ-25 на ДЕ-25 (2023 г.), замена ДКВР-10 на ДКВР-10 (2025 г.)			Котельная №3, ул. Куйбышева, д.42 или Котельная №15, ул. Космонавтов, д.59а		ГТЭС "Урал-4000" (2 блока 2017 г.) и НК-15 для нагрузок мкр. 32А и мкр. 33 (1-я оч. 5 МВт- 2017 г., 2-я оч. 5 МВт- 2020 г., 3-я оч. 5 МВт- 2025 г.)
Тип и количество блоков	3*ГПУ-4,3		4*ГПУ-0,483			4*ГПУ-0,321			2*ГПУ-0,4		2*ГТЭС "Урал-4000" + 3 блока по 5 МВт
Установленная мощность мини-ТЭЦ / пиковой котельной (ПК):											
электрическая, кВт	12900		1932			1284			800		8
тепловая, Гкал/ч	9,6		2,2			1,52			0,73		16,6 / 12,9
Суммарные капиталовложения, млн. руб.	1035,38		185,739			108,233			54,936		526,932
Срок строительства, лет.	2		2			2			1		7
Персонал, чел.	10		10			8			6		41
Топливо, тыс. т у.т.	40,764		6,105	5,564	3,246	4,057	3,698	2,722	1,344		16,126
Цены и тарифы на:											
тепло, руб./Гкал	945,44	945,44	945,44	945,44	1323,62	945,44	945,44	945,44	2174,51		1342,52
электроэнергию, руб./кВт.ч	3,06	1,8	3,06	2,1	3,06	3,06	2,3	3,06	3,06		3,06
газ, руб./т у.т.	3370,601		3370,601			3370,601			3370,601		3370,601
Реализация (отпуск) энергии:											
тепла, млн. Гкал	0,076		0,017	0,016	0,009	0,012	0,011	0,008	0,0031		0,081
электроэнергии, млн. кВт.ч	97,976		14,523	13,236	7,721	9,641	8,786	6,468	3,216		17,464
График работы ТЭЦ	на ОРЭЭ (max тариф на э/э)	на ОРЭЭ (min тариф на э/э)	на ОРЭЭ (max тариф на э/э)	на ОРЭЭ (min тариф на э/э)	на СН котельной (min тариф на тепло)	на ОРЭЭ (max тариф на э/э)	на ОРЭЭ (min тариф на э/э)	на СН котельной (min тариф на тепло)	на СН котельной (min тариф на тепло)	на СН котельной (min тариф на тепло)	
Загрузка установленных мощностей (ТЭЦ	7900	7900	7900	7200	4200	7900	7200	5300	4200		2485 / 3065



Показатели	Котельная №15, ул. Космонавтов, д.59а демонтаж 2014 г. (ПТВМ-30, ДКВР-20-13), ввод ГПЭС-12900 (2014 г.), демонтаж 2015 г. (ДКВР-20-13), замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г., 2017 г.)		Котельная №15, ул. Космонавтов, д.59а демонтаж 2014 г. (ПТВМ-30, ДКВР-20-13), ввод ГПУ-1932 (2014 г.), замена ДКВР-20-13 на ДКВР-20-13 (2015 г.), замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г., 2017 г.)			Котельная №3, ул. Куйбышева, д.42 демонтаж ПТВМ-30 и ввод ГПУ-1284 (2014 г.), замена ПТВМ-30 на ПТВМ-30 (2015 г., 2016 г.), замена КВГМ-35 на КВГМ-10 (2018 г.), демонтаж ДКВР-10 (2020 г., 2022 г.), замена ДЕ-25 на ДЕ-25 (2023 г.), замена ДКВР-10 на ДКВР-10 (2025 г.)			Котельная №3, ул. Куйбышева, д.42 или Котельная №15, ул. Космонавтов, д.59а	ГТЭС "Урал-4000" (2 блока 2017 г.) и НК-15 для нагрузок мкр. 32А и мкр. 33 (1-я оч. 5 МВт- 2017 г., 2-я оч. 5 МВт- 2020 г., 3-я оч. 5 МВт- 2025 г.)
Тип и количество блоков	3*ГПУ-4,3		4*ГПУ-0,483			4*ГПУ-0,321			2*ГПУ-0,4	2*ГТЭС "Урал-4000" + 3 блока по 5 МВт
/ ПК), час./год										
ЧДД, млн. руб.	904,27	37,99	110,25	2,63	11,52	69,39	3,59	11,72	4,59	3,00
ВНД, %	36,33%	10,97%	24,60%	10,35%	11,52%	23,47%	10,70%	12,27%	11,26%	10,11%
Срок окупаемости, лет	6	11	7	11	11	7	11	10	11	14
Дисконтированный срок окупаемости, лет	6	20	8	22	19	9	21	17	19	23

## **10.5 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения**

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации 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.

Статья 11 Закона определяет, что установление тарифов в сфере теплоснабжения осуществляется в целях необходимости обеспечения единых тарифов для потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, находящихся в одной зоне деятельности единой теплоснабжающей организации и относящихся к одной категории потребителей, для которых законодательством Российской Федерации предусмотрена дифференциация тарифов на тепловую энергию (мощность), теплоноситель, за исключением потребителей, которые заключили:

- в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом, договоры теплоснабжения и (или) договоры поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя по ценам, определенным соглашением сторон в отношении объема таких поставок;
- долгосрочные договоры теплоснабжения и (или) договоры поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя с применением долгосрочных тарифов в отношении объема таких поставок.

На территории городского округа г. Октябрьский функционирует только одна теплоснабжающая организация, тарифы которой подлежат государственному регулированию – ОАО «Октябрьсктеплоэнерго». Соответственно зона деятельности единой теплоснабжающей организации определена в границах систем централизованного теплоснабжения данной организации.

Оценка ценовых последствий реализации мероприятий по реконструкции и развитию систем централизованного теплоснабжения ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» выполняется с учетом следующих условий:

- Общий объем инвестиций в реконструкцию и развитие систем централизованного теплоснабжения включает все инвестиции в источники тепловой энергии и тепловые сети в период с 2013 по 2027 годы.
- Источники инвестиций в реконструкцию и развитие оборудования СЦТ включают: существующие амортизационные фонды теплоснабжающего предприятия; амортизационные отчисления от нового оборудования теплоисточников и тепловых сетей; дополнительную прибыль, получаемую в результате введения инвестиционной составляющей в тариф на тепловую энергию; плату за подключение к системам теплоснабжения.
- Реконструкция источников тепловой энергии и тепловых сетей выполняется за счет тарифа на тепловую энергию, строительство новых источников и развитие тепловых сетей с расширением зон СЦТ – за счет платы за подключение к системам централизованного теплоснабжения.
- Инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию складывается из амортизационных отчислений от стоимости существующего и нового оборудования и дополнительной прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений.
- Для приведения к ценам соответствующих лет суммы инвестиций индексируются в соответствии с индексами-дефляторами, опубликованными Минэкономразвития РФ в Прогнозе долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, по варианту 2, соответствующему инновационному сценарию социально-экономического развития.
- Финансирование капиталовложений в развитие существующих СЦТ обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет, капиталовложения в новые источники тепловой энергии – за счет акционерного капитала.
- Для снижения нагрузки на тарифы на тепловую энергию требуется государственная поддержка в виде предоставления бюджетных ссуд, государственных гарантий, либо субсидирования процентной ставки по кредитам, предоставляемым финансовыми организациями (в соответствии с законодательством Республики Башкортостан о государственной поддержке инвестиционной деятельности и частно-государственном партнерстве).
- Все расчеты производятся без учета налога на добавленную стоимость.

Схемой теплоснабжения городского округа город Октябрьский Республики Башкортостан предусмотрено семь вариантов реконструкции систем теплоснабжения ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»:

1. Реконструкция 1 – реконструкция котельных и тепловых сетей, выработавших срок эксплуатации, закрытие котельной №4 с переводом ее нагрузки на котельную №16, строительство 5 новых котельных для теплоснабжения жилых и общественных зданий, строительство блочно-модульной котельной для теплоснабжения мкр. 32А и 33.
2. Реконструкция 2 – реконструкция котельных и тепловых сетей, выработавших срок эксплуатации, закрытие котельных №4 и №16 с переводом нагрузки на котельную №2, строительство 5 новых котельных для теплоснабжения жилых и общественных зданий, строительство блочно-модульной котельной для теплоснабжения мкр. 32А и 33.
3. Реконструкция 3 (Вариант 1) – включает в себя реконструкцию 1, с учетом установки ГПУ на котельных №3 (4\*ГПУ-0,321) и №15 (4\*ГПУ-0,483).
4. Реконструкция 3 (Вариант 2) - включает в себя реконструкцию 1, с учетом установки ГПЭС на котельной №15 (3\*ГПУ-4,3).
5. Реконструкция 4 (Вариант 1) – включает в себя реконструкцию 2, с учетом установки ГПУ на котельных №3 (4\*ГПУ-0,321) и №15 (4\*ГПУ-0,483).
6. Реконструкция 4 (Вариант 2) - включает в себя реконструкцию 2, с учетом установки ГПЭС на котельной №15 (3\*ГПУ-4,3).
7. Реконструкция 5 – реконструкция котельных и тепловых сетей, выработавших срок эксплуатации, закрытие котельной №4 с переводом ее нагрузки на котельную №16, строительство 5 новых котельных для теплоснабжения жилых и общественных зданий, установка ГПУ на котельных №3 (2\*ГПУ-0,4) и №15 (2\*ГПУ-0,4), строительство мини-ТЭЦ (2\*ГТУ-4п) с пиковой котельной для теплоснабжения мкр. 32А и 33.

Вариант №7 (реконструкция 5) сформирован на основании Протокола №4 совещания рабочей группы по разработке Схемы теплоснабжения г. Октябрьского от 19.06.2013.

Основой для принятого варианта является реконструкция 1. Вариант предусматривает установку газо-поршневых установок меньшей мощности на котельных №3 и №15 для выработки электроэнергии на собственные нужды котельных. Также предусмотрено строительство мини-ТЭЦ в системе централизованного теплоснаб-

жения микрорайонов 32а и 33. Мини-ТЭЦ должна обеспечивать выработку электроэнергии на собственные нужды источника и на нужды города.

Расчеты показали, что минимальный объем инвестиций для реконструкции систем теплоснабжения ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» требуется при реконструкции 2 и составляет 1230 млн. руб. (Таблица 208). Максимального объема инвестиций в сумме 1965,2 млн. руб. требует реконструкция 3 (вариант 2), при которой на базе котельной №15 строится ГПУ мощностью 12,9 МВт.

Инвестиции реконструкции 5 составляют 1659,7 млн. руб. В структуре инвестиций максимальную долю (33,49%) составляют капиталовложения в строительство трех мини-ТЭЦ. Примерно такой же объем вложений требуется для перехода с принятых расчетных параметров графиков 95/70°С на параметры 115/70°С на котельных №№ 1, 2, 3, 15 и 16 с установкой в ИТП узлов смешения (32,54%). Доля инвестиций в реконструкцию котельных составляет 16,8%, реконструкции существующих тепловых сетей в связи с исчерпанием их ресурса – 11,36%, замещение котельных со строительством БМК – 2,77%, строительство перспективных тепловых сетей – 2,62%.

Таблица 208 – Стоимость мероприятий по реконструкции и развитию систем централизованного теплоснабжения ОАО «Октябрьск-теплоэнерго» в период до 2027 года, по вариантам, млн. руб. (в ценах 2013 года, без НДС)

Показатель	Год																Итого
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
Реконструкция 1	147,3	232,6	146,8	235,3	178,5	106,9	58,5	40,2	16,5	6,3	8,9	21	10,2	19,7	3,4	1232,1	
Узлы смещения	89,3	149,4	84,2	81,6	81,9	53,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	540,1	
Тепловые сети (перспективные)	25,6	11,7	1,8	0,8	0	0	0	0	2,5	1,1	0	0	0	0	0	43,5	
Тепловые сети (исчерпание ресурса)	15,5	27	24,9	19,6	20,1	17,7	10,4	8,3	7,1	3,9	6,9	10,2	7,3	7,2	2,5	188,6	
Котельные (закрытие)	0	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,6	
Котельные (реконструкция)	0,7	16,4	30,1	39,5	28,2	35,5	1,3	9,1	7	1,2	1,9	10,8	2,9	12,5	0,9	198,0	
Котельные (замещение БМК)	16,2	24	5,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,9	
Котельные (новые)	0	4,1	0	93,7	45,6	0	46,9	22,8	0	0	0	0	0	0	0	213,1	
Мини-ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	
Реконструкция 2	146,9	230,3	139,7	228,7	192,9	106,9	58,5	40,2	16,5	6,2	8,9	21	10,2	19,7	3,4	1230,0	
Узлы смещения	89,3	149,4	84,2	81,6	81,9	53,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	540,1	
Тепловые сети (перспективные)	25,6	11,7	1,8	0,8	0	0	0	0	2,5	1,1	0	0	0	0	0	43,5	
Тепловые сети (исчерпание ресурса)	15,5	27	24,9	19,6	20,1	17,7	10,4	8,3	7,1	3,9	6,9	10,2	7,3	7,2	2,5	188,6	
Котельные (закрытие)	0	3,2	0	0	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,8	
Котельные (реконструкция)	0,3	10,8	23,1	33	42,6	35,5	1,3	9,1	7	1,2	2	10,8	2,9	12,5	0,9	193,0	
Котельные (замещение БМК)	16,2	24	5,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,9	
Котельные (новые)	0	4,1	0	93,7	45,6	0	46,9	22,8	0	0	0	0	0	0	0	213,1	
Мини-ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	
Реконструкция 3 (вариант 1)	147,3	370,6	231,7	235,3	178,5	106,9	58,5	40,2	16,5	6,3	8,9	21	10,2	19,5	3,4	1454,8	
Узлы смещения	89,3	149,4	84,2	81,6	81,9	53,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	540,1	
Тепловые сети (перспективные)	25,6	11,7	1,8	0,8	0	0	0	0	2,5	1,1	0	0	0	0	0	43,5	
Тепловые сети (исчерпание ресурса)	15,5	27	24,9	19,6	20,1	17,7	10,4	8,3	7,1	3,9	6,9	10,2	7,3	7,2	2,5	188,6	
Котельные (закрытие)	0	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,6	
Котельные (реконструкция)	0,7	16,4	30,1	39,5	28,2	35,5	1,3	9,1	7	1,2	1,9	10,8	2,9	12,4	0,9	197,9	
Котельные (замещение БМК)	16,2	24	5,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,9	
Котельные (новые)	0	4,1	0	93,7	45,6	0	46,9	22,8	0	0	0	0	0	0	0	213,1	
Мини-ТЭЦ	0	138	84,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	222,9	
Реконструкция 3 (вариант 2)	147,3	690,5	412,2	245,1	178,5	106,9	58,5	40,2	16,5	6,3	8,9	21	10,2	19,7	3,4	1965,2	
Узлы смещения	89,3	149,4	84,2	81,6	81,9	53,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	540,1	
Тепловые сети (перспективные)	25,6	11,7	1,8	0,8	0	0	0	0	2,5	1,1	0	0	0	0	0	43,5	
Тепловые сети (исчерпание ресурса)	15,5	27	24,9	19,6	20,1	17,7	10,4	8,3	7,1	3,9	6,9	10,2	7,3	7,2	2,5	188,6	
Котельные (закрытие)	0	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,6	
Котельные (реконструкция)	0,7	16,4	13,8	49,3	28,2	35,5	1,3	9,1	7	1,2	1,9	10,8	2,9	12,5	0,9	191,5	
Котельные (замещение БМК)	16,2	24	5,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,9	

Показатель	Год																Итого
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
Котельные (новые)	0	4,1	0	93,7	45,6	0	46,9	22,8	0	0	0	0	0	0	0	213,1	
Мини-ТЭЦ	0	457,8	281,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	739,5	
Реконструкция 4 (вариант 1)	146,9	368,3	224,6	228,7	192,9	106,9	58,5	40,2	16,5	6,2	8,9	21	10,2	19,5	3,4	1452,7	
Узлы смещения	89,3	149,4	84,2	81,6	81,9	53,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	540,1	
Тепловые сети (перспективные)	25,6	11,7	1,8	0,8	0	0	0	0	2,5	1,1	0	0	0	0	0	43,5	
Тепловые сети (исчерпание ресурса)	15,5	27	24,9	19,6	20,1	17,7	10,4	8,3	7,1	3,9	6,9	10,2	7,3	7,2	2,5	188,6	
Котельные (закрытие)	0	3,2	0	0	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,8	
Котельные (реконструкция)	0,3	10,8	23,1	33	42,6	35,5	1,3	9,1	7	1,2	2	10,8	2,9	12,4	0,9	192,9	
Котельные (замещение БМК)	16,2	24	5,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,9	
Котельные (новые)	0	4,1	0	93,7	45,6	0	46,9	22,8	0	0	0	0	0	0	0	213,1	
Мини-ТЭЦ	0	138	84,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	222,9	
Реконструкция 4 (вариант 2)	146,9	688,1	405,1	238,6	192,9	106,9	58,5	40,2	16,5	6,2	8,9	21	10,2	19,7	3,4	1963,1	
Узлы смещения	89,3	149,4	84,2	81,6	81,9	53,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	540,1	
Тепловые сети (перспективные)	25,6	11,7	1,8	0,8	0	0	0	0	2,5	1,1	0	0	0	0	0	43,5	
Тепловые сети (исчерпание ресурса)	15,5	27	24,9	19,6	20,1	17,7	10,4	8,3	7,1	3,9	6,9	10,2	7,3	7,2	2,5	188,6	
Котельные (закрытие)	0	3,2	0	0	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,8	
Котельные (реконструкция)	0,3	10,8	6,8	42,8	42,6	35,5	1,3	9,1	7	1,2	2	10,8	2,9	12,5	0,9	186,5	
Котельные (замещение БМК)	16,2	24	5,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,9	
Котельные (новые)	0	4,1	0	93,7	45,6	0	46,9	22,8	0	0	0	0	0	0	0	213,1	
Мини-ТЭЦ	0	457,8	281,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	739,5	
Реконструкция 5	147,3	342,5	173,3	566,4	158,1	106,9	32,9	21,3	16,5	6,3	8,9	42,3	14,1	19,5	3,4	1659,7	
Узлы смещения	89,3	149,4	84,2	81,6	81,9	53,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	540,1	
Тепловые сети (перспективные)	25,6	11,7	1,8	0,8	0	0	0	0	2,5	1,1	0	0	0	0	0	43,5	
Тепловые сети (исчерпание ресурса)	15,5	27	24,9	19,6	20,1	17,7	10,4	8,3	7,1	3,9	6,9	10,2	7,3	7,2	2,5	188,6	
Котельные (закрытие)	0	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,6	
Котельные (реконструкция)	0,7	16,4	35,4	60,8	32,1	35,5	22,6	13	7	1,2	1,9	32,1	6,8	12,4	0,9	278,8	
Котельные (замещение БМК)	16,2	24	5,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,9	
Котельные (новые)	0	4,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,1	
Мини-ТЭЦ	0	109,9	21,2	403,6	21,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555,9	

В соответствии с калькуляцией тарифов ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», утвержденной Государственным комитетом по тарифам Республики Башкортостан, средний тариф на тепловую энергию в 2013 году составил 894,42 руб./Гкал (без НДС).

Без проведения мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, и с учетом тарифных индексов Минэкономразвития РФ, к 2027 году средний тариф на тепловую энергию увеличится до 1981 руб./Гкал.

Проведение мероприятий по реконструкции и развитию требует введения в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений (Таблица 209).

Расчет инвестиционной составляющей по вариантам показал достижение максимального значения данного показателя к 2022 году, когда инвестиции в тарифе составляют 182-183 руб./Гкал. В дальнейшем, по мере возврата заемных средств, составляющая снижается и в 2027 году составляет 88-89 руб./Гкал.

Финансирование инвестиций в период до 2025 года осуществляется за счет амортизационной составляющей в тарифе на тепловую энергию и чистой прибыли от реализации тепловой энергии, с 2026 года – за счет амортизационной составляющей.

Основной экономический эффект при реализации мероприятий по реконструкции систем централизованного теплоснабжения достигается за счет снижения удельных расходов топлива при производстве тепловой энергии. Объем экономии топлива, по сравнению с базовым вариантом (без реконструкции), увеличивается по мере реализации мероприятий и роста загрузки источников. К 2027 году экономия топлива составляет от 6,2 млн. куб.м природного газа при реконструкции 1 до 9,6 млн. куб.м при реконструкции 4 (вариант 2).

Экономический эффект в тарифе на тепловую энергию существующих источников в 2027 году составит: реконструкция 1 – 81 руб./Гкал; реконструкция 4 (вариант 2) – 126 руб./Гкал; реконструкция 5 – 84 руб./Гкал.

Различия вариантов реконструкции в объеме экономии топлива и, соответственно, экономическом эффекте в тарифе на тепловую энергию определяются разной загрузкой источников с более высокими или низкими удельными расходами топлива.



Таблица 209 – Инвестиционная составляющая и экономический эффект в среднем тарифе на тепловую энергию для существующих СЦТ ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», по вариантам, млн. руб. (в ценах соответствующих лет, без НДС)

Показатель	Год														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Реконструкция 1</b>															
Сумма инвестиций, включаемых в тариф на тепловую энергию, тыс. руб.	0	35172	51382	68188	85687	100154	101810	104396	106553	107359	96709	77179	62759	49468	32588
Амортизационные отчисления	1970	19555	27661	36064	44813	52046	52875	54168	55246	55649	56373	58145	59040	60797	61107
Финансирование инвестиций из прибыли	0	15616	23721	32124	40874	48107	48935	50228	51307	51710	40336	19034	3719	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль	0	19520	29652	40155	51092	60134	61169	62785	64134	64637	50420	23793	4649	0	0
Налог на прибыль	0	3904	5930	8031	10218	12027	12234	12557	12827	12927	10084	4759	930	0	0
Инвестиционная составляющая в тарифе, руб./Гкал	0	57	84	110	148	173	175	179	182	183	162	122	94	89	89
Экономический эффект в тарифе, руб./Гкал	0	6	14	25	34	44	46	51	55	57	66	70	74	80	81
Перспективный тариф на тепловую энергию для существующих СЦТ, руб./Гкал	894	1043	1171	1276	1396	1489	1554	1609	1680	1753	1802	1840	1894	1935	1988
<b>Реконструкция 2</b>															
Сумма инвестиций, включаемых в тариф на тепловую энергию, тыс. руб.	0	34880	50304	66329	85660	100126	101783	104368	106525	107324	96722	77444	63810	51299	32588
Амортизационные отчисления	1970	19410	27122	35134	44799	52033	52861	54154	55232	55632	56359	58132	59027	60784	61093
Финансирование инвестиций из прибыли	0	15470	23182	31195	40860	48094	48922	50215	51293	51692	40363	19313	4784	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль	0	19338	28978	38994	51075	60117	61152	62768	64116	64615	50454	24141	5979	0	0
Налог на прибыль	0	3868	5796	7799	10215	12023	12230	12554	12823	12923	10091	4828	1196	0	0
Инвестиционная составляющая в тарифе, руб./Гкал	0	56	82	107	148	173	175	179	182	183	162	123	96	89	89
Экономический эффект в тарифе, руб./Гкал	0	10	17	27	39	49	52	56	60	63	72	77	81	87	89
Перспективный тариф на тепловую энергию для существующих СЦТ, руб./Гкал	894	1039	1167	1271	1391	1484	1549	1603	1674	1747	1795	1834	1889	1928	1980
<b>Реконструкция 3 (вариант 1)</b>															
Сумма инвестиций, включаемых в тариф на тепловую энергию, тыс. руб.	0	35172	51382	68188	85687	100154	101810	104396	106553	107359	96709	77179	62759	49445	32565
Амортизационные отчисления	1970	19555	27661	36064	44813	52046	52875	54168	55246	55649	56373	58145	59040	60786	61095
Финансирование инвестиций из прибыли	0	15616	23721	32124	40874	48107	48935	50228	51307	51710	40336	19034	3719	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль	0	19520	29652	40155	51092	60134	61169	62785	64134	64637	50420	23793	4649	0	0
Налог на прибыль	0	3904	5930	8031	10218	12027	12234	12557	12827	12927	10084	4759	930	0	0
Инвестиционная составляющая в тарифе,	0	57	84	110	148	173	175	179	182	183	162	122	94	89	89

Показатель	Год														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
руб./Гкал															
Экономический эффект в тарифе, руб./Гкал	0	9	20	31	41	51	53	58	62	65	73	78	82	88	90
Перспективный тариф на тепловую энергию для существующих СЦТ, руб./Гкал	894	1041	1165	1270	1389	1482	1548	1602	1673	1746	1794	1832	1886	1927	1979
Реконструкция 3 (вариант 2)															
Сумма инвестиций, включаемых в тариф на тепловую энергию, тыс. руб.	0	35172	49557	67536	85035	99502	101158	103744	105901	106707	96056	76527	63932	49468	32588
Амортизационные отчисления	1970	19555	26748	35737	44487	51720	52549	53841	54920	55323	56047	57819	58714	60471	60781
Финансирование инвестиций из прибыли	0	15616	22809	31798	40548	47781	48609	49902	50981	51384	40010	18708	5218	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль	0	19520	28511	39748	50685	59726	60762	62378	63726	64230	50012	23385	6523	0	0
Налог на прибыль	0	3904	5702	7950	10137	11945	12152	12476	12745	12846	10002	4677	1305	0	0
Инвестиционная составляющая в тарифе, руб./Гкал	0	57	81	109	147	172	174	178	181	182	161	121	96	88	88
Экономический эффект в тарифе, руб./Гкал	0	6	39	51	63	72	75	80	85	89	99	105	110	117	119
Перспективный тариф на тепловую энергию для существующих СЦТ, руб./Гкал	894	1043	1143	1249	1366	1460	1525	1579	1648	1720	1767	1804	1860	1898	1950
Реконструкция 4 (вариант 1)															
Сумма инвестиций, включаемых в тариф на тепловую энергию, тыс. руб.	0	34880	50304	66329	85660	100126	101783	104368	106525	107324	96722	77444	63810	51276	32565
Амортизационные отчисления	1970	19410	27122	35134	44799	52033	52861	54154	55232	55632	56359	58132	59027	60772	61082
Финансирование инвестиций из прибыли	0	15470	23182	31195	40860	48094	48922	50215	51293	51692	40363	19313	4784	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль	0	19338	28978	38994	51075	60117	61152	62768	64116	64615	50454	24141	5979	0	0
Налог на прибыль	0	3868	5796	7799	10215	12023	12230	12554	12823	12923	10091	4828	1196	0	0
Инвестиционная составляющая в тарифе, руб./Гкал	0	56	82	107	148	173	175	179	182	183	162	123	96	89	89
Экономический эффект в тарифе, руб./Гкал	0	12	22	33	46	56	58	63	67	71	80	85	89	95	97
Перспективный тариф на тепловую энергию для существующих СЦТ, руб./Гкал	894	1037	1161	1265	1384	1477	1542	1597	1667	1740	1787	1826	1881	1920	1972
Реконструкция 4 (вариант 2)															
Сумма инвестиций, включаемых в тариф на тепловую энергию, тыс. руб.	0	34880	48479	65677	85007	99474	101131	103716	105873	106672	96070	76792	64983	51299	32588
Амортизационные отчисления	1970	19410	26209	34808	44473	51707	52535	53828	54906	55305	56033	57806	58701	60458	60767
Финансирование инвестиций из прибыли	0	15470	22270	30869	40534	47768	48596	49889	50967	51366	40037	18986	6283	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль	0	19338	27837	38586	50668	59709	60745	62361	63709	64208	50046	23733	7853	0	0
Налог на прибыль	0	3868	5567	7717	10134	11942	12149	12472	12742	12842	10009	4747	1571	0	0

Показатель	Год														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Инвестиционная составляющая в тарифе, руб./Гкал	0	56	79	106	147	172	174	178	181	182	161	122	98	88	88
Экономический эффект в тарифе, руб./Гкал	0	10	42	52	68	77	80	85	90	95	106	112	117	124	126
Перспективный тариф на тепловую энергию для существующих СЦТ, руб./Гкал	894	1039	1139	1244	1361	1455	1519	1573	1643	1714	1761	1798	1855	1891	1943
Реконструкция 5															
Сумма инвестиций, включаемых в тариф на тепловую энергию, тыс. руб.	0	35172	51382	68188	85687	100154	101810	104396	106553	107359	96709	77179	62759	49445	32565
Амортизационные отчисления	1970	19555	27661	36064	44813	52046	52875	54168	55246	55649	56373	58145	59040	60786	61095
Финансирование инвестиций из прибыли	0	15616	23721	32124	40874	48107	48935	50228	51307	51710	40336	19034	3719	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль	0	19520	29652	40155	51092	60134	61169	62785	64134	64637	50420	23793	4649	0	0
Налог на прибыль	0	3904	5930	8031	10218	12027	12234	12557	12827	12927	10084	4759	930	0	0
Инвестиционная составляющая в тарифе, руб./Гкал	0	57	84	110	148	173	175	179	182	183	162	122	94	89	89
Экономический эффект в тарифе, руб./Гкал	0	7	16	27	37	47	49	53	57	60	68	73	77	83	84
Перспективный тариф на тепловую энергию для существующих СЦТ, руб./Гкал	894	1042	1169	1274	1393	1487	1552	1606	1677	1750	1799	1837	1891	1932	1985

Реконструкция котельной №16 с подключением к ней нагрузки закрываемой котельной №4 позволяет снизить удельный расход топлива со 196 кг у.т./Гкал до 181 кг у.т./Гкал. Реконструкция котельной №2 с подключением к ней нагрузки закрываемых котельных №4 и №16 снижает удельный расход топлива со 166 кг у.т./Гкал до 164 кг у.т./Гкал. Вследствие этого экономия топлива при реконструкции 2 выше, чем при реконструкции 1.

Реконструкция 3 (вариант 1) и реконструкция 4 (вариант 1) предполагают строительство мини-ТЭЦ на котельных №3 и №15 с установленной тепловой мощностью 1,52 Гкал/ч и 2,2 Гкал/ч соответственно. Загрузка мощностей мини-ТЭЦ на уровне 7900 часов позволит получить в режиме комбинированной выработки порядка 12 тыс. Гкал тепловой энергии в год на котельной №3 и 17 тыс. Гкал на котельной №15.

Реконструкция 3 (вариант 2) и реконструкция 4 (вариант 2) предполагают строительство мини-ТЭЦ значительно большей мощности на базе котельной №15. Тепловая мощность составит 9,6 Гкал/ч, что при том же числе часов использования установленной мощности позволит вырабатывать до 76 тыс. Гкал в год.

Соответственно, экономический эффект от комбинированной выработки электрической и тепловой энергии выше в варианте 2 реконструкций 3 и 4.

Эффект от комбинированной выработки еще более снижен при реконструкции 5, поскольку этот вариант предусматривает строительство мини-ТЭЦ на котельных №3 и №15 для обеспечения электроэнергией только собственных нужд источников. Установленная тепловая мощность каждой мини-ТЭЦ составит 0,73 Гкал/ч, что при требуемой загрузке на уровне 4200 часов позволит вырабатывать немногим более 3 тыс. Гкал в год.

Рассматриваемые варианты развития теплоснабжения города Октябрьский предусматривают строительство пяти относительно небольших источников, обеспечивающих нужды ГВС отдельных жилых и общественных зданий (Таблица 210).

Расчетные тарифы на тепловую энергию, отпускаемую этими источниками, составят, в ценах 2013 года, от 934 руб./Гкал (БМК для ГВС д/с, Девонская, 6А) до 1346 руб./Гкал (каскадные котельные для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 13, ж/д Садовое Кольцо, 17, д/с Комсомольская, 22). Это существенно выше существующего уровня тарифа на тепловую энергию, установленного для ОАО «Октябрьсктеплоэнерго».

Высокие тарифы являются следствием малого объема выработки тепловой энергии и высокой долей амортизации и расходов на персонал в стоимости тепловой энергии.

Таблица 210 – Средний тариф на тепловую энергию для новых СЦТ ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», по вариантам, руб./Гкал (в ценах соответствующих лет, без НДС)

Показатель	Год														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Реконструкция 1-4															
Полезный отпуск новых источников, тыс. Гкал	0,0	1,7	1,7	1,7	44,8	47,8	49,7	51,6	53,3	55,0	57,4	60,7	63,9	67,2	70,4
Тариф на тепловую энергию новых источников															
БМК для мкр.32А и мкр.33	0	0	0	0	1267	1344	1408	1463	1393	1460	1530	1604	1682	1729	1777
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 13	0	1494	1658	1792	1930	2047	2145	2228	2336	2449	2567	2691	2821	2900	2981
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 17	0	1494	1658	1792	1930	2047	2145	2228	2336	2449	2567	2691	2821	2900	2981
БМК для ГВС Д/с, Девонская, 6А	0	1037	1151	1244	1339	1421	1489	1547	1621	1700	1782	1868	1958	2013	2069
Каскадная котельная для ГВС ж/д Комсомольская, 20А	0	1494	1658	1792	1930	2047	2145	2228	2336	2449	2567	2691	2821	2900	2981
Каскадная котельная для ГВС д/с Комсомольская, 22	0	1085	1203	1301	1401	1486	1557	1617	1696	1777	1863	1953	2048	2105	2164
Валовая выручка новых источников, млн. руб.	0,0	2,0	2,2	2,4	57,2	64,7	70,5	75,9	74,9	81,0	88,7	98,2	108,4	117,1	126,1
Средний тариф новых источников	0	1167	1295	1400	1276	1353	1417	1472	1407	1474	1545	1618	1696	1743	1791
Реконструкция 5															
Полезный отпуск новых источников, тыс. Гкал	0,0	1,7	1,7	1,7	44,8	47,8	49,7	51,6	53,3	55,0	57,4	60,7	63,9	67,2	70,4
Тариф на тепловую энергию новых источников															
Мини-ТЭЦ с ПК для мкр.32А и мкр.33	0	0	0	0	877	945	1023	1096	1217	1286	1354	1443	1545	1591	1628
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 13	0	1494	1658	1792	1930	2047	2145	2228	2336	2449	2567	2691	2821	2900	2981
Каскадная котельная для ГВС ж/д Садовое Кольцо, 17	0	1494	1658	1792	1930	2047	2145	2228	2336	2449	2567	2691	2821	2900	2981
БМК для ГВС Д/с, Девонская, 6А	0	1037	1151	1244	1339	1421	1489	1547	1621	1700	1782	1868	1958	2013	2069
Каскадная котельная для ГВС ж/д Комсомольская, 20А	0	1494	1658	1792	1930	2047	2145	2228	2336	2449	2567	2691	2821	2900	2981
Каскадная котельная для ГВС д/с Комсомольская, 22	0	1085	1203	1301	1401	1486	1557	1617	1696	1777	1863	1953	2048	2105	2164
Валовая выручка новых источников, млн. руб.	0,0	2,0	2,2	2,4	40,4	46,3	52,0	57,6	65,9	71,8	78,9	88,7	99,9	108,0	115,8
Средний тариф новых источников	0	1167	1295	1400	901	969	1046	1118	1237	1306	1374	1462	1563	1608	1645

Для развития жилищного строительства в г. Октябрьский также требуется ввод нового источника, обеспечивающего тепловой энергией мкр. 32а и 33, суммарная тепловая нагрузка которых составит 25,1 Гкал/ч к 2027 году. В вариантах реконструкций 1-4 этим источником является блочно-модульная котельная, в варианте реконструкции 5 – мини-ТЭЦ с пиковой котельной.

Блочно-модульная котельная (БМК-31) для мкр. 32а и 33 установленной мощностью 26,7 Гкал/ч вводится в эксплуатацию в 2017 году. Выработка тепловой энергии источником увеличивается с 47,3 тыс. Гкал в 2017 году до 75,1 тыс. Гкал в 2027 году. На первом этапе расчетный тариф источника на тепловую энергию, в ценах 2013 года, составляет 884 руб./Гкал. После ввода второй очереди оборудования и увеличения его загрузки тариф снижается до 803 руб./Гкал.

Мини-ТЭЦ установленной электрической мощностью 8 МВт и тепловой мощностью 16,6 Гкал/ч вводится в 2017 году. Пиковая котельная установленной мощностью 12,9 Гкал/ч вводится в три этапа – блоками по 4,3 Гкал/ч в 2017, 2020 и 2025 годах. Мини-ТЭЦ считается работающей с постоянной загрузкой 2485 часов, что позволяет вырабатывать 41,3 тыс. Гкал тепловой энергии в год.

Тариф на тепловую энергию источника, включая мини-ТЭЦ и пиковую котельную, в ценах 2013 года, в 2017 году составляет 612 руб./Гкал, что существенно ниже тарифа в варианте строительства БМК-31, а также действующего в настоящее время тарифа ОАО «Октябрьсктеплоэнерго». По мере увеличения загрузки пиковой котельной, имеющей удельный расход топлива на уровне 158 кг у.т./Гкал, тариф источника, в ценах 2013 года, увеличивается до 735-738 руб./Гкал.

С учетом новых источников тепловой энергии, в том числе работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, был выполнен расчет среднего тарифа ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», по вариантам реконструкции (Таблица 211, Рисунок 148).

Превышение прогнозного тарифа относительно базового уровня тарифа (без инвестиций и экономического эффекта) достигает максимального значения в 2018 году и составляет от 8,8% при реконструкции 1 до 6,4% для реконструкции 4 (вариант 2) и 6,6% для реконструкции 5. В дальнейшем прогнозный тариф приближается к базовому уровню, а в 2024-2026 годах опускается ниже базового уровня.

Таблица 211 – Средний тариф на тепловую энергию для потребителей ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», оплачивающих производство и передачу тепловой энергии, по вариантам, руб./Гкал (в ценах соответствующих лет, без НДС)

Показатель	Год														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Средний тариф без инвестиций и экономического эффекта	894	993	1102	1191	1282	1360	1425	1480	1552	1627	1705	1788	1874	1927	1981
Реконструкция 1	894	1044	1171	1276	1388	1480	1545	1599	1659	1731	1781	1821	1877	1918	1969
Реконструкция 2	894	1040	1167	1271	1383	1475	1540	1594	1654	1726	1775	1815	1872	1911	1962
Реконструкция 3 (вариант 1)	894	1041	1166	1270	1382	1473	1538	1592	1652	1724	1774	1814	1869	1910	1961
Реконструкция 3 (вариант 2)	894	1044	1144	1249	1360	1452	1517	1571	1630	1701	1749	1788	1846	1884	1935
Реконструкция 4 (вариант 1)	894	1037	1161	1265	1377	1468	1533	1587	1647	1719	1768	1808	1864	1904	1955
Реконструкция 4 (вариант 2)	894	1040	1139	1245	1356	1448	1512	1566	1625	1695	1743	1782	1841	1877	1928
Реконструкция 5	894	1043	1169	1274	1361	1450	1515	1570	1644	1715	1764	1805	1862	1902	1952

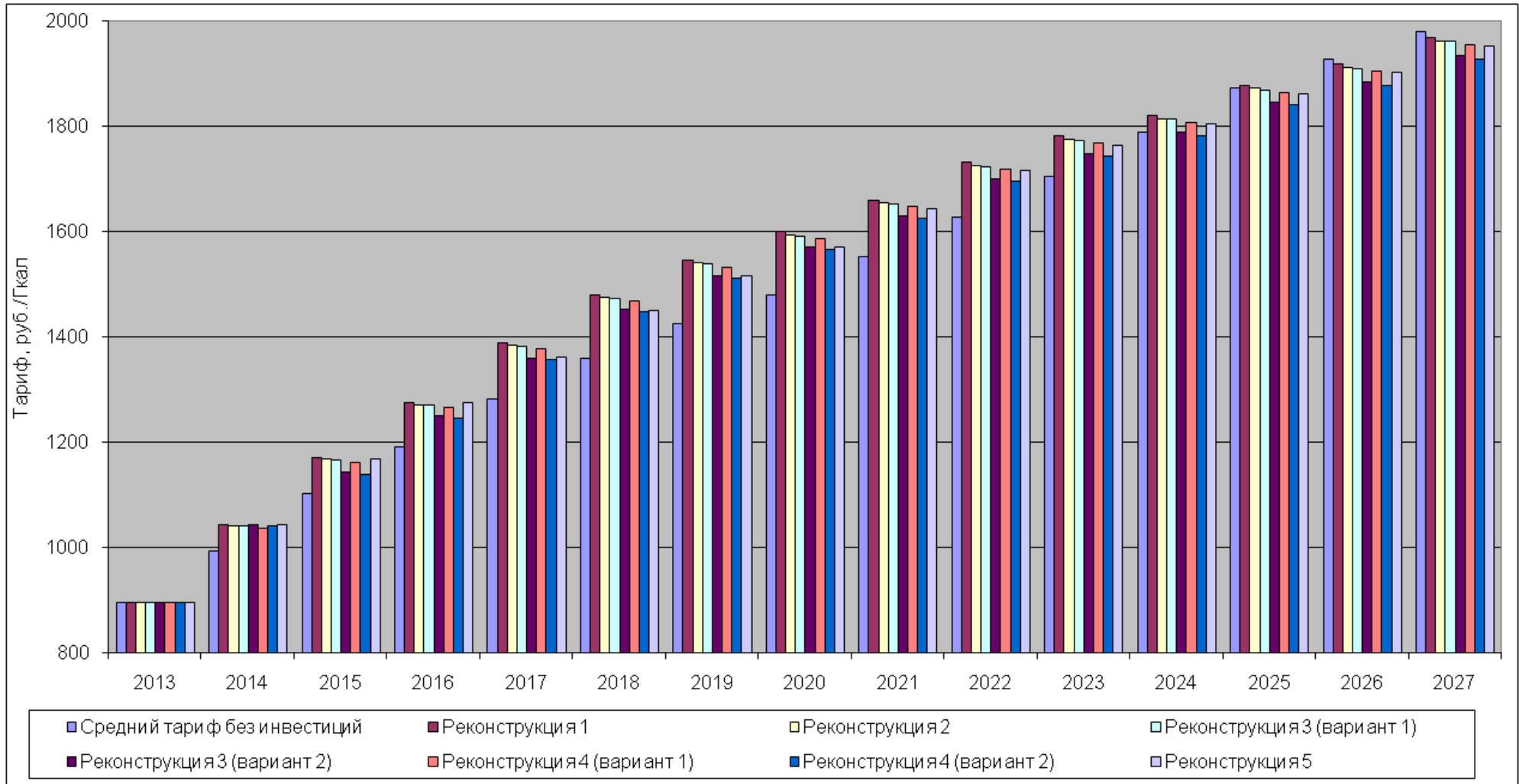


Рисунок 148 – Средний тариф на тепловую энергию для потребителей ОАО «Октябрьсктеплоэнерго», по вариантам, руб./Гкал (в ценах соответствующих лет, без НДС)



В 2027 году тариф на тепловую энергию, в ценах соответствующего года, составляет: реконструкция 1 – 1969 руб./Гкал; реконструкция 2 – 1962 руб./Гкал; реконструкция 3 (вариант 1) – 1961 руб./Гкал; реконструкция 3 (вариант 2) – 1935 руб./Гкал; реконструкция 4 (вариант 1) – 1955 руб./Гкал; реконструкция 4 (вариант 2) – 1928 руб./Гкал; реконструкция 5 – 1952 руб./Гкал.

Плата за подключение к создаваемым системам централизованного теплоснабжения составит, в ценах 2013 года, от 8575 тыс. руб./Гкал/ч для потребителей мкр. 32а и 33, снабжаемых тепловой энергией от БМК-31 до 10819 тыс. руб./Гкал/ч для каскадной котельной ГВС д/с по адресу ул. Комсомольская, 22 (Таблица 212).

Таблица 212 – Расчет платы за подключение к системам теплоснабжения новых источников, тыс. руб./Гкал/ч (в ценах 2013 года, без НДС)

Наименование источника (тепловая мощность)	Капиталовложения, тыс. руб.	Тепловая нагрузка максимальная, Гкал/ч	Плата за подключение, тыс.руб./Гкал/ч
БМК-31 (31 МВт) для нагрузок мкр. 32А и мкр. 33	215235,1	25,100	8575
ТЭС «Урал-4000» (19,3 МВт), НК-15 (15 МВт) для нагрузок мкр. 32А и мкр. 33	265920,6	25,100	10594
Каскадная котельная для ГВС (0,0983 МВт), д/с Комсомольская, 22	757,3	0,070	10819
Каскадная котельная для ГВС (0,3 МВт), д/с Девонская, 6А	2311,2	0,232	9962
Каскадная котельная для ГВС (0,046 МВт), ж/д Садовое Кольцо, 13	354,4	0,036	9844
Каскадная котельная для ГВС (0,046 МВт), ж/д Садовое Кольцо, 17	354,4	0,036	9844
Каскадная котельная для ГВС (0,046 МВт), ж/д Комсомольская, 20А	354,4	0,036	9844

## **Глава 11. Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации**

### **11.1 Основные положения по определению и обоснованию ЕТО. Критерии определения ЕТО**

#### *Положения по организации ЕТО*

Основные положения по организации ЕТО в соответствии с Правилами заключаются в следующем.

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (Министерством энергетики Правительства РФ) при утверждении схемы теплоснабжения города.

2. Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории города лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного 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.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на официальном сайте города.

3. 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 одной из них.

4. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- 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.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения города.

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:

- заключать и 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.

10. 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. Они могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

– технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

В проекте схемы теплоснабжения после определяются границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации. Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус каждой ЕТО.

Формирование ЕТО далее осуществляется поэтапно:

**Этап 1** - на сайте Администрации города размещается проект схемы теплоснабжения с рекомендуемыми 1-3 предприятиями на присвоение им статуса единых теплоснабжающих организаций с указанием зоны деятельности, в которой указанные организации планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации.

**Этап 2** – по истечении одного месяца, при появлении дополнительных заявок на ЕТО в локальных зонах теплоснабжения, осуществляется обсуждение, выбор и присвоение статуса ЕТО организациям в локальных зонах либо без них (одновременно с утверждением Схемы).

Утверждение схемы теплоснабжения в Министерстве энергетики позволяет перейти к возможному **Этапу 3** - регистрации теплоснабжающих компаний в форме акционерных обществ. Особенности последующего развития ЕТО, в том числе третьего этапа, выходят за рамки разработки Схемы и могут получить различное развитие за рамками разработки Схемы.

**Этап 4** – возможная приватизация теплоэнергетических активов муниципальных образований.

Приватизацию предприятий возможно осуществить двумя способами, предусмотренными действующим законодательством:

а) реорганизация муниципальных унитарных предприятий в форме преобразования в акционерные общества.

Указанный способ приватизации рекомендуется в тех муниципальных образованиях, в которых теплоэнергетическое имущество находится в хозяйственном ведении муниципальных унитарных предприятий.

б) создание акционерных обществ в муниципальных образованиях города путем внесения в уставный капитал теплоэнергетических активов, находящихся в казне муниципальных образований.

**Этап 5** - консолидация теплоэнергетических активов на базе нескольких ЕТО города.

На этом этапе предлагается осуществить реорганизацию в форме присоединения образованных на втором этапе открытых акционерных обществ (далее ОАО) к ЕТО.

В результате такой реорганизации уставной капитал ЕТО будет распределен между муниципальными образованиями, городом и стратегическими инвесторами в соответствии с коэффициентами конвертации, определяемыми на основании оценочной стоимости акций всех участвующих в реорганизации ОАО.

В результате реорганизации в форме присоединения ОАО к ЕТО достигается цель создания в городе капитализированных единых теплоснабжающих компаний, способных в дальнейшем осуществлять эффективное управление теплоэнергетическим комплексом города и, используя рыночные механизмы, привлекать инвестиционные средства.

**Этап 6** - увеличение уставного капитала ЕТО города путем проведения дополнительной эмиссии с целью привлечения инвестиционных средств.

Данный этап предусматривает привлечение инвестиционных средств путем размещения дополнительного выпуска акций ЕТО города посредством открытой либо закрытой подписки, либо путем размещения доходных ценных бумаг (облигаций).

### ***Управление спросом на тепловую энергию в единой теплоснабжающей организации (ЕТО)***

Управление спросом — это целенаправленное воздействие на объем, структуру, динамику и режимы теплопотребления в обслуживаемом районе.

Заниматься управлением спросом может только теплоснабжающая организация, имеющая договоры энергоснабжения с потребителями и располагающая собственными теплогенерирующими мощностями, то есть организация, которой присвоен статус ЕТО.

Объектами управления спросом на теплоэнергию являются конечные потребители, отдельные энергопотребляющие процессы (технологическая, отопительно-вентиляционная нагрузки, горячее водоснабжение).

Цель управления спросом для ЕТО заключается в повышении прибыли от комплексного обслуживания при одновременном снижении затрат потребителей на энергоснабжение.

В таком случае рост энергоэффективности в потребительском секторе рассматривается как альтернатива сооружению некоторой части новых теплоисточников при покрытии растущего спроса в данном теплосетевом районе. При этом теплоснабжающая организация будет осуществлять комплексное обслуживание потребителей, т. е. продавать не только энергоносители, но и предоставлять услуги (способы) по повышению энергоэффективности.

Крупные теплоснабжающие организации обладают гораздо более значительным по сравнению даже с мощными промышленными потребителями техническим, кадровым и финансовым потенциалом для реализации мер по повышению энергоэффективности.

Однако переход на активное управление спросом требует серьезных изменений в психологии менеджеров теплоснабжающих организаций, определенных стимулирующих мер со стороны регулирующих органов, а также реорганизации работы маркетинговых подразделений в направлении усиления взаимодействия с потребителями на технологическом уровне. Такие изменения возможны при создаваемой новой нормативно-правовой базе по теплоснабжению и переходе теплоснабжающие организации в ранг ЕТО.

Отметим, что для теплоснабжающих организаций актуальность перехода от реагирования на заявляемый спрос к активному участию в его формировании резко возрастает в условиях неопределенности перспектив теплоснабжения, повышения инвестиционных рисков и обострения конкуренции. Вполне логично ожидать ужесточения конкуренции в сфере теплоснабжения и со стороны потребителей, имеющих возможности отказаться от внешних поставок теплоэнергии за счет сооружения собственных относительно недорогих теплоисточников. Создаваемые крупные ЕТО в определенной мере позволяют предотвратить развитие мелких неэффективных котельных.

В рамках управления спросом на теплоэнергию в общем случае теплоснабжающая организация в ранге ЕТО может решать следующие задачи:

- оптимизация режимов работы теплоисточников;
- снижение текущих и капитальных затрат и, как следствие, получение более низкой себестоимости единицы теплоэнергии;
- повышение конкурентоспособности за счет снижения тарифов, расширения ассортимента услуг по энергоэффективности и повышения надежности энергоснабжения;
- разработка более обоснованных планов ввода новых мощностей со снижением инвестиционных рисков;
- ускоренный вывод из эксплуатации низкоэкономичных энергоустановок.

Способами решения указанных задач являются различные известные формы и направления управления спросом на теплоэнергию.

Энергосбережение охватывает все категории потребителей и реализуется через применение прогрессивных энергосберегающих технологий таких, как теплоизоляция трубопроводов и оборудования, установка измерительных приборов и терморегулирующих устройств в жилом секторе и в бюджетных организациях, увеличение КПД генерирующего и теплоиспользующего оборудования.

Рационализация режимов энергопотребления имеет целью выравнивание суточных и сезонных графиков тепловых нагрузок (управление нагрузкой). Реализуется в формах: снижение «пика», заполнение «провала», смещение нагрузки.

Исходя из своих финансово-экономических целей, задач и возможных способов их решения, ЕТО должна разработать и предложить потребителям пакет программ управления спросом. Такие программы могут формироваться в разрезе отдельных групп потребителей и энергопотребляющих процессов.

В каждой программе определяются цели и объекты управления спросом, необходимые для повышения энергоэффективности технические средства, ожидаемая экономия энергии и генерирующих мощностей в расчетном периоде действия программы, ее экономическая эффективность и методы стимулирования потребителей. При этом могут предусматриваться такие разовые стимулы, как вознаграждение за участие в программе, премирование по итогам выполнения программы, поощрение за пролонгацию программы.

В общем случае может рассматриваться следующая система методов и экономических инструментов стимулирования:



1. Различные способы распределения экономии затрат в комбинированном производстве (на ТЭЦ) между электрической и тепловой энергией:

- удешевляющие электроэнергию;
- удешевляющие теплоэнергию;
- удешевляющие теплоэнергию и электроэнергию по сравнению с вариантом их отдельного производства (компромиссный способ).

Выбор конкретного способа обусловлен целями стимулирования, например, замена электроэнергией пара и горячей воды или повышение конкурентоспособности теплоснабжающей организации на рынке теплоэнергии.

2. Тарифы на теплоэнергию, дифференцированные в зависимости от вида и параметров теплоносителя (пар разного давления, горячая вода), вида энергопотребляющего процесса (технология, отопление, ГВС), времени потребления (часы суток, дни недели, сезон года), объема потребления.

Для реализации стимулирующих функций тарифов допускается их отклонение от реальной стоимости обслуживания (издержек энергоснабжения). Так, для активизации энергосбережения тарифы повышают с ростом объемов энергопотребления (это так называемые обратные тарифы). К тарифам на конкурирующие энергоносители устанавливаются специальные стимулирующие скидки и надбавки.

3. Единовременная плата за подключение абонентов к тепловым сетям теплоснабжающей организации, дифференцированная по показателям энергоэффективности подключаемых зданий.

В этом случае дополнительные средства, получаемые от наименее эффективных потребителей, служат источником льгот для более эффективных.

4. Скидки с тарифов на теплоэнергию для потребителей, согласившихся на периодические ограничения тепловых нагрузок и снижение параметров энергоносителей.

Для этого метода более подходит многоставочный тариф с отдельной оплатой присоединенной тепловой мощности потребителя. Тогда скидки производятся с платы за максимальную заявленную нагрузку.

5. Скидки с цен на энергоэффективное оборудование выплачиваются теплоснабжающей организацией либо потребителям, либо поставщикам прогрессивного оборудования для создания рыночного спроса и предложения. Таким образом, теплоснабжающая организация выступает в качестве рыночного посредника между производителями и пользователями энергоэффективных устройств.

6. Прямые инвестиции теплоснабжающей организации в повышение энергоэффективности.

Предполагается, что теплоснабжающая организация будет получать в течение определенного периода (не менее срока окупаемости) часть экономии от рационализации энергопотребления в виде прибыли на инвестируемый капитал. Для населения теплоснабжающая организация может безвозмездно устанавливать приборы измерения и регулирования расхода теплоэнергии.

7. Также методом стимулирования спроса может являться финансирование, то есть теплоснабжающая организация, управляющая спросом, предоставляет потребителям целевые денежные ссуды (беспроцентные или под льготные проценты) на проведение организационно-технических мер по рационализации энергопотребления.

Все тарифные и ценовые скидки, прямые инвестиции и финансовые ссуды включаются в бюджет программы управления спросом и учитываются при оценке ее экономической эффективности как текущие и капитальные затраты.

Учитывая высокую потенциальную народно-хозяйственную эффективность деятельности теплоснабжающих организаций по управлению спросом, государственные органы регулирования должны обеспечить комплекс специальных экономических и административных мер по стимулированию самих теплоснабжающих организаций.

Теплоснабжающие организации должны получить право вводить договорные дифференцированные тарифы управления теплопотреблением, а также стимулирующие скидки и надбавки к ценам на энергию и энергоэффективное оборудование.

Для теплоснабжающих организаций, вкладывающих средства в повышение энергоэффективности, необходимо устанавливать более высокую норму прибыли на инвестируемый на эти цели капитал по сравнению с вводами новых генерирующих установок. Это должно учитываться регулированием тарифов на тепловую энергию.

### ***Процедура присвоения статуса ЕТО***

1. Сбор сведений о теплоснабжающих организациях по опросным листам, предусмотренным Правилами.

2. Обобщение полученных сведений и подготовка предложений по ЕТО на основании материалов схемы теплоснабжения и полученных данных на основании опросных листов.

3. Формирование предложений по присвоению статуса ЕТО в составе схемы теплоснабжения.

4. Размещение схемы теплоснабжения на сайте Правительства города.

5. Сбор в течение месяца со дня опубликования схемы теплоснабжения заявок от теплоснабжающих организаций на присвоение статуса ЕТО.

6. Обобщение полученных заявок, формирование перечня ЕТО города для его размещения в Схеме.

7. Процедуры утверждения ЕТО в составе схемы Правительством города и Министерством энергетики Правительства РФ.

## **11.2 Предложения по созданию единой(ых) теплоснабжающей (их) организации(й) в ГО города Октябрьский**

### *Сведения о теплоснабжающих организациях ГО города Октябрьский*

Сведения о теплоснабжающих организациях ГО города Октябрьский по состоянию на 2012 год, представленные разработчику схемы теплоснабжения предприятиями и организациями города Октябрьский на основании письма от главы администрации города Октябрьский (исх. № 2360 от 08.05.13 г.), приведены в таблице 213.

Таблица 213 – Сведения о теплоснабжающих организациях ГО города Октябрьский по состоянию на 2013 год

п/п	Наименование организации (реквизиты адрес)	Размер уставного капитала (УК) и остаточная балансовая стоимость имущества, тыс. руб.	Котельные			Тепловые сети			Границы эксплуатационной ответственности организации
			Название, адрес	Установленная мощность, Гкал/ч	Право собственности	Протяженность, км	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Право собственности	
1	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»; 452600, Россия, Республика Башкортостан, город Октябрьский, ул. Садовое кольцо, 2; тел./факс (34767) 6-66-88 Банковские реквизиты: ИНН 0265034277, КПП 026501001, БИК 048073601. к/с 30101810300000000601, р/с 40702810206380075714 Наименование банка: Уральский банк ОАО «Сбербанк России» г. Уфа	29896.0	Котельная № 1 ул. Островского, 6	48,1	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	17,6	27,847	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Гоголя, ул. Чапаева, ул. Горького, ул. Садовое кольцо, ул. Островского, ул. Свердлова, ул. Салават-Батыра ул Социалистическая
2			Котельная №2 ул. Садовое кольцо, 2	49	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57 2277	15,75	29,169	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Фрунзе, ул. Северная ул. Горького, ул. Советская ул. Чапаева, ул. Гоголя, ул. Герцена
3			Котельная №3 ул. Куйбышева. 42	169,25	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	28,4	71,335	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Северная, ул. Кооперативная, ул. Корту нова, проспект Ленина. ул. Осипенко, ул. Олега Кошевого, ул. Садовое кольцо, ул. Салават-Батыра, ул. Свердлова, ул. Куйбышева, ул. Луначарского
4			Котельная №4 ул Северная, 5д	17,92	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	2,95	9.252	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Северная, ул Фрунзе, ул. Горького, ул. Садовое кольцо (промышленная зона городского округа город Октябрьский)
5			Котельная №5 ул Садовое кольцо, 117	07	Договор аренды с КУС МЗИО РБ	0,033	0,857	Договор аренды с КУС МЗИО РБ	ул. Садовое кольцо, (котельная обеспечивает паром

п/п	Наименование организации (реквизиты адрес)	Размер уставного капитала (УК) и остаточная балансовая стоимость имущества, тыс. руб.	Котельные			Тепловые сети			Границы эксплуатационной ответственности организации
			Название, адрес	Установленная мощность, Гкал/ч	Право собственности	Протяженность, км	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Право собственности	
					№РБ-57-2277			№РБ-57-2277	для парилок и подогрева горячей воды баню №3)
6			Котельная №6 ул. рядом с жилым домом по ул. Первомайской. 3а	1,72	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	1,38	1,307	Договор аренды с КУС МЗИО РБ JVvPE-57-2277	ул. Каратова, ул. Космонавтов, ул. 9 января, ул. Промышленная, ул. Первомайская
7			Котельная №7 ул. Девонская, 8а	1,7	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	0,021	1,274	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Девонская (котельная обеспечивает тепло и горячей водой новый пристрой к Дворцу спорта)
8			Котельная №8 ул. Бакинская, 8	1,33	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	0,522	0,836	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Бакинская, ул. Трипольского, ул. Полевая (котельная обеспечивает тепло и паром Дом - интернат для брошенных детей)
9			Котельная №9 ул. Ломоносова, 1 а	2,56	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	1,25	1,374	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Ломоносова, ул. Гоголя (котельная обеспечивает тепло горячей водой и паром «Дом престарелых»)
10			Котельная №10 ул. Совхозная	4,5	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	1,6	0,430	Договор аренды с КУС МЗИО РБ № 14,-57-2277	ул. Совхозная, ул. Матросова, ул. Гатиятуллина
11			Котельная № 11 ул. Партизанская, 9	0,172	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	0,064	0,117	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Партизанская (котельная обеспечивает тепло школу в поселке Муллино)
12			Котельная №12	0,8	Договор арен-	0,65	0,447	Договор арен-	ул. Герцена, ул. Гаражная,

п/п	Наименование организации (реквизиты адрес)	Размер уставного капитала (УК) и остаточная балансовая стоимость имущества, тыс. руб.	Котельные			Тепловые сети			Границы эксплуатационной ответственности организации
			Название, адрес	Установленная мощность, Гкал/ч	Право собственности	Протяженность, км	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Право собственности	
			ул. Герцена, 22а (помещение 1)		ды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277			ды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Фрунзе
13			Котельная № 13 ул. Кошевого, 4	4,128	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	1,4	3,694	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Халтурина, ул. Шевченко, ул. Трипольского, ул. П. Морозова, ул. О. Кошевого
14			Котельная № 14 ул. Гоголя, 31	12,9	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	5,3	5,511	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Социалистическая, ул. Чапаева ул. Гоголя, ул. Садовое кольцо, ул. Степана Разина
15			Котельная № 15 ул. Космонавтов, 59а	146	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-4887	33,2	78,082	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-4887	ул. Целинная, ул. Космонавтов, проспект Ленина, ул. Шашина. ул. Новоселов, ул. Картунова
16			Котельная №16 ул. Северная, 8/2	21	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	0.9	10,973	Договор аренды с КУС МЗИО РБ №РБ-57-2277	ул. Песчаная, ул. Фрунзе, ул. Северная

*Территориальные зоны эксплуатационной ответственности тепло-  
снабжающих организаций ГО г. Октябрьский*

Территориальные зоны эксплуатационной ответственности ОАО «Октябрьсктеплоэнерго» приведен на рисунке 149.

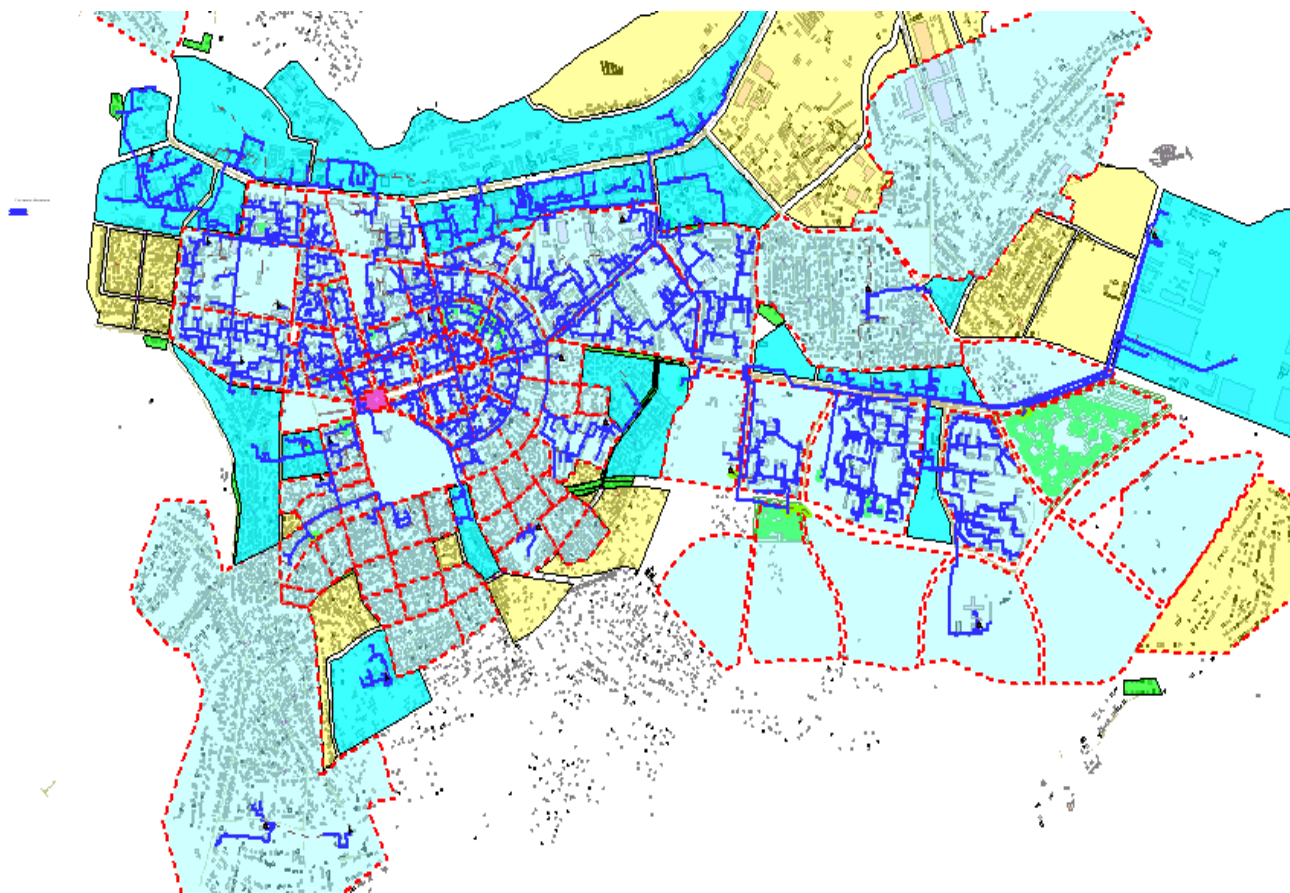


Рисунок 149 – Территориальные зоны эксплуатационной ответственности ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»

Если следовать изложенной в Правилах процедуре с учетом реестра тепло-  
снабжающих организаций, то в ГО города Октябрьский может быть образовано  
одно ЕТО.

Из условий повышения качества теплоснабжения в ГО города Октябрьский и  
развития потенциальных возможностей коренной реконструкции систем тепло-  
снабжения предлагается статус единой теплоснабжающей организации присвоить  
ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»

В период прохождения процедуры присвоения статуса ЕТО в городе будут  
поданы заявки на ЕТО в зонах деятельности различных котельных. Кроме того, со-  
гласно п.11 Правил «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».

В соответствии с этим возможны два варианта.

1. Статус ЕТО присваивается каждой теплоснабжающей организации согласно реестру. Исключение составляют зоны систем теплоснабжения с отдельным владением сетей и источников (системы теплоснабжения от ТЭЦ и др.). В таких зонах осуществляется выбор согласно описанной выше процедуре.

2. Статус ЕТО присваивается крупным организациям в сетевых районах на основании поданных заявок, этот вариант не рассматривается в данной работе, т.к. была подана одна заявка от ОАО «Октябрьсктеплоэнерго».

По предварительным данным, границы зон деятельности единых теплоснабжающих организаций, образованных на базе источников тепловой энергии, могут быть сформированы в соответствии с таблицей 214.



Таблица 214 – Зоны деятельности единых теплоснабжающих организаций, границы которых определяются границами систем теплоснабжения, образованных на базе источников тепловой энергии, включающих тепловые сети и теплопотребляющие установки потребителей тепловой энергии

№ ЕТ О	№ п/п	Источник	Принадлежность источника	Границы эксплуатационной ответственности организации
1	1	Котельная № 1 ул. Островского, 6	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Гоголя, ул. Чапаева, ул. Горького, ул. Садовое кольцо, ул. Островского, ул. Свердлова, ул. Салават-Батыра ул Социалистическая
	2	Котельная №2 ул. Садовое кольцо, 2	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Фрунзе, ул. Северная ул. Горького, ул. Советская ул. Чапаева, ул. Гоголя, ул. Герцена
	3	Котельная №3 ул. Куйбышева. 42	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Северная, ул. Кооперативная, ул. Кортунова, проспект Ленина. ул. Осипенко, ул. Олега Кошевого, ул. Садовое кольцо, ул. Салават-Батыра, ул. Свердлова, ул. Куйбышева, ул. Луначарского
	4	Котельная №4 ул Северная, 5д	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Северная, ул Фрунзе, ул. Горького, ул. Садовое кольцо (промышленная зона городского округа город Октябрьский)
	5	Котельная №5 ул Садовое кольцо, 117	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Садовое кольцо, (котельная обеспечивает паром для парилок и подогрева горячей воды баню №3)
	6	Котельная №6 ул. рядом с жилым домом по ул. Первомайской. 3а	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Каратова, ул. Космонавтов, ул. 9 января, ул. Промышленная, ул. Первомайская
	7	Котельная №7 ул. Девонская, 8а	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Девонская (котельная обеспечивает теплом и горячей водой новый пристрой к Дворцу спорта)
	8	Котельная №8 ул. Бакинская, 8	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Бакинская, ул. Трипольского, ул. Полевая (котельная обеспечивает теплом и паром Дом -интернат для брошенных детей)
	9	Котельная №9 ул. Ломоносова, 1 а	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Ломоносова, ул. Гоголя (котельная обеспечивает теплом горячей водой и паром «Дом престарелых»)
	10	Котельная №10 ул. Совхозная	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Совхозная, ул. Матросова, ул. Гатиятуллина
	11	Котельная № 11 ул. Партизанская, 9	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Партизанская (котельная обеспечивает теплом школу в поселке Муллино)
	12	Котельная №12 ул. Герцена, 22а (помещение 1)	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Герцена, ул. Гаражная, ул. Фрунзе
	13	Котельная № 13 ул. Кошевого, 4	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Халтурина, ул. Шевченко, ул. Трипольского, ул. П. Морозова, ул. О. Кошевого
	14	Котельная № 14 ул. Гоголя, 31	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Социалистическая, ул. Чапаева ул. Гоголя, ул. Садовое кольцо, ул. Степана Разина
	15	Котельная № 15 ул. Космонавтов, 59а	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Целинная, ул. Космонавтов, проспект Ленина, ул. Шашина. ул. Новоселов, ул. Кортунова
	16	Котельная №16 ул. Северная, 8/2	ОАО «Октябрьсктеплоэнерго»	ул. Песчаная, ул. Фрунзе, ул. Северная

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».
3. 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».
4. МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса». Приказ Министра Госстроя России от 20.08.01 № 191.
5. «Методические рекомендации по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения». Приказ заместителя Министра регионального развития РФ 25.04.2012 г.
6. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочное издание в 4 т. Т. 4 Надежность систем теплоснабжения под ред. Сенновой Е.В. Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. 2000 г.
7. Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
9. Совместный приказ Минэнерго России и Минрегион России от 29 декабря 2012 г. № 565/667 "Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения".
10. ГОСТ Р 53480 – 2009 «Надежность в технике. Термины и определения».
11. Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808.
12. СНиП 23-01-99 «Строительные климатология».
13. СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология и геофизика».
14. Папушкин В.Н. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое // Новости теплоснабжения, № 9 (сентябрь), 2010 г. с. 44-49
15. Башмаков И.А., Папушкин В.Н. Муниципальное энергетическое планирование [Электронный ресурс] / URL: [http://www.abok.ru/for\\_spec/articles.php?nid=2481](http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2481)

16. Дубовский С.В., Бабин М.Е., Левчук А.П., Рейсиг В.А. Границы экономической целесообразности централизации и децентрализации теплоснабжения - вып. 1 (24).- 2011 г.- с. 26-31.
17. Волкова Е.А., Панкрушина Т.Г., Шульгина В.С. Эффективность некрупных коммунально-бытовых ТЭЦ и рациональные области их применения. – Электрические станции.- № 7.- 2010 г.- с. 2-10.
18. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удаленности потребителей. Новости теплоснабжения.- N 6.-2006 г.-с. 36-38
19. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. Политике; рук. авт. кол.: Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. – М.: ОАО «НПО Изд-во» «Экономика», 2000. – 421с.
20. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений. – Утверждена Временно исполняющим обязанности Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым. № 01/07-99 от 9 сентября 2009 г.
21. Методические рекомендации по применению унифицированных подходов к оценке экономической эффективности инвестиционных проектов ОАО «Газпром» в области тепло- и электроэнергетики. – Р Газпром № 01/350-2008. – М., 2009.
22. Рекомендации по составу и организации прединвестиционных исследований в ОАО «Газпром». – Р Газпром 035-2008. – М., 2008.
23. Прогноз сценарных условий социально-экономического развития Российской Федерации на период 2013-2015 годов. Министерство экономического развития РФ, <http://www.economy.gov.ru>.
24. Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года. Министерство экономического развития РФ, <http://www.economy.gov.ru>.
25. Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Объекты энергетики. – М.: РАО «ЕЭС России», 2003.
26. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ видам строительства и пусконаладочных работ, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок на 2-ой квартал 2012 г.