

**УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ
СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДСКОГО ОКРУГА ТОЛЬЯТТИ
НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА**

АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ ВЕРСИЯ НА 2016 ГОД

РЕФЕРАТ

Цель работы – разработка схемы теплоснабжения городского округа Тольятти, в том числе: создание электронной модели, подробный анализ существующего состояния систем теплоснабжения города, их оптимизация и планирование.

Схема теплоснабжения города разрабатывается с целью обеспечения надежного и качественного теплоснабжения потребителей при минимально возможном негативном воздействии на окружающую среду с учетом прогноза градостроительного развития до 2030 года. Схема теплоснабжения должна определить стратегию и единую политику перспективного развития систем теплоснабжения городского округа.

Нормативные документы

- 190-ФЗ от 27.07.2010 «О теплоснабжении» и соответствующие подзаконные акты, в т.ч.:
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»,
- Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (вместе с «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации»),
- «Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения». Утверждены приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667.

Исходные данные

Исходными данными для разработки настоящего отчета являются сведения, предоставленные:

- Администрацией г. о. Тольятти,
- Самарским филиалом ОАО «Волжская ТГК»;
- Теплоснабжающими, теплосетевыми и промышленными предприятиями г. о. Тольятти.

СОСТАВ РАБОТ

Схема теплоснабжения г. о. Тольятти. Утверждаемая часть

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения г. о. Тольятти:

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского округа

Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них

Глава 8. Перспективный топливный баланс

Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения

Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	2
ОПРЕДЕЛЕНИЯ	9
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	10
ВВЕДЕНИЕ	12
Географическое описание города	12
Климатические характеристики города	15
Динамика изменения численности населения	15
РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА	16
1.1 Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (далее - этапы)	16
1.2 Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления	19
1.3 Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) на каждом этапе	23
РАЗДЕЛ 2 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	24
2.1 Радиус эффективного теплоснабжения	24
2.2 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	30
2.2.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	30
2.2.2 Описание перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.....	34
2.2.2.1 Описание перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения ОАО «Волжская ТГК».....	34
2.2.2.2 Описание перспективных зон действия котельных	36
2.3 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	38
2.3.1 Существующие зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии	38
2.3.2 Перспективные зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии	39
2.3.2.1 Источник микрорайона «Ставрополь на Волге»	39
2.3.2.2 Перечень перспективной точечной застройки с индивидуальными источниками ..	40
2.4 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе	43

2.4.1 ТЭЦ ВАЗа.....	43
2.4.2 ТоТЭЦ	45
2.4.3 Котельная БМК-34	47
2.4.4 Котельная № 2	49
2.4.5 Котельная № 8	51
2.4.6 Котельная о/к «Алые паруса»	53
2.4.7 Котельная № 1	55
2.4.8 Котельная № 4	56
2.4.9 Котельная № 7	58
2.4.10 Миникотельная.....	60
2.4.11 Котельная № 3	62
2.4.12 Котельная № 14	64
2.5 Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии	66
2.5.1 ТЭЦ ВАЗа.....	66
2.5.2 ТоТЭЦ	66
2.5.3 Котельные	66
2.6 Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии	67
2.6.1 ТЭЦ ВАЗа.....	67
2.6.2 ТоТЭЦ	67
2.6.3 Котельные	68
2.7 Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии	69
2.7.1 ТЭЦ ВАЗа.....	69
2.7.2 ТоТЭЦ	71
2.7.3 Котельные	73
2.8 Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто	78
2.8.1 Источники ВоТГК.....	78
2.8.2 Котельные	79
2.9 Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь	80
2.9.1 ОАО «Волжская ТГК».....	81
2.9.2 ОАО «ТЕВИС»	82
2.9.3 ЗАО «Энергетика и связь строительства»	82
2.9.4 ОАО «АВТОВАЗ».....	82
2.10 Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей.....	83
2.11 Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности	84

2.11.1 ТЭЦ ВАЗа.....	84
2.11.2 ТоТЭЦ	84
2.11.3 Котельные	84
2.12 Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые по договорам теплоснабжения, договорам на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочным договорам теплоснабжения, в соответствии с которыми цена определяется по соглашению сторон, и по долгосрочным договорам, в отношении которых установлен долгосрочный тариф.....	85
РАЗДЕЛ 3 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	86
3.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей	86
3.1.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок Тольяттинской ТЭЦ.....	87
3.1.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок ТЭЦ ВАЗа.....	87
3.1.3 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок котельных.....	88
3.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения	88
РАЗДЕЛ 4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	90
4.1 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии.....	90
4.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии	91
4.3 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	92
4.4 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно.....	94
4.5 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа.....	96
4.6 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы для каждого этапа, в том числе график перевода	97
4.7 Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе	98

4.8 Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценка затрат при необходимости его изменения.....	99
4.9 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей	100
РАЗДЕЛ 5 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	101
5.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).....	101
5.1.1 Реконструкция тепловых сетей при реализации варианта Б.3	101
5.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку.....	126
5.2.1 Реконструкция тепловых сетей при реализации варианта А.2.....	126
5.2.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения прироста тепловой нагрузки за счет застройки новых территорий в Автозаводском районе.....	130
5.2.3 Реконструкция тепловых сетей для обеспечения прироста тепловой нагрузки за счет застройки новых территорий в Центральном и Комсомольском районах	133
5.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	134
5.4 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	135
5.4.1 Перевод с открытой схемы ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП потребителей тепловой энергии г. о. Тольятти	135
5.4.1.1 Описание существующих проблем и способы их решения	135
5.4.1.2 Перечень рекомендуемых к модернизации ИТП г. о. Тольятти	137
5.4.1.3 Пример автоматизации ИТП	138
5.5 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии, утверждаемыми уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти.....	141
РАЗДЕЛ 6 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	145
6.1 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	145
6.2 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива	147

6.2.1 Перспективные нормативные запасы аварийного топлива на источниках ВоТГК.....	147
6.2.2 Перспективные нормативные запасы аварийного топлива котельных	148
РАЗДЕЛ 7 ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ	
ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ	149
7.1 Источники инвестиций, обеспечивающие финансовые потребности.....	149
7.2 Определение стоимости прокладки трубопроводов тепловой сети при реализации варианта А.2	150
7.3 Перенос тепловой нагрузки Котельной № 2 и Котельной № 8 Комсомольского района на ТоТЭЦ с последующим выводом из эксплуатации указанных котельных (Вариант Б.3).....	151
7.4 Реконструкция станции ХВО установки подпитки теплосети на ТЭЦ ВАЗа	153
7.5 Инвестиции в мероприятие по переводу с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП потребителей тепловой энергии	155
7.5.1 Перечень рекомендуемых к модернизации ИТП г. о. Тольятти	155
7.5.2 Перевод с открытой схемы подключения ГВС на закрытую ИТП потребителей тепловой энергии от источников ВоТГК.....	157
7.6 Строительство и реконструкция тепловых сетей.....	159
7.7 Укрупненные капитальные затраты перекладки теплопроводов для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	162
РАЗДЕЛ 8 РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)	163
РАЗДЕЛ 9 РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	167
РАЗДЕЛ 10 РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ.....	168
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	189

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Используемые в настоящем документе понятия означают следующее:

- **зона действия источника тепловой энергии** – территория поселения, городского округа, или её часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;
- **зона действия системы теплоснабжения** – территория поселения, городского округа, или её часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;
- **зона деятельности единой теплоснабжающей организации** – одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии;
- **мощность источника тепловой энергии нетто** – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки собственных и хозяйственных нужд;
- **мощность источника тепловой энергии располагаемая** – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом мощности, не реализуемой по техническим причинам; к ограничениям по техническим причинам относятся те, которые связаны со снижением тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе;
- **мощность источника тепловой энергии установленная** – сумма номинальных тепловых мощностей, принятых по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и на собственные нужды;
- **радиус эффективного теплоснабжения** – радиус окружности, описанной около источника теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии;
- **расчетный элемент территориального деления** – территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения;
- **теплосетевые объекты** – сооружения и оборудование на тепловых сетях обеспечивающие транспорт тепловой энергии от источника до потребителей тепловой энергии.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АИТ – автономный источник тепловой энергии.

ВоКС – Общество с ограниченной ответственностью «Волжские коммунальные системы» (ООО «Волжские коммунальные системы»).

ВоТГК – Открытое акционерное общество «Волжская территориальная генерирующая компания» (ОАО «Волжская ТГК», ТГК-7) 15 июня 2015 года в Единый государственный реестр юридических лиц внесена запись о регистрации изменений в учредительных документах ОАО «Волжская ТГК». Компания получила новое наименование — Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)

г. о. Тольятти – городской округ Тольятти.

ГВС – горячее водоснабжение.

ДУМИ – департамент по управлению муниципальным имуществом Мэрии г. о. Тольятти.

ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство.

ИТП – индивидуальный тепловой пункт.

ИТЭ – источник тепловой энергии.

КА – котлоагрегат.

КПД – коэффициент полезного действия.

мкрн. – микрорайон.

МТС – магистральная тепловая сеть.

НГВ – насосная горячей воды.

НС – насосная станция.

Обосновывающие материалы – обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, разработанные в соответствии с п. 18 Требований к схемам теплоснабжения (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 [2]).

ПВ – промышленная (техническая) вода.

Котельная № 2 – производственная отопительная котельная № 2 г. о. Тольятти (Комсомольский район).

Котельная № 8 – отопительная котельная № 8 г. о. Тольятти (Комсомольский район, мкрн. Шлюзовой).

ППР – планово-предупредительный ремонт.

ППУ – пенополиуретан.

ПТЭ – «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (М.: СПО ОРГРЭС, 2003 г.).

РТН – Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор).

СВ – система вентиляции.

СО – система отопления.

СФ ВоТГК – Самарский филиал ОАО «Волжская ТГК».

ТЕВИС – Открытое акционерное общество «ТЕВИС» (ОАО «ТЕВИС»).

ТОА – теплообменный аппарат.

ТоТЭЦ – Тольяттинская ТЭЦ Самарского филиала ОАО «Волжская ТГК».

ТП – тепловой пункт.

ТС – тепловая сеть.

ТСО – теплоснабжающая организация.

ТУТС Тольятти – Территориальное управление по теплоснабжению в г. о. Тольятти, производственное предприятие Самарского филиала ОАО «Волжская ТГК».

ТФУ – теплофикационная установка.

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы.

ТЭЦ ВАЗа – ТЭЦ Волжского автозавода Самарского филиала ОАО «Волжская ТГК».

УПТС – установки для подпитки тепловых сетей.

УУТЭ – узел учета тепловой энергии.

ХВП – химводоподготовка.

ХОВ – химически очищенная вода.

ХПВ – хозяйственно-питьевая вода.

ЦОК – центральная отопительная котельная г. о. Тольятти (Центральный район), законсервирована.

ЦТП – центральный тепловой пункт.

ЭР – энергетический ресурс.

ЭСМ – энергосберегающие мероприятия.

В схеме теплоснабжения рассмотрено пять сценариев развития системы теплоснабжения г. о. Тольятти, обозначенные:

- **Вариант А.1** – Вариант развития Автозаводского района, при котором планируется присоединение строительных площадок Генерального плана к ТЭЦ ВАЗа, за исключением площадок № 1 и № 9, которые подключаются к собственным котельным;
- **Вариант А.2** – Вариант развития Автозаводского района, при котором планируется присоединение строительных площадок Генерального плана в полном объеме к ТЭЦ ВАЗа, в том числе площадок № 1 и № 9;
- **Вариант Б.1** – Тольяттинская ТЭЦ, Котельная № 2 и Котельная № 8 остаются самостоятельными источниками тепловой энергии в своих районах;
- **Вариант Б.2** – Перенос тепловой нагрузки Комсомольского района на ТоТЭЦ и закрытие Котельной № 2;
- **Вариант Б.3** – Перенос тепловой нагрузки на Котельной № 2 и Котельной № 8 ТоТЭЦ и закрытие указанных котельных.

Варианты А.1 и А.2 альтернативны друг другу.

Варианты Б.1, Б.2 и Б.3 альтернативны друг другу.

Актуализация на 2016 год схемы теплоснабжения городского округа Тольятти на период до 2030 года производилась только по принятым к реализации вариантам развития системы теплоснабжения. Это сценарий, сочетающий варианты А.2 и Б.3. Остальные варианты оставлены в актуализированной версии без изменений.

ВВЕДЕНИЕ

Географическое описание города

Тольятти (до 1964 года Ставрополь) – город в Самарской области России, административный центр Ставропольского района. Расположен на левом берегу Волги.

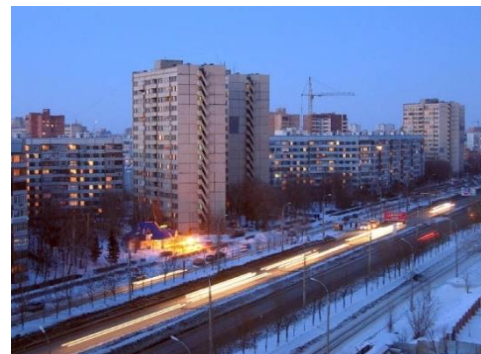


Рисунок 1 – Виды города Тольятти

Площадь городской территории равна 31 479 га, в том числе:

- селитебные территории площадью 5270 га;
- промышленно-коммунально-складские зоны 5532 га;
- территория внешнего транспорта 1032 га;
- городские леса 8042 га;
- земли сельхозиспользования 724 га.

Крупный центр автомобильной (ОАО «АвтоВАЗ», ЗАО «Джи Эм-АВТОВАЗ») и химической промышленности (ОАО «Тольяттиазот», ОАО «КуйбышевАзот», ООО «Тольяттикаучук»), а также железнодорожного, речного и автомобильного транспорта (автодорога М5 (Е30) пересекает Волгу по плотине Жигулёвской ГЭС и проходит через город на протяжении 2 км). Город протянулся вдоль Волги примерно на 40 км и состоит из трех районов – Автозаводского, Центрального и Комсомольского.

Все три административных района города вытянуты вдоль течения Волги на протяжении 40 километров. Расстояние между Центральным и Комсомольским районами 5-7 километров, между Центральным и Автозаводским около 3-х километров. Районы города разделены между собой лесными массивами. По площади районы города мало отличаются друг от друга: на Автозаводский район приходится 36% городской территории, на Центральный и Комсомольский по 32%.

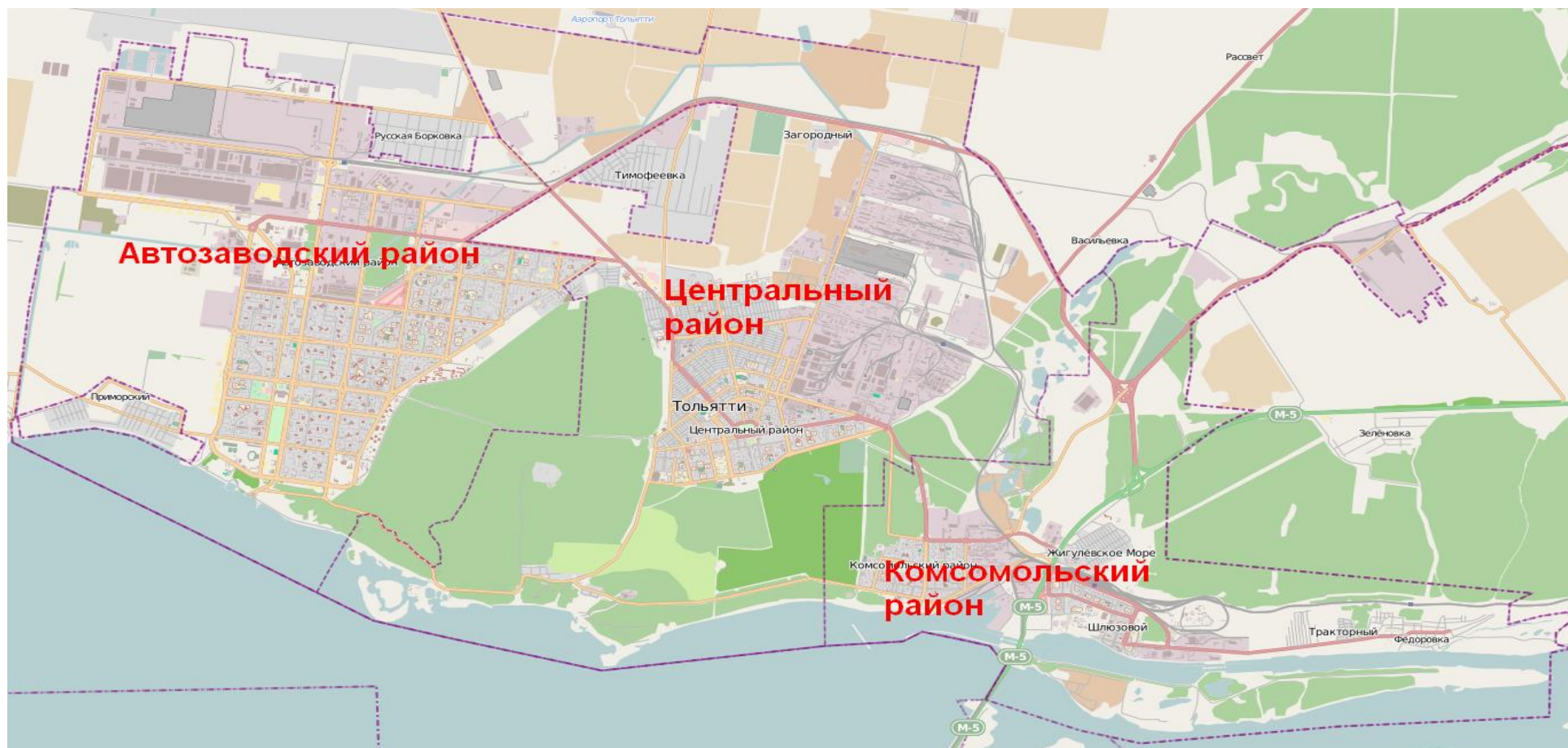


Рисунок 2 – Административное деление города Тольятти

Автозаводский район

Район расположен на западе города. Выходит на берег Волги (первый по течению реки). Территориально разделён на 26 кварталов, ограниченных основными автодорогами, внутри каждого квартала обычно проходит бульвар. Автозаводский район является крупнейшим в Поволжье районом города и единственным в Самарской области с естественным приростом населения.

Район образовался во время строительства АВТОВАЗа. Одновременно с подписанием постановления о строительстве завода (20 июля 1966) правительство страны приняло решение о создании нового жилого района.

В районе находятся следующие предприятия и организации:

- ОАО «АвтоВАЗ»,
- ЗАО СП «GM-АвтоВАЗ»,
- Винзавод Тольяттинский,
- ОАО «Комбинат шампанских вин и коньяков Росинка»,
- ОАО «ЛАДА ХЛЕБ» хлебзавод,
- ООО «ТОЛЪЯТТИ МОЛОКО» молокозавод,
- предприятия тепло, водо и электро снабжения ОАО «ТЕВИС» и ОАО «Электросеть»,
- Дворец культуры и техники,
- Дворец спорта «Волгарь»,
- стадион Торпедо.

Центральный район

Граничит на западе с Автозаводским, а на юго-востоке с Комсомольским районами города. На юге района находится лесной массив, за которым протекает река Волга. На юго-запад от основных кварталов, непосредственно у берега Волги находится микрорайон Портпосёлок, обособленный, но административно входящий в Центральный район. Это единственное место, где район выходит на берег Волги. С севера граничит со Ставропольским районом Самарской области.

В 1960-х годах в районе были построены крупные предприятия машиностроения и химической промышленности: ОАО «Волгоцеммаш», ООО «Тольяттикаучук», ОАО «КуйбышевАзот», электротехнический завод, Тольяттинская ТЭЦ и другие. Они сформировали Северный промышленный узел, расположенный на северо-восток от жилых кварталов.

Район – исторически сложившийся административный центр города. Здесь расположены Тольяттинская Городская Дума, мэрия города и Городская клиническая больница № 1 им. Гройсмана. Большинство зданий района застройки сталинского и хрущёвского периодов. Именно в Центральном районе находится большинство исторических памятников Тольятти. Спортивный стадион Строитель.

Комсомольский район

Расположен на востоке города непосредственно на берегу Волги. Из всех районов города является нижним по течению реки. На западе граничит с Центральным районом, на востоке граница района выходит на федеральную автодорогу М5 и плотину Жигулёвской ГЭС.

В состав Комсомольского района долго время входили:

- посёлок городского типа Поволжский,
- посёлок городского типа Фёдоровка,
- село Новоматюшкино.

Весной 2009 года эти населенные пункты были упразднены и вошли в состав района в качестве микрорайонов. Также можно выделить исторические районы города, ныне микрорайоны: посёлки Шлюзовой, Нагорный, Жигулёвское море.

Крупные предприятия района находятся на значительном удалении от жилых кварталов: ОАО «АвтоВАЗагрегат» и ОАО «Тольяттиазот». Непосредственно в районе находится ЗАО «ВАЗИНТЕРСЕРВИС» и речной порт Тольятти, а также предприятия пищевой промышленности ЗАО Мясокомбинат Комсомольский, пекарня сети супермаркетов «Миндаль».

Климатические характеристики города

Климат – умеренно-континентальный. Основные климатические параметры г. Самара, принятые по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»:

- расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления: -30°C;
- средняя температура отопительного периода: -5,2°C;
- продолжительность отопительного периода: 203 суток.

Динамика изменения численности населения

На 1 января 2014 года численность постоянного населения городского округа Тольятти составила 718,9 тыс. чел. Прирост населения за 2014 год составил 1 тыс. чел.

Тольятти продолжает оставаться одним из немногих муниципальных образований в области, где существует естественный прирост населения. За последние несколько лет коэффициент естественного прироста населения города постепенно возрастает.

Т а б л и ц а 1 – Динамика численности населения города

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Население, тыс. чел.	719,6	719,6	719,4	718,6	718,9
Естественный прирост, тыс. чел	0,3	0,7	1,2	0,7	1

РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

1.1 Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (далее - этапы)

Определения основных понятий, согласно [2]:

Элемент территориального деления – территория поселения, городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц.

Расчетный элемент территориального деления – территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

В качестве расчетных элементов территориального деления принимаются районы городского округа:

- Автозаводский;
- Центральный;
- Комсомольский.

Величина строительных фондов в базовом 2014 г. с разделением по типам зданий представлена в таблице ниже.

Т а б л и ц а 2 – Площадь строительных фондов в 2014 г.

Район	Площадь зданий, м ²			
	МКД	ЖД	ОЗ	ПЗ
Автозаводский	8 803 818	12 786	2 535 582	4 410 219
Центральный	2 741 186	452 693	946 550	1 238 748
Комсомольский	2 140 937	171 197	608 887	609 127
ИТОГО	13 685 942	636 677	4 091 019	6 258 093

Прогноз приростов площади строительных фондов осуществлялся по двум источникам данных:

- Генеральный план городского округа Тольятти Самарской области на расчётный срок 2012-2025 гг.;
- Выданные разрешения на строительство 2015-2021 гг. Управления архитектуры и градостроительства Департамента градостроительной деятельности мэрии г. о. Тольятти.

При анализе документов и сведениях их в общую базу данных были исключены одинаковые объекты строительства.

Данные о приростах площадей строительных фондов по расчетным элементам территориального деления на каждый год представлены в таблице и на рисунке ниже.

Т а б л и ц а 3 – Распределение прироста площади строительных фондов.

Район	Тип застройки	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ИТОГО
Автозаводский	МКД	167 340	278 002	116 927	118 612	110 845	110 845	110 845	110 845	110 845	110 845	110 845	75 668	75 668	75 668	75 668	75 668	1 835 136
	ОЗ	54 359	50 540	49 272	63 680	32 857	32 803	103 648	32 803	32 803	32 803	32 803	43 407	43 407	43 407	43 407	43 407	735 409
	ПЗ	1 499	3 137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4 637
ИТОГО		223 198	331 680	166 199	182 292	143 702	143 648	214 493	143 648	143 648	143 648	143 648	119 075	119 075	119 075	119 075	119 075	2 575 182
ИТОГО нарастающим итогом		223 198	554 878	721 077	903 369	1 047 071	1 190 719	1 405 212	1 548 860	1 692 508	1 836 156	1 979 804	2 098 880	2 217 955	2 337 031	2 456 106	2 575 182	
Комсомольский	ЖД	0	0	0	8 795	8 795	8 795	8 795	8 795	8 795	8 795	8 795	0	0	0	0	0	70 364
	МКД	32 074	54 911	35 259	1 172	1 172	1 172	1 172	1 172	1 172	1 172	1 172	20 039	20 039	20 039	20 039	20 039	231 820
	ОЗ	17 467	2 112	3 362	3 362	3 362	3 362	3 362	3 362	3 362	3 362	3 362	3 948	3 948	3 948	3 948	3 948	69 573
	ПЗ	516	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	516
ИТОГО		50 056	57 022	38 620	13 330	13 330	13 330	13 330	13 330	13 330	13 330	13 330	23 987	23 987	23 987	23 987	23 987	372 272
ИТОГО нарастающим итогом		50 056	107 078	145 699	159 028	172 358	185 687	199 017	212 347	225 676	239 006	252 336	276 323	300 310	324 297	348 285	372 272	
Центральный	ЖД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	МКД	65 546	110 671	20 758	20 758	20 758	20 758	20 758	20 758	20 758	20 758	20 758	24 633	24 633	24 633	24 633	24 633	486 205
	ОЗ	3 720	50 602	22 014	22 014	22 014	22 014	22 014	22 014	22 014	22 014	22 014	24 128	24 128	24 128	24 128	24 128	373 090
	ПЗ	9 937	876	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10 813
ИТОГО		79 204	162 149	42 772	42 772	42 772	42 772	42 772	42 772	42 772	42 772	42 772	48 761	48 761	48 761	48 761	48 761	870 109
ИТОГО нарастающим итогом		79 204	241 352	284 125	326 897	369 669	412 441	455 214	497 986	540 758	583 530	626 303	675 064	723 825	772 586	821 347	870 109	
ИТОГО по г.о. Тольятти		352 458	550 851	247 591	238 394	199 804	199 750	270 594	199 750	199 750	199 750	199 750	191 824	191 824	191 824	191 824	191 824	3 817 562
ИТОГО нарастающим итогом		352 458	903 309	1 150 900	1 389 294	1 589 098	1 788 848	2 059 443	2 259 193	2 458 943	2 658 693	2 858 443	3 050 267	3 242 091	3 433 914	3 625 738	3 817 562	

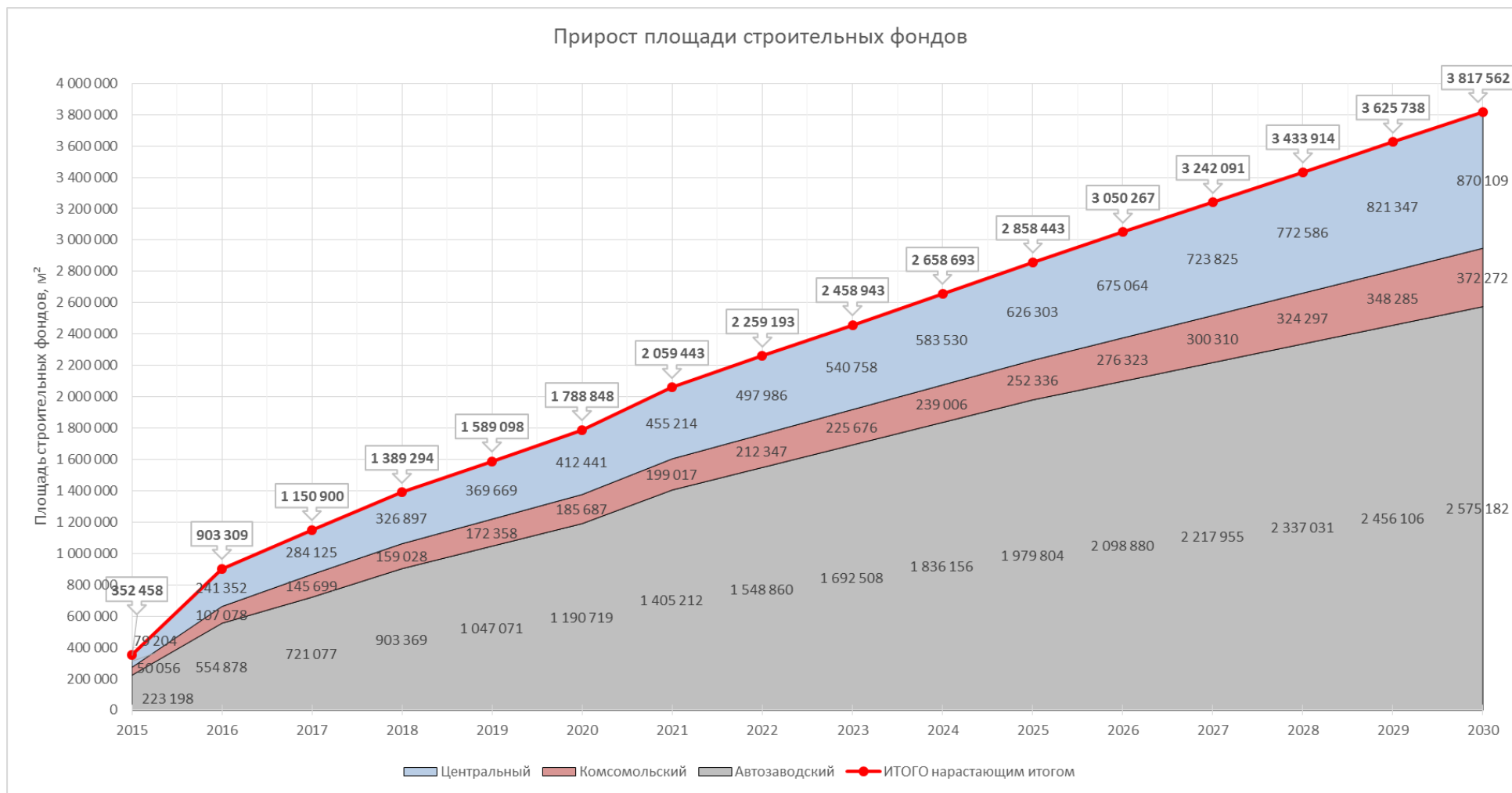


Рисунок 1 – Прирост строительных фондов с 2015 г. по 2030 г.

1.2 Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и прироста потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления

При расчетной температуре наружного воздуха, потребление тепловой энергии принимается равным расчетной тепловой нагрузке, которая состоит из:

- для потребителей ТЭЦ ВАЗа, ТоТЭЦ и БМК-34 – фактической тепловой нагрузки, рассчитанной в п. 3.7 Главы 1 Обосновывающих материалов;
- для потребителей остальных котельных г. о. Тольятти – присоединенной договорной тепловой нагрузки.

В таблице ниже приведены значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления.

Т а б л и ц а 4 – Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Расчетный элемент территориального деления	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Средненедельная тепловая нагрузка ГВС, Гкал/ч	ИТОГО
Автозаводский	1 678,57	185,28	1 863,85
Комсомольский	248,75	65,87	314,62
Центральный	343,73	55,92	399,65
ИТОГО	2 271,05	307,07	2 578,12

Потребление тепловой энергии за весь 2014 год и за его два отопительных периода было рассчитано на основании тепловой нагрузки, пересчитанной по методике [15] на фактические температуры наружного воздуха за каждый день 2014 года. Полученные значения представлены в таблице и на рисунке ниже.

Т а б л и ц а 5 – Расчетное потребление тепловой энергии за весь 2014 год и за его отопительные периоды в каждом расчетном элементе территориального деления

Расчетный элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии, Гкал			Потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал		
	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
Автозаводский	3 575 914	1 376 717	4 952 631	3 575 914	883 987	4 459 900
Центральный	529 920	489 411	1 019 332	529 920	314 250	844 170
Комсомольский	732 259	415 479	1 147 739	732 259	266 778	999 038
ИТОГО	4 838 094	2 281 608	7 119 701	4 838 094	1 465 015	6 303 109

Динамика перспективной тепловой нагрузки потребителей с 2015 г. по 2030 г. определяется следующими факторами:

- фактическая нагрузка потребителей в 2014 году;
- приrost тепловой нагрузки;
- снижение тепловой нагрузки за счет сноса зданий;
- снижение тепловой нагрузки за счет внедрения энергосберегающих мероприятий.

В таблице и на рисунке ниже приведена динамика изменения тепловой нагрузки за счет всех приростов и снижений с 2015 г. до 2030 г. В результате учета всех изменений тепловой нагрузки г. о. Тольятти к 2030 году она составит 2 718,572 Гкал/ч. (см. таблицу 7)

Увеличение тепловой нагрузки составляет 140,452 Гкал/ч (5,4% от базовой тепловой нагрузки, равной 2 578,12 Гкал/ч)

Т а б л и ц а 6 – Динамика изменений тепловой нагрузки по расчетным единицам территориального деления

Район		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ИТОГО	
Автозаводский	Прирост тепловой нагрузки за счет застройки	40,066	26,034	12,966	7,119	5,151	5,148	14,039	5,148	5,148	5,148	5,148	4,645	4,645	4,645	4,645	4,645	154,341	
	Снижение тепловой нагрузки за счет энергосбережения	-11,643	-11,643	-11,643	-11,643	-11,643	-11,643	-11,643											-81,503
	Итого динамика тепловой нагрузки	28,422	14,391	1,323	-4,524	-6,492	-6,495	2,396	5,148	5,148	5,148	5,148	4,645	4,645	4,645	4,645	4,645	72,839	
	Итого динамика тепловой нагрузки нарастающим итогом	28,422	42,813	44,136	39,612	33,120	26,625	29,021	34,169	39,318	44,466	49,614	54,259	58,904	63,549	68,194	72,839		
Центральный	Прирост тепловой нагрузки за счет застройки	13,530	14,486	1,818	1,818	1,818	1,818	1,818	1,818	1,818	1,818	1,818	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050	54,625	
	Снижение тепловой нагрузки за счет энергосбережения	-2,397	-2,397	-2,397	-2,397	-2,397	-2,397	-2,397											-16,780
	Итого динамика тепловой нагрузки	11,133	12,089	-0,579	-0,579	-0,579	-0,579	-0,579	1,818	1,818	1,818	1,818	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050	37,846	
	Итого динамика тепловой нагрузки нарастающим итогом	11,133	23,222	22,643	22,063	21,484	20,905	20,325	22,143	23,961	25,779	27,597	29,646	31,696	33,746	35,796	37,846		
Комсомольский	Прирост тепловой нагрузки за счет застройки	4,708	8,209	6,898	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824	33,214	
	Снижение тепловой нагрузки за счет энергосбережения	-0,492	-0,492	-0,492	-0,492	-0,492	-0,492	-0,492											-3,447
	Итого динамика тепловой нагрузки	4,216	7,716	6,405	0,668	0,668	0,668	0,668	1,160	1,160	1,160	1,160	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824	29,768	
	Итого динамика тепловой нагрузки нарастающим итогом	4,216	11,932	18,337	19,005	19,672	20,340	21,007	22,167	23,327	24,487	25,647	26,471	27,295	28,119	28,944	29,768		
ИТОГО по г.о. Тольятти		43,772	34,196	7,149	-4,436	-6,404	-6,407	2,484	8,126	8,126	8,126	8,126	7,519	7,519	7,519	7,519	7,519	140,452	
ИТОГО нарастающим итогом		43,772	77,967	85,116	80,680	74,276	67,870	70,354	78,480	86,606	94,732	102,858	110,377	117,896	125,414	132,933	140,452		

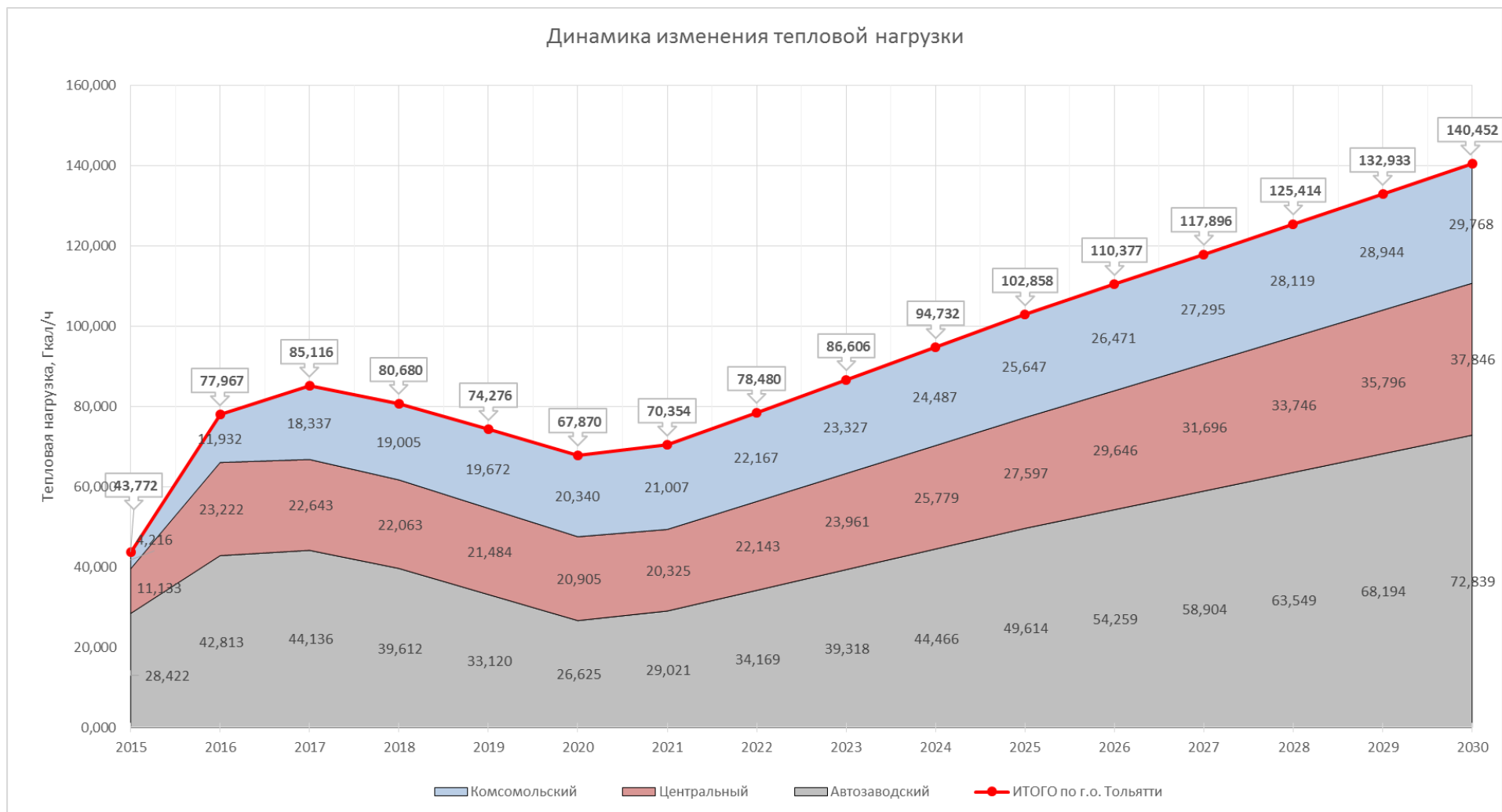


Рисунок 1 – Динамика изменений тепловой нагрузки

Т а б л и ц а 7 – Динамика изменений тепловой нагрузки по источникам

Источник	Тип тепловой нагрузки	Присоединенная нагрузка 2014 г.	Изменение присоединенной тепловой нагрузки															
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ТЭЦ ВАЗа	ОВ, Гкал/ч	1670,9	21,693	10,401	-0,725	-5,163	-6,790	-6,793	2,035	4,542	4,542	4,542	4,542	4,130	4,130	4,130	4,130	4,130
	Среднедельная ГВС, Гкал/ч	184,5	6,729	3,990	2,048	0,639	0,298	0,298	0,361	0,606	0,606	0,606	0,606	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515
ТоТЭЦ	ОВ, Гкал/ч	340,3	4,099	11,377	-0,831	-0,831	-0,831	-0,831	-0,831	1,450	1,450	1,450	1,450	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834
	Среднедельная ГВС, Гкал/ч	55,8	6,973	0,712	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,163	0,163	0,163	0,163	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Котельная №14	ОВ, Гкал/ч	3,43	0,049	0,000	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022					
	Среднедельная ГВС, Гкал/ч	0,12	0,012	0,000	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002					
Котельная №8	ОВ, Гкал/ч	66,7	-0,168	-0,168	-0,168	0,385	0,385	0,385	0,385	0,553	0,553	0,553	0,553					
	Среднедельная ГВС, Гкал/ч	17,08	-0,006	-0,006	-0,006	0,072	0,072	0,072	0,072	0,079	0,079	0,079	0,079					
Котельная №2	ОВ, Гкал/ч	164,6	3,611	7,081	5,995	-0,165	-0,165	-0,165	-0,165					0,724	0,724	0,724	0,724	0,724
	Среднедельная ГВС, Гкал/ч	45,83	0,710	0,956	0,731	-0,007	-0,007	-0,007	-0,007					0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
БМК-34	ОВ, Гкал/ч	16,3	-0,023	-0,143	-0,143	0,318	0,318	0,318	0,318	0,461	0,461	0,461	0,461					
	Среднедельная ГВС, Гкал/ч	2,8	0,092	-0,004	-0,004	0,064	0,064	0,064	0,064	0,067	0,067	0,067	0,067					

Т а б л и ц а 8 – Изменение тепловой нагрузки потребителей г. о. Тольятти

Район	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Автозаводский	1 863,850	1 892,272	1 906,663	1 907,986	1 903,462	1 896,970	1 890,475	1 892,871	1 898,019	1 903,168	1 908,316	1 913,464	1 918,109	1 922,754	1 927,399	1 932,044	1 936,689
Центральный	399,650	410,783	422,872	422,293	421,713	421,134	420,555	419,975	421,793	423,611	425,429	427,247	429,296	431,346	433,396	435,446	437,496
Комсомольский	314,620	318,836	326,552	332,957	333,625	334,292	334,960	335,627	336,787	337,947	339,107	340,267	341,091	341,915	342,739	343,564	344,388
ИТОГО по г.о. Тольятти	2 578,120	2 621,892	2 656,087	2 663,236	2 658,800	2 652,396	2 645,990	2 648,474	2 656,600	2 664,726	2 672,852	2 680,978	2 688,497	2 696,016	2 703,534	2 711,053	2 718,572

1.3 Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и прироста потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) на каждом этапе

Потребление тепловой энергии (максимальное и годовое) объектами, расположенными в производственных зонах представлено по 4 наиболее крупным потребителям в таблицах ниже.

Т а б л и ц а 9 – Максимальная тепловая нагрузка крупнейших объектов, расположенных в производственных зонах

	ОАО «Волгоцеммаш»		ЗАО «Тольяттисинтез»		ОАО «КуйбышевАзот»		ОАО «АВТОВАЗ»	
	договор	факт	договор	факт	договор	факт	договор	факт
В сетевой воде, в т.ч.	73,5538	13,758	6,604	6,604			671,259	909,9
горячее водоснабжение (ГВС)	16,08	13,758	0,33	0,33			88,712	29,5
отопление	29,4738		3,581	3,581			559,547	766,5
вентиляция	28		2,693	2,693			775	
технология							248	113,9
В паре, в т.ч.			480	273	200	208	7	4,4
технология			480	273	200	208	7	4,4

Т а б л и ц а 10 – Потребление тепловой энергии крупнейшими объектами, расположенными в производственных зонах

	ОАО «Волгоцеммаш»	ЗАО «Тольяттисинтез»	ОАО «КуйбышевАзот»	ОАО «АВТОВАЗ»
В сетевой воде, в т.ч.	36 368	13 257		1 920 499
горячее водоснабжение (ГВС)	36 368	6 575		1 919 987
отопление		5 779		
вентиляция		903		
технология				512
В паре, в т.ч.		2 240 836	664 400	47 233
технология		2 240 836	664 400	47 233

Прирост объемов потребления тепловой энергии объектами, расположенными в производственных зонах, осуществляется только за счет перспективной застройки (см. часть 5 Главы 2 Обосновывающих материалов, тип зданий ПЗ).

По данным крупных промышленных потребителей (ОАО «АВТОВАЗ», ОАО «КуйбышевАзот», ЗАО «Тольяттиазот», ЗАО «Тольяттисинтез» и ОАО «Волгоцеммаш») приростов потребления тепловой энергии не планируется.

РАЗДЕЛ 2 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

2.1 Радиус эффективного теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Оптимальный радиус теплоснабжения – расстояние от источника, при котором удельные затраты на выработку и транспорт тепла являются минимальными.

Под максимальным радиусом теплоснабжения понимается расстояние от источника тепловой энергии до самого отдаленного потребителя, присоединенного к нему на данный момент.

В настоящее время отсутствует утвержденная методика по определению радиуса эффективного теплоснабжения. Далее будет произведен расчет оптимального и максимального радиуса теплоснабжения.

Для расчета оптимального радиуса теплоснабжения использована методика к. т. н. В.Н. Папушкина, приведенная в журнале «Новости теплоснабжения», № 9, 2010 г. Максимальный радиус определяется путем измерения расстояния между источником и самым отдаленным потребителем тепловой энергии.

В таблице 11 приведен расчет оптимального и максимального радиуса теплоснабжения от источников г. о. Тольятти.

Т а б л и ц а 11 – Расчет радиусов теплоснабжения от источников г. о. Тольятти

№	Источник	Среднее число абонентов на 1 км ²	Стоимость тепловых сетей, млн. руб.	Теплоплотность зоны действия источника, Гкал/ч /км ²	Расчетный перепад температур в т/с, °С	Максимальный радиус теплоснабжения, км	Оптимальный радиус теплоснабжения, км
1	ТЭЦ ВАЗа	29	386,14	30,6	80	10,4	6,7
2	ТоТЭЦ	41		15,8	80	6,9	7,2
3	Котельная БМК-34	110	39,4	33,7	25	1,40	2,46
4	Котельная № 2	9	370,0	119,5	60	3,13	2,11
5	Котельная № 8	6	154,9	41,2	60	2,23	2,66
6	Котельная о/к «Алые паруса»	533	2,7	89,2	25	0,33	1,73
7	Котельная №4	489	0,4	84,9	60	0,73	1,76
8	Котельная №7	509	0,3	111,4	25	0,7	1,68
9	Миникотельная	1 114	0,2	168,2	25	0,08	1,46
10	Котельная №3	240	5,9	20,7	25	0,36	2,34
11	Котельная №14	239	4,7	15,3	25	0,46	2,45

В статье, в которой приведена методика расчета радиуса, автором описываются основные недостатки данного полуэмпирического метода. Основываться только на этих данных при решении подключения к каждому из источников перспективных потребителей будет неверно.

В г. о. Тольятти все действующие котельные находятся за пределами эффективных радиусов теплоснабжения комбинированных источников – ТЭЦ ВАЗа и ТоТЭЦ. Исключение составляет котельная ЦОК, находящаяся в консервации – котельная расположена в 5,8 км от ТоТЭЦ (оптимальный радиус теплоснабжения ТоТЭЦ 7,2 км).

На рисунках ниже графически показаны оптимальные и максимальные радиусы теплоснабжения всех источников ОАО «Волжская ТГК» и котельных (с присоединенной нагрузкой более 10 Гкал/ч) г. о. Тольятти.



Рисунок 1 – Оптимальный и максимальный радиус теплоснабжения от источников ОАО «Волжская ТГК»

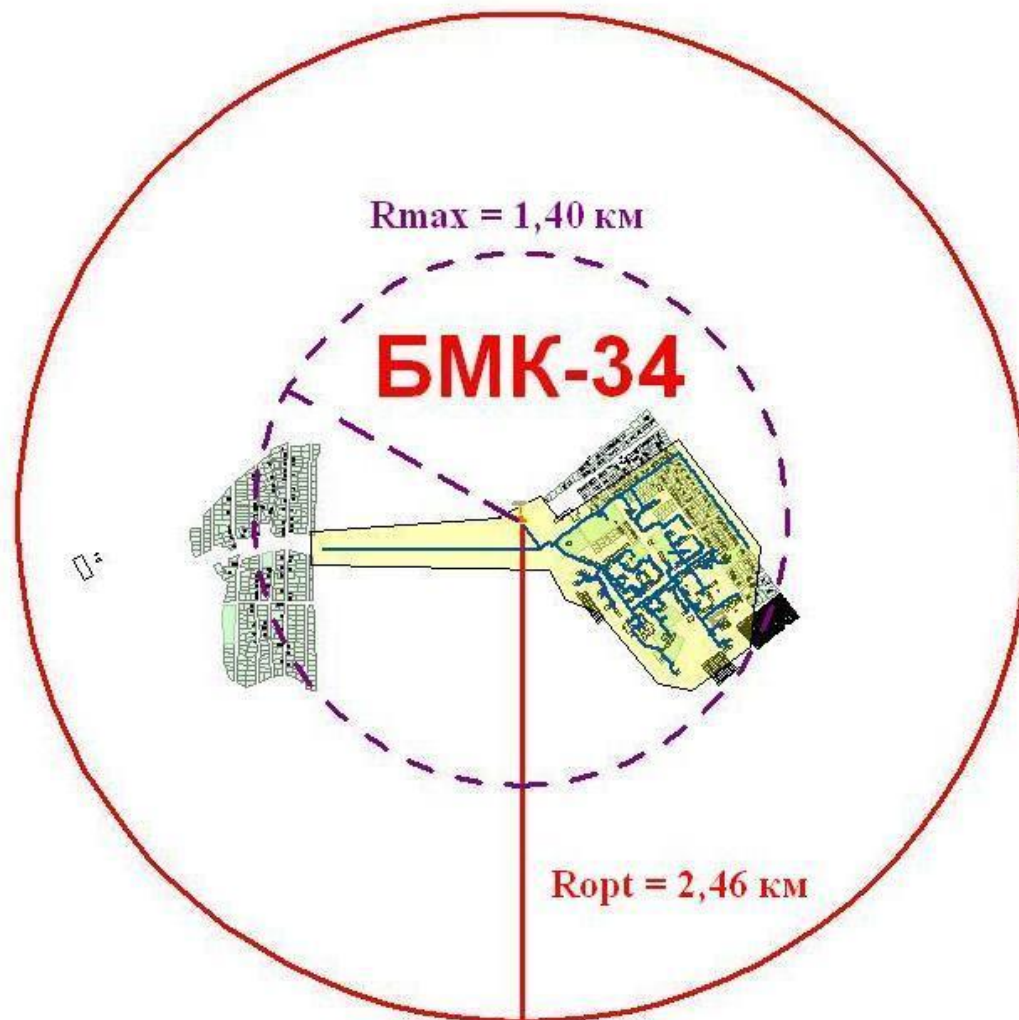


Рисунок 2 – Оптимальный и максимальный радиус теплоснабжения от котельной БМК-34

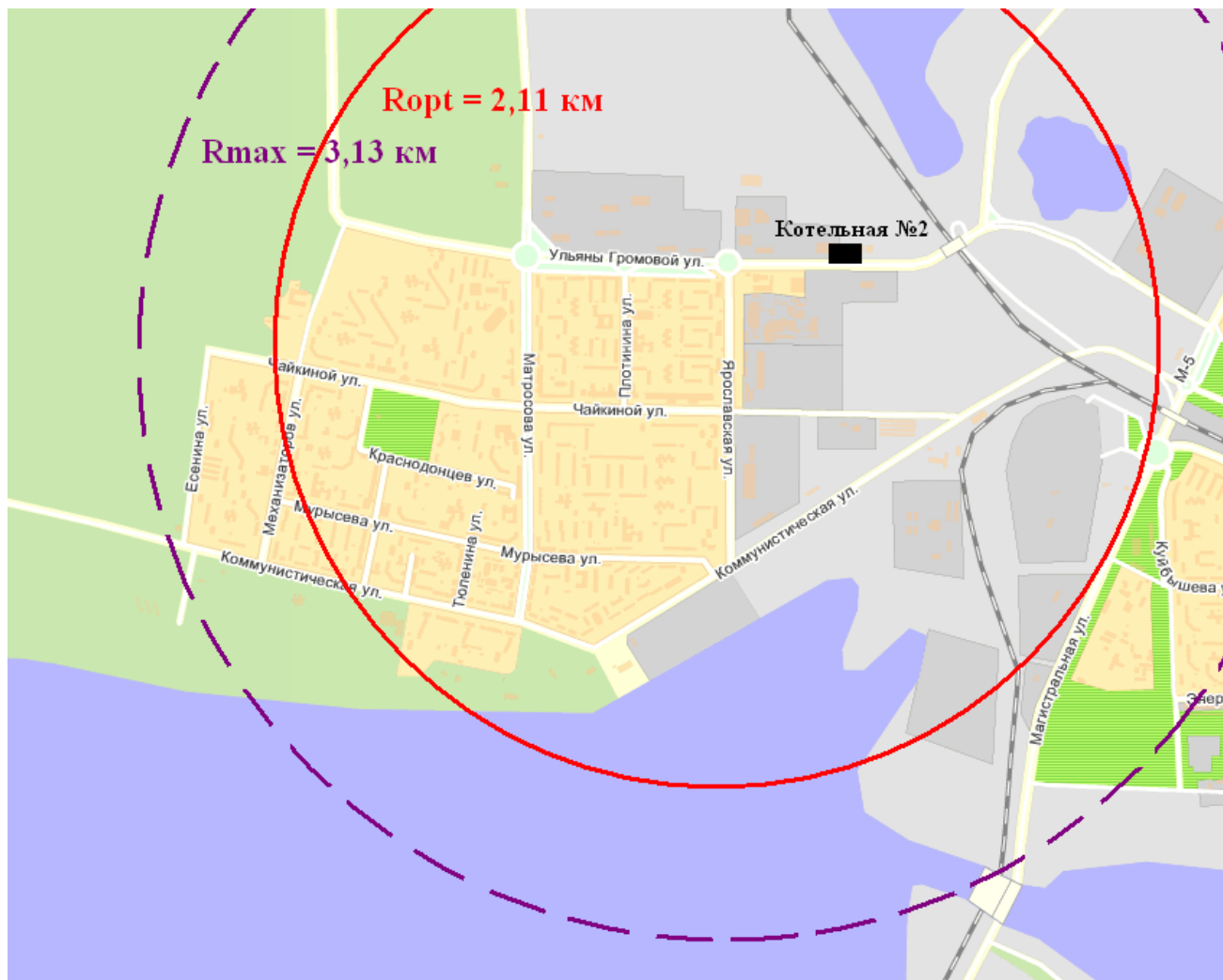


Рисунок 3 – Оптимальный и максимальный радиус теплоснабжения от котельной № 2 (ситуационный план)

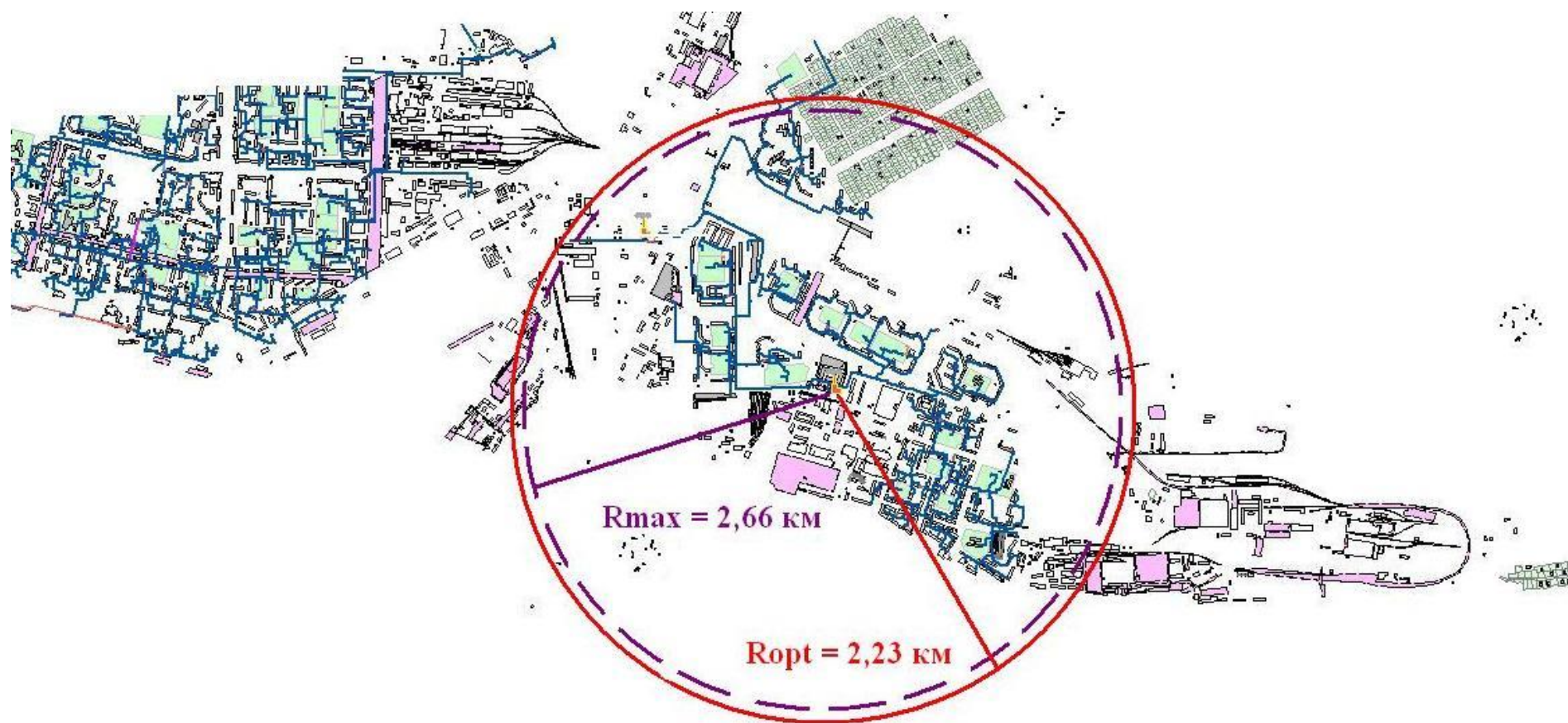


Рисунок 5 – Оптимальный и максимальный радиус теплоснабжения от котельной № 8

2.2 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

2.2.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

В г. о. Тольятти имеется 14 источников тепловой энергии, 2 из которых – источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, 12 прочих – котельные (3 из которых в резерве/законсервированы).

К крупным источникам (с присоединенной тепловой нагрузкой более 10 Гкал/ч) можно отнести следующие источники, по мере уменьшения присоединенной нагрузки:

1. ТЭЦ ВА3А
2. Тольяттинская ТЭЦ
3. Котельная № 2
4. Котельная № 8
5. Котельная БМК-34.



В таблице ниже представлены основные характеристики котельных и ТЭЦ. На рисунках ниже представлены зоны действия крупных источников тепловой энергии, а также зоны действия теплоснабжающих организаций.

Т а б л и ц а 12 – Данные по источникам теплоснабжения г. о. Тольятти

Перечень основных источников тепловой энергии	ТЭЦ ВАЗа	Котельная о/к «Алые паруса»	Котельная № 1 (в резерве)	Котельная № 2	Котельная № 4	Котельная № 7	Котельная № 8	Миникотельная	Котельная БМК-34	Котельная № 3	Котельная № 14	Тольяттинская ТЭЦ
Место положения	Автозаводский район		Комсомольский район								Центральный район	
Год ввода в эксплуатацию	1967	1997	1972	1972	1974	1990	1998	2000	2008	1968	1995	1960
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	3903	19,8	39,9	386,6	2,96	2,4	139,9	0,09	30,0	5,16	4,93	2173
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	3523	19,8	39,9	386,6	2,96	2,4	139,9	0,09	30,0	5,16	4,93	1813
Температурный график	150/70 °С	95/70 °С	130/70 °С	150/70 °С	95/70 °С	95/70 °С	150/70 °С	95/70 °С	130/70 °С	95/70 °С	95/70 °С	150/70 °С
Вид основного и резервного топлива	газ/мазут	газ/мазут	газ	газ/мазут	газ	газ	газ/мазут	газ	газ	газ	газ	газ/уголь/мазут
Присоединенная договорная тепловая нагрузка всего ¹ , Гкал/ч в т.ч.	3292,8	6,79	0	276,4	0,73	0,7	107,7	0,08	29,1	2,76	3,71	1547,9
- пар	15,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	680
- горячая вода	3277,8	6,79	0	276,4	0,73	0,7	107,7	0,08	29,1	2,76	3,71	867,9
отопление	2776	5,88	0	164,6	0,57	0,5	66,7	0,08	16,56	1,79	3,43	605,9
вентиляция			0						0,57			
гвс	501,5	0,91	0	110,0	0,16	0,2	41,0	0	12	0,97	0,28	262

¹ Приведены договорные нагрузки, без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях.

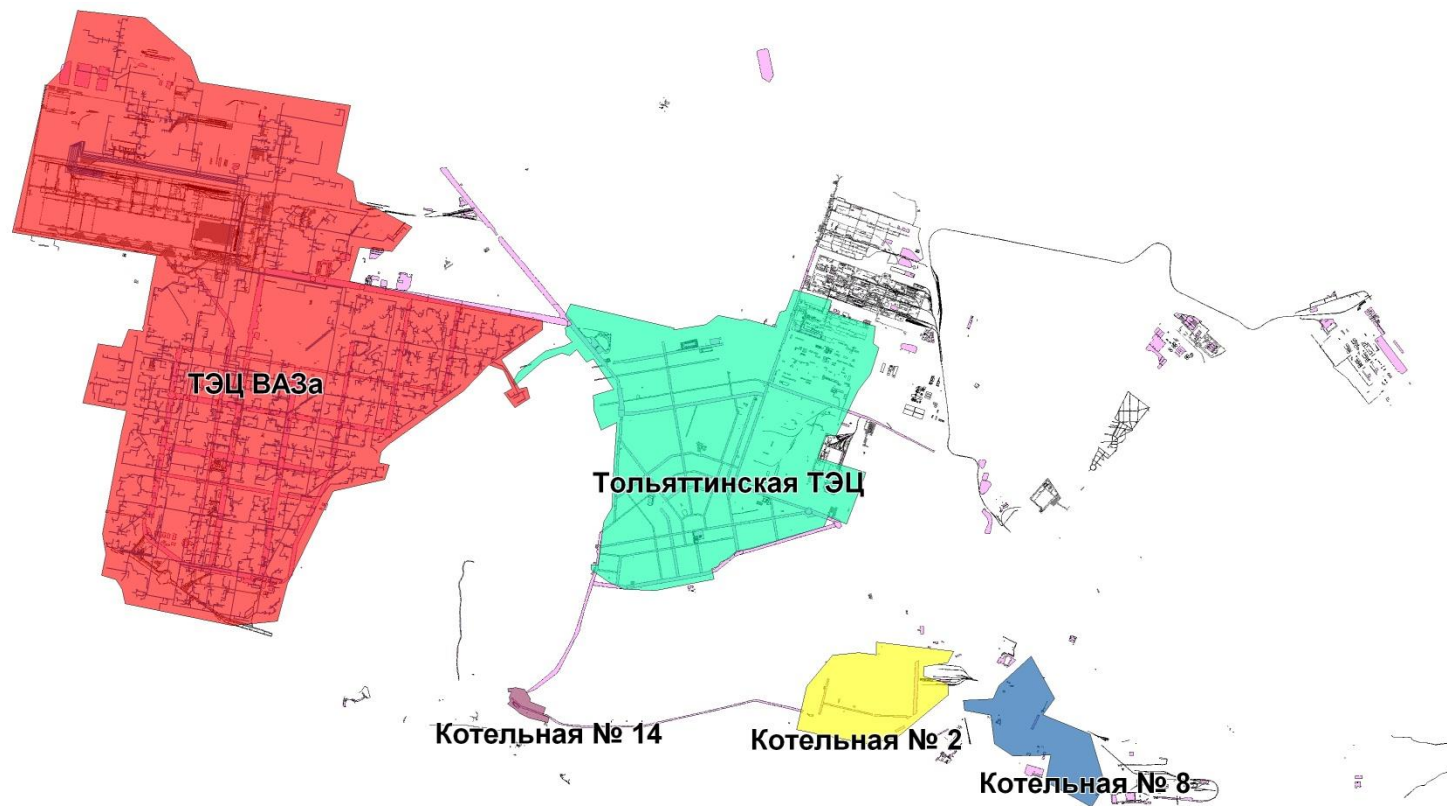
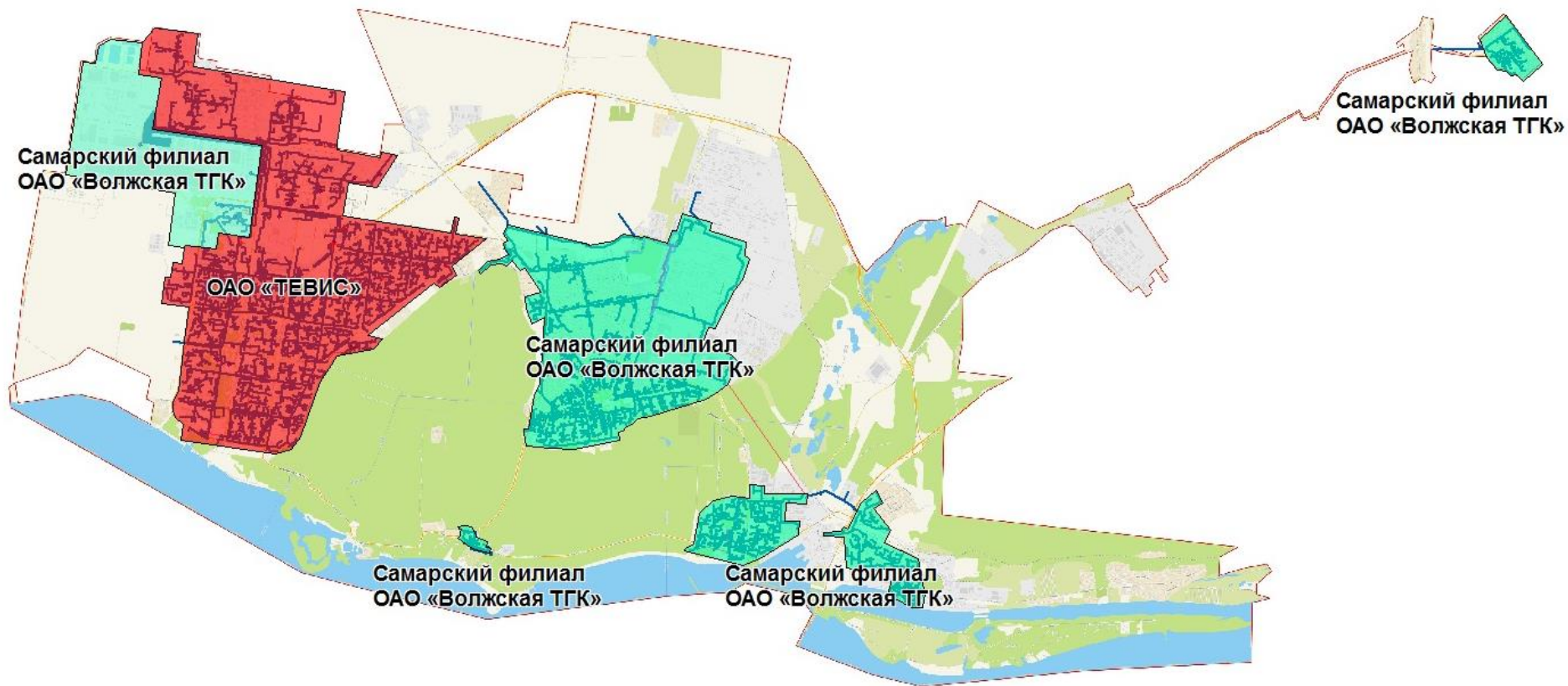


Рисунок 6 – Зоны действия крупных источников тепловой энергии г. о. Тольятти



Красный цвет - Тепловые сети ОАО «ТЕВИС»
Зеленый цвет - Тепловые сети ОАО «Волжская ТГК»

Рисунок 7 – Зоны действия теплоснабжающих организаций г. о. Тольятти на 2013 г.

2.2.2 Описание перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

2.2.2.1 Описание перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения ОАО «Волжская ТГК»

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 [2].

Зона действия источника тепловой энергии – территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения [2].

Установленная тепловая мощность ТЭЦ ВАЗа составляет 3903 Гкал/ч, тепловая мощность источника нетто – 3457 Гкал/ч, суммарный отпуск (при фактической нагрузке) тепловой энергии (сетевая вода и пар) составляет 2080,7 Гкал/ч. Резерв составляет 47 % от установленной тепловой мощности и 40 % от тепловой мощности нетто.

Установленная тепловая мощность Т₀ТЭЦ составляет 2173 Гкал/ч, тепловая мощность источника нетто – 1754 Гкал/ч, суммарный отпуск тепловой энергии составляет 834,6 Гкал/ч. Резерв составляет 62 % от установленной тепловой мощности и 52 % от тепловой мощности нетто.

Тепловая мощность источников Тольяттинского теплового узла является избыточной. Для повышения загрузки существующего оборудования необходимы такие меры, как перевод тепловых нагрузок.

- Вариант А.2. Вариант развития Автозаводского района, при котором планируется присоединение строительных площадок Генерального плана № 1 и № 9 к ТЭЦ ВАЗа;

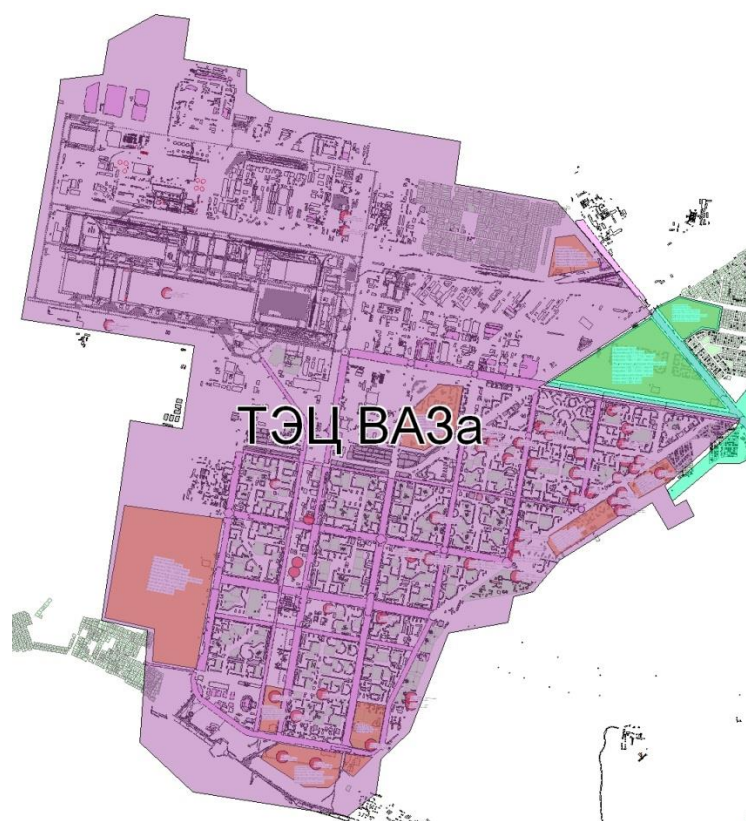


Рисунок 8 – Вариант А.2. Зона действия системы теплоснабжения

- Вариант Б.3. Перенос тепловой нагрузки Котельной № 2 и Котельной № 8 на ТoТЭЦ и закрытие указанных котельных.

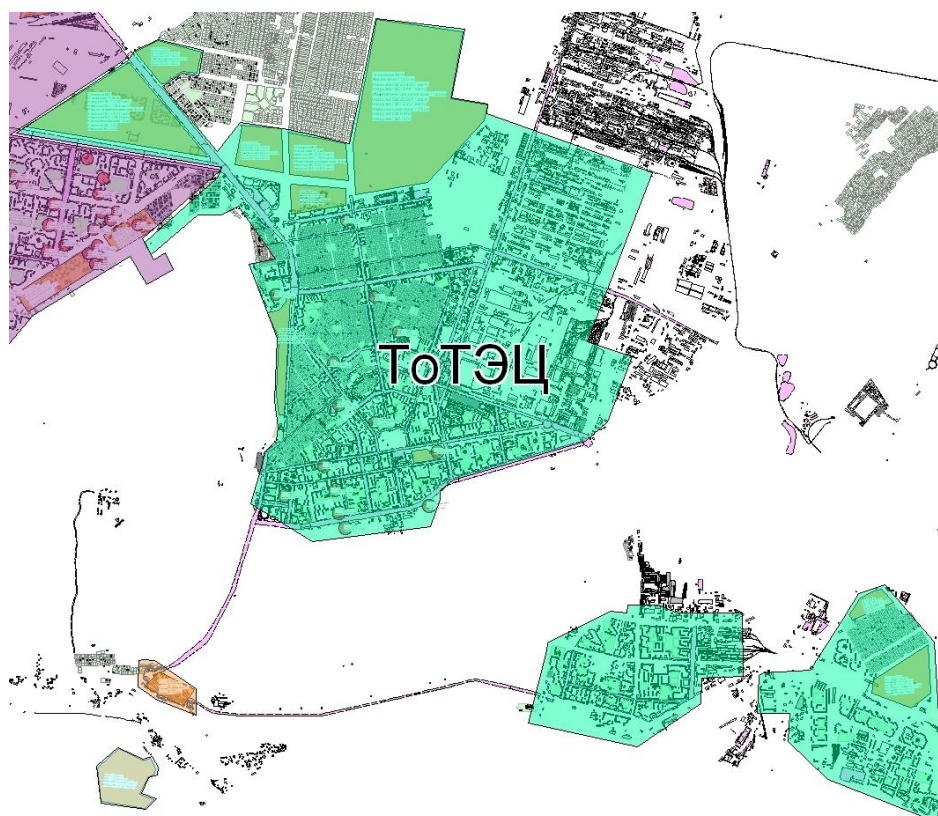


Рисунок 9 – Вариант Б.3. Зона действия системы теплоснабжения

По результатам проведенных в обосновывающих материалах исследований, к реализации рекомендуются варианты А.2 и Б.3 развития системы теплоснабжения. При совместной реализации этих вариантов повышается комбинированная выработка тепловой энергии, решается проблема с избыточной тепловой мощностью в Тольяттинском тепловом узле, и снижаются условно постоянные издержки на содержание незагруженных мощностей.

2.2.2.2 Описание перспективных зон действия котельных

1. Зона действия котельной о/к «Алые паруса» (ПК «Ягодинский») остается неизменной (в границах, сложившихся на 01.01.2012). Котельная принадлежит ОАО «Волжская ТГК».
2. Зона действия котельной № 3 (санаторий «Лесное») остается неизменной (в границах, сложившихся на 01.01.2012). Котельная принадлежит ОАО «Волжская ТГК».
3. Зона действия котельной № 14, расположенной по адресу Комсомольское шоссе, ба, остается неизменной (в границах, сложившихся на 01.01.2012). Котельная принадлежит ОАО «Волжская ТГК».
4. Зона действия котельной БМК-34 остается неизменной (в границах, сложившихся на 01.01.2012). Котельная принадлежит ЗАО «Поволжская теплоэнергетическая компания».
5. Зона действия котельной № 1, расположенной по адресу ул. Чайкиной, 72, остается неизменной (в границах, сложившихся на 01.01.2012). Котельная принадлежит ОАО «Волжская ТГК».

6. Зона действия котельной № 2, расположенной по адресу ул. Громовой, 43, остается неизменной при варианте Б.1. Котельная принадлежит ОАО «Волжская ТГК».
7. Зона действия котельной № 4, расположенной по адресу ул. Телеграфная, 34, остается неизменной (в границах, сложившихся на 01.01.2012). Котельная принадлежит ОАО «Волжская ТГК».
8. Зона действия котельной № 7 по адресу ул. Ингельберга, 9а остается неизменной (в границах, сложившихся на 01.01.2012). В случае реализации планов по строительству автономной котельной (Вариант В, подробнее см. п. 9.1 Главы 6, а также п. 3.6 Главы 10, Обосновывающих материалов), котельная № 7 будет выведена из эксплуатации. Котельная принадлежит ОАО «Волжская ТГК».
9. Зона действия котельной № 8, расположенной по адресу ул. Энергетиков, 23, остается неизменной при вариантах Б.1 и Б.2. Котельная принадлежит ОАО «Волжская ТГК».
10. Зона действия миникотельной, расположенной по адресу ул. Брестская, 26а, остается неизменной (в границах, сложившихся на 01.01.2012). Котельная принадлежит ОАО «Волжская ТГК».

2.3 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

2.3.1 Существующие зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии

На диаграмме ниже представлены данные о соотношении площадей жилых помещений с централизованным и индивидуальным отоплением по г. о. Тольятти.

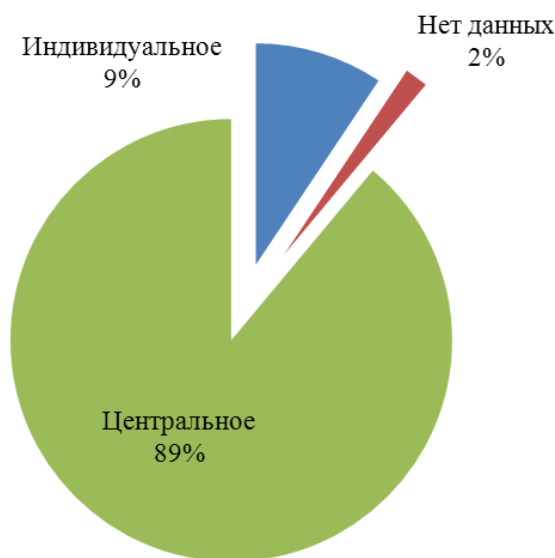


Рисунок 10 – Соотношение площадей жилых помещений подключенных к центральному и индивидуальному отоплению

Из диаграммы следует, что по г. о. Тольятти 89% (12 387 310,8 м²) жилых помещений подключены к централизованному отоплению, и только 9% (1 306 400,9 м²) составляет индивидуальное отопление. По 2% (236 828,8 м²) отсутствует информация о подключении.

В комсомольском районе г. о. Тольятти имеются абоненты с собственными газовыми проточными водонагревателями (газовыми колонками). По состоянию на 20.10.2008 количество абонентов – 130 домов, их перечень подробно представлен ниже.

Т а б л и ц а 13 – Дома с газовыми проточными водонагревателями (газовыми колонками)

№ п/п	Улица	Номер дома	Количество домов
1	Комсомольское шоссе	2, 4, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 18	12
2	ул. Брестская	26	1
3	ул. Зеленая	2а, 4, 6, 10	4
4	ул. Комзина	2, 27, 29	3
5	ул. Коммунистическая	17, 19, 31, 33, 35, 53, 55, 57, 59, 61, 63, 69, 71, 75, 75а, 77, 79, 81, 81а, 83а, 85, 87, 89, 91, 95, 97	27
6	ул. Космодемьянская	3	1
7	ул. Кошевого	5	1
8	ул. Крылова	3а, 5, 5а, 6, 7, 8	6
9	ул. Куйбышева	26, 28	2
10	ул. Макарова	1, 3, 5, 8, 10, 12, 14, 16	8
11	ул. Матросова	1, 2, 3, 4, 6, 6а, 7, 9	8
12	ул. Морская	3, 5	2
13	ул. Мурысева	68/10, 76, 80, 82, 83а, 85а, 86, 88, 90, 92, 96, 102	12
14	ул. Набережная	1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19	10

№ п/п	Улица	Номер дома	Количество домов
15	ул. Никонова	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 16	14
16	ул. Носова	3, 5, 13	3
17	ул. Павлова	4	1
18	ул. Севастопольская	3, 4, 8, 10	4
19	ул. Специалистов	4, 9	2
20	ул. Тюленина, 3	3, 4, 8	3
21	ул. Шлюзовая	11, 13, 15, 17, 19, 21	6
	ИТОГО		130

2.3.2 Перспективные зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии

2.3.2.1 Источник микрорайона «Ставрополь на Волге»

Микрорайон «Ставрополь на Волге» (Площадка № 22) планируется разместить на намывном острове площадью в 200 га неподалеку от Портпоселка (расположение показано на рисунке ниже). Ближайший источник тепловой энергии Котельная № 14 с располагаемой тепловой мощностью 4,93 Гкал/ч. Расчетная тепловая нагрузка микрорайона составляет 1,622 Гкал/ч. В связи с отдаленностью котельной №14 для площадки принято решение строительства собственной котельной в данном районе.

Для обоснования организации индивидуального теплоснабжения был произведен расчет капитальных затрат на источник централизованного теплоснабжения. Капитальные затраты рассчитывались с учетом инфляции при проектировании сетей в 2014 году ввода их в эксплуатацию за три года по долям 25%/25%/50% и ввода источника в 2017 году по методике расчета, приведенного в п. 1.1 Главы 10 Обосновывающих материалов. Из расчета находилась удельная величина капитальных затрат на 1 Гкал/ч. В таблице ниже представлены результаты расчетов:

Т а б л и ц а 14 – Результаты расчета платы за присоединение к источнику централизованного теплоснабжения.

Площадка № 22	
Капитальные затраты, тыс. руб.	38 447
Присоединяемая нагрузка, Гкал/ч	1,622
Удельные капитальные затраты (тыс. руб.)/(Гкал/ч)	23 704

В результате расчетов при данных удельных капитальных затратах, строительство источника централизованного теплоснабжения становится невыгодным по сравнению с индивидуальным теплоснабжением, стоимость строительства которого по объектам аналогам составляет 1800 (тыс. руб.)/(Гкал/ч). Причиной неконкурентоспособности является наличие сильноразветвленной тепловой сети с низкой тепловой нагрузкой конечных потребителей.

2.3.2.2 Перечень перспективной точечной застройки с индивидуальными источниками

Перспективная застройка (кроме площадки № 22 по Генплану) г. о. Тольятти происходит в зоне действия существующих источников тепловой энергии. Но в зданиях, приведенных в таблице ниже планируется теплоснабжение от индивидуальных источников.

Т а б л и ц а 15 – Список перспективной застройки с индивидуальным теплоснабжением

Наименование объекта	Место расположения перспективной застройки	Район	Год ввода в эксплуатацию	Тип застройки (МКД, ЖД, ОЗ, ПЗ)	Площадь зданий, м ²	Индивидуальное теплоснабжение за счет
сервисного центра по обслуживанию газобаллонных автомобилей	Самарская область, г. Тольятти, Комсомольский район, севернее здания № 97 по ул. Матросова	Комсомольский район	2015	ПЗ	395,48	автоматизированная блочно-модульная котельная на дизельном топливе
Торгово-складское здание	Самарская область, г. Тольятти, Центральный район, ул. Новозаводская, 2-б, строение 1	Центральный район	2013	ПЗ	1437,3	газ
группа четырехэтажных многоквартирных жилых домов в составе: жилой дом 1	Самарская область, г. Тольятти, Автозаводский район, ул. Спортивная, 39	Автозаводский район	2013	МКД	1831,2	газ
жилой дом 2	Самарская область, г. Тольятти, Автозаводский район, ул. Спортивная, 37	Автозаводский район	2013	МКД	5545,4	газ
группа четырехэтажных многоквартирных жилых домов в составе: жилой дом 3	Самарская область, г. Тольятти, Автозаводский район, ул. Спортивная, 43	Автозаводский район	2013	МКД	1841,1	газ
жилой дом 4	Самарская область, г. Тольятти, Автозаводский район, ул. Спортивная, 41	Автозаводский район	2013	МКД	5578,1	газ
технопарк в сфере высоких технологий "Жигулевская долина" г.о. Тольятти	Самарская область, г. Тольятти, Южное шоссе, 159	Автозаводский район	2013	ПЗ	9137,7	газ
Мойка	Самарская область, г. Тольятти, Центральный район, Автозаводское шоссе, д.22	Центральный район	2015	ОЗ	360,4	газ
Религиозная организация "Воскресенский мужской монастырь г.о. Тольятти Самарской и Сызранской Епархии Русской Православной Церкви" - Разрешение на строительство для проведения реконструкции объекта «Комплекс земской больницы из 6 зданий. 2-ой этап реконструкции – приспособление здания лит. А4 для современного использования и размещения в нем Братского корпуса	Самарская область, г. Тольятти, Центральный район, ул. Нагорная, 1-а.	Центральный район	2015	ОЗ	277,1	газ
реконструкции здания цеха с АБК под организацию опытно-промышленного комплекса по выпуску катодов медных	Самарская обл., г. Тольятти, Центральный район, ул. Новозаводская, 2д.	Центральный район	2015	ПЗ	6557,7	газ

Наименование объекта	Место расположения перспективной застройки	Район	Год ввода в эксплуатацию	Тип застройки (МКД, ЖД, ОЗ, ПЗ)	Площадь зданий, м²	Индивидуальное теплоснабжение за счет
Торгово-развлекательный центр с инженерно-техническим обеспечением	г. Тольятти, Автозаводский район, южнее здания, имеющего адрес: Приморский бульвар, 43, 8 квартал	Автозаводский район	2015	ОЗ	30758,2	газ
Торговый комплекс "Волга-Молл" с внешней инфраструктурой (1 этап - блоки "А" и "В") Застройщик: КОО «Цезар 4 Лимитед»	примерно в 300 м от ориентира: г. Тольятти, Центральный район, пересечение Южного и Обводного шоссе	Центральный район	2015	ОЗ	73649	газ
«Торговый центр спортивных товаров «Декатлон»	Самарская область, г. Тольятти, Центральный район, пересечение Южного и Хрящевского шоссе	Центральный район	2015	ОЗ	3497,25	газ
г. Тольятти, Автозаводский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 63:09:01:03035. 3 этап: восьмизэтажные многоквартирные жилые дома с инж. обеспеч.: КЖ-9, КЖ-10, КЖ-11. Застройщик: ООО ФСК "Велит"	г. Тольятти, Автозаводский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 63:09:01:03035.	Автозаводский район	2015	МКД	27215,1	газ
г. Тольятти, Автозаводский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 63:09:01:03035. 2 этап: восьмизэтажные многоквартирные жилые дома с инж. обеспеч.: КЖ-7, КЖ-8, блокированные шестиквартирные ж.д. с инж.обеспеч. (дом 1, дом 2, дом 3, дом 4, дом 5, дом 6); Застройщик: ООО ФСК"Велит"	г. Тольятти, Автозаводский район, в юго-восточной части кадастрового квартала 63:09:01:03035.ФСК"Велит"	Автозаводский район	2016	МКД	24863,4	газ
Жилой дом поз. 1 с инженерно-техническим обеспечением	в 200 м по направлению на юго-запад от ориентира г. Тольятти, пересечение Московского проспекта и улицы Фрунзе.	Автозаводский район	2017	МКД	25881	газ
Поз.№1: 3-х секц. Дом 14 эт; Поз.№2: 3-х секц. дом 18 эт в 200 м по направлению на юго-запад от ориентира г. Тольятти, пересечение Московского проспекта и улицы Фрунзе. Застройщик: ООО "Вельт"	в 200 м по направлению на юго-запад от ориентира г. Тольятти, пересечение Московского проспекта и улицы Фрунзе.	Автозаводский район	2017	МКД	59163	газ
склада готовой продукции	Самарская область, г. Тольятти, Центральный район, проезд Тупиковый, 42	Центральный район	2015	ПЗ	369,22	источник теплоснабжения - эл.сети
Городок ОМОН ГУВД по Самарской области (дислокация г. Тольятти)	Самарская область, г. Тольятти, Центральный район, ул. Ларина, юго-восточнее территории МУП «Зеленстрой»	Центральный район	2016	ОЗ	комплексное здание - 3680,71; столовая- 634,47; сортивный комплекс - 2835,02; общежитие - 1748,47	котельная (газ)

Наименование объекта	Место расположения перспективной застройки	Район	Год ввода в эксплуатацию	Тип застройки (МКД, ЖД, ОЗ, ПЗ)	Площадь зданий, м²	Индивидуальное теплоснабжение за счет
производственный корпус	Самарская обл., г. Тольятти, Центральный район, восточнее здания, имеющего адрес: Обводное шоссе, 101, строение 3	Центральный район	2015	ПЗ	1294,36	отопление воздушно электрическими тепловентиляторами
Автотехнический центр южнее здания по ул.Коммунальной. 46 в 1 -й очереди ПКЗ г. Тольятти. Заказчик: Новожилов А.П.	южнее здания по ул.Коммунальной. 46 в 1 -й очереди ПКЗ г. Тольятти.	Комсомольский район	2016	ПЗ	1997,24	отопление от проектируемой котельной
Автозаправочная станция с инженерно-техническим обеспечением	Самарская область, г. Тольятти, Центральный район, по ул. Базовой, западнее здания по ул. Комсомольской, 96	Центральный район	2015	ПЗ	118,8	электродкотел производительностью 12 кВт
Производственная база рекламного агентства - II этап	г.Тольятти, Промышленно-коммунальная зона, ул.Коммунальная, 44	Автозаводский район	2015	ПЗ	2811,8	газ
«Автосалон»	Самарская область, г. Тольятти, Обводное шоссе	Автозаводский район	2016	ОЗ	3245,9	газ
Автосалон	Самарская область, г. Тольятти, Центральный район, ул. Ленина (кадастровый номер 63:09:0301137:2765)	Центральный район	2015	ОЗ	1118,2	отопление торгового зала обеспечивается системой "теплый пол", электродкотел производительностью - 12 кВт
Склад строительных материалов	Самарская область, г. Тольятти, Автозаводский район юго-западнее, здания имеющего адрес: ул. Заставная 26	Автозаводский район	2015	ПЗ	756	электр
Реконструкция туристической базы "Сосновый бор". Гостевой дом	Самарская область, г. Тольятти, Центральный район, Лесопарковое шоссе, 18	Центральный район	2020	ОЗ	993,5	теплоснаб. и вентил. от эл. котла
производственной базы	Самарская область, г. Тольятти, по ул. Ларина в районе остановки общественного транспорта «Станция Химическая» в Центральном районе»	Центральный район	2016	ПЗ	165,7	отопление помещений здания АБК обеспечивается системой "теплый пол"
Универсальный развлекательный комплекс с кафе на 150 мест и инженерно-техническим обеспечением	Самарская область, г. Тольятти, Центральный район, мкр. Портовый	Центральный район	2015	ОЗ	20304,5	газ

2.4 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе

2.4.1 ТЭЦ ВАЗа

В таблице ниже приведены перспективные балансы тепловой мощности источника, перспективные нагрузки в сетевой воде, значение потерь тепловой энергии в тепловых сетях, отпуск пара.

Резерв располагаемой тепловой мощности в паре в 2030 г. составляет 493,1 Гкал/ч. Резерв располагаемой тепловой мощности в сетевой воде в 2030 г. составляет 481,1 Гкал/ч.

Резерв тепловой мощности нетто источника (сетевая вода и пар) в 2030 г. составляет 916,2 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 16 – Тепловой баланс по источнику при варианте А.2

Наименование		Год							
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Сетевая вода	3400,00	2840,00	2840,00	2840,00	2840,00	2840,00	2840,00	2840,00
	Пар	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00
	Итого	3903,00	3343,00	3343,00	3343,00	3343,00	3343,00	3343,00	3343,00
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Сетевая вода	3020,00	2600,00	2600,00	2600,00	2600,00	2600,00	2600,00	2600,00
	Пар	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00
	Итого	3523,00	3103,00	3103,00	3103,00	3103,00	3103,00	3103,00	3103,00
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Сетевая вода	66,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00
	Пар	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Итого	66,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Сетевая вода	2954,00	2542,00	2542,00	2542,00	2542,00	2542,00	2542,00	2542,00
	Пар	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00	503,00
	Итого	3457,00	3045,00	3045,00	3045,00	3045,00	3045,00	3045,00	3045,00
Тепловая нагрузка в сетевой воде (фактическая), Гкал/ч	-	1855,40	1883,80	1898,20	1899,53	1895,01	1888,52	1899,87	1928,23
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	-	215,36	216,31	215,61	213,41	210,56	207,51	197,12	190,70
Отпуск тепловой энергии в сетевой воде, Гкал/ч	-	2070,76	2100,11	2113,81	2112,94	2105,57	2096,03	2096,99	2118,93
Отпуск тепловой энергии в паре, Гкал/ч		9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90
Резерв располагаемой тепловой мощности, Гкал/ч	Сетевая вода	949,24	499,89	486,19	487,06	494,43	503,97	503,01	481,07
	Пар	493,10	493,10	493,10	493,10	493,10	493,10	493,10	493,10
	Итого	1442,34	992,99	979,29	980,16	987,53	997,07	996,11	974,17
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	Сетевая вода	883,24	441,89	428,19	429,06	436,43	445,97	445,01	423,07
	Пар	493,10	493,10	493,10	493,10	493,10	493,10	493,10	493,10
	Итого	1376,34	934,99	921,29	922,16	929,53	939,07	938,11	916,17

2.4.2 ТоТЭЦ

В таблице ниже приведены перспективные балансы тепловой мощности источника, отпуск тепловой энергии (пар и сетевая вода) от источника и нагрузки по сетевой воде.

Резерв располагаемой тепловой мощности в паре в 2030 г. составляет 101,0 Гкал/ч. Резерв располагаемой тепловой мощности в сетевой воде в 2030 г. составляет 247,3 Гкал/ч.

Резерв тепловой мощности нетто источника (сетевая вода и пар) в 2030 г. составляет 297,3 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 17 – Тепловой баланс по источнику при варианте Б.3

Наименование		Год							
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Сетевая вода	1740,00	1140,00	1140,00	1140,00	1140,00	1140,00	1140,00	1140,00
	Пар	433,00	433,00	433,00	433,00	433,00	433,00	433,00	433,00
	Итого	2173,00	1573,00	1573,00	1573,00	1573,00	1573,00	1573,00	1573,00
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Сетевая вода	1380,00	1140,00	1140,00	1140,00	1140,00	1140,00	1140,00	1140,00
	Пар	433,00	433,00	433,00	433,00	433,00	433,00	433,00	433,00
	Итого	1813,00	1573,00	1573,00	1573,00	1573,00	1573,00	1573,00	1573,00
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Сетевая вода	45,00	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00
	Пар	14,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
	Итого	59,00	51,00	51,00	51,00	51,00	51,00	51,00	51,00
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Сетевая вода	1335,00	1101,00	1101,00	1101,00	1101,00	1101,00	1101,00	1101,00
	Пар	419,00	421,00	421,00	421,00	421,00	421,00	421,00	421,00
	Итого	1754,00	1522,00	1522,00	1522,00	1522,00	1522,00	1522,00	1522,00
Тепловая нагрузка в сетевой воде (фактическая), Гкал/ч	-	396,10	407,20	419,30	418,52	417,74	646,18	736,00	752,55
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	-	106,56	106,94	107,46	104,63	101,84	153,55	152,89	140,15
Отпуск тепловой энергии в сетевой воде, Гкал/ч	-	502,66	514,14	526,76	523,15	519,58	799,73	888,89	892,70
Отпуск тепловой энергии в паре, Гкал/ч		332,00	332,00	332,00	332,00	332,00	332,00	332,00	332,00
Резерв располагаемой тепловой мощности, Гкал/ч	Сетевая вода	877,34	625,86	613,24	616,85	620,42	340,27	251,11	247,30
	Пар	101,00	101,00	101,00	101,00	101,00	101,00	101,00	101,00
	Итого	978,34	726,86	714,24	717,85	721,42	441,27	352,11	348,30
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	Сетевая вода	832,34	586,86	574,24	577,85	581,42	301,27	212,11	208,30
	Пар	87,00	89,00	89,00	89,00	89,00	89,00	89,00	89,00
	Итого	919,34	675,86	663,24	666,85	670,42	390,27	301,11	297,30

2.4.3 Котельная БМК-34

В таблице, приведенной ниже, показан перспективный баланс тепловой мощности, отпуск тепла и нагрузка в сетевой воде.

Резерв тепловой мощности нетто в 2030 г. составляет 4,2 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 18 – Определение резервов (дефицитов) тепловой мощности БМК-34 при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Располагаемая мощность, Гкал/ч	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40
Нагрузка потребителей в сетевой воде (фактическая), Гкал/ч	19,10	19,20	19,10	18,96	19,34	19,72	22,07	22,60
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,30	2,50	2,60
Отпуск тепла от источника потребителям сетевой воды, Гкал/ч	21,30	21,40	21,30	21,16	21,54	22,02	24,57	25,20
Резерв располагаемой тепловой мощности, Гкал/ч	8,70	8,60	8,70	8,84	8,46	7,98	5,43	4,80
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	8,10	8,00	8,10	8,24	7,86	7,38	4,83	4,20

2.4.4 Котельная № 2

При совместном варианте развития системы теплоснабжения А.2 и Б.3 тепловая нагрузка котельных № 2 и № 8 переводится на источник комбинированной выработки – ТoТЭЦ в 2019 г. (котельная № 2) и 2020 г. (котельная № 8). В таблице, приведенной ниже, показан перспективный баланс тепловой мощности, отпуск тепла и нагрузка в сетевой воде.

Резерв тепловой мощности нетто в 2018 г. составляет 142,4 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 19 – Определение резервов (дефицитов) тепловой мощности котельной при расчетной температуре наружного воздуха - 30 °С при варианте А.2 и Б.3

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	386,60	386,60	386,60	386,60	386,60	-	-	-
Располагаемая мощность, Гкал/ч	386,60	386,60	386,60	386,60	386,60	-	-	-
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	373,73	373,80	373,80	373,80	373,80	-	-	-
Нагрузка потребителей в сетевой воде (фактическая), Гкал/ч	210,40	214,70	222,80	229,53	229,36	-	-	-
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	1,80	1,80	1,90	2,00	2,00	-	-	-
Отпуск тепла от источника потребителям сетевой воды, Гкал/ч	212,20	216,50	224,70	231,53	231,36	-	-	-
Резерв располагаемой тепловой мощности, Гкал/ч	174,40	170,10	161,90	155,07	155,24	-	-	-
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	161,53	157,30	149,10	142,27	142,44	-	-	-

2.4.5 Котельная № 8

При совместном варианте развития системы теплоснабжения А.2 и Б.3 тепловая нагрузка котельных № 2 и № 8 переводится на источник комбинированной выработки – ТoТЭЦ в 2019 г. (котельная № 2) и 2020 г. (котельная № 8). В таблице, приведенной ниже, показан перспективный баланс тепловой мощности, отпуск тепла и нагрузка в сетевой воде.

Резерв тепловой мощности нетто в 2019 г. составляет 51,7 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 20 – Определение резервов (дефицитов) тепловой мощности котельной при расчетной температуре наружного воздуха - 30 °С при варианте А.2 и Б.3

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	139,90	139,90	139,90	139,90	139,90	139,90	-	-
Располагаемая мощность, Гкал/ч	139,90	139,90	139,90	139,90	139,90	139,90	-	-
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	136,49	136,50	136,50	136,50	136,50	136,50	-	-
Нагрузка потребителей в сетевой воде (фактическая), Гкал/ч	83,80	83,60	83,40	83,22	83,67	84,12	-	-
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	-	-
Отпуск тепла от источника потребителям сетевой воды, Гкал/ч	84,50	84,30	84,10	83,92	84,37	84,82	-	-
Резерв располагаемой тепловой мощности, Гкал/ч	55,40	55,60	55,80	55,98	55,53	55,08	-	-
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	51,99	52,20	52,40	52,58	52,13	51,68	-	-

2.4.6 Котельная о/к «Алые паруса»

В таблице, приведенной ниже, показан перспективный баланс тепловой мощности, отпуск тепла и нагрузка в сетевой воде.

Резерв тепловой мощности нетто в 2030 г. составляет 12,3 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 21 – Определение резервов (дефицитов) тепловой мощности котельной при расчетной температуре наружного воздуха - 30 °С

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80
Располагаемая мощность, Гкал/ч	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	19,01	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00
Нагрузка потребителей в сетевой воде (фактическая), Гкал/ч	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Отпуск тепла от источника потребителям сетевой воды, Гкал/ч	6,70	6,70	6,70	6,70	6,70	6,70	6,70	6,70
Резерв располагаемой тепловой мощности, Гкал/ч	13,10	13,10	13,10	13,10	13,10	13,10	13,10	13,10
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	12,31	12,30	12,30	12,30	12,30	12,30	12,30	12,30

2.4.7 Котельная № 1

Котельная № 1 находится в резерве. Потребители тепловой нагрузки переключены к котельной № 2.

2.4.8 Котельная № 4

В таблице, приведенной ниже, показан перспективный баланс тепловой мощности, отпуск тепла и нагрузка в сетевой воде.

Резерв тепловой мощности нетто в 2030 г. составляет 2,3 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 22 – Определение резервов (дефицитов) тепловой мощности котельной при расчетной температуре наружного воздуха - 30 °С

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960
Располагаемая мощность, Гкал/ч	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	2,948	2,950	2,950	2,950	2,950	2,950	2,950	2,950
Нагрузка потребителей в сетевой воде (фактическая), Гкал/ч	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Отпуск тепла от источника потребителям сетевой воды, Гкал/ч	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641
Резерв располагаемой тепловой мощности, Гкал/ч	2,320	2,319	2,319	2,319	2,319	2,319	2,319	2,319
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	2,308	2,309	2,309	2,309	2,309	2,309	2,309	2,309

2.4.9 Котельная № 7

В таблице, приведенной ниже, показан перспективный баланс тепловой мощности, отпуск тепла и нагрузка в сетевой воде.

Резерв тепловой мощности нетто в 2030 г. составляет 1,65 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 23 – Определение резервов (дефицитов) тепловой мощности котельной при расчетной температуре наружного воздуха - 30 °С

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Располагаемая мощность, Гкал/ч	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35
Нагрузка потребителей в сетевой воде (фактическая), Гкал/ч	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Отпуск тепла от источника потребителям сетевой воды, Гкал/ч	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Резерв располагаемой тепловой мощности, Гкал/ч	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65

2.4.10 Миникотельная

В таблице, приведенной ниже, показан перспективный баланс тепловой мощности, отпуск тепла и нагрузка в сетевой воде.

Резерв тепловой мощности нетто в 2030 г. составляет 0,001 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 24 – Определение резервов (дефицитов) тепловой мощности котельной при расчетной температуре наружного воздуха - 30 °С

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090
Располагаемая мощность, Гкал/ч	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088
Нагрузка потребителей в сетевой воде (фактическая), Гкал/ч	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
Отпуск тепла от источника потребителям сетевой воды, Гкал/ч	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087
Резерв располагаемой тепловой мощности, Гкал/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001

2.4.11 Котельная № 3

В таблице, приведенной ниже, показан перспективный баланс тепловой мощности, отпуск тепла и нагрузка в сетевой воде.

Резерв тепловой мощности нетто в 2030 г. составляет 2,63 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 25 – Определение резервов (дефицитов) тепловой мощности котельной при расчетной температуре наружного воздуха - 30 °С

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
Располагаемая мощность, Гкал/ч	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
Нагрузка потребителей в сетевой воде (фактическая), Гкал/ч	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Отпуск тепла от источника потребителям сетевой воды, Гкал/ч	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48
Резерв располагаемой тепловой мощности, Гкал/ч	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63

2.4.12 Котельная № 14

В таблице, приведенной ниже, показан перспективный баланс тепловой мощности, отпуск тепла и нагрузка в сетевой воде.

Резерв тепловой мощности нетто в 2030 г. составляет 1,099 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 26 – Определение резервов (дефицитов) тепловой мощности котельной при расчетной температуре наружного воздуха - 30 °С

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930
Располагаемая мощность, Гкал/ч	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	4,832	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831
Нагрузка потребителей в сетевой воде (фактическая), Гкал/ч	3,550	3,550	3,550	3,570	3,590	3,610	3,710	3,730
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Отпуск тепла от источника потребителям сетевой воды, Гкал/ч	3,552	3,552	3,552	3,572	3,592	3,612	3,712	3,732
Резерв располагаемой тепловой мощности, Гкал/ч	1,378	1,378	1,378	1,358	1,338	1,318	1,218	1,198
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	1,280	1,279	1,279	1,259	1,239	1,219	1,119	1,099

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

2.5.1 ТЭЦ ВАЗа

В таблице ниже приведены значения установленной тепловой мощности основного оборудования.

Т а б л и ц а 27 – Существующее и перспективное значение установленной тепловой мощности основного оборудования при варианте А.2

Наименование	Установленная тепловая мощность							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
энергетические котлы, Гкал/ч	3702	3702	3702	3702	3702	3702	3702	3702
отборы турбин, Гкал/ч	2183	2183	2183	2183	2183	2183	2183	2183
ПВК, Гкал/ч	1720	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260

2.5.2 ТоТЭЦ

В таблицах ниже приведены значения установленной тепловой мощности основного оборудования.

Т а б л и ц а 28 – Существующее и перспективное значение установленной тепловой мощности основного оборудования при варианте Б.3

Наименование	Установленная тепловая мощность							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
энергетические котлы, Гкал/ч	3250	3250	2750	2750	2750	2750	2750	2750
отборы турбин, Гкал/ч	1573	1573	1573	1573	1573	1573	1573	1573
ПВК, Гкал/ч	600	0	0	0	0	0	0	0

2.5.3 Котельные

Т а б л и ц а 29 – Существующее и перспективное значение установленной тепловой мощности основного оборудования на котельных при варианте Б.3

Наименование	Установленная тепловая мощность							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
котлы БМК-34, Гкал/ч	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
котлы котельной № 2, Гкал/ч	386,6	386,6	386,6	386,6	386,6	-	-	-
котлы котельной № 8, Гкал/ч	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	-	-
котлы котельной о/к «Алые паруса», Гкал/ч	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
котлы котельной № 1, Гкал/ч ²	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9
котлы котельной № 4, Гкал/ч	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96
котлы котельной № 7, Гкал/ч	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
котлы миникотельной, Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
котлы котельной № 3, Гкал/ч	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
котлы котельной № 14, Гкал/ч	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93

² Котельная находится в резерве.

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

2.6.1 ТЭЦ ВАЗа

В таблице ниже приведены значения располагаемой тепловой мощности основного оборудования ТЭЦ ВАЗа.

Т а б л и ц а 30 – Существующее и перспективное значение располагаемой тепловой мощности основного оборудования при варианте А.2

Наименование	Располагаемая тепловая мощность							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
энергетические котлы, Гкал/ч	3702	3702	3702	3702	3702	3702	3702	3702
отборы турбин, Гкал/ч	2183	2183	2183	2183	2183	2183	2183	2183
ПВК, Гкал/ч	1380	960	960	960	960	960	960	960

Суммарная тепловая мощность водогрейных котлов ПТВМ-100 (ст. № № 1÷10) снижена по сравнению с номинальной 1000 Гкал/ч и составляет 750 Гкал/ч, по условиям топочного режима и условия не превышения допустимой температуры металла труб. Суммарная тепловая мощность водогрейных котлов ПТВМ-180 (ст. № № 11, 12) снижена по сравнению с номинальной 360 Гкал/ч и составляет 270 Гкал/ч. Суммарное ограничение по ПВК составляет 340 Гкал/ч. Ограничение связано с появлением интенсивного накипеобразования на поверхностях нагрева при максимальной теплопроизводительности водогрейных котлов. Ограничение, связанное с особенностью подготовки подпитки теплосети составляет: $Q_{огр}^{ППТ}=40$ Гкал/ч.

2.6.2 ТоТЭЦ

В таблице ниже приведены значения располагаемой тепловой мощности основного оборудования ТоТЭЦ.

Т а б л и ц а 31 – Существующее и перспективное значение располагаемой тепловой мощности основного оборудования при варианте Б.3

Наименование	Располагаемая тепловая мощность							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
энергетические котлы, Гкал/ч	2970	2970	2475	2475	2475	2475	2475	2475
отборы турбин, Гкал/ч	1573	1573	1573	1573	1573	1573	1573	1573
ПВК, Гкал/ч	240	0	0	0	0	0	0	0

На энергетических котлах снижена температура острого пара, для продления срока службы металла пароперегревателя, что является причиной снижения тепловой мощности котлов. Выведен из эксплуатации в длительную консервацию энергетический котлоагрегат ТП-80 ст. № 1.

Выведены в длительную консервацию водогрейные котлы ПТВМ-100 ст. № № 1, 4, 5. На водогрейных котлах ПТВМ-100 ст. № № 2, 3, 6 по данным испытаний тепловая мощность установлена 80 Гкал/ч (в п. 2.4.2 Главы 1 Обосновывающих материалов приведено заключение по ограничению номинальных нагрузок на водогрейных котлах ПТВМ-100).

2.6.3 Котельные

Т а б л и ц а 32 – Существующее и перспективное значение располагаемой тепловой мощности основного оборудования на котельных при варианте Б.3

Наименование	Располагаемая тепловая мощность							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
котлы БМК-34, Гкал/ч	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
котлы котельной № 2, Гкал/ч	386,6	386,6	386,6	386,6	386,6	-	-	-
котлы котельной № 8, Гкал/ч	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	-	-
котлы котельной о/к «Алые паруса», Гкал/ч	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
котлы котельной № 1, Гкал/ч ³	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9
котлы котельной № 4, Гкал/ч	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96
котлы котельной № 7, Гкал/ч	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
котлы миникотельной, Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
котлы котельной № 3, Гкал/ч	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
котлы котельной № 14, Гкал/ч	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93

³ Котельная находится в резерве.

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

2.7.1 ТЭЦ ВАЗа

В таблице ниже приведены значения затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С. Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды на перспективу в натуральной величине принимались исходя из сохранения доли собственных и хозяйственных нужд в 2014 г. (от располагаемой тепловой мощности источника).

Т а б л и ц а 33 – Значения существующих и перспективных затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды ТЭЦ ВАЗа при варианте А.2

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	3523	3103	3103	3103	3103	3103	3103	3103
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	66	58	58	58	58	58	58	58
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	3457	3045	3045	3045	3045	3045	3045	3045

2.7.2 Т₀ТЭЦ

В таблице ниже приведены значения затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С. Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды на перспективу в натуральной величине принимались исходя из сохранения доли собственных и хозяйственных нужд в 2014 г. (от располагаемой тепловой мощности источника).

Т а б л и ц а 34 – Значения существующих и перспективных затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды ТoТЭЦ при варианте Б.3

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	1813	1573	1573	1573	1573	1573	1573	1573
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	59	51	51	51	51	51	51	51
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	1754	1522	1522	1522	1522	1522	1522	1522

2.7.3 Котельные

В таблицах ниже приведены значения затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника при расчетной температуре наружного воздуха $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Котельная № 1 находится в резерве. Потребители тепловой нагрузки переключены к котельной № 2. Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды на перспективу в натуральной величине принимались исходя из сохранения доли собственных и хозяйственных нужд в 2014 г. (от располагаемой тепловой мощности источника).

Т а б л и ц а 35 – Значения существующих и перспективных затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной БМК-34

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40

Т а б л и ц а 36 – Значения существующих и перспективных затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной № 2 при варианте Б.3

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	386,60	386,60	386,60	386,60	386,60	-	-	-
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	12,87	12,80	12,80	12,80	12,80	-	-	-
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	-	-	-
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	373,73	373,80	373,80	373,80	373,80	-	-	-

Т а б л и ц а 37 – Значения существующих и перспективных затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной № 8 при варианте Б.3

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	139,90	139,90	139,90	139,90	139,90	139,90	-	-
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	3,41	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	-	-

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	-	-
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	136,49	136,50	136,50	136,50	136,50	136,50	-	-

Т а б л и ц а 38 – Значения существующих и перспективных затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной о/к «Алые паруса»

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,79	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	19,01	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00

Т а б л и ц а 39 – Значения существующих и перспективных затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной № 4

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	2,948	2,948	2,948	2,948	2,948	2,948	2,948	2,948

Т а б л и ц а 40 – Значения существующих и перспективных затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной № 7

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35

Т а б л и ц а 41 – Значения существующих и перспективных затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды миникотельной

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088

Т а б л и ц а 42 – Значения существующих и перспективных затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной № 3

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11

Т а б л и ц а 43 – Значения существующих и перспективных затрат тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной № 14

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930	4,930
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,098	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	4,832	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831

2.8 Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто

2.8.1 Источники ВоТГК

В таблице ниже приведены значения тепловой мощности нетто источников ВоТГК при расчетной температуре наружного воздуха -30 °.

Т а б л и ц а 44 – Значение тепловой мощности нетто на источниках ВоТГК при варианте А.2 и Б.3

Наименование	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
ТЭЦ ВАЗа	3457	3045	3045	3045	3045	3045	3045	3045
ТоТЭЦ	1754	1522	1522	1522	1522	1522	1522	1522

2.8.2 Котельные

Т а б л и ц а 45 – Значение тепловой мощности нетто на котельных при варианте Б.3

Наименование	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Котельная БМК-34	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40	29,40
Котельная № 2	373,73	373,80	373,80	373,80	373,80	-	-	-
Котельная № 8	136,49	136,50	136,50	136,50	136,50	136,50	-	-
Котельная о/к «Алые паруса», Гкал/ч	19,01	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00
Котельная № 4, Гкал/ч	2,948	2,948	2,948	2,948	2,948	2,948	2,948	2,948
Котельная № 7, Гкал/ч	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35
Миникотельная, Гкал/ч	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088
Котельная № 3, Гкал/ч	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
Котельная № 14, Гкал/ч	4,832	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831

2.9 Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь

Значение существующих (2014 г.) и перспективных (2030 г.) потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям представлено графически на рисунке 11.

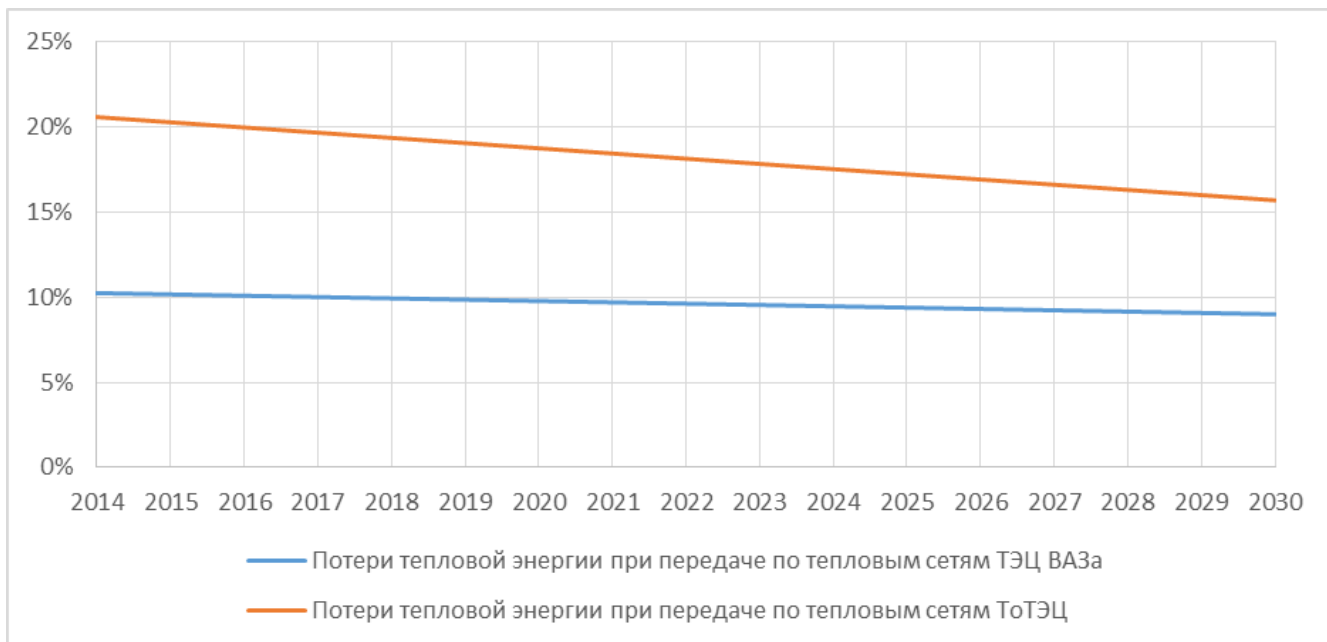


Рисунок 11 – Существующие и перспективные потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям

2.9.1 ОАО «Волжская ТГК»

В таблице ниже представлены нормативные и отчетные потери в тепловых сетях за период 2012-2014.

Т а б л и ц а 46 – Оценка тепловых потерь в тепловых сетях ОАО «Волжская ТГК»

№ п/п	Название теплоснабжающей организации	Наименование источника	Потери тепловой энергии при передаче по сетям (нормируемые), Гкал			Потери тепловой энергии при передаче по сетям (факт), Гкал			Утечки теплоносителя (м³/год)		
			2012 г.	2013 г.	2014 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1	ТУТС в г. Тольятти	Тольяттинская ТЭЦ (вода + пар)	307 367,0	286 922,0	299 052,0	288 394,0	252 053,0	293 623,2	543 967,0	571 831,0	380 342,4
2	ТУТС в г. Тольятти	Котельные	-	-	122 725,0	-	-	28 431,3	-	-	176 894,2
3	ЗАО "Поволжская ТЭК"	ПТЭК	-	-	18 921,4	-	-	4 597,5	-	-	35 833,0

Данные по потерям в тепловых сетях от котельных приведены только за 2014 год, так как котельные ООО «Волжские коммунальные системы» перешли в собственность ОАО «Волжская ТГК» в 2014 году. Фактические потери тепловой энергии при передаче по сетям не превышают нормативных. Приказы об утверждении норматива технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2013 и 2014 гг. не были утверждены Минэнерго России.

2.9.2 ОАО «ТЕВИС»

В таблице ниже представлены нормативные и фактические потери тепловой энергии и теплоносителя в виде горячей воды за 2013-2014 гг.

Т а б л и ц а 47 – Нормативы тепловых потерь в тепловых сетях ОАО «ТЕВИС»

Год	Потери тепловой энергии при передаче по сетям (нормируемые), Гкал		Потери и затраты теплоносителей, пар (т), вода (м³)	
	Теплоноситель - пар	Теплоноситель - горячая вода	Теплоноситель - пар	Теплоноситель - горячая вода
2013	12 900,0	342 867,0	120,1	1 517 081,0
2014	11 881,1	320 357,4	101,8	1 409 582,5

2.9.3 ЗАО «Энергетика и связь строительства»

В таблице ниже представлены нормативные потери тепловой энергии и теплоносителя в виде горячей воды в тепловых сетях за 2013-2014 гг.

Т а б л и ц а 48 – Нормативы тепловых потерь в тепловых сетях ЗАО «Э и СС»

Год	Потери тепловой энергии при передаче по сетям (нормируемые), Гкал	Потери и затраты теплоносителей, пар (т), вода (м³)
2013	3 642,0	8 197,0
2014	3 634,6	8 179,4

2.9.4 ОАО «АВТОВАЗ»

В таблице ниже представлены нормативные потери тепловой энергии и теплоносителя в виде горячей воды в тепловых сетях за 2013-2014 гг.

Т а б л и ц а 49 – Нормативы тепловых потерь в тепловых сетях ОАО «АВТОВАЗ»

Год	Потери тепловой энергии при передаче по сетям (нормируемые), Гкал	Потери и затраты теплоносителей, пар (т), вода (м³)
2013	12 764,0	43 204,0
2014	8 181,5	27 872,4

2.10 Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей

В таблице 50 приведены существующие затраты тепловой энергии на хозяйственные нужды тепловых сетей ТУТС Тольятти.

Т а б л и ц а 50 – Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды тепловых сетей ТУТС Тольятти

Местоположение	Единица измерения	Базовый год
		2014
Администрация, ул. Горького, 27А	Гкал	429,9
ЦОК, ул. Комсомольская, 96	Гкал	2290,7
РТС, ул. Жилина 28а	Гкал	230,4
Администрация, ул. Чайкиной, 74	Гкал	442
Производственная база, Громовой, 45	Гкал	468

В таблице 51 приведены существующие затраты тепловой энергии на хозяйственные нужды тепловых сетей ОАО «ТЕВИС».

Т а б л и ц а 51 – Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды тепловых сетей ОАО «ТЕВИС»

Наименование	Единица измерения	Базовый год
		2014
Расход на собственные нужды	Гкал	6116

Перспективные затраты тепловой энергии на хозяйственные нужды тепловых сетей останутся неизменными, так как увеличение состава тепло- и электропотребляющего оборудования не планируется. Новое строительство тепловых сетей, которое может привести к изменению затрат тепловой энергии на хозяйственные нужды тепловых сетей, также не планируется.

2.11 Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности

2.11.1 ТЭЦ ВАЗа

Для резервирования подачи пара на производство и теплофикацию на ТЭЦ ВАЗа установлены редуционно-охладительные установки. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности ТЭЦ ВАЗа приведены в таблице ниже.

Т а б л и ц а 52 – Существующая и перспективная резервная тепловая мощность ТЭЦ ВАЗа

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность редуционно-охладительных установок для резервирования, Гкал/ч	106	106	106	106	106	106	106	106

Потребители, заключившие договор на поддержание резервной тепловой мощности, подключенные к ТЭЦ ВАЗа, отсутствуют, выделение аварийного резерва не производится.

2.11.2 ТоТЭЦ

Для резервирования подачи пара на производство и теплофикацию на ТоТЭЦ установлены редуционно-охладительные установки. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности ТоТЭЦ приведены в таблице ниже.

Т а б л и ц а 53 – Существующая и перспективная резервная тепловая мощность ТоТЭЦ

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность редуционно-охладительных установок для резервирования, Гкал/ч	432	432	432	432	432	432	432	432

Потребители, заключившие договор на поддержание резервной тепловой мощности, подключенные к ТоТЭЦ, отсутствуют, выделение аварийного резерва не производится.

2.11.3 Котельные

Потребители, заключившие договор на поддержание резервной тепловой мощности, подключенные к данным котельным, отсутствуют, выделение аварийного резерва и резерва тепловой мощности не производится.

2.12 Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые по договорам теплоснабжения, договорам на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочным договорам теплоснабжения, в соответствии с которыми цена определяется по соглашению сторон, и по долгосрочным договорам, в отношении которых установлен долгосрочный тариф

На данный момент в г. о. Тольятти отсутствуют организации, имеющие долгосрочный тариф.

Тарифы на тепловую энергию регулируются не менее 1 раза в год.

Договоров на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочных договоров теплоснабжения, в соответствии с которыми цена определяется по соглашению сторон, и долгосрочных договоров, в отношении которых установлен долгосрочный тариф, на данный момент на территории г. о. Тольятти не заключено.

Подробный анализ регулируемых тарифов на тепловую энергию, утвержденных в 2012–2014 гг. приведен в Части 11 Главы 1 Обосновывающих материалов.

РАЗДЕЛ 3 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

3.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей

В соответствии с главой 7, статьи 29, пункта 9 Федерального закона № 190 «О теплоснабжении», с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Все потребители, подключенные по открытой схеме, переводятся на закрытую к 2022 г. Величина подпитки тепловой сети при этом мероприятии уменьшается, что отражается на требуемой производительности водоподготовительной установки для подпитки тепловых сетей (УПТС). При расчетах максимального значения подпитки тепловой сети по годам принималась линейная зависимость, т.к. предполагается планомерное внедрение мероприятий по переходу к закрытой схеме.

Величина требуемой подпитки теплосети в 2030 г. принималась на уровне величины подпитки в 2022 г., в связи с тем, что основная причина изменения подпитки теплосети является переход с открытой схемы горячего водоснабжения на закрытую. Изменение присоединенной тепловой нагрузки с 2022 г. по 2030 г. составит 2-4%, что практически не повлияет на величину подпитки тепловой сети.

Значение максимальной величины подпитки теплосети в 2014 г. принималось на основе балансов, приведенных в Части 7 Главы 1 Обосновывающих материалов. Величина требуемой подпитки на 2022 г. определялась путем гидравлического расчета в созданной электронной модели тепловой сети с использованием программного комплекса ГИС Zulu, пакета расчетов инженерных сетей (теплоснабжение) ZuluThermo. Для систем теплоснабжения, отсутствующих в электронной модели, из-за недостатка исходных данных, удельное значение максимальной подпитки для закрытой системы теплоснабжения определяется требованиями действующих Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) и Типовой инструкции по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения и устанавливается в размере не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и подключенных к ней системах теплотребления в час.

В пунктах ниже представлены балансы УПТС на 2014 и 2022 гг.

Качество воды для подпитки закрытых тепловых сетей должно соответствовать следующим нормам ПТЭ:

Т а б л и ц а 54 – Нормы качества подпиточной воды для закрытой системы теплоснабжения

Параметры	Единица измерения	Показатель
Карбонатный индекс	(мг-экв/л) ²	В зависимости от t° и рН воды
рН	-	8,3-9,5
Растворенный кислород	мг/л	50
Взвешенные вещества	мг/л	5
Нефтепродукты	мг/л	1

Величина требуемой подпитки на 2022 г. определялась путем гидравлического расчета в созданной электронной модели тепловой сети с использованием программного комплекса ГИС Zulu, пакета расчетов инженерных сетей (теплоснабжение) ZuluThermo.

3.1.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок Тольяттинской ТЭЦ

В таблице ниже приведены расчетные значения максимальной подпитки теплосети в 2014 и в 2022 гг.

Т а б л и ц а 55 – Расчетные значения максимальной подпитки теплосети ТоТЭЦ

Источник	Производительность УПТС, т/ч	Максимальное значение подпитки теплосети в 2014 году, т/ч	Расчетное максимальное значение подпитки теплосети в 2022 году, т/ч
			Вариант Б.3
ТоТЭЦ	410	118	300

Имеющаяся УПТС на ТоТЭЦ сможет покрыть нужды по подпитки тепловой сети при каждом варианте развития комсомольского и Центрального районов.

В 2014 году большинство потребители ТоТЭЦ были подключены по закрытой схеме теплоснабжения, поэтому при переводе Комсомольского и Центрального районов с открытой схемы теплоснабжения на закрытую, дополнительных мероприятий по качеству подпиточной воды не требуется.

В таблице 57 приведены расчетные значения максимальной подпитки теплосети по годам

3.1.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок ТЭЦ ВАЗа

В таблице ниже приведены расчетные значения максимальной подпитки теплосети в 2014 и в 2022 гг.

Т а б л и ц а 56 – Расчетные значения максимальной подпитки теплосети ТЭЦ ВАЗа

Источник	Производительность УПТС, т/ч	Максимальное значение подпитки теплосети в 2014 году, т/ч	Расчетное максимальное значение подпитки теплосети в 2022 году, т/ч
			Вариант А.2
ТЭЦ ВАЗа	5 000	2 250	378

Из таблицы видно, что производительность станции ХВО по химочищенной воде для подпитки теплосети в настоящее время составляет 5 000 м³/ч. Максимальное значение подпитки теплосети к 2022 году при переходе на закрытую систему теплоснабжения составит 360 м³/ч или 378 м³/ч в зависимости от вариантов подключений.

В связи со значительным сокращением объема подпитки теплосети при переходе на закрытую систему теплоснабжения необходимо предусматривать реконструкцию существующей станции ХВО.

Качество химочищенной воды после реконструкции станции при переходе с открытой системы теплоснабжения на закрытую будет соответствовать установленным требованиям.

В таблице 57 приведены расчетные значения максимальной подпитки теплосети по годам.

Т а б л и ц а 57 – Максимальная подпитка тепловой сети по годам

Источник	Вариант развития	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2030 г.
		Максимальная подпитка теплосети, т/ч						
ТЭЦ ВАЗа	А.2	1819	1613	1407	1202	996	378	378
ТоТЭЦ	Б.3	141	164	186	209	232	300	300

3.1.3 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок котельных

В таблице ниже указаны значения производительности ВПУ и максимальное значение подпитки теплосети в эксплуатационном режиме.

Т а б л и ц а 58 – Максимальная подпитка тепловой сети по годам в эксплуатационном режиме

Источник	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2030 г.
		Максимальная подпитка теплосети, т/ч						
Кот. БМК-34	30	–	–	–	–	–	–	–
Кот. № 2	255	40	40	40	40	–	–	–
Кот. № 8	45	17	17	17	17	17	–	–
Кот. о/к «Алые паруса»	26	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Кот. № 4	3	1	1	1	1	1	1	1
Кот. № 7	2,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Миникотельная	ВПУ отсутствует							
Кот. № 3	10	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Кот. № 14	30	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15

3.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

В соответствии с п. 6.17 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусмотрена дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. Поэтому на производительности УПТС величина аварийной подпитки не отражается. Величина аварийной подпитки в 2030 году приведена в таблице ниже.

Т а б л и ц а 59 – Максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения Тольяттинской ТЭЦ

Источник	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	
	2014 г. (значение из утвержденного баланса)	2030 г. (расчетное значение)
ТоТЭЦ	410	2400

Т а б л и ц а 60 – Максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения ТЭЦ ВАЗа

Источник	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	
	2014 г. (значение из утвержденного баланса)	2030 г. (расчетное значение)
ТЭЦ ВАЗа	нет данных	3024

Т а б л и ц а 61 – Максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения котельных

Источник	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2030 г.
		Максимальная подпитка теплосети, т/ч						
Кот. БМК-34	30	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Кот. № 2	255	110	110	-	-	-	-	-
Кот. № 8	45	50	50	50	-	-	-	-
Кот. о/к «Алые паруса»	26	20	20	20	20	20	20	20
Кот. № 4	3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Кот. № 7	2,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Миникотельная		ВПУ отсутствует						
Кот. № 3	10	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Кот. № 14	30	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

РАЗДЕЛ 4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

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

Микрорайон «Ставрополь на Волге» (Площадка № 22) планируется разместить на намывном острове площадью в 200 га неподалеку от Портпоселка (расположение показано на рисунке ниже). Ближайший источник тепловой энергии Котельная № 14 с располагаемой тепловой мощностью 4,93 Гкал/ч. Расчетная тепловая нагрузка микрорайона составляет 1,622 Гкал/ч. В связи с отдаленностью котельной №14 для площадки принято решение строительства собственной котельной в данном районе.

Для обоснования организации индивидуального теплоснабжения был произведен расчет капитальных затрат на источник централизованного теплоснабжения. Капитальные затраты рассчитывались с учетом инфляции при проектировании сетей в 2014 году ввода их в эксплуатацию за три года по долям 25%/25%/50% и ввода источника в 2017 году по методике расчета, приведенного в п. 1.1 Главы 10 Обосновывающих материалов. Из расчета находилась удельная величина капитальных затрат на 1 Гкал/ч. В таблице ниже представлены результаты расчетов:

Т а б л и ц а 62 – Результаты расчета платы за присоединение к источнику централизованного теплоснабжения.

Площадка № 22	
Капитальные затраты, тыс. руб.	38 447
Присоединяемая нагрузка, Гкал/ч	1,622
Удельные капитальные затраты (тыс. руб.)/(Гкал/ч)	23 704

В результате расчетов при данных удельных капитальных затратах, строительство источника централизованного теплоснабжения становится невыгодным по сравнению с индивидуальным теплоснабжением, стоимость строительства которого по объектам аналогам составляет 1800 (тыс. руб.)/(Гкал/ч). Причиной неконкурентоспособности является наличие сильноразветвленной тепловой сети с низкой тепловой нагрузкой конечных потребителей.

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

На всех источниках тепловой энергии в г. о. Тольятти имеет место резерв тепловой мощности при подключении перспективной тепловой нагрузки. Отсутствует необходимость реконструкции источников тепловой энергии для подключения перспективной тепловой нагрузки.

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

Для повышения эффективности работы систем теплоснабжения планируется:

- перевод с открытой системы систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения на закрытую (п. 4.3 Главы 7 Обосновывающих материалов).

Ниже приведены основные мероприятия для водоподготовительной установки подпитки теплосети ТЭЦ ВАЗа.

Предлагается демонтировать все оборудование в составе 1-4 блоков.

Предлагается произвести замену насосов подачи исходной сырой воды на новую насосную станцию, состоящую из 5 насосов с частотным преобразователем (4 рабочих+1 резервный).

Необходимость замены насосов исходной воды станции ХВО обусловлена тем, что диапазон производительности существующих насосов находится в узких пределах и насосы рассчитаны на высокую производительность, поэтому сокращение числа рабочих насосов не обеспечит требуемый расход исходной воды.



Рисунок 12 – Насосная станция исходной сырой воды

Для обеспечения требуемых скоростей фильтрации воды на Н-катионитовых фильтрах 5,6,8 блоков, предлагается сократить количество рабочих фильтров и произвести демонтаж значительного количества фильтров:

- При переходе на закрытую систему теплоснабжения производительность станции по очищенной воде составит 360-378 м³/ч, поэтому необходимо произвести демонтаж 13 фильтров с обвязкой и выгрузку из них фильтрующих материалов. При этом в работе будут находиться 4 фильтра (3 рабочих + 1 на регенерации).

Поскольку в качестве фильтрующего материала применяется современная ионообменная смола марки DOW MAC-3, имеющая высокое значение рабочей обменной емкости, замена смолы в фильтрах не предусматривается.

Примечание: Рекомендуется провести обследование конструкций и внутреннего состояния существующих ионообменных фильтров, в том числе дренажно-распределительных

систем, перед дальнейшей их эксплуатацией, ввиду большой временной наработки данных фильтров.

С целью рационального использования и сокращения производственных площадей предлагается демонтировать баки химочищенной воды $V=630 \text{ м}^3$ в количестве 2 шт., баки-нейтрализатор $V=630 \text{ м}^3$ в количестве 2 шт., при этом в эксплуатации останутся два бака химочищенной воды $V=300 \text{ м}^3$ (1 рабочий+1резервный) и один бак-нейтрализатор $V=630 \text{ м}^3$, количество и объем которых обеспечат надежную и бесперебойную работу станции ХВО.

Предлагается заменить существующие декарбонизаторы с производительностью 1000–1100 $\text{м}^3/\text{ч}$ на декарбонизаторы с меньшей производительностью в количестве 2 шт. (1 рабочий+1 резервный).

Предлагается произвести замену насосов подпитки теплосети, состоящую из 5 насосов с частотным преобразователем (4 рабочих+1 резервный).

Необходимость замены насосов химочищенной воды станции ХВО обусловлена тем, что диапазон производительности существующих насосов находится в узких пределах и насосы рассчитаны на высокую производительность, поэтому сокращение числа рабочих насосов не обеспечит требуемый расход исходной воды.

С целью рационального использования и сокращения производственных площадей предлагается демонтировать насосы рециркуляции воды в баках-нейтрализации в количестве 4 шт., при этом в эксплуатации останутся два насоса рециркуляции воды (1 рабочий+1резервный), количество и расход которых обеспечат надежную и бесперебойную работу станции ХВО.

С целью рационального использования и сокращения производственных площадей предлагается демонтировать насосы агрессивных стоков в количестве 2 шт., при этом в эксплуатации останутся два насоса (1 рабочий+1резервный), количество и расход которых обеспечат надежную и бесперебойную работу станции ХВО.

Предлагается произвести замену существующих насосов-дозаторов силиката натрия на насосы-дозаторы с меньшей производительностью в количестве 2 шт. (1 рабочий + 1 резервный) с целью обеспечения требуемой дозы реагента.

Предлагается произвести замену существующих насосов-дозаторов щелочи на насосы-дозаторы с меньшей производительностью в количестве 2 шт. (1 рабочий + 1 резервный) с целью обеспечения требуемой дозы реагента.

Предлагается произвести замену существующих насосов-дозаторов ОЭДФ на насосы-дозаторы с меньшей производительностью в количестве 3 шт. (2 рабочих + 1 резервный) с целью обеспечения требуемой дозы реагента.

Для обеспечения надежной бесперебойной работы установки в дополнение к предложенным вариантам реконструкции предлагается рассмотреть переобвязку ионообменных фильтров с заменой запорной арматуры и установкой приборов КИПиА.

Внедрение вариантов реконструкции возможно только при наличии разрешения Ростехнадзора о пригодности существующего оборудования, зданий, складов реагентов и технологических систем предприятия к дальнейшей эксплуатации на основании действующих или вновь выполненных обследований фундаментов, конструкций, оборудования и других технологических систем предприятия.

4.4 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно

При реализации варианта Б.3 планируется перенос тепловых нагрузок Котельной № 2 (Комсомольский район) в 2019 году и Котельной № 8 (Комсомольский район, мкрн. Шлюзовой) в 2020 году на Тольяттинскую ТЭЦ.

В таблице ниже приведены тепловые нагрузки от Котельных № 2, 8.

Т а б л и ц а 63 – Присоединенные тепловые нагрузки Котельных № 2, 8

Район	Зона действия источника тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Средненедельная тепловая нагрузка ГВС, Гкал/ч	Общая тепловая нагрузка, Гкал/ч
Комсомольский	Котельная № 2	164,60	45,83	210,43
Комсомольский	Котельная № 8	66,70	17,08	83,78

Перенос тепловой нагрузки с Котельной № 2 и Котельной № 8 на Тольяттинскую ТЭЦ как один из вариантов оптимизации схемы теплоснабжения города Тольятти, позволит увеличить комбинированную выработку тепла и электроэнергии на Тольяттинской ТЭЦ.

При переносе тепловой нагрузки на ТоТЭЦ планируется вывод из эксплуатации Котельной № 2 и Котельной № 8.

Волжская ТГК в 2015 году в рамках программы ТПиР разрабатывает «ПИР. Перевод тепловых нагрузок Комсомольского района г. о. Тольятти на Тольяттинскую ТЭЦ с включением в работу IV тепловывода и перекладкой сетей Центрального района»

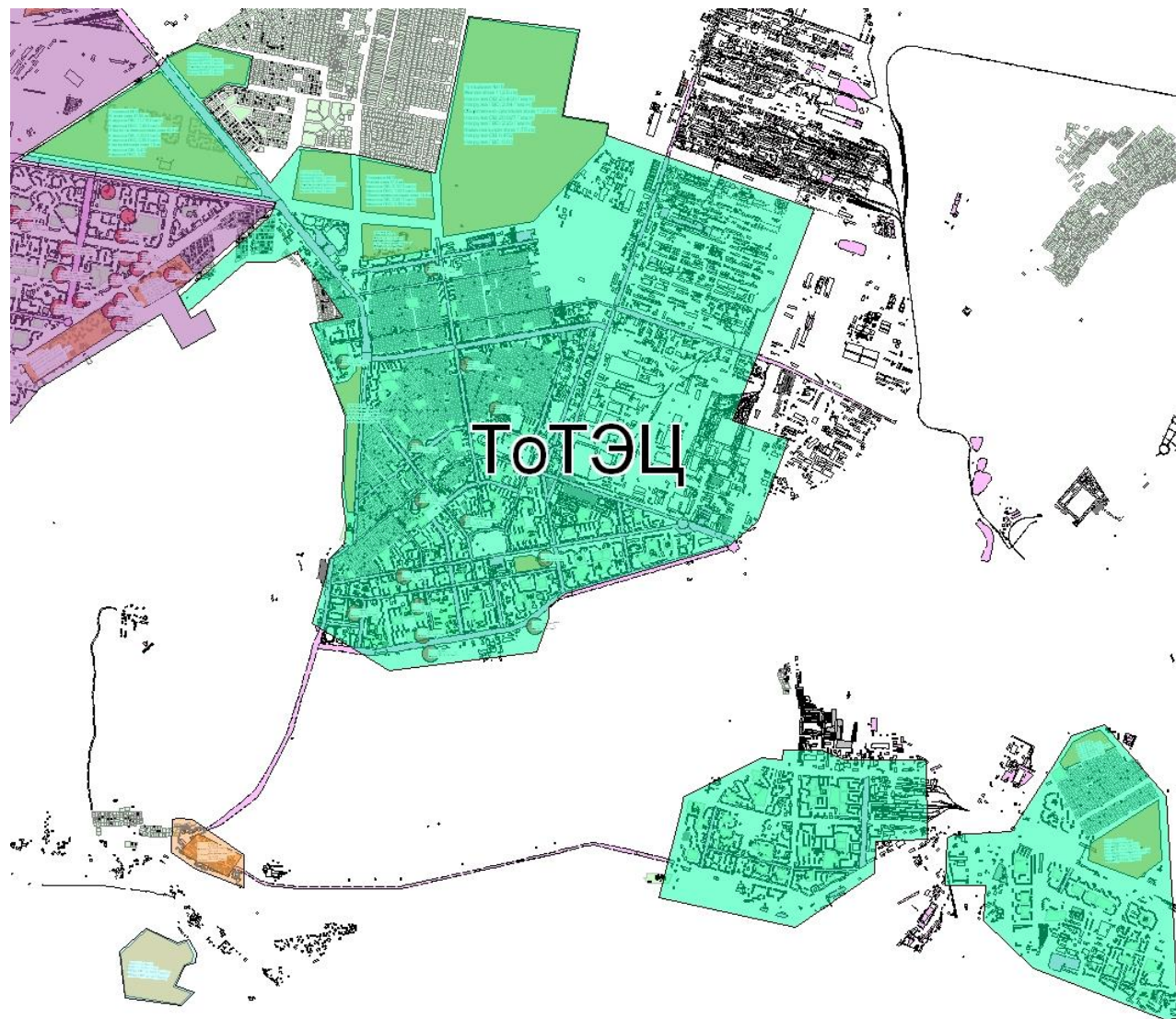


Рисунок 13 – Вариант Б.3. Зоны теплоснабжения

4.5 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа

Установленная мощность источников ВоТГК – ТЭЦ ВАЗа и ТоТЭЦ составляет 6076 Гкал/ч, суммарная тепловая мощность нетто ТЭЦ ВАЗа и ТоТЭЦ составляет 5211 Гкал/ч, при этом суммарный отпуск (при фактической нагрузке) тепловой энергии в 2014 г. от этих источников (сетевая вода и пар) году составляет 2915,3 Гкал/ч. Резерв составляет 52 % от установленной мощности и 44 % от тепловой мощности нетто. Тепловая мощность источников г. о. Тольятти является избыточной.

Реконструкция котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле потребует организацию строительства новых источников комбинированной выработки. Стоимость строительства нового источника оценивается в ценах 2012 г. 1800 \$ за 1 кВт установленной мощности. Строительство тепловых сетей для перевода нагрузок котельных на существующие источники комбинированной выработки потребует существенно меньших затрат.

Учитывая вышесказанное, реконструкция котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле экономически нецелесообразна. Вместо строительства новых источников предлагается повышать долю комбинированной выработки существующих источников за счет присоединения тепловых нагрузок котельных.

4.6 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы для каждого этапа, в том числе график перевода

Необходимость в переводе работы котельных в пиковый режим по отношению к источникам с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией отсутствует. Источники с комбинированной выработкой, как и котельные, могут обеспечивать потребителей своей зоны действия тепловой энергией с необходимыми параметрами и в полном объеме. Объединение зон действия котельных и источников комбинированной выработки без закрытия котельной и с переводом её в пиковый режим при их совместной работе не имеет смысла, так как на источниках комбинированной выработки есть резерв, покрывающий перспективные тепловые нагрузки и их загрузка увеличит их экономичность. Более подробно см. Часть 6 Главы 6 Обосновывающих материалов.

4.7 Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе

Распределение (перераспределение) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в системах теплоснабжения, не предполагается, т.к. отсутствуют системы теплоснабжения, присоединенные одновременно к нескольким источникам.

При реализации сценария развития схемы теплоснабжения по совокупности вариантов развития Б.3 и А.2 зоны теплоснабжения существующих источников изменяются в соответствии с рисунком ниже. При этом нагрузка Котельной № 2 Котельной № 8 переключается на ТoТЭЦ, а Автозаводский район вместе со всей перспективной присоединяется к ТЭЦ ВАЗа.

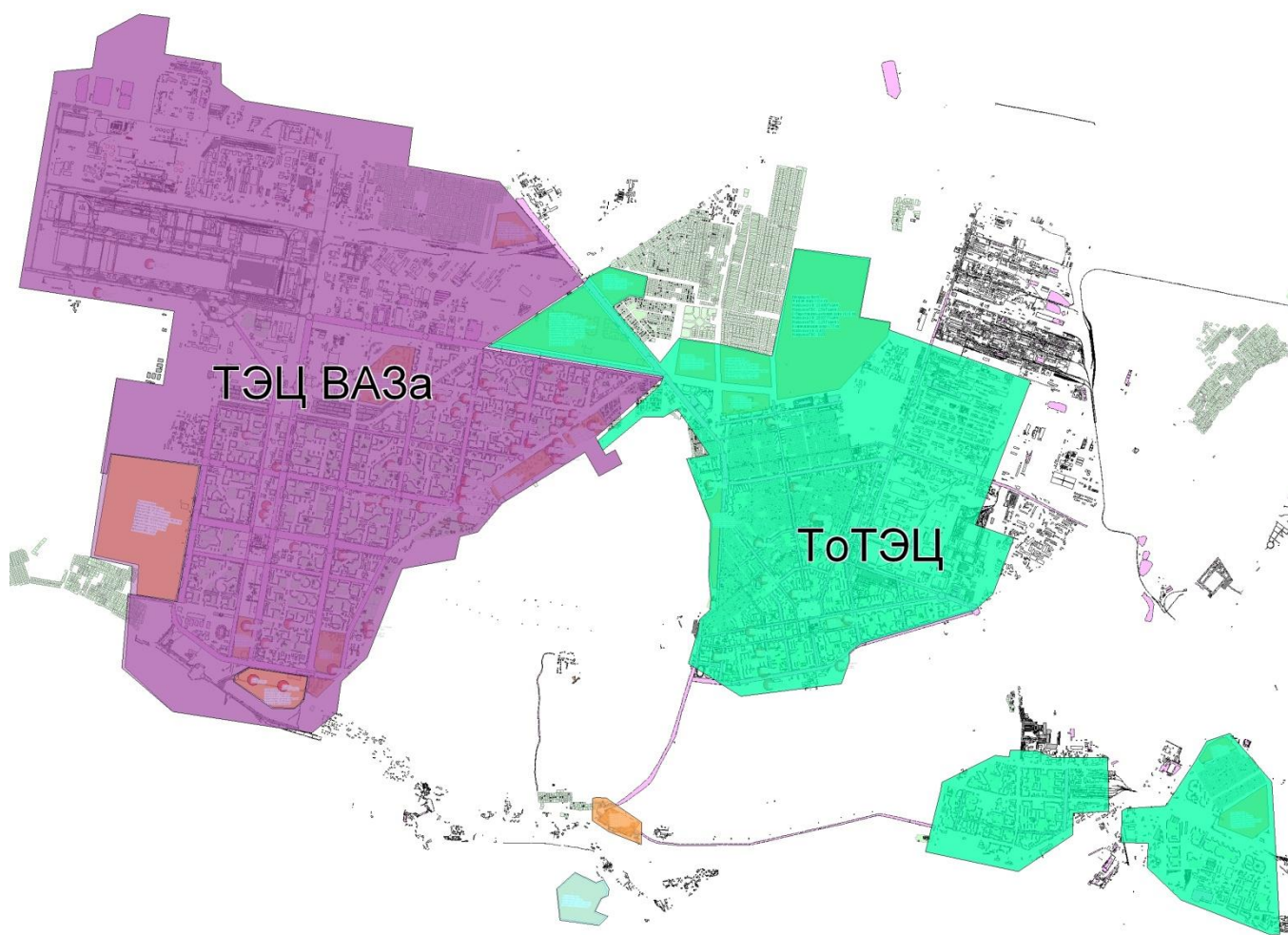


Рисунок 14 – Зоны действия источников тепловой энергии после реализации сценария развития схемы теплоснабжения

4.8 Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценка затрат при необходимости его изменения

Наиболее отдаленные потребители ТЭЦ ВАЗа и ТоТЭЦ расположены на расстоянии 12-13 км от источника. Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для источников составляет 150/70 °С. Снижение температурного графика, которое позволяет снизить потери тепловой энергии через изоляцию, одновременно приведет к увеличению расхода сетевой воды. Как следствие, потребуются увеличение диаметров трубопроводов, увеличатся затраты на перекачку теплоносителя, увеличатся потери с утечкой теплоносителя, возникнет необходимость замены/перенастройки регулирующих устройств на вводах абонентов. По завершении приведенных выше мероприятий потребуются выполнение наладки тепловых сетей во всей системе теплоснабжения.

Таким образом, для сохранения существующих диаметров магистральных сетей и их потенциала по пропускной способности (см. Часть 3 Главы 4 Обосновывающих материалов), оптимальным графиком предлагается принять 150/70 °С, на который и была спроектирована система.

Для работы в соответствии с проектным температурным графиком 150/70 °С ТЭЦ ВАЗа и ТоТЭЦ не требуется никаких дополнительных мероприятий (см. приложение 2 к Главе 6 Обосновывающих материалов).

Для котельных температурные графики приняты 130/70 °С, 150/70 °С, 95/70 °С, соответственно (подробнее см. п. 2.8.3 Главы 1 Обосновывающих материалов). Системы теплоснабжения от этих котельных были спроектированы с учетом указанных температурных графиков, и с точки зрения сохранения проектного (расчетного) расхода сетевой воды предлагается сохранить температурные графики, утвержденные на данный момент.

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

В таблицах ниже представлены значения установленной тепловой мощности источников при варианте развития А.2 и Б.3.

Т а б л и ц а 64 – Перспективная установленная тепловая мощность ТЭЦ ВАЗа с учетом резерва тепловой мощности

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч	3903	3343	3343	3343	3343	3343	3343	3343
Установленная тепловая мощность редуционно-охлаждающих установок для резервирования, Гкал/ч	106	106	106	106	106	106	106	106
Установленная тепловая мощность источника с учетом резервирования, Гкал/ч	4009	3449	3449	3449	3449	3449	3449	3449

Т а б л и ц а 65 – Перспективная установленная тепловая мощность ТоТЭЦ с учетом резерва тепловой мощности

Наименование	Год							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч	2173	1573	1573	1573	1573	1573	1573	1573
Установленная тепловая мощность редуционно-охлаждающих установок для резервирования, Гкал/ч	432	432	432	432	432	432	432	432
Установленная тепловая мощность источника с учетом резервирования, Гкал/ч	2605	2005	2005	2005	2005	2005	2005	2005

Т а б л и ц а 66 – Установленная тепловая мощность котельных с учетом резерва тепловой мощности

Наименование	Установленная тепловая мощность							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Котельная БМК-34, Гкал/ч	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Котельная № 2, Гкал/ч	386,60	386,60	386,60	386,60	386,60	-	-	-
Котельная № 8, Гкал/ч	139,90	139,90	139,90	139,90	139,90	139,90	-	-
Котельная о/к «Алые паруса», Гкал/ч	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80
Котельная № 4, Гкал/ч	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960	2,960
Котельная № 7, Гкал/ч	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Миникотельная, Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Котельная № 3, Гкал/ч	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
Котельная № 14, Гкал/ч	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93

На котельных выделение аварийного резерва и резерва тепловой мощности не производится.

Ввод новых мощностей до 2030 г. на ТЭЦ ВАЗа, ТоТЭЦ и котельных г. о. Тольятти не планируется.

РАЗДЕЛ 5 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

5.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)

Зоны с дефицитом располагаемой тепловой мощности отсутствуют.

5.1.1 Реконструкция тепловых сетей при реализации варианта Б.3

Вариант Б3 реконструкции тепловых сетей подразумевает консервацию Котельной № 2 в Комсомольском районе в 2019 году и Котельной № 8 в микрорайоне Шлюзовой в 2020 году и подключения всей тепловой нагрузки к ТоТЭЦ. Абсолютный рост (с учетом компенсации тепловых потерь при передаче тепловой энергии) должен составить 313,6 Гкал/ч. Прирост учитывался в расчете гидравлического режима на расчетную температуру наружного воздуха -30 °С для определения перспективного расхода сетевой воды и расчета диаметров трубопроводов, подлежащих замене или при новом строительстве.

За счет запаса по пропускной способности системы теплоснабжения и незначительной перспективной тепловой нагрузки в Центральном и Комсомольском районах перекладка трубопроводов только для обеспечения перспективного прироста тепловой нагрузки не предусматривается (см. Часть 6 Главы 7 Обосновывающих материалов). Все мероприятия с перекладками участков тепловых сетей и строительством новых участков связаны с планами по переводу тепловой нагрузки Комсомольского района и закрытию Котельной № 2 и Котельной № 8.

Для реализации проекта по закрытию Котельных № 2, № 8 с переносом тепловой нагрузки на ТоТЭЦ потребуется комплекс мероприятий (см. таблицу 67 и рисунок 15)

В случае реализации проекта по переводу тепловой нагрузки на ТоТЭЦ от Котельной № 2 Комсомольского района потребуется использование насосной станции ЦОК (в настоящее время котельная законсервирована). В котельной установлены насосы Д 1250-125, использовать возможно 6 насосов, однако при сочетании работы ЦОК с понизительной насосной станцией Котельной № 2 данные насосы производят подъем напора со значительным избытком, необходимо снижать напор регулирующим давлением клапаном до нужного параметра. Предлагается использовать насосы СЭ 1250-45 в количестве 5 шт., один в резерве с установкой на подающем трубопроводе. Дополнительный эффект от замены насосов на менее мощные – это сокращение затрат электроэнергии при перекачке сетевой воды. (см. Часть 8 Главы 7 Обосновывающих материалов).

Оптимальным вариантом в качестве понизительной насосной станции предлагается использовать насосную Котельной № 2 с использованием насосов СЭ 1250-45, 3 в работе постоянно, 1 в резерве (для теплоснабжения района от Котельной № 2). Также при реконструкции котельной № 2 в режим насосной станции в направлении котельной № 8 установить на обратном трубопроводе 4 насоса марки СЭ 500-70, один в резерве, 3 в постоянной работе.

Мероприятия по реконструкции насосных станций ЦОК и Котельной № 2:

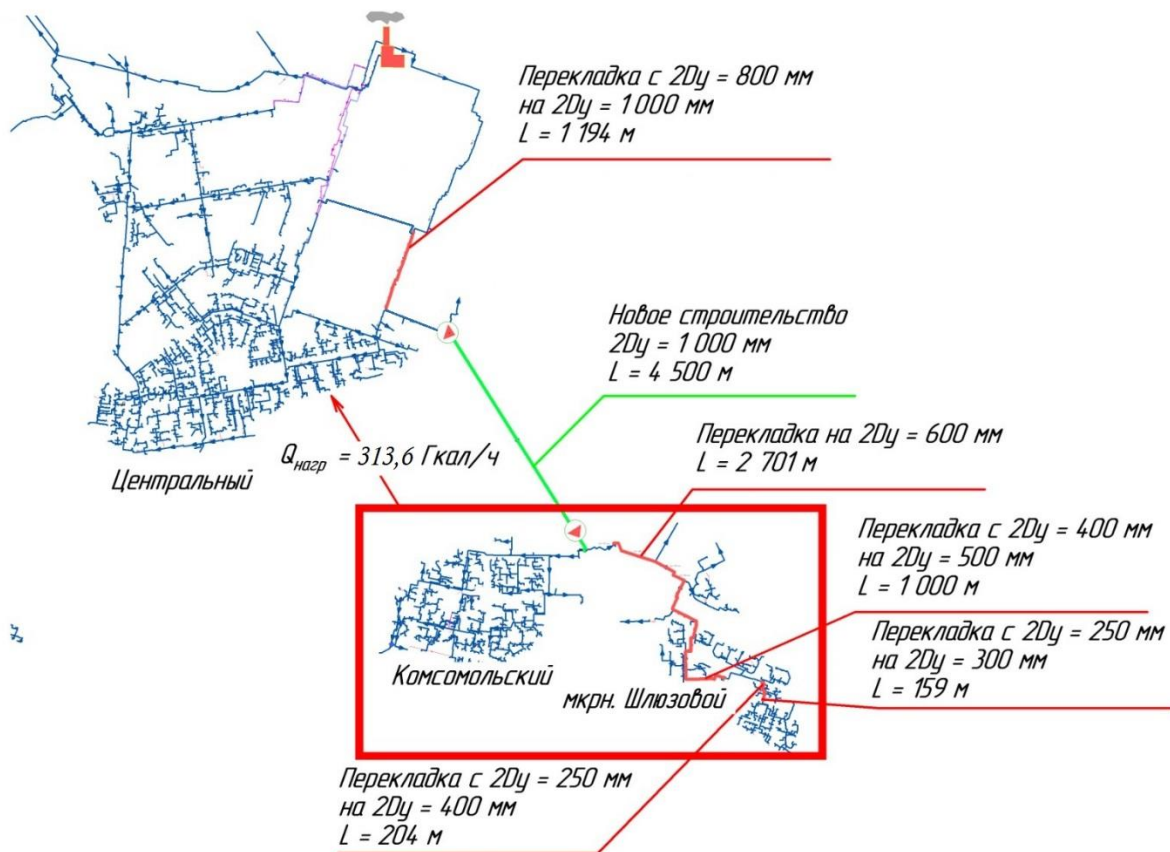
- реконструкция насосной станции Котельной № 2 с монтажом насосов в количестве 4 шт. марки СЭ-1250-45 (один в резерве) с установкой на обратной линии (трубопровод от потребителей района теплоснабжение которого осуществляется от Котельной № 2).

- реконструкция насосной станции Котельной № 2 с монтажом насосов в количестве 4 шт. марки СЭ-500-70 (один в резерве) с установкой на обратной линии (трубопровод от потребителей района теплоснабжение которого осуществляется от Котельной № 8).
- реконструкция насосной станции ЦОК с заменой насосов Д 1250-125 на СЭ 1250-45 в количестве 5 шт. (один в резерве) с установкой на подающей линии (трубопроводе).

На рисунках далее представлены пьезометрические графики для обоснования выбора предлагаемых мероприятий.

Т а б л и ц а 67 – Мероприятия на тепловых сетях и обоснование выбора диаметров трубопроводов

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Обоснование выбора диаметра по линейным потерям напора на участке при норме от 2-6 мм/м	Шероховатость нового участка в расчете	Коэффициент местного сопротивления под. и обр. тр-да
ввод в эксплуатацию IV тепловывода Тольяттинской ТЭЦ для обеспечения надежности и качества теплоснабжения в юго-западной части Центрального района				
строительство новой теплотрассы от ЦОК до Котельной № 2 протяженностью 4,5 км с 2 Ду 1000 мм	4 500	3,0	1	1,4
перекладка участка трубопровода от Котельной № 2 (СТК-100) до УТ-2 протяженностью 794 м с 2 Ду 480 мм на 2 Ду 600 мм	794	4,0	1	1,4
перекладка участка трубопровода от УТ-2 до УТ-3 протяженностью 431 м с 2 Ду 480 мм на 2 Ду 600 мм	431	3,0	1	1,4
перекладка участка трубопровода от УТ-3 до СТК-36 протяженностью 133 м с 2 Ду 426 мм на 2 Ду 600 мм	133	3,0	1	1,4
перекладка участка трубопровода от СТК-36 до МТК-20 протяженностью 1343 м с 2 Ду 426 мм на 2 Ду 600 мм	1 343	3,0	1	1,4
перекладка участка трубопровода от МТК-20 до ТК-1-1(Котельная № 8) с 2 Ду 400 мм на 2 Ду 500 мм протяженностью 1000 м	1 000	4,0	1	1,25
перекладка участка трубопровода от УТ-2 до УТ-3 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 400 мм протяженностью 204 м	204	3,3	1	1,25
перекладка участка трубопровода от УТ-3 до ЦТП-61 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 300 мм протяженностью 180 м	180	4,5	1	1,25



 -перекладка участков трубопроводов с увеличением диаметров

 -строительство новой теплотрассы


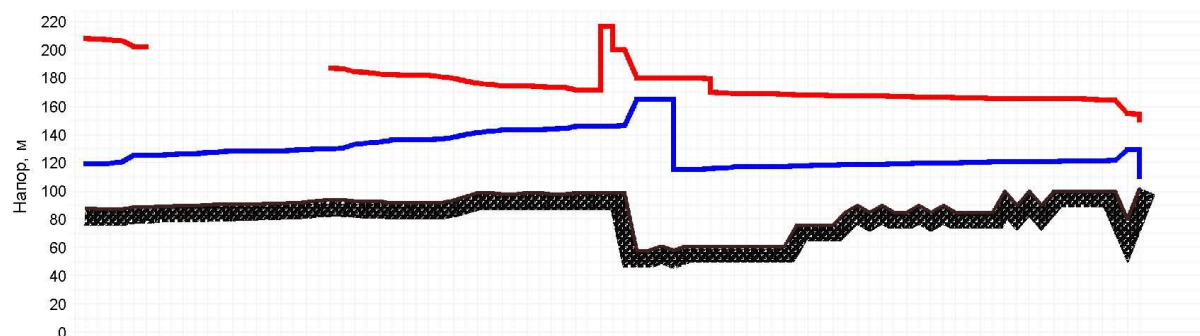
 - реконструкция насосной станции

Рисунок 15 – Вариант Б.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них для реализации проекта по закрытию Котельной № 2 с переносом тепловой нагрузки Комсомольского района г. о. Тольятти и микрорайона Шлюзовой на ТoTЭЦ

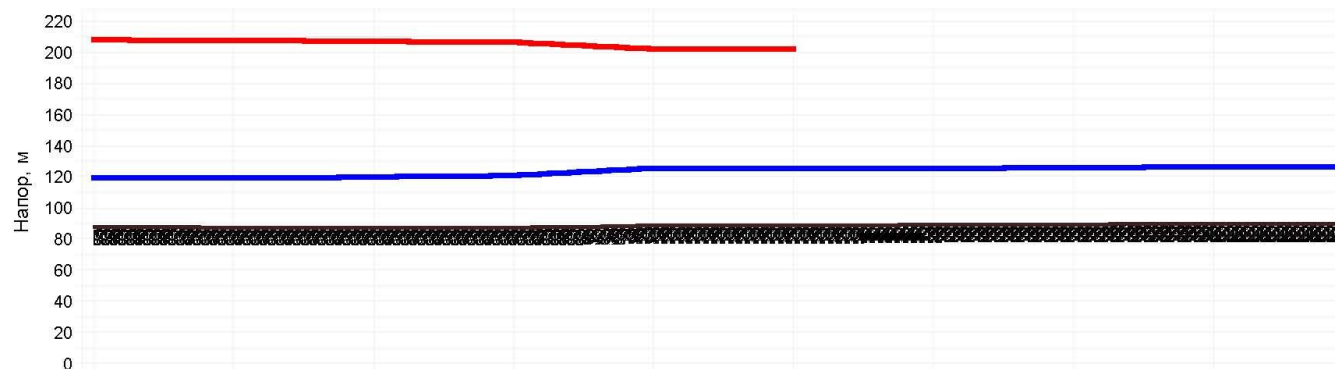
Пьезометрический график от «ТоТЭЦ» до «ЦТП-12»



Наименование узла	ТоТЭЦ	01-ТК-00010000	01-ТК-00120100	02-ТК-20070000		МТК-15	МТК-25	МТК-35	ЦТП-12
Геодезическая высота, м	88	89.4	92.4	92	61	76	85	85	101.7
Напор в обратном трубопроводе, м	119	125.841	129.318	136.998	115.967	117.996	119.189	120.263	129.55
Располагаемый напор, м	88.998	0	0	44.288	54.15	50.095	47.816	45.776	25.2
Длина участка, м	10	153	162	258	38.8	94	96.4	228.9	
Диаметр участка, м	1	1	1	1	0.8	0.614	0.515	0.515	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.254			1.302	0.304	0.122	0.273	0.303	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.242	0.362	0.256	1.179	0.294	0.132	0.304	0.286	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	4.321			1.922	1.924	0.664	0.877	0.6	
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-4.21	-1.318	-1.078	-1.829	-1.892	-0.69	-0.926	-0.583	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	18.177	0	0	3.604	6.264	1.041	2.263	1.059	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	17.255	1.971	1.319	3.263	6.061	1.126	2.519	1.001	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	11911.762			5298.8951	3393.8018	689.9105	641.4856	438.4921	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-11605.62	-3604.3614	-2947.6553	-5041.6413	-3338.4622	-717.6236	-676.8373	-426.3632	

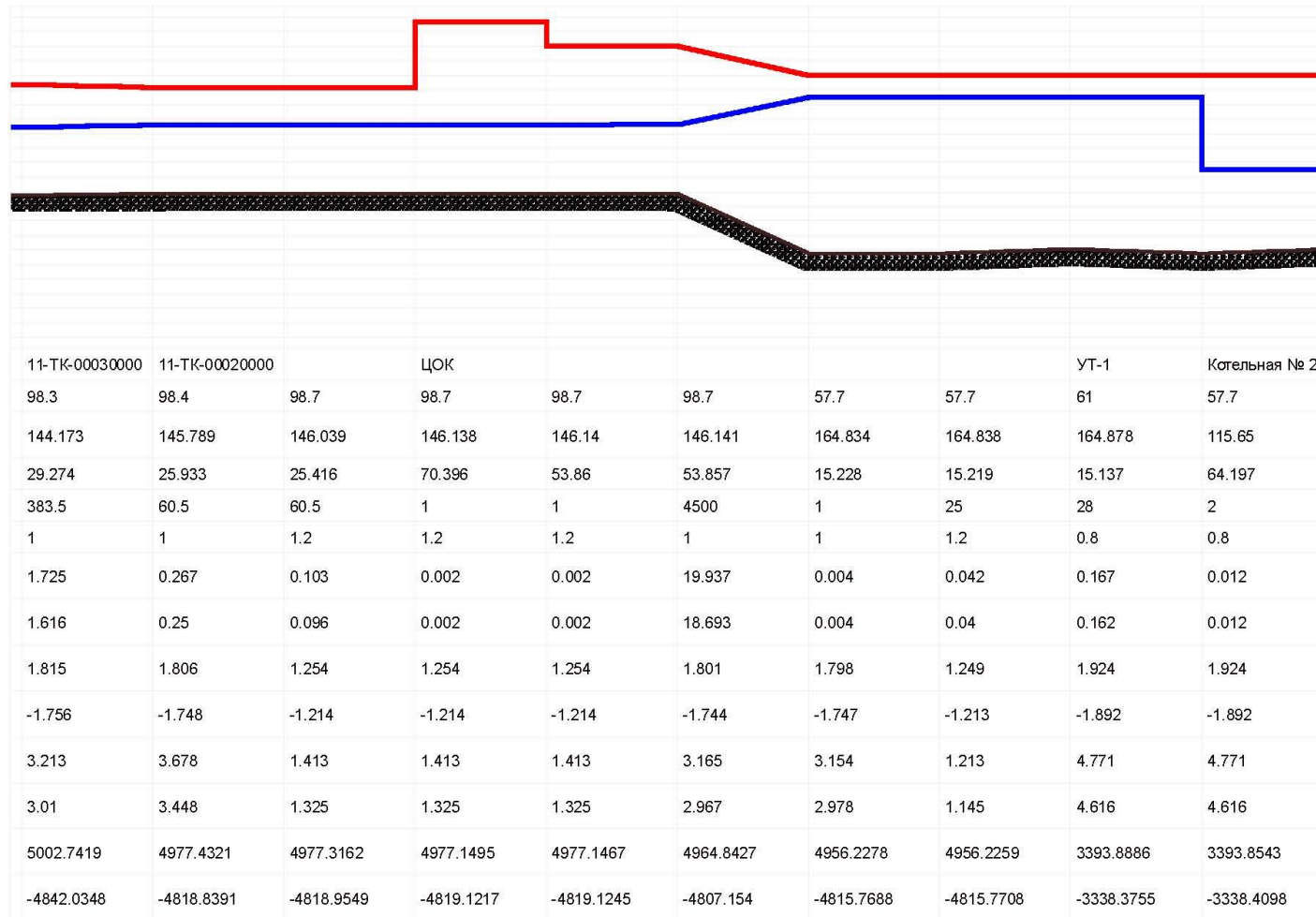
Рисунок 16 – Пьезометрический график от ТоТЭЦ до ЦТП-12 при строительстве новой теплотрассы от ЦОК до Котельной № 2 протяженностью 4,5 км с 2 Ду 1000 мм (в качестве насосной одновременно ЦОК, Котельная № 2). Располагаемый напор в конце пути 25 м

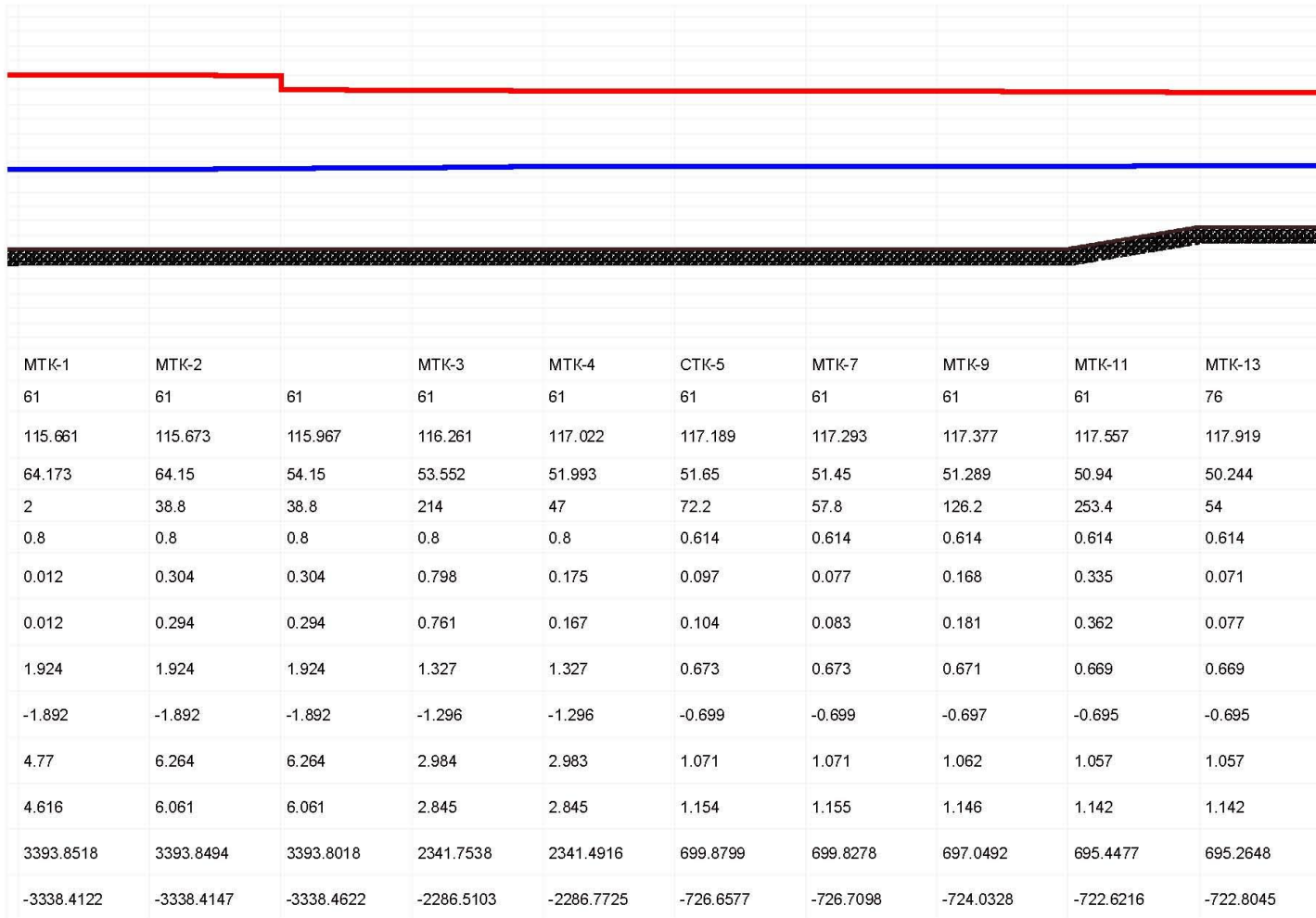
Пьезометрический график от «ТоТЭЦ» до «ЦТП-12»



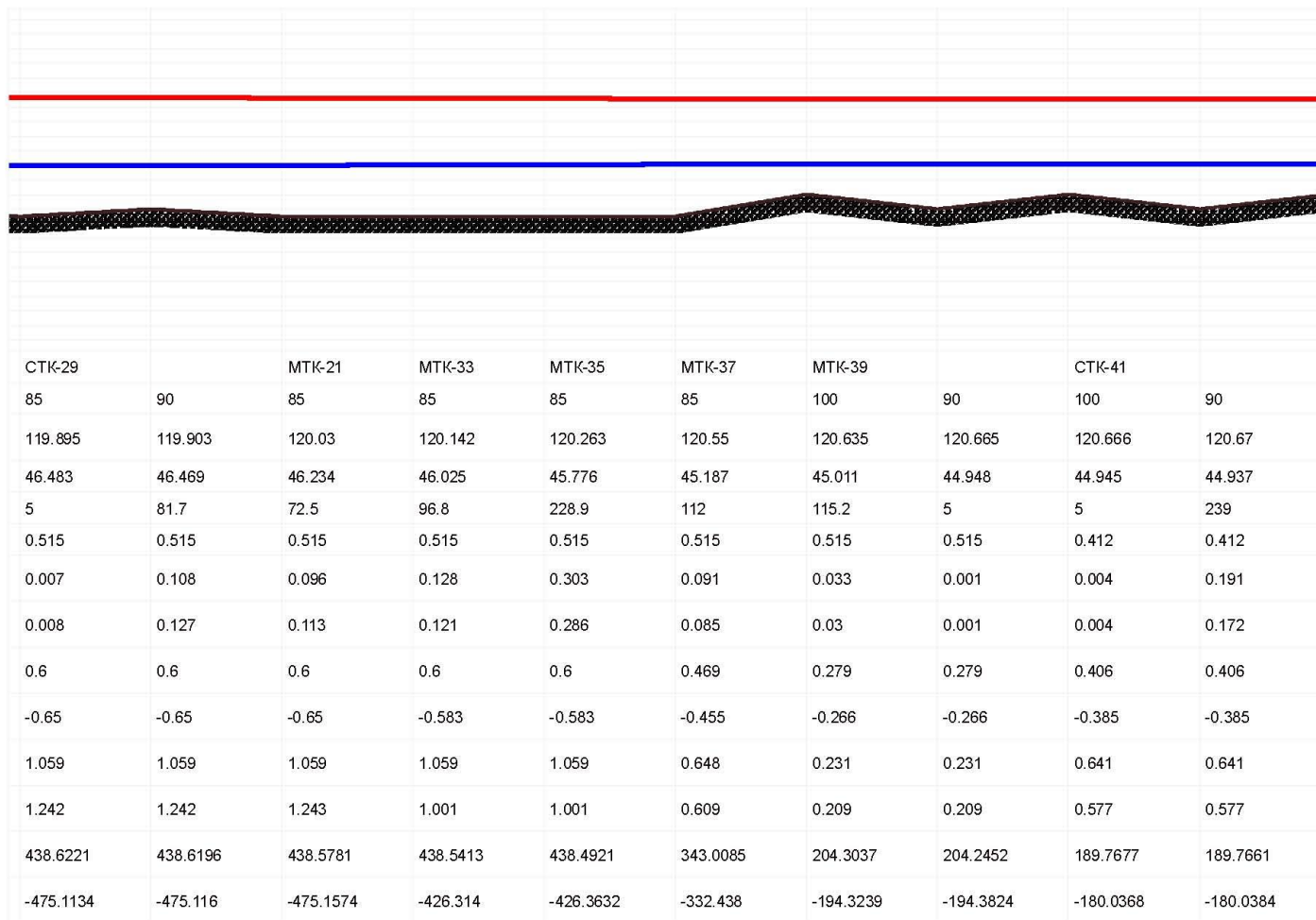
Наименование узла	ТоТЭЦ	у ТЭЦ	у ТЭЦ	01-ТК-10000000	16-ТК-00010000	01-ТК-00000000	01-ТК-00010200	01-ТК-00010000	01-ТК-00020000
Геодезическая высота, м	88	87.5	87.5	87.5	88.5	88.5	89.4	89.4	89.9
Напор в обратном трубопроводе, м	119	119.242	120.068	120.771	125.308	125.452	125.557	125.841	126.203
Располагаемый напор, м	88.998	88.502	86.901	85.539	76.757	76.495	0	0	0
Длина участка, м	10	57	122	787	48	60	120	153	159
Диаметр участка, м	1	1	0.9	0.9	0.902	1	1	1	1
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.254	0.775	0.658	4.246	0.119				
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.242	0.827	0.703	4.537	0.144	0.105	0.285	0.362	0.376
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	4.321	3.157	1.861	1.861	1.266				
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-4.21	-3.261	-1.924	-1.924	-1.395	-1.135	-1.32	-1.318	-1.318
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	18.177	9.707	3.854	3.853	2.058	0	0	0	0
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	17.255	10.359	4.117	4.117	2.5	1.456	1.976	1.971	1.972
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	11911.762	8702.2899	4155.3423	4155.1531	2838.6467				
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-11605.62	-8990.2888	-4295.1297	-4295.3189	-3129.6045	-3129.6793	-3609.0069	-3604.3614	-3604.652

02-TK-20070000	02-TK-20080000	02-TK-20090000	02-TK-20100000	11-TK-30030000	11-TK-00080000	11-TK-30070000	11-TK-30060000	11-TK-00050000	11-TK-00040000
92	93.4	96.2	98.4	98.5	98.3	98.2	98.4	98.5	98.3
136.998	138.177	140.026	141.61	142.3	142.999	143.098	143.313	143.689	144.156
44.288	41.807	37.912	34.572	33.146	31.701	31.497	31.052	30.274	29.31
258	431	378	160	162	23	50	87.5	109	4
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1.302	2.047	1.755	0.737	0.746	0.106	0.229	0.402	0.498	0.018
1.179	1.849	1.584	0.69	0.699	0.099	0.215	0.376	0.467	0.017
1.922	1.865	1.844	1.836	1.836	1.833	1.833	1.833	1.829	1.829
-1.829	-1.772	-1.752	-1.777	-1.777	-1.774	-1.774	-1.774	-1.77	-1.77
3.604	3.392	3.316	3.289	3.288	3.278	3.278	3.278	3.263	3.263
3.263	3.064	2.994	3.08	3.081	3.072	3.072	3.072	3.058	3.058
5298.8951	5140.7452	5082.4013	5061.4759	5061.1695	5053.5972	5053.5532	5053.4574	5041.6396	5041.4309
-5041.6413	-4885.3011	-4828.9026	-4898.1896	-4898.4959	-4891.5814	-4891.6254	-4891.7211	-4880.299	-4880.5076





MTK-15	MTK-17	MTK-19	MTK-21		CTK-23		MTK-25	MTK-27	
76	76	76	85	90	85	90	85	85	90
117.996	118.128	118.319	118.613	118.803	118.81	118.825	119.189	119.492	119.884
50.095	49.841	49.474	48.909	48.547	48.535	48.505	47.816	47.239	46.504
94	135.3	208.7	152.3	5	5	115.4	96.4	182.6	5
0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515
0.122	0.176	0.271	0.171	0.006	0.014	0.326	0.273	0.344	0.009
0.132	0.19	0.294	0.191	0.006	0.016	0.363	0.304	0.392	0.011
0.664	0.664	0.664	0.617	0.617	0.877	0.877	0.877	0.715	0.715
-0.69	-0.691	-0.691	-0.651	-0.651	-0.926	-0.926	-0.926	-0.764	-0.764
1.041	1.041	1.04	0.9	0.9	2.263	2.263	2.263	1.505	1.504
1.126	1.126	1.126	1.001	1.002	2.518	2.518	2.519	1.718	1.719
689.9105	689.8426	689.745	641.6602	641.5503	641.5467	641.5442	641.4856	522.986	522.8933
-717.6236	-717.6915	-717.7891	-676.6626	-676.7725	-676.7762	-676.7787	-676.8373	-558.8715	-558.9642



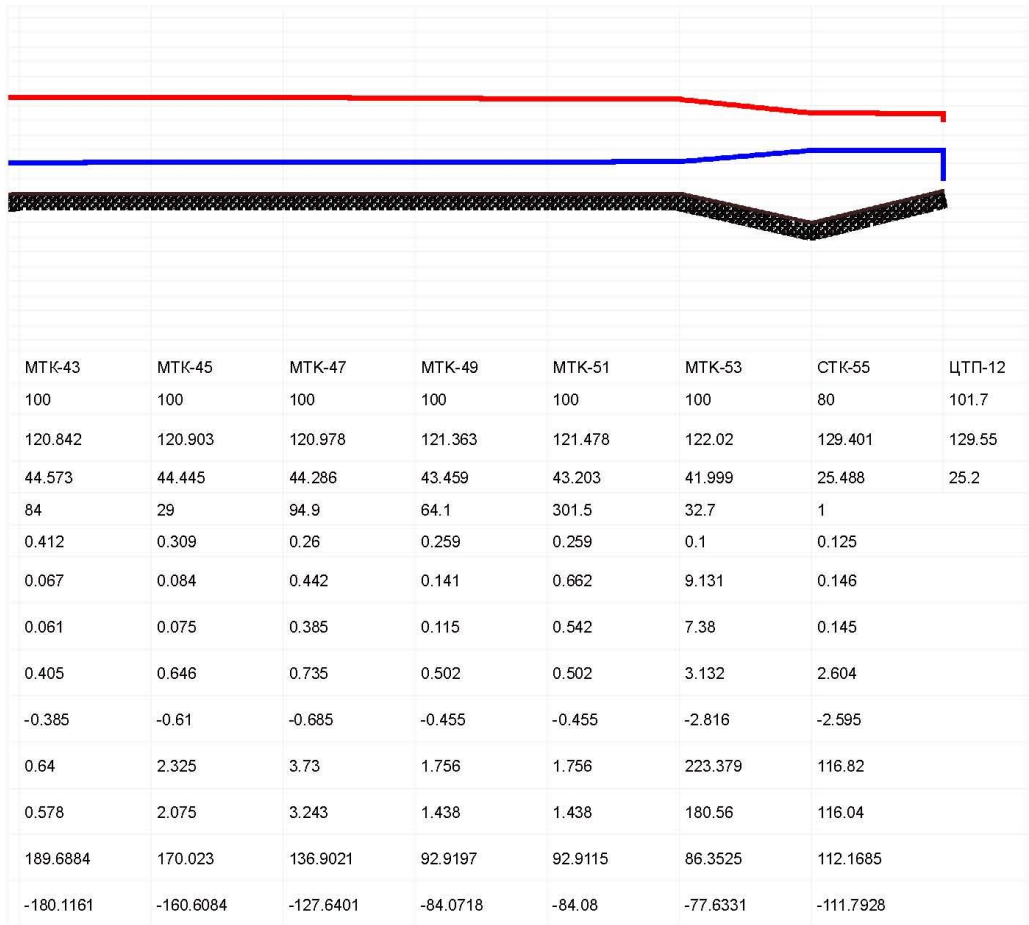
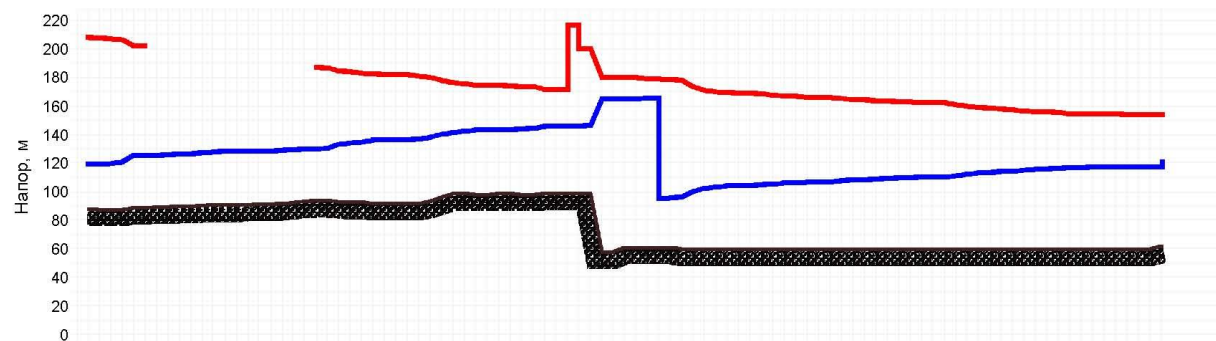


Рисунок 17 – Пьезометрический график от ТоТЭЦ до ЦТП-12 при строительстве новой теплотрассы от ЦОК до Котельной № 2 протяженностью 4,5 км с 2 Ду 1000 мм (в качестве насосной одновременно ЦОК, Котельная № 2). Располагаемый напор в конце пути 25 м

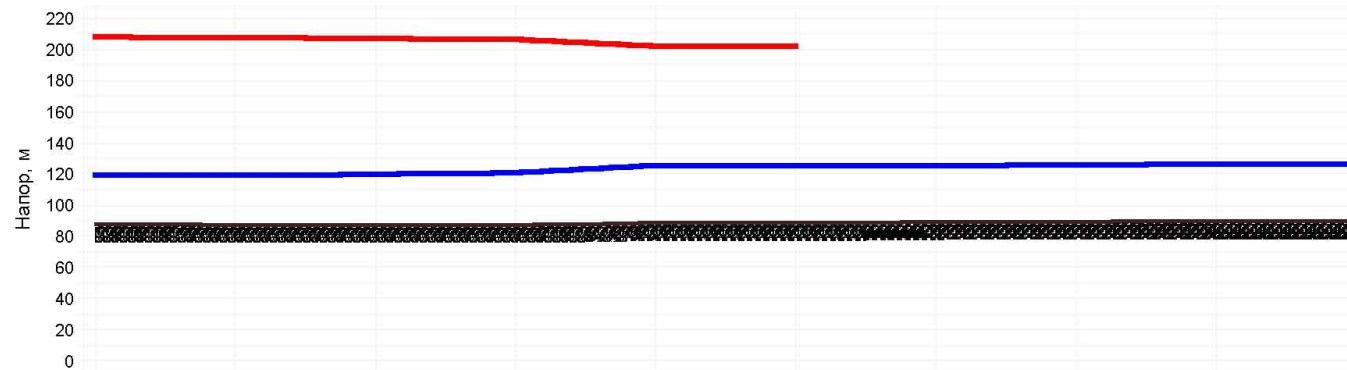
Пьезометрический график от «ТоТЭЦ» до «ЦТП-50»



Наименование узла	ТоТЭЦ	01-ТК-00020000	01-ТК-00150100		УТ-1	СТК-7	ТК-1А	УТ-5	ЦТП-50
Геодезическая высота, м	88	89.9	94	61	60	60	60	60	62
Напор в обратном трубопроводе, м	119	126.203	129.831	94.952	104.393	107.622	110.227	115.192	117.67
Располагаемый напор, м	88.998	0	57.229	84.295	64.325	57.506	51.987	41.481	35.98
Длина участка, м	10	159	118.5	137.22	144	91.9	39	117.5	
Диаметр участка, м	1	1	0.8	0.614	0.614	0.5	0.5	0.3	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.254		0.476	0.78	0.432	0.585	0.132	0.935	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.242	0.376	0.599	0.698	0.389	0.525	0.118	0.808	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	4.321		1.491	1.503	-1.091	-1.359	-1.08	1.104	
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-4.21	-1.318	-1.672	-1.422	1.035	1.287	1.021	-1.026	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	18.177	0	2.87	4.059	2.14	5.091	2.711	6.365	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	17.255	1.972	3.608	3.632	1.93	4.569	2.425	5.498	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	11911.762		2631.2815	1562.171	-1133.5349	-936.6859	-744.0707	273.9064	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-11605.62	-3604.652	-2950.5958	-1477.5616	1076.1373	887.2945	703.586	-254.5445	

Рисунок 18 Пьезометрический график от ТоТЭЦ до ЦТП-50 при строительстве новой теплотрассы от ЦОК до Котельной № 2 протяженностью 4,5 км с 2 Ду 1200 мм (в качестве насосной ЦОК и Котельная № 2). Располагаемый напор в конце пути 35 м. Шлюзовой микрорайон. Длина пути 15 км от ТоТЭЦ

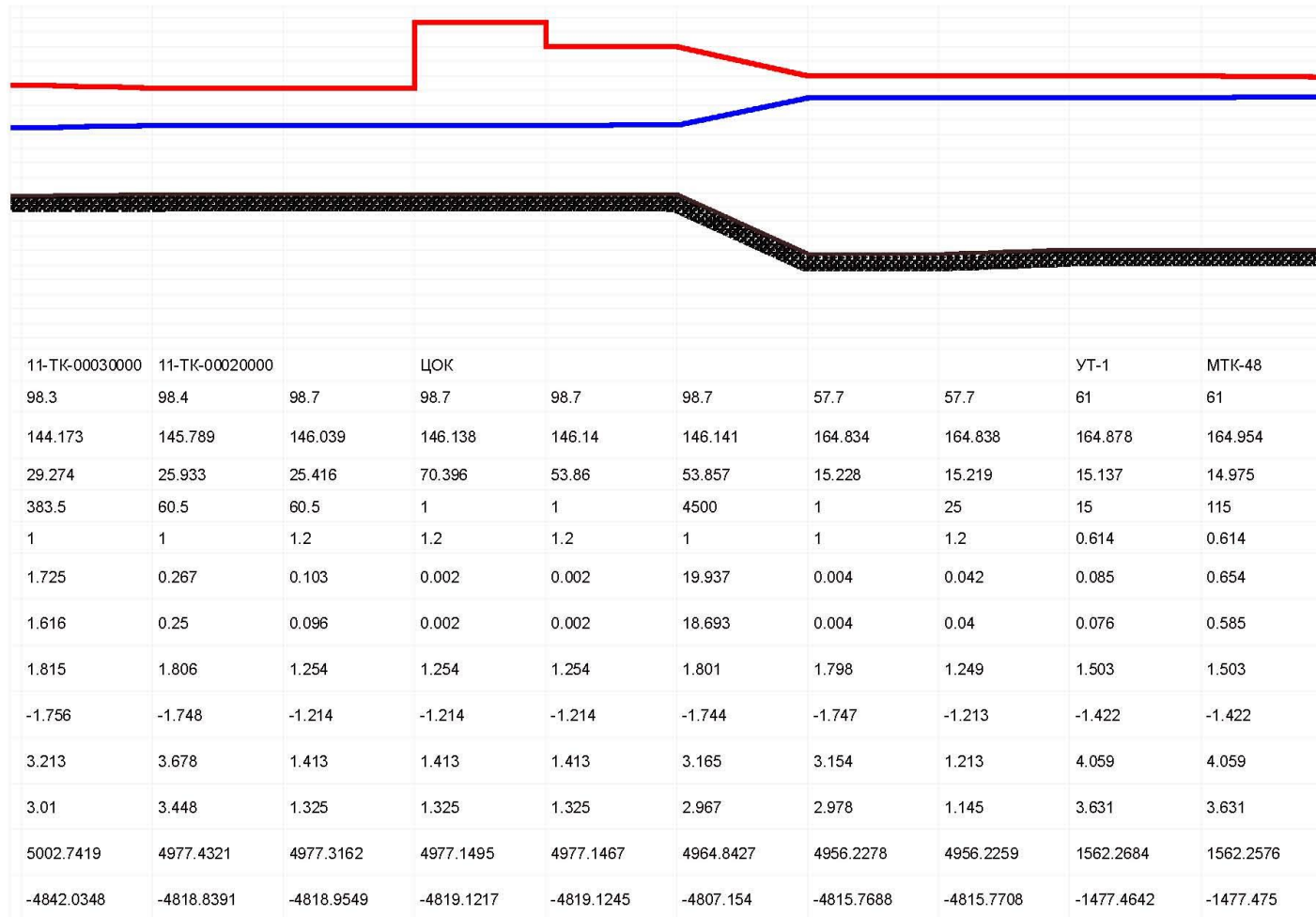
Пьезометрический график от «ТоТЭЦ» до «ЦТП-50»



Наименование узла	ТоТЭЦ	у ТЭЦ	у ТЭЦ	01-ТК-10000000	16-ТК-00010000	01-ТК-00000000	01-ТК-00010200	01-ТК-00010000	01-ТК-00020000
Геодезическая высота, м	88	87.5	87.5	87.5	88.5	88.5	89.4	89.4	89.9
Напор в обратном трубопроводе, м	119	119.242	120.068	120.771	125.308	125.452	125.557	125.841	126.203
Располагаемый напор, м	88.998	88.502	86.901	85.539	76.757	76.495	0	0	0
Длина участка, м	10	57	122	787	48	60	120	153	159
Диаметр участка, м	1	1	0.9	0.9	0.902	1	1	1	1
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.254	0.775	0.658	4.246	0.119				
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.242	0.827	0.703	4.537	0.144	0.105	0.285	0.362	0.376
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	4.321	3.157	1.861	1.861	1.266				
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-4.21	-3.261	-1.924	-1.924	-1.395	-1.135	-1.32	-1.318	-1.318
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	18.177	9.707	3.854	3.853	2.058	0	0	0	0
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	17.255	10.359	4.117	4.117	2.5	1.456	1.976	1.971	1.972
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	11911.762	8702.2899	4155.3423	4155.1531	2838.6467				
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-11605.62	-8990.2888	-4295.1297	-4295.3189	-3129.6045	-3129.6793	-3609.0069	-3604.3614	-3604.652

01-TK-00140000	01-TK-00150100	10-TK-10010000	10-TK-10130000	10-TK-10140000	10-TK-10150000	10-TK-10160000	02-TK-20060000		ГБП-37300001
93.5	94	94	92.9	92.5	92.7	91.8	92	92	92
129.574	129.831	130.429	133.491	134.026	134.984	136.112	136.396	136.399	136.418
0	57.229	56.155	50.657	49.716	48.031	46.046	45.548	45.542	45.509
162	118.5	606.2	146	261.4	309.4	78.5	1	5	127
1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1
	0.476	2.436	0.406	0.727	0.856	0.215	0.003	0.014	0.641
0.256	0.599	3.062	0.535	0.958	1.129	0.284	0.004	0.018	0.58
	1.491	1.491	1.24	1.24	1.237	1.23	1.229	1.229	1.922
-1.078	-1.672	-1.672	-1.424	-1.424	-1.421	-1.414	-1.414	-1.414	-1.829
0	2.87	2.87	1.988	1.987	1.977	1.954	1.952	1.952	3.604
1.319	3.608	3.608	2.616	2.617	2.606	2.581	2.58	2.58	3.263
	2631.2815	2631.1363	2188.5839	2188.405	2182.5251	2169.7887	2169.0409	2169.0397	5299.1383
-2947.9629	-2950.5958	-2950.741	-2511.7786	-2511.9575	-2506.7477	-2494.8329	-2494.2809	-2494.2821	-5041.3981

02-TK-20070000	02-TK-20080000	02-TK-20090000	02-TK-20100000	11-TK-30030000	11-TK-00080000	11-TK-30070000	11-TK-30060000	11-TK-00050000	11-TK-00040000
92	93.4	96.2	98.4	98.5	98.3	98.2	98.4	98.5	98.3
136.998	138.177	140.026	141.61	142.3	142.999	143.098	143.313	143.689	144.156
44.288	41.807	37.912	34.572	33.146	31.701	31.497	31.052	30.274	29.31
258	431	378	160	162	23	50	87.5	109	4
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1.302	2.047	1.755	0.737	0.746	0.106	0.229	0.402	0.498	0.018
1.179	1.849	1.584	0.69	0.699	0.099	0.215	0.376	0.467	0.017
1.922	1.865	1.844	1.836	1.836	1.833	1.833	1.833	1.829	1.829
-1.829	-1.772	-1.752	-1.777	-1.777	-1.774	-1.774	-1.774	-1.77	-1.77
3.604	3.392	3.316	3.289	3.288	3.278	3.278	3.278	3.263	3.263
3.263	3.064	2.994	3.08	3.081	3.072	3.072	3.072	3.058	3.058
5298.8951	5140.7452	5082.4013	5061.4759	5061.1695	5053.5972	5053.5532	5053.4574	5041.6396	5041.4309
-5041.6413	-4885.3011	-4828.9026	-4898.1896	-4898.4959	-4891.5814	-4891.6254	-4891.7211	-4880.299	-4880.5076





УТ-3	УТ-4	УТ-5	УТ-6	СТК-8	МТК-20	МТК-18	СТК-7	МТК-14	СТК-6
60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
104.782	105.333	105.891	106.202	106.656	106.658	106.66	107.622	108.146	108.457
63.505	62.342	61.166	60.508	59.547	59.543	59.538	57.506	56.396	55.738
204	206.8	137.4	200.8	1	1	168.3	91.9	102.5	101.5
0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
0.611	0.618	0.347	0.507	0.003	0.002	1.071	0.585	0.348	0.344
0.551	0.558	0.311	0.454	0.002	0.002	0.961	0.525	0.31	0.307
-1.091	-1.09	-1.001	-1.001	-1.001	-0.944	-1.359	-1.359	-1.08	-1.08
1.036	1.035	0.947	0.947	0.947	0.894	1.287	1.287	1.02	1.021
2.14	2.136	1.803	1.803	1.803	1.957	5.092	5.091	2.714	2.713
1.93	1.928	1.615	1.615	1.615	1.756	4.569	4.569	2.423	2.423
-1133.3876	-1132.3669	-1040.1692	-1040.0243	-1040.0235	-936.8104	-936.7299	-936.6859	-744.3689	-744.3204
1076.2846	1075.5668	984.03	984.175	984.1757	887.17	887.2505	887.2945	703.2878	703.3364

TK-5	TK-4	TK-3	TK-2	TK-1	TK-1A	TK-1-1	TK-1/2	TK-1/3	YT-2
60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
108.764	109.123	109.486	109.723	110.182	110.227	110.345	111.23	112.347	113.175
55.086	54.327	53.556	53.055	52.083	51.987	51.736	49.863	47.518	45.78
118.3	120	78	151.4	15	39	287.3	207	154.5	46.6
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.515	0.412	0.412	0.4
0.401	0.407	0.264	0.513	0.051	0.132	0.989	1.228	0.91	0.223
0.358	0.364	0.236	0.459	0.045	0.118	0.884	1.117	0.828	0.202
-1.08	-1.08	-1.08	-1.08	-1.08	-1.08	1.018	1.163	1.158	1.024
1.021	1.021	1.021	1.021	1.021	1.021	-0.962	-1.109	-1.105	-0.976
2.713	2.712	2.712	2.712	2.712	2.711	2.753	4.748	4.712	3.827
2.424	2.424	2.425	2.425	2.425	2.425	2.462	4.319	4.287	3.475
-744.2637	-744.2063	-744.169	-744.0965	-744.0893	-744.0707	744.0707	544.0663	541.9906	451.8851
703.393	703.4504	703.4877	703.5602	703.5674	703.586	-703.586	-518.8634	-516.9325	-430.6105

	YT-3	YT-12	YT-5		TK-61/1	0	TK-61/45	TK-1	TK-2
60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
113.377	114.075	114.452	115.192	115.999	116.044	116.252	116.746	116.905	116.983
45.354	43.889	43.076	41.481	39.738	39.642	39.167	38.038	37.67	37.487
160.6	52.5	107.6	117.5	3	60.2	150	72	39.1	13.6
0.4	0.3	0.3	0.3	0.259	0.259	0.259	0.259	0.259	0.259
0.768	0.435	0.856	0.935	0.052	0.267	0.635	0.209	0.105	0.036
0.698	0.377	0.739	0.808	0.045	0.208	0.494	0.159	0.079	0.027
1.024	1.127	1.104	1.104	1.481	0.751	0.734	0.608	0.583	0.583
-0.976	-1.049	-1.026	-1.026	-1.377	-0.664	-0.647	-0.53	-0.506	-0.506
3.826	6.634	6.366	6.365	13.755	3.543	3.387	2.322	2.141	2.141
3.476	5.745	5.497	5.498	11.885	2.769	2.633	1.766	1.612	1.613
451.8708	279.6578	273.925	273.9064	273.8862	138.8614	135.7576	112.3502	107.8801	107.8751
-430.6247	-260.212	-254.526	-254.5445	-254.5648	-122.7255	-119.6539	-97.9475	-93.5745	-93.5795



Рисунок 19 – Пьезометрический график от ТоТЭЦ до ЦТП-50 при строительстве новой теплотрассы от ЦОК до Котельной № 2 протяженностью 4,5 км с 2 Ду 1200 мм (в качестве насосной ЦОК и Котельная № 2). Располагаемый напор в конце пути 35 м. Шлюзовой микрорайон. Длина пути 15 км от ТоТЭЦ

5.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку

5.2.1 Реконструкция тепловых сетей при реализации варианта А.2

При разработке вариантов перспективного развития г. о. Тольятти были проведены гидравлические расчеты существующих режимов на фактическую тепловую нагрузку потребителей с учетом присоединяемых перспективных значений. При этом при подключении перспективной нагрузки площадок № 9 и № 1 с суммарной тепловой нагрузкой по данным Генерального плана 23,56 Гкал/ч и 9,0 Гкал/ч учтены следующие мероприятия:

Т а б л и ц а 68 – Строительство нового участка тепловой сети для обеспечения теплоснабжением от ТЭЦ ВАЗа перспективной территории площадок № 9, № 1

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Обоснование выбора диаметра по линейным потерям напора на участке при норме от 2-6 мм/м	Шероховатость нового участка в расчете	Коэффициент местного сопротивления под. и обр. тр-да
Строительство нового участка от камеры УЗ.1-10-6 к площадке № 9 протяженностью 2000 м, Ду 400 мм	2000	2	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УЗ.2-13-2в к площадке № 1 протяженностью 400 м, Ду 200 мм	400	2	1	1,4

Т а б л и ц а 69 – Реконструкция участка тепловой сети для обеспечения теплоснабжением от ТЭЦ ВАЗа перспективной территории площадки № 9

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Обоснование выбора диаметра по линейным потерям напора на участке при норме от 2-6 мм/м	Шероховатость нового участка в расчете	Коэффициент местного сопротивления под. и обр. тр-да
перекладка от ТЭЦ до УЗ.1-1/П-4 с увеличением диаметра тепловывода-I 2 Ду 1000 мм на 2 Ду 1200 мм протяженностью 2343 м	2 343	5	1	1,4

На рисунке ниже представлена схема мероприятий при подключении перспективной нагрузки площадок № 9, № 1.

Принципиальная схема тепловых сетей Автозаводского района

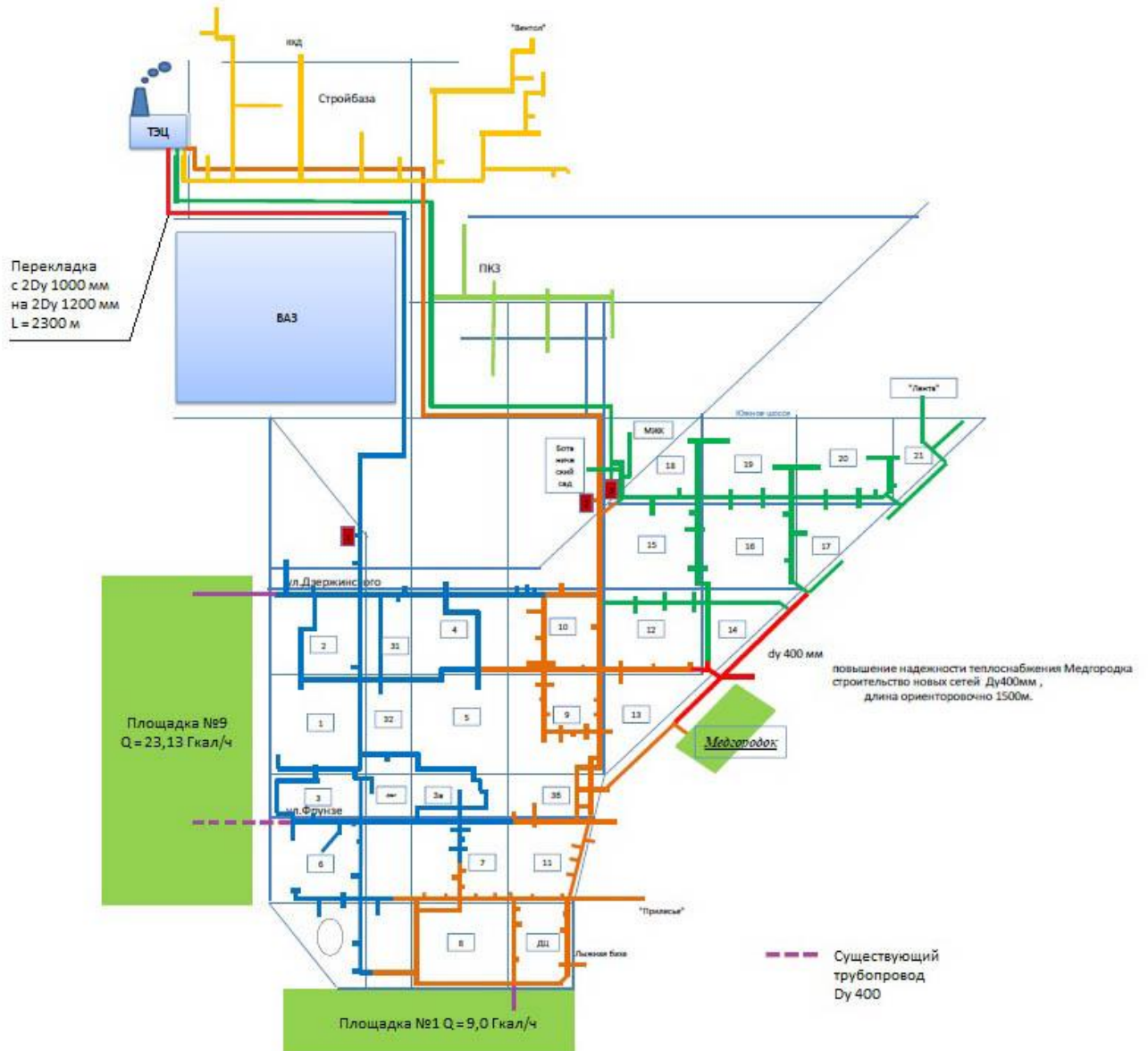
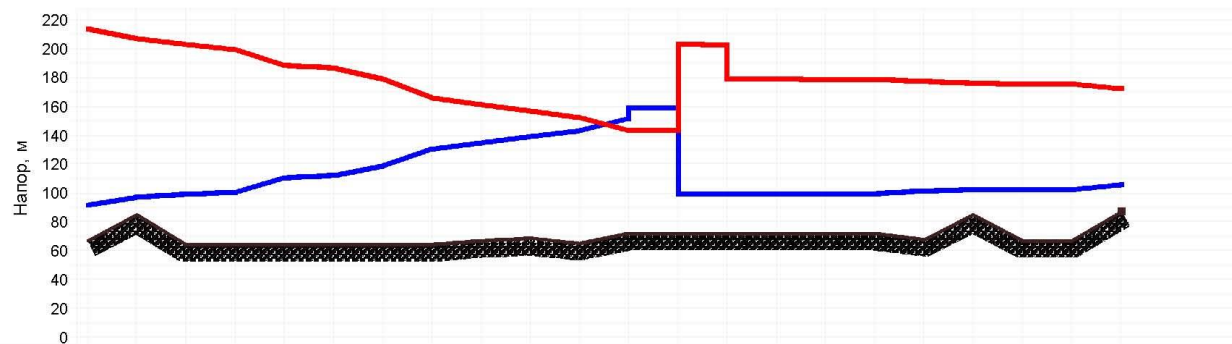


Рисунок 20 – Предложения по реконструкции тепловых сетей и сооружений на них при подключении перспективной нагрузки площадки № 9

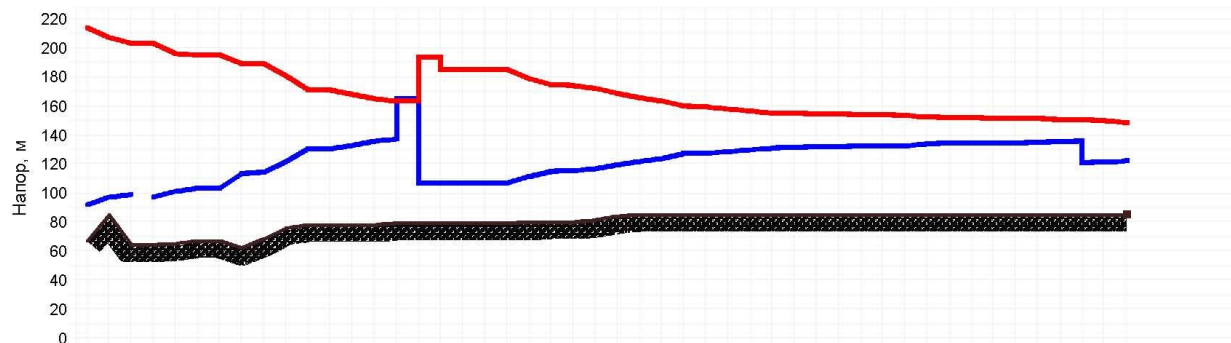
Пьезометрический график от «ТЭЦ ВАЗа» до «Площадка №9»



Наименование узла	ТЭЦ ВАЗа	УЗ.1-М187	УЗ.1-УПМ2	УЗ.1-7	УЗ.1-8А			УЗ.1-10	УЗ.1-10-4	Площадка №9	
Геодезическая высота, м	67	64	64	64	66.9		72	72	67.9	67	87
Напор в обратном трубопроводе, м	92	98.939	110.477	118.757	134.878		99.397	99.489	101.262	102.418	105.749
Располагаемый напор, м	121.991	104.082	77.773	60.406	26.604		79.617	79.424	75.71	73.274	66.54
Длина участка, м	1195.8	564.5	125	951.8	331		1	1	291	138	
Диаметр участка, м	1.2	1.2	0.9	0.9	0.9		1	1	0.614	0.614	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	7.007	3.813	1.724	13.12	4.56		0.013	0.013	1.012	0.062	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	5.102	1.564	1.57	11.96	4.162		0.012	0.012	0.905	0.056	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	2.159	2.354	2.81	2.809	2.808		2.278	2.278	1.118	0.4	
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-1.842	-1.507	-2.682	-2.682	-2.683		-2.178	-2.178	-1.058	-0.381	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	4.688	5.403	11.032	11.028	11.021		6.661	6.661	2.781	0.357	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	3.413	2.216	10.05	10.053	10.059		6.088	6.088	2.489	0.325	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	8147.0747	9328.0439	6259.6628	6258.3334	6256.3486		6254.1567	6254.1539	1087.8394	388.7984	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-6951.4161	-5971.7073	-5974.4899	-5975.2018	-5977.1866		-5979.3785	-5979.3813	-1029.0425	-370.5974	

Рисунок 21 – Пьезометрические графики до площадки № 9 по результатам гидравлических расчетов присоединения перспективных тепловых нагрузок по Варианту А.2. Длина пути 9,3 км

Пьезометрический график от «ТЭЦ ВАЗа» до «Площадка №1»



Наименование узла	ТЭЦ ВАЗа	У3.3-М333		У3.2-5/2в	У3.2-74	У3.2-9а/2в	У3.2-ЦТП-114	Площадка №1
Геодезическая высота, м	67	67	79	80	85	85	85	85
Напор в обратном трубопроводе, м	92	103.16	106.984	114.575	123.79	130.946	132.274	122.26
Располагаемый напор, м	121.991	91.839	78.025	60.164	39.414	24.269	21.457	26.28
Длина участка, м	1195.8	7	1	141	420	77.8	159	
Диаметр участка, м	1.2	1	1	1	0.8	0.8	0.6	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	7.007	0.042	0.009	0.853	3.609	0.252	0.345	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	5.102	0.073	0.008	0.775	3.211	0.226	0.325	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	2.159	1.889	2.073	1.703	1.761	1.102	0.888	
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-1.842	-2.504	-1.958	-1.627	-1.666	-1.048	-0.862	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	4.688	4.749	7.171	4.841	6.874	2.694	1.734	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	3.413	8.34	6.368	4.396	6.116	2.42	1.633	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	8147.0747	4900.1543	5533.3149	4546.0675	2983.5679	1867.634	881.5124	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-6951.4161	-6494.8644	-5269.9474	-4378.6322	-2852.1202	-1793.781	-855.6138	

Рисунок 22 – Пьезометрические графики до площадки № 1 по результатам гидравлических расчетов присоединения перспективных тепловых нагрузок по Варианту А.2. Длина пути 15 км

5.2.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения прироста тепловой нагрузки за счет застройки новых территорий в Автозаводском районе

Для обеспечения перспективного прироста тепловой нагрузки площадки № 5 Генерального плана (ситуационный план застройки см. на рисунке ниже) необходимо строительство новых участков тепловой сети, представленных в таблице ниже.

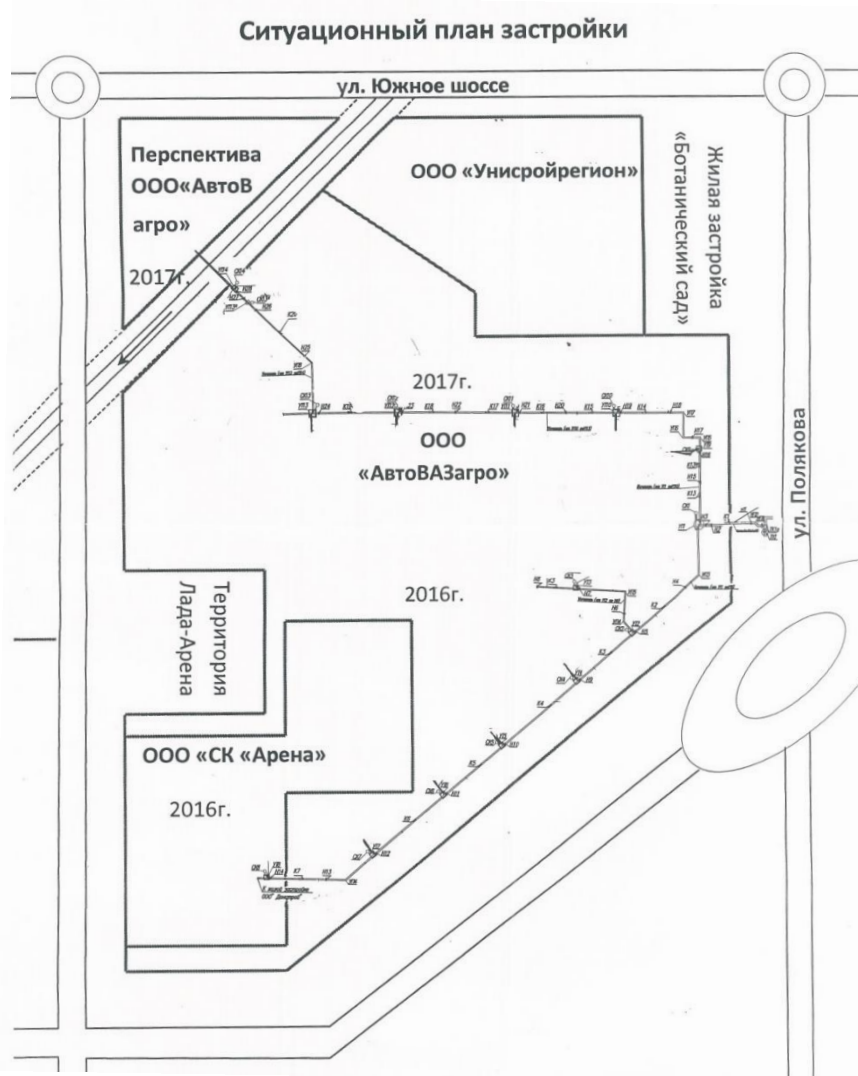


Рисунок 23 – Ситуационный план застройки площадки № 5 «Калина»

Т а б л и ц а 70 – Строительство (квартальных) тепловых сетей от ТК-1а (П10) для обеспечения теплоснабжением перспективной территории площадки № 5 «Калина»

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Обоснование выбора диаметра по линейным потерям напора на участке при норме от 2-6 мм/м	Шероховатость нового участка в расчете	Коэффициент местного сопротивления под. и обр. тр-да
Строительство нового участка от камеры УП4 до СК14 протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры Н24 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ3 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	1,5	3	1	1,4

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Обоснование выбора диаметра по линейным потерям напора на участке при норме от 2-6 мм/м	Шероховатость нового участка в расчете	Коэффициент местного сопротивления под. и обр. тр-да
Строительство нового участка от камеры УТ7 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ8 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры Н21 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры Н19 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ9 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ6 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры Н24 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 125 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры Н20 до отв. к дому протяженностью 24 м, Ду 125 мм	24	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ5 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 125 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ2 до УТ3 протяженностью 106,87 м, Ду 200 мм	106,87	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ3 до Н8 протяженностью 55,9 м, Ду 200 мм	55,9	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры Н24 до Н28 протяженностью 204,27 м, Ду 200 мм	204,27	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры Н28 до УП4 протяженностью 1,5 м, Ду 200 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры Н24 до к гр. застройки протяженностью 37 м, Ду 200 мм	37	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры Н21 до отв. к дому протяженностью 24 м, Ду 200 мм	24	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ4 до ответвл. протяженностью 1,5 м, Ду 200 мм	1,5	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры Н21 до Н23 протяженностью 164,9 м, Ду 250 мм	164,9	3	1	1,4

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Обоснование выбора диаметра по линейным потерям напора на участке при норме от 2-6 мм/м	Шероховатость нового участка в расчете	Коэффициент местного сопротивления под. и обр. тр-да
Строительство нового участка от камеры Н23 до Н24 протяженностью 79,56 м, Ду 250 мм	79,56	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ4 до УТ5 протяженностью 95,83 м, Ду 300 мм	95,83	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ5 до УТ6 протяженностью 99,4 м, Ду 300 мм	99,4	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ6 до УТ7 протяженностью 100 м, Ду 300 мм	100	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ7 до УТ8 протяженностью 163 м, Ду 300 мм	163	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ9 до Н19 протяженностью 171,56 м, Ду 300 мм	171,56	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры Н19 до Н21 протяженностью 143,3 м, Ду 300 мм	143,3	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ1 до УТ2 протяженностью 177,87 м, Ду 350 мм	177,87	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ3 до УТ4 протяженностью 100 м, Ду 350 мм	100	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры УТ1 до УТ9 протяженностью 164,41 м, Ду 350 мм	164,41	3	1	1,4
Строительство нового участка от камеры ТК1а до УТ1 протяженностью 120,85 м, Ду 450 мм	120,85	3	1	1,4

5.2.3 Реконструкция тепловых сетей для обеспечения прироста тепловой нагрузки за счет застройки новых территорий в Центральном и Комсомольском районах

При разработке перспективного развития г. о. Тольятти были проведены гидравлические расчеты существующих режимов на фактическую тепловую нагрузку потребителей с учетом присоединяемых перспективных значений. При приросте тепловой нагрузки к 2030 году в Центральном и Комсомольском районах за счет перспективной застройки (см. таблицу 3 п. 1.2.2 Главы 4 Обосновывающих материалов) учтены следующие мероприятия:

Т а б л и ц а 71 – Реконструкция участков тепловой сети Центрального района города для обеспечения теплоснабжения перспективной застройки территорий в кв. 44-45

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Обоснование выбора диаметра по линейным потерям напора на участке при норме от 2-6 мм/м	Шероховатость нового участка в расчете	Коэффициент местного сопротивления под. и обр. тр-да
Перекладка участка тепловой сети кв. 44-45 с 2 Ду=125 мм на 2 Ду=150 мм от ТК-10 до ТК-1	177	3	1	1,4
Перекладка участка тепловой сети кв. 44-45 с 2 Ду=200 мм на 2 Ду=250 мм, от V-ТК-37/7 до ТК-1	144	2,5	1	1,4
Перекладка участка тепловой сети с 2 Ду=250 мм на 2 Ду=400 мм от V-ТК-30/11 до V-ТК-30/11А	113	3,3	1	1,4

Т а б л и ц а 72 – Реконструкция участков тепловой сети для обеспечения теплоснабжения перспективной застройки территорий Центрального и Комсомольского районов

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Обоснование выбора диаметра по линейным потерям напора на участке при норме от 2-6 мм/м	Шероховатость нового участка в расчете	Коэффициент местного сопротивления под. и обр. тр-да
Перекладка 3 магистрали ТоТЭЦ от ст.65 до ш.о.№5 с 2 Ду 500 мм на 2 Ду 800 мм протяженностью 2027 м	2027	2,5	1	1,4
Перекладка 3 магистрали ТоТЭЦ от ш.о.№5 до ТК-11 с 2 Ду 700 мм на 2 Ду 800 мм протяженностью 1234 м	1234	3	1	1,4
Перекладка теплосети от МТК-45 до МТК-43 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 300 мм протяженностью 366 м	366	4		
Перекладка теплосети с 2 Ду 300 мм на 2 Ду 350 мм протяженностью 104 м	104	1		
Перекладка участка тепловой сети II-й магистрали ТоТЭЦ от ГВР-37300001 до 02-ТК-20100000 с 2 Ду 800 мм на 2 Ду 1000 мм протяженностью 1194 м	1 194	3,3	1	1,4

5.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения:

- Для повышения надежности теплоснабжения поселка «Медгородок» (общей тепловой нагрузкой 25 Гкал/ч) необходимо построить участок тепловой сети от теплового узла УЗ.30(70) до УЗ. 23-2в по ул. 40 лет Победы и соединить перемычками с ТК -31 по ул. Свердлова и УЗ.25-2в по ул. Автостроителей. Протяженностью участка 1 500 м, 2 Ду 400 мм.

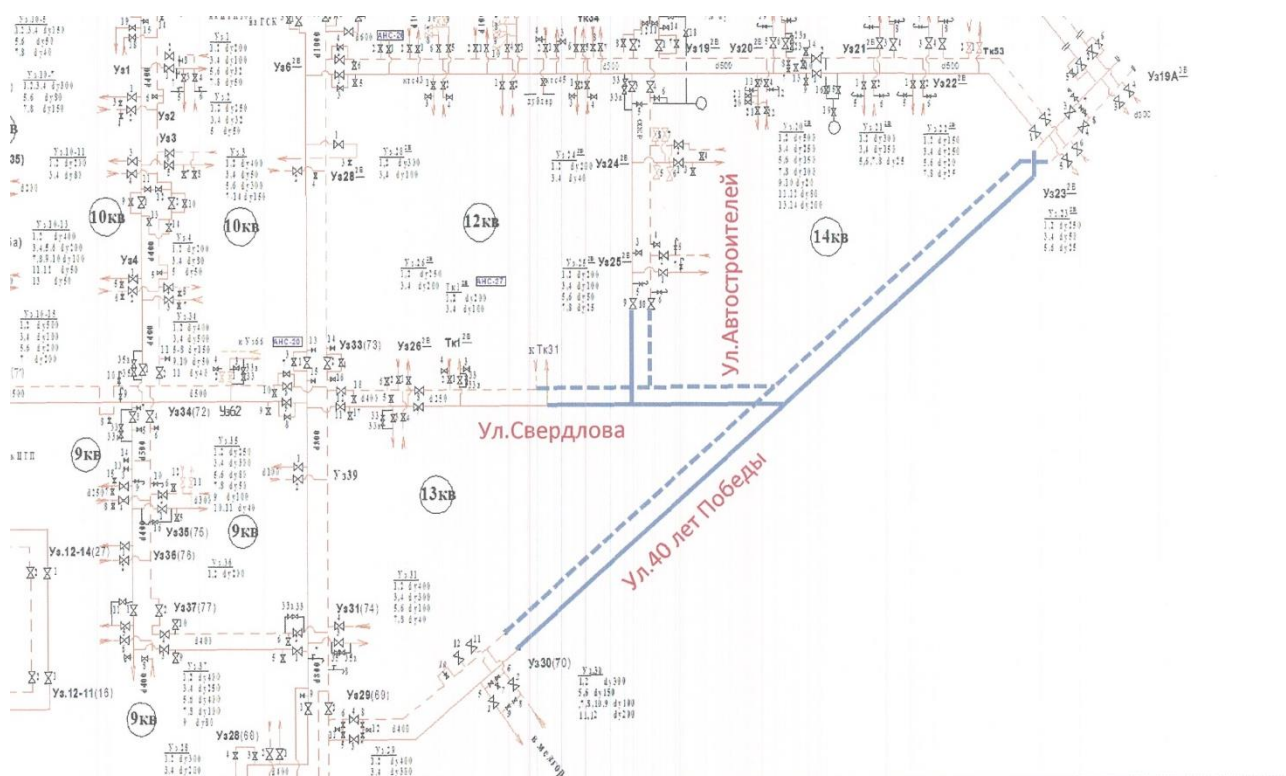


Рисунок 24 – Строительство участка тепловой сети от УЗ.30(70) до УЗ. 23-2в по ул. 40 лет Победы с целью повышения надежности теплоснабжения поселка «Медгородок»

5.4 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

5.4.1 Перевод с открытой схемы ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП потребителей тепловой энергии г. о. Тольятти

5.4.1.1 Описание существующих проблем и способы их решения

Элеваторное присоединение системы отопления к тепловым сетям снижает энергосберегающий эффект от применения термостатов на отопительных приборах. Элеватор устроен таким образом, что при неизменном диаметре сопла и одном и том же располагаемом напоре он пропускает постоянный расход теплоносителя через сопло, независимо от изменения расхода воды, циркулирующей в системе отопления (СО). В результате, в двухтрубных СО, в которых используются термостаты, происходит сокращение расхода теплоносителя, циркулирующего в системе. При этом растет температура воды в подающем трубопроводе выше требуемого графика, а затем, из-за постоянного коэффициента смешения, и в обратном трубопроводе. Это приводит к увеличению теплоотдачи нерегулируемой части системы (стояков) и к недоиспользованию потенциала теплоносителя.

Автоматизации подвергаются тепловые пункты с насосной циркуляцией теплоносителя в системе отопления, присоединенной к тепловым сетям как по зависимой, так и по независимой схеме (через водоподогреватель).

Комплект регулирующей автоматики состоит из электронного регулятора со встроенным таймером, датчиков температуры наружного воздуха и теплоносителя, регулирующего клапана с электроприводом на сетевом теплоносителе, циркуляционного насоса. По информации, поступающей от датчиков температуры, электронный регулятор подает команду на открытие или закрытие клапана, уменьшая или увеличивая количество теплоносителя, проходящего через водоподогреватель или узел смешения. При этом меняется температура воды, поступающей в систему отопления. Комплект может включать один универсальный регулятор для управления двумя системами: системой отопления и горячего водоснабжения. Эти приборы весьма компактны и пригодны для автоматизации тепловых пунктов любого масштаба.

Функции АТП, реализуемые с помощью регулятора отопления и электрической схемы управления:

- управление АТП как в автоматическом, так и в ручном режиме;
- поддержание графика температуры подачи отопления в соответствии с температурой наружного воздуха с учетом динамики ее изменения и тепловой инерции здания;
- программное управление температурой здания для оптимизации теплопотребления;
- поддержание заданной пользователем температуры ГВС (в пределах санитарных норм);
- нормированное снижение нагрузки на отопление в вечернее, ночное время, а также в выходные дни;
- контроль величины расхода теплоносителя в подающем трубопроводе, и ограничение его в соответствии с договором на теплоснабжение;
- ограничение температуры обратной воды системы отопления;
- ограничение температуры отопления и ГВС в соответствии с санитарными нормами;
- автоматическое управление циркуляционными насосами;
- автоматическая промывка фильтров защиты циркуляционных насосов в определенное пользователем время;
- подача сигнала аварии при возникновении нештатной ситуации.

В настоящее время в индивидуальных тепловых пунктах (ИТП) не применяется регулирование расхода теплоносителя, расход теплоносителя через подогреватель отопления,

ГВС, calorifiers вентиляционных установок осуществляется по максимальному в весовом выражении (т/ч) показателю.

Экономический эффект от внедрения регуляторов расхода тепловой энергии имеет следующие составляющие:

- поддержание гидравлической стабильности тепловой сети.
- уменьшение тепловых потерь, при передачи тепла по водяным и паровым трубопроводам, за счет рационализации процесса.
- поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях путем соблюдения заданного графика зависимости температуры теплоносителя, поступающего в систему отопления, от температуры наружного воздуха;
- ликвидация весенне-осенних перетопов зданий;
- автоматическое снижение потребления тепловой энергии системой отопления здания в нерабочее время, в выходные и праздничные дни;
- поддержание требуемой температуры горячей воды в системе ГВС;
- автоматическое снижение температуры горячей воды в ночное время, в выходные и праздничные дни, вплоть до полной остановки системы ГВС;
- ограничение температуры теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть.

Пример схемы автоматизации представлен на рисунке 25 ниже.

У потребителей, подключенных к источникам тепловой энергии с принятым температурным графиком 95/70 °С, проводить автоматизацию с установкой запорно-регулируемых устройств с погодным контроллером как орган управления не целесообразно, так как отпуск тепловой энергии по такому графику не требует смены графика с более высокого, например 130/70, на необходимый для отопительной системы 95/70 в ИТП или ЦТП, все регулирование производится на самом источнике с учетом температуры наружного воздуха. Однако стоит задача в распределении теплоносителя между потребителями в соответствии с их тепловой нагрузкой и отдаленности от источника, для этого необходимо проводить наладочные работы с использованием дроссельных устройств.

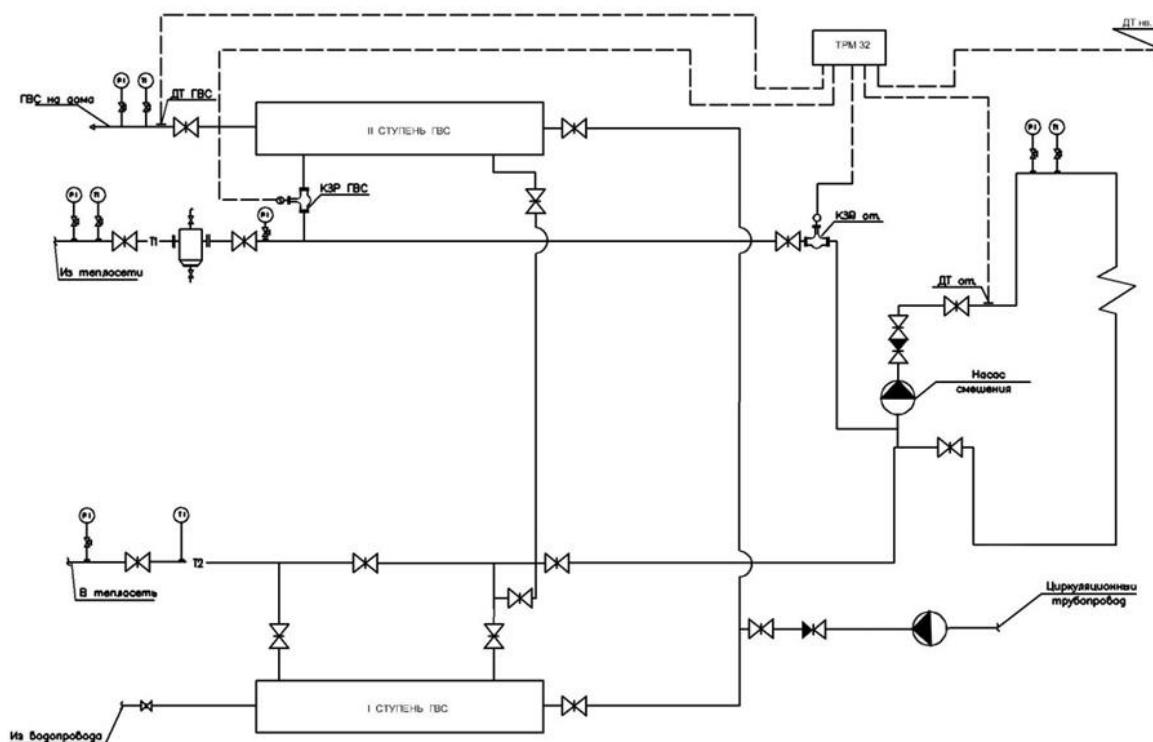


Рисунок 25 – Схема автоматизации ИТП

5.4.1.2 Перечень рекомендуемых к модернизации ИТП г. о. Тольятти

Рекомендуется модернизировать 4 008 ИТП, источником теплоснабжения которых является ВоТГК, в числе:

- 771 без ГВС и с зависимой схемой подключения системы отопления через элеваторный узел (источник теплоснабжения – все источники ВоТГК);
- 870 с открытой схемой подключения ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления через элеваторный узел (источник теплоснабжения – ТЭЦ ВАЗа);
- 1 067 с закрытой схемой подключения ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления через элеваторный узел (источник теплоснабжения – все источники ВоТГК);
- 1 300 с открытой схемой подключения ГВС и независимой схемой подключения системы отопления (источник теплоснабжения – ТЭЦ ВАЗа).

В итоге планируется установить 2 708 двухходовых клапанов системы отопления, 943 двухходовых клапанов ГВС, 2 708 насосов смешения, 2 170 теплообменников системы ГВС и 2 170 циркуляционных насосов системы ГВС.

5.4.1.3 Пример автоматизации ИТП

В качестве основного мероприятия по переходу к автоматизированным тепловым пунктам, предлагается произвести автоматизацию ИТП с заменой морально устаревших элеваторных узлов, на более совершенную и эффективную схему подачи теплоносителя «насосом смешения» с регулятором расхода сетевой воды.

Разработка мероприятий по автоматизации ИТП выполнена в соответствии с:

- СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов» [11];
- СНИП 2.04.07-86 «Тепловые сети» [12].

Для примера рассмотрим ИТП, расположенного по адресу ул. Свердлова, д. 70.

Тепловая нагрузка на отопление составляет 0,237 Гкал/ч.

Для автоматизации ИТП были выбраны приборы типа ТРМ-32 Производственного Объединения «ОВЕН» для ПИД-регулирования. Прибор совместно с входными термопреобразователями (датчиками) и исполнительными механизмами предназначен для контроля и регулирования температуры в системе отопления.

В данном регуляторе предусмотрены два типа регулирования температуры:

- по температуре наружного воздуха, значение которой переменное;
- по заданному постоянному значению.

Температуру сетевой воды в контуре отопления, заданную по температурному графику в зависимости от температуры наружного воздуха, поддерживает первый ПИД-регулятором. Регистрация данных с регулирующих приборов на ЭВМ заданием не предполагалась. Защита от превышения температуры обратной сетевой воды заданием не предполагалась.

Использованный тип входных термопреобразователей:

- для замера температуры наружного воздуха используется термометр сопротивления типа ТСМ-50М;
- для замера температуры сетевой воды, поступающей в систему отопления, используется термометр сопротивления типа ТСМ-50М;

Датчик температуры наружного воздуха, как правило, устанавливается на затененной стороне и вдали от локальных тепловыделений для минимизации их влияния на показания датчика.

Допускается укрытие датчика козырьком. Однако конструкция козырька должна предполагать возможность естественного прохождения потока воздуха вокруг датчика температуры, во избежание искажения реальной температуры наружного воздуха.

Термометры сопротивления присоединяются по трехпроводной компенсационной схеме специальными компенсационными проводами (имеющими точное линейное сопротивление) для ликвидации возможности возникновения влияния паразитного сопротивления из-за изменения наружных температур на показания датчиков.

Установка термометров сопротивления для замеров температур сетевой воды в трубопроводах осуществляется в штатные гильзы, которые вворачиваются в штатные бобышки. Гильзы, после установки, заливаются маслом для улучшения теплопередачи.

В качестве исполнительных механизмов для регулирования температуры в системе отопления был подобран клапан запорно-регулирующие ESBE серии VLC125 это 2-ходовой фланцевый клапан для PN25, DN 15–50.

КЗР представляет собой клапан запорно-регулирующий односедельный гидравлический с электромеханическим приводом.

Характеристика клапана определяется по показателю пропускной способности, K_v , $m^3/ч$, значение которого определяется как максимальная пропускная способность полностью открытого клапана при перепаде давления на клапане 10 м вод. ст.

Установочный диаметр клапана определялся по близким характеристикам завода-изготовителя, а также по существующим присоединительным диаметрам.

Необходимый типоразмер клапана для регулирования температуры воды в системе отопления определялся по показателю K_v , $m^3/ч$, который рассчитывается при условии наихудшей работы – на точке излома температурного графика.

Рабочий температурный график отпуска тепловой энергии принят 150/70 °С. Пропускная способность клапана для системы отопления определялась по формуле:

$$G_2'' = \frac{10^3 \cdot Q_{от}}{\tau_1' - \tau_2'}$$

где:

$Q_{от} = 0,237$ Гкал/ч - нагрузка на отопление;

$\tau_1' = 75$ °С - температура сетевой воды в подающем трубопроводе в точке излома температурного графика;

$\tau_2' = 45,0$ °С - температура сетевой воды в обратном трубопроводе в точке излома температурного графика;

Так, для данного ИТП пропускная способность клапана для регулирования отопления примерно равна 7,9 т/ч, принимаем ближайшее большее значение – $K_v = 10,0$.

Требуемая пропускная способность КЗР для горячего водоснабжения определялась по формуле:

$$G_2'' = \frac{10^3 \cdot Q_{ГВС}^{max} \cdot (t_h - \tau_2' + 5)}{(t_h - 5) \cdot (\tau_1' - \tau_2')}$$

где:

$Q_{ГВС}^{max} = 0,33$ Гкал/ч - максимальная тепловая нагрузка горячего водоснабжения;

$t_h = 65$ °С - температура воды в системе горячего водоснабжения.

Так, пропускная способность клапана для горячего водоснабжения для данного ИТП имеет примерное численное значение 4,58 т/ч, (принимаем ближайшее большее значение – $K_v = 6,3$).

Подбор насоса для системы отопления начинается с того, что производится расчет требуемого расхода G и гидравлического сопротивления H системы отопления. На основании расхода и гидравлического сопротивления по графику зависимости $H(G)$ насоса выбирают подходящий насос.

Расход теплоносителя в системе отопления G рассчитывается по формуле:

$$G = \frac{10^3 \cdot Q_{от}}{t_h - t_k}$$

где:

$t_h = 95$ °С - температура на входе в систему отопления;

$t_k = 70$ °С - температура на выходе из системы отопления.

Далее, необходимо провести расчет гидравлического сопротивления отопления. Данные по сопротивлению системы отопления колеблются в диапазоне от 1 до 5 м вод. ст. (или 0,1-0,5 бар). Примем, что сопротивление системы отопления в нашем случае составляет 1,5 м водяного столба, тогда, взяв каталог Grundfos, мы видим, что нам подходит насос Grundfos UPS 40-80 F.

Для подбора циркуляционного насоса системы ГВС необходимо определить расход воды в циркуляционной линии.

Для закрытой системы теплоснабжения с параллельным подключением подогревателей горячего водоснабжения расход именно горячей воды (максимальный и средний), поступающей к водоразборным приборам здания можно ориентировочно определить немного по другим формулам:

$$G_{max.гвс} = \frac{Q_{max.гвс} * 1000}{C_{в} * (T_{гв} - T_{хв})}, \text{ т/ч,}$$

где:

$T_{гв}$ - температура горячей воды, поступающей к водоразборным приборам здания (на выходе из подогревателей ГВС), °С;

Согласно действующих нормативных документов значение температуры горячей воды должно быть не ниже 60 °С и не выше 75 °С ($T_{гв}=60-75$ °С).

$T_{хв}$ - температура холодной водопроводной воды, поступающей в подогреватели горячего водоснабжения (на входе в подогреватели ГВС), °С. Для расчетов значение температуры $T_{хв}$ принимается равным 5 °С (отопительный период).

$C_{в} = 1$ ккал/(кг*°С)- массовая теплоемкость воды.

$$G_{max.гвс} = \frac{0,33 * 1000}{1 * (65 - 5)} = 5,5 \text{ т/ч}$$

Принимаем расход воды в циркуляционной линии после потребителей равным 30% от максимального расхода, так как циркуляционный насос расположен до смешивания с водой нагретой в первой ступени, где в своем максимальном объеме она поступает во вторую ступень теплообменника для донагрева до 65 °С.

Таким образом $G_{гвс.цирк.} = 1,65$ т/ч.

По каталогу Grundfos, подбираем насос Grundfos UPS 32-40.

Циркуляционный насос ГВС устанавливается до точки смешения с подпитывающей водой после её нагрева в первой ступени теплообменника. Таким образом статический напор для создания необходимого напора в системе ГВС на верхнем этаже здания с запасом 5 м вод. ст. обеспечивает давление в системе водопроводной воды, а циркуляционный насос обеспечивает циркуляцию по замкнутому кольцу для преодоления сопротивления второй ступени подогревателя и трубопроводов системы. Напор определяется по сумме потерь давления в водонагревателе горячего водоснабжения 2-ой ступени (в случае одноступенчатого теплообменника для 1-ой ступени) при расчетном режиме максимального водоразбора и трубопроводах циркуляционного кольца при расчетном циркуляционном расходе воды. С учетом возможного «зарастания» поверхности теплообменника и тем самым увеличения потерь напора принимаем $H=10$ м вод. ст.

Данное мероприятие распространяется на индивидуальные тепловые пункты домов с подключением абонентов по зависимой схеме отопления (элеваторные узлы). На первичном этапе рекомендуется произвести работы с крупными потребителями тепловой энергии. Автоматизация головных крупных ИТП, позволит перераспределить теплоноситель по всей протяженности сети и обеспечит существенное увеличение перепадов напора между подающим и обратным трубопроводами. В свою очередь это создаст резерв и устранил угрозу недогрева конечных абонентов, в период установления низких температур наружного воздуха.

5.5 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии, утверждаемыми уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти

По результатам расчета надежности систем теплоснабжения от всех крупных источников тепловой энергии г. о. Тольятти на перспективный период (2030 г.), получаем следующие расчетные пути, требующие перекладки для обеспечения нормативной надежности системы теплоснабжения:

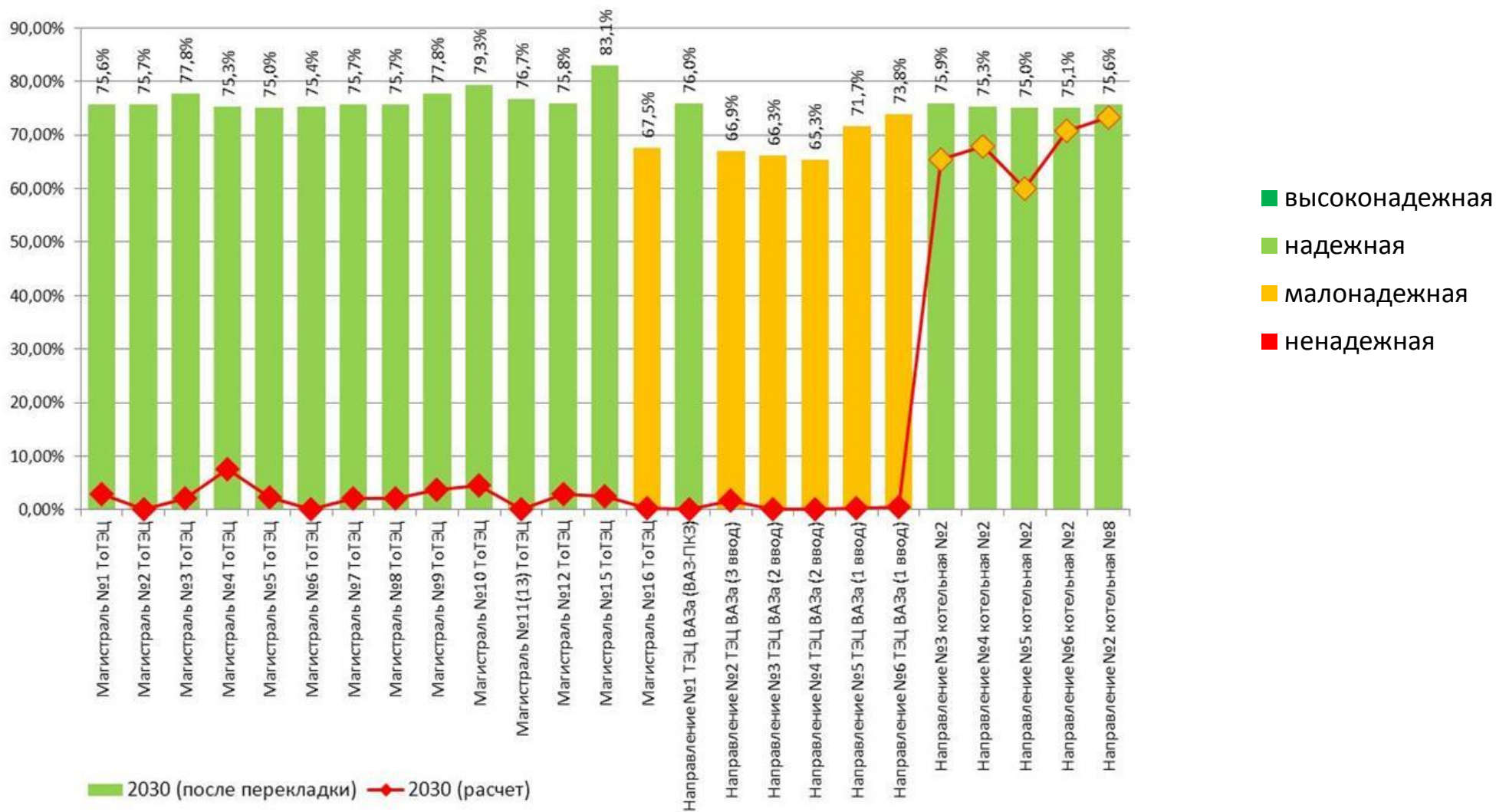
- магистрали № № 1-16 ТоТЭЦ,
- магистрали № № 1-6 ТЭЦ ВАЗа,
- направления № № 3-6 Котельной № 2,
- направление № 2 Котельной № 8.

Для данных трубопроводов был произведен перерасчет класса надежности при условии их перекладки за период 2014-2030 гг. по критерию получения «на выходе» (т.е. у самого удаленного потребителя по каждому расчетному пути) максимально возможного класса надежности системы.

Ниже представлены показатели надежности по всем расчетным путям всех источников после осуществления перекладок трубопроводов в период 2014-2030 гг., в табличном (таблица 73) и графическом виде (рисунок 26).

Т а б л и ц а 73 – Показатели надежности после осуществления переключений трубопроводов (сравнение с показателями к 2030 г.)

№ расчетно го пути	Наименование магистрали (М)/направления (Н)	2030 (расчет)		2030 (после переключений)		Изменение показателей надежности
		Средняя вероятность безотказной работы системы Рс	Степень надежности системы теплоснабжения	Средняя вероятность безотказной работы системы Рс	Степень надежности системы теплоснабжения	
1	Магистраль № 1 ТоТЭЦ	2,9%	ненадежная	75,61%	надежная	72,71%
2	Магистраль № 2 ТоТЭЦ	0,0%	ненадежная	75,74%	надежная	75,74%
3	Магистраль № 3 ТоТЭЦ	2,0%	ненадежная	77,80%	надежная	75,80%
4	Магистраль № 4 ТоТЭЦ	7,5%	ненадежная	75,26%	надежная	67,76%
5	Магистраль № 5 ТоТЭЦ	2,2%	ненадежная	75,03%	надежная	72,83%
6	Магистраль № 6 ТоТЭЦ	0,0%	ненадежная	75,35%	надежная	75,35%
7	Магистраль № 7 ТоТЭЦ	2,1%	ненадежная	75,68%	надежная	73,58%
8	Магистраль № 8 ТоТЭЦ	2,1%	ненадежная	75,73%	надежная	73,63%
9	Магистраль № 9 ТоТЭЦ	3,8%	ненадежная	77,80%	надежная	74,00%
10	Магистраль № 10 ТоТЭЦ	4,6%	ненадежная	79,32%	надежная	74,72%
11	Магистраль № 11(13) ТоТЭЦ	0,0%	ненадежная	76,69%	надежная	76,69%
12	Магистраль № 12 ТоТЭЦ	3,0%	ненадежная	75,82%	надежная	72,82%
13	Магистраль № 15 ТоТЭЦ	2,5%	ненадежная	83,07%	надежная	80,57%
14	Магистраль № 16 ТоТЭЦ	0,2%	ненадежная	67,55%	малонадежная	67,35%
15	Направление № 1 ТЭЦ ВАЗа (ВАЗ-ПКЗ)	0,0%	ненадежная	76,00%	надежная	76,00%
16	Направление № 2 ТЭЦ ВАЗа (3 ввод)	1,6%	ненадежная	66,90%	малонадежная	65,30%
17	Направление № 3 ТЭЦ ВАЗа (2 ввод)	0,0%	ненадежная	66,26%	малонадежная	66,26%
18	Направление № 4 ТЭЦ ВАЗа (2 ввод)	0,0%	ненадежная	65,30%	малонадежная	65,30%
19	Направление № 5 ТЭЦ ВАЗа (1 ввод)	0,2%	ненадежная	71,70%	малонадежная	71,50%
20	Направление № 6 ТЭЦ ВАЗа (1 ввод)	0,5%	ненадежная	73,82%	малонадежная	73,32%
21	Направление № 1 БМК-34	87,4%	надежная	-	не рассматривалось	-
22	Направление № 2 БМК-34	88,5%	надежная	-	не рассматривалось	-
23	Направление № 3 БМК-34	88,2%	надежная	-	не рассматривалось	-
24	Направление № 4 БМК-34	91,3%	высоконадежная	-	не рассматривалось	-
25	Направление № 1 котельная № 2	75,1%	надежная	-	не рассматривалось	-
26	Направление № 2 котельная № 2	81,5%	надежная	-	не рассматривалось	-
27	Направление № 3 котельная № 2	65,4%	малонадежная	75,85%	надежная	10,45%
28	Направление № 4 котельная № 2	67,9%	малонадежная	75,31%	надежная	7,41%
29	Направление № 5 котельная № 2	60,0%	малонадежная	75,00%	надежная	15,00%
30	Направление № 6 котельная № 2	70,8%	малонадежная	75,09%	надежная	4,29%
31	Направление № 1 котельная № 8	91,1%	высоконадежная	-	не рассматривалось	-
32	Направление № 2 котельная № 8	73,3%	малонадежная	75,63%	надежная	2,33%
33	Направление № 3 котельная № 8	89,8%	надежная	-	не рассматривалось	-
34	Направление № 4 котельная № 8	87,3%	надежная	-	не рассматривалось	-
35	Направление № 5 котельная № 8	89,0%	надежная	-	не рассматривалось	-
36	Направление № 6 котельная № 8	89,1%	надежная	-	не рассматривалось	-



* Примечание. Расчетные пути, имеющие к 2030 г. класс надежности «надежная» и «высоконадежная» к перекладке не рассматривались.

Рисунок 26 – Показатели надежности после осуществления перекладок трубопроводов в период 2014-2030 гг.

Общая протяженность предлагаемых к перекладке трубопроводов для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения составляет 234 036 м в двухтрубном исчислении, в том числе:

- магистрали ТoТЭЦ: 54 107 м;
- магистрали ТЭЦ ВA3а: 174 183 м;
- Котельная № 2: 4 967 м;
- Котельная № 8: 778 м.

Более подробная информация по расчету надежности представлена в Главе 9 «Оценка надежности теплоснабжения» Обосновывающих материалов. Перечень участков тепловых сетей от всех крупных источников, требующих перекладки для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения, представлен в приложении 2 к Главе 9 Обосновывающих материалов.

РАЗДЕЛ 6 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

6.1 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

В таблицах ниже указаны значения расхода условного топлива для зимнего, переходного, летнего периода и суммарного годового по всем источникам г. о. Тольятти.

Т а б л и ц а 74 – Значения перспективных расходов условного топлива для зимнего, переходного, летнего периода и суммарного годового по источникам ВоТГК

Источник	Период	Расход условного топлива, тыс. т у. т.						
		2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
ТЭЦ ВАЗа	зимний	694,3	700,5	701,1	703,6	703,5	706,9	712,6
	переходный	679,1	681,3	685,2	685,5	685,5	688,3	692,0
	летний	386,3	393,3	399,1	399,4	407,2	416,8	417,2
	ИТОГО	1 759,7	1 775,1	1 785,4	1 788,5	1 796,2	1 812,0	1 821,8
ТоТЭЦ	зимний	303,4	304,0	303,8	303,7	397,7	412,1	412,1
	переходный	306,3	306,4	306,3	306,2	345,4	356,4	356,6
	летний	370,6	370,4	370,4	370,3	459,6	456,0	456,1
	ИТОГО	980,3	980,8	980,5	980,2	1 202,7	1 224,5	1 224,8

Т а б л и ц а 75 – Значения перспективных расходов условного топлива для зимнего, переходного, летнего периода и суммарного годового по котельным г. о. Тольятти

Источник	Период	Расход условного топлива, т у. т.						
		2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Котельная № 2	Зимний	42 654	44 739	46 472	46 430	0	0	0
	Переходный	32 913	34 377	35 580	35 553	0	0	0
	Летний	17 607	18 111	18 496	18 493	0	0	0
	ИТОГО	93 173	97 227	100 548	100 476	0	0	0
Котельная № 8	Зимний	15 915	15 871	15 828	15 951	16 074	0	0
	Переходный	12 153	12 125	12 098	12 188	12 278	0	0
	Летний	6 256	6 253	6 250	6 288	6 327	0	0
	ИТОГО	34 324	34 250	34 176	34 427	34 679	0	0
Котельная № 14	Зимний	996	996	1 003	1 010	1 017	1 052	1 059
	Переходный	632	632	637	642	647	671	676
	Летний	76	76	78	79	81	88	90
	ИТОГО	1 704	1 704	1 717	1 731	1 744	1 812	1 825
Котельная № 4	Зимний	265	265	265	265	265	265	265
	Переходный	184	184	184	184	184	184	184
	Летний	59	59	59	59	59	59	59
	ИТОГО	507	507	507	507	507	507	507
Котельная БМК-34	Зимний	4 374	4 339	4 305	4 404	4 504	5 107	5 241
	Переходный	3 601	3 579	3 557	3 631	3 704	4 137	4 233
	Летний	2 360	2 358	2 356	2 389	2 422	2 591	2 626
	ИТОГО	10 335	10 276	10 218	10 424	10 630	11 835	12 100
Котельная № 7	Зимний	140	140	140	140	140	140	140
	Переходный	100	100	100	100	100	100	100
	Летний	39	39	39	39	39	39	39
	ИТОГО	279	279	279	279	279	279	279
Миникотельная	Зимний	18	18	18	18	18	18	18
	Переходный	11	11	11	11	11	11	11
	Летний	0	0	0	0	0	0	0
	ИТОГО	28	28	28	28	28	28	28

Источник	Период	Расход условного топлива, т у. т.						
		2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
Котельная о/к «Алые паруса»	Зимний	1 303	1 303	1 303	1 303	1 303	1 303	1 303
	Переходный	855	855	855	855	855	855	855
	Летний	167	167	167	167	167	167	167
	ИТОГО	2 325	2 325	2 325	2 325	2 325	2 325	2 325
Котельная № 3	Зимний	636	636	636	636	636	636	636
	Переходный	476	476	476	476	476	476	476
	Летний	227	227	227	227	227	227	227
	ИТОГО	1 339	1 339	1 339	1 339	1 339	1 339	1 339
Котельная площадки №1	Зимний	0	0	0	0	0	0	0
	Переходный	0	0	0	0	0	0	0
	Летний	0	0	0	0	0	0	0
	ИТОГО	0	0	0	0	0	0	0
Котельная площадки №9	Зимний	0	0	0	0	0	0	0
	Переходный	0	0	0	0	0	0	0
	Летний	0	0	0	0	0	0	0
	ИТОГО	0	0	0	0	0	0	0

В таблице ниже приведены значения максимальных часовых расходов газа источниками тепловой и электрической энергии в г. о. Тольятти в 2030 г.

Т а б л и ц а 76 – Максимальный часовой расход топлива источниками тепловой энергии г. о. Тольятти

Источник	Максимальный часовой расход топлива, тыс. м ³ /ч
ТЭЦ ВАЗ	417,4
ТоТЭЦ	242,2
Котельная № 2	0,00
Котельная № 8	0,00
ЦОК (законсервирована)	0,00
Котельная № 14	0,59
Котельная № 1 (резерв.)	0,00
Котельная № 4	0,11
Котельная БМК-34	2,97
Котельная № 7	0,09
Миникотельная	0,01
Котельная о/к «Алые паруса»	1,17
Котельная площадки № 1	0,00
Котельная площадки № 9	0,00

6.2 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

6.2.1 Перспективные нормативные запасы аварийного топлива на источниках ВоТГК

В таблице ниже приведены значения общего нормативного запаса топлива (мазута и угля) по источникам ВоТГК.

Т а б л и ц а 77 – Перспективные значения запаса топлива на источниках комбинированной выработки г. о. Тольятти

Источник	Топливо	Запас	Запас топлива на 1 октября, тыс. т						
			2015	2016	2017	2018	2019	2024	2030
ТЭЦ ВАЗа	Мазут	ОНЗТ	40,100	40,120	40,120	40,120	40,120	40,120	40,120
		ННЗТ	16,900	16,920	16,920	16,920	16,920	16,920	16,920
		НЭЗТ	23,200	23,200	23,200	23,200	23,200	23,200	23,200
ТоТЭЦ	Мазут	ОНЗТ	4,111	2,578	2,576	2,576	3,024	3,109	3,108
		ННЗТ	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
		НВЗТ	3,511	1,978	1,976	1,976	2,424	2,509	2,508
	Уголь	ОНЗТ	74,536	47,707	47,688	47,677	55,527	57,002	56,995
		ННЗТ	13,100	13,100	13,100	13,100	13,100	13,100	13,100
		НЭЗТ	61,436	34,607	34,588	34,577	42,427	43,902	43,895

6.2.2 Перспективные нормативные запасы аварийного топлива котельных

В таблице 78 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов запасов топлива в 2030 году, рассчитанные на основании перспективных тепловых нагрузок и перспективного отпуска тепла.

Т а б л и ц а 78 – Перспективные значения нормативов запасов топлива в 2030 г.

№ пп.	Наименование организации	Топливо	ОНЗТ, тыс. тонн	НЭЗТ, тыс. тонн	ННЗТ, тыс. тонн
1	ОАО «Волжская ТГК»	Мазут	6,615	4,908	1,707
2	ЗАО «Поволжская теплоэнергетическая компания»	Пропан-бутан	0,169	–	0,169

РАЗДЕЛ 7 ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

В настоящем Разделе все стоимости приведены без учета НДС, если не указано иное.

7.1 Источники инвестиций, обеспечивающие финансовые потребности

Т а б л и ц а 79 – Мероприятия по годам реализации по развитию схемы теплоснабжения с оценкой капиталовложения

Мероприятия	Капиталовложения в ценах 2014 года, тыс. руб.	Год реализации
А.2. Вариант развития Автозаводского района, при котором планируется присоединение строительных площадок Генерального плана в полном объеме к ТЭЦ ВАЗа, в том числе площадки № 1 и № 9	145 158	2016-2020
А.2. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	400 976	2020
Б.3. Перенос тепловой нагрузки Комсомольского, в т.ч. Шлюзового мкрн., на ТоТЭЦ и закрытие Котельной № 2 и Котельной № 8	1 266 256	2017-2018
Перевод с открытой схемы ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП	870 874	2014-2021
Реконструкция существующей станции химводоочистки для подпитки теплосети ТЭЦ ВАЗа	226 700	2021-2022
Перекладка ненадежных и малонадежных трубопроводов от источников тепловой энергии городского округа	18 774 733	2014-2030
Строительство тепловых сетей, обеспечивающих надежность теплоснабжения, и реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	890 253	2015-2018

Т а б л и ц а 80 – Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

Мероприятие	Предложения по источникам инвестиций
А.2. Подключение перспективной нагрузки площадок № 1 и № 9 Генерального плана	Застройщик площадок
А.2. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	ТЕВИС
Б.3. Перенос тепловой нагрузки Комсомольского и района на ТоТЭЦ и закрытие Котельной № 2 и Котельной № 8	ВоТГК
Перевод с открытой схемы ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП	Управляющие компании и ТСЖ
Реконструкция существующей станции химводоочистки для подпитки теплосети ТЭЦ ВАЗа	ВоТГК
Строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения	ТЕВИС в Автозаводском районе; ВоТГК в Центральном и Комсомольском.

Указанные инвесторы подтверждают согласие финансирования перечисленных мероприятий, в настоящее время уже начаты работы по некоторым мероприятиям.

7.2 Определение стоимости прокладки трубопроводов тепловой сети при реализации варианта А.2

Для реализации проекта по подключению к ТЭЦ ВАЗа тепловых нагрузок площадок № 1 и № 9 потребуются комплекс мероприятий:

- строительство нового участка от камеры УЗ.1-10-б к площадке №9 протяженностью 2000 м, Ду 400 мм;
- строительство нового участка от камеры УЗ.2-13-2в к площадке №1 протяженностью 400 м, Ду 200 мм
- перекладка от ТЭЦ до УЗ.1-1/П-4 с увеличением диаметра тепловывода-I 2 Ду 1000 мм на 2 Ду 1200 мм протяженностью 2343 м.

Т а б л и ц а 81 – Стоимость мероприятий варианта А.2

Вид работ	Стоимость, тыс. руб.
Строительство нового участка от камеры УЗ.1-10-б к площадке №9 протяженностью 2000 м, Ду 400 мм	125 009
Строительство нового участка от камеры УЗ.2-13-2в к площадке №1 протяженностью 400 м, Ду 200 мм	13 833
Перекладка от ТЭЦ до УЗ.1-1/П-4 с увеличением диаметра тепловывода-I 2 Ду 1000 мм на 2 Ду 1200 мм протяженностью 2343 м	400 976
ИТОГО:	539 817

Затраты на СМР и стоимость оборудования и материалов составляют 65% и 35% соответственно. Затраты на проектно-изыскательские работы приняты в размере 7% от СМР.

Т а б л и ц а 82 – Итоговая стоимость мероприятий варианта А.2

Вид работ	Стоимость, тыс. руб.
ПИР	24 536
Оборудование и материалы	193 030
СМР	353 997
ИТОГО:	571 563

Итого капитальные затраты на реализацию варианта А.2 составят 571 563 тыс. руб. в ценах 2014 года.

7.3 Перенос тепловой нагрузки Котельной № 2 и Котельной № 8 Комсомольского района на ТоТЭЦ с последующим выводом из эксплуатации указанных котельных (Вариант Б.3)

Для реализации проекта по переносу тепловой нагрузки Котельной № 2 и Котельной № 8 на ТоТЭЦ с последующим выводом из эксплуатации указанных котельных потребуются комплекс мероприятий:

- строительство новой теплотрассы от ЦОК до Котельной № 2 протяженностью 4,5 км с 2 Ду 1000 мм;
- перекладка участка трубопровода от Котельной № 2 (СТК-100) до УТ-2 протяженностью 794 м с 2 Ду 480 мм на 2 Ду 600 мм;
- перекладка участка трубопровода от УТ-2 до УТ-3 протяженностью 431 м с 2 Ду 480 мм на 2 Ду 600 мм;
- перекладка участка трубопровода от УТ-3 до СТК-36 протяженностью 133 м с 2 Ду 426 мм на 2 Ду 600 мм;
- перекладка участка трубопровода от СТК-36 до МТК-20 протяженностью 1343 м с 2 Ду 426 мм на 2 Ду 600 мм;
- перекладка участка трубопровода от МТК-20 до ТК-1-1(Котельная № 8) с 2 Ду 400 мм на 2 Ду 500 мм протяженностью 1000 м;
- перекладка участка трубопровода от УТ-2 до УТ-3 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 400 мм протяженностью 204 м;
- перекладка участка трубопровода от УТ-3 до ЦТП-61 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 300 мм протяженностью 180 м;
- реконструкция насосной станции Котельной № 2 с монтажом насосов в количестве 4 шт. марки СЭ-500-70 (один в резерве) и 4 шт. марки СЭ-1250-45 (один в резерве);
- реконструкция насосной станции ЦОК с монтажом насосов и заменой автоматики в количестве 5 шт. марки СЭ-1250-45 (один в резерве) с установкой на подающей линии (трубопроводе).

Стоимость строительства тепловых сетей и насосных станций рассчитывалась на основании стоимости объектов-аналогов. Приняты данные по стоимости строительства новых участков трубопроводов в городских условиях с высокими затратами на монтажные работы и на работы, связанные с благоустройством территории.

Т а б л и ц а 83 – Стоимость мероприятий варианта Б.3

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах 2014 года без НДС, тыс. руб.
Строительство тепловых сетей			
строительство новой теплотрассы от ЦОК до Котельной № 2 протяженностью 4,5 км с 2 Ду 1000 мм	4 500	1 000	679 143
перекладка участка трубопровода от Котельной № 2 (СТК-100) до УТ-2 протяженностью 794 м с 2 Ду 480 мм на 2 Ду 600 мм	794	600	71 118
перекладка участка трубопровода от УТ-2 до УТ-3 протяженностью 431 м с 2 Ду 480 мм на 2 Ду 600 мм	431	600	38 604
перекладка участка трубопровода от УТ-3 до СТК-36 протяженностью 133 м с 2 Ду 426 мм на 2 Ду 600 мм	133	600	11 913
перекладка участка трубопровода от СТК-36 до МТК-20 протяженностью 1343 м с 2 Ду 426 мм на 2 Ду 600 мм	1 343	600	120 291
перекладка участка трубопровода от МТК-20 до ТК-1-1(Котельная № 8) с 2 Ду 400 мм на 2 Ду 500 мм протяженностью 1000 м	1 000	500	78 999
перекладка участка трубопровода от УТ-2 до УТ-3 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 400 мм протяженностью 204 м	204	400	13 438
перекладка участка трубопровода от УТ-3 до ЦТП-61 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 300 мм протяженностью 180 м	159	300	10 135
Строительство и реконструкция насосных станций			
- реконструкция насосной станции Котельной № 2 с монтажом насосов в количестве 4 шт. марки СЭ-500-70 (один в резерве) и 4 шт. марки СЭ-1250-45 (один в резерве)	-	-	7 308
- реконструкция насосной станции ЦОК с монтажом насосов и заменой автоматики в количестве 5 шт. марки СЭ-1250-45 (один в резерве) с установкой на подающей линии (трубопроводе)	-	-	
ИТОГО:			1 030 949

Затраты на СМР и стоимость оборудования и материалов составляют 65% и 35% соответственно. Затраты на проектно-изыскательские работы приняты в размере 7% от СМР.

Т а б л и ц а 84 – Итоговая стоимость мероприятий варианта Б.3

Вид работ	Стоимость, тыс. руб.
ПИР	46 908
Оборудование и материалы	360 832
СМР	670 117
ИТОГО:	1 077 857

Итого капитальные затраты всех мероприятий составят 1 077 857 тыс. руб. в ценах 2014 года.

7.4 Реконструкция станции ХВО установки подпитки теплосети на ТЭЦ ВАЗа

Стоимость мероприятий и по реконструкции станции ХВО и эксплуатационных затрат рассчитывалась на основании стоимости объектов-аналогов.

Т а б л и ц а 85 – Укрупнённые капитальные затраты

№ пп.	Наименование оборудования/работ	Кол-во	Стоимость, тыс. руб. с НДС (Вариант А.2 с учетом производительности по очищенной воде 360 - 378 м3/ч)
1	Насосная станция исходной сырой воды Wilo COR-6 Helix V 5204, включая: - насосы исходной воды, 5шт.; - шкаф управления, 1шт.; - преобразователь частоты, 1шт.	1 комплект	3 500,00
2	Насосы-дозаторы силиката натрия DMH-291, включая: - насосы-дозаторы силиката натрия, 2шт.; - шкаф управления, 1шт.; - преобразователь частоты, 1шт.	1 комплект	1 800,00
3	Насосы-дозаторы ОЭДФ DMH-1150, включая: - насосы-дозаторы ОЭДФ, 3шт.; - шкаф управления, 1шт.; - преобразователь частоты, 1шт.	1 комплект	2 100,00
4	Насосы-дозаторы щелочи DMH-332, включая: - насосы-дозаторы гидроксида натрия, 2шт.; - шкаф управления, 1шт.; - преобразователь частоты, 1шт.	1 комплект	3 800,00
5	Установка декарбонизации воды Forbes, включая: -декарбонизатор - 2 шт.; -вентилятор - 2 шт., -приборы КИПиА; -фильтрующую загрузку	1 комплект	32 000,00
6	Насосная станция химочищенной воды Wilo COR-6 Helix V 5204, включая: - насосы исходной воды, 5шт.; - шкаф управления, 1шт.; - преобразователь частоты, 1шт.	1 комплект	3 500,00
7	Проектные и монтажные работы, включая: -ПИР; -СМР; -Демонтажные работы (фильтры, баки, деаэраторы); -ПНР		180 000,00
ИТОГО (с НДС):			226 700,00

Т а б л и ц а 86 – Укрупнённые эксплуатационные затраты

Наименование показателя	Ед. измер.	Цена тыс. руб. без НДС/ед.	Существующий вариант с учетом производительности по очищенной воде 5500 м ³ /ч		Вариант А.2	
			Велич.	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)	Применение существующих ионообменных материалов	
					Велич.	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)
Расчетная производительность ХВО по хим.очищенной воде	м ³ /ч		5 500,00		378	
	м ³ /сут		132 000,00		9 072,00	
	тыс.м ³ /год		19 822,50		1 362,35	
Количество стоков с регенераций Na-катионитовых фильтров I ступени	м ³ /ч		129,72		7,48	
	м ³ /сут		3 113,36		179,56	
	тыс.м ³ /год		467,54		26,96	
Сброс химзагрязненных стоков	тыс.м ³ /год	17,59	467,54	8 223,95	26,96	474,31
Расчетная потребность системы в исходной водопроводной воде	м ³ /ч		5 629,05		385,43	
	м ³ /сут		135 097,18		9 250,35	
	тыс.м ³ /год		20 287,60		1 389,13	
Потребность в исходной водопроводной воде	тыс.м ³ /год	9,58	20 287,60	194 355,25	1 389,13	13 307,86
Расход реагентов и материалов:						
H2SO4 (92%)	т/год	22,9	1 332,73	30 519,63	99,44	2 277,27
Ионообменный материал сульфуголь (досыпка 10%/год)	т/год	38	14,56	553,28		
Ионообменный материал Lewatit CNP-ДА (10%/год)	т/год	279,5	16,38	4 578,21		
Ионообменный материал DOW MAC 3 (10%/год)	т/год	472,4	13,78	6 509,67	3,18	1 502,23
Na2SiO3 (30%)	т/год	13	0,28	3,58	0,02	0,25
NaOH (46%)	т/год	14	0,32	4,49	0,02	0,31
ОЭДФ (23%)	т/год	125	0,01	0,8	0,0004	0,06
Число часов работы системы в году с расчет. произ.	ч		3 604,09		3 604,09	
Итого укрупненные эксплуатационные расходы в год:	тыс. руб. (без НДС)			244 748,86		17 562,28
Укрупненная себестоимость очищенной воды	руб. (без НДС)/м³			12,3		12,9

7.5 Инвестиции в мероприятие по переводу с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП потребителей тепловой энергии

7.5.1 Перечень рекомендуемых к модернизации ИТП г. о. Тольятти

Рекомендуется модернизировать 4 008 ИТП, источником теплоснабжения которых является ВоТГК, в числе:

- 771 без ГВС и с зависимой схемой подключения системы отопления через элеваторный узел (источник теплоснабжения – все источники ВоТГК);
- 870 с открытой схемой подключения ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления через элеваторный узел (источник теплоснабжения – ТЭЦ ВАЗа);
- 1 067 с закрытой схемой подключения ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления через элеваторный узел (источник теплоснабжения – все источники ВоТГК);
- 1 300 с открытой схемой подключения ГВС и независимой схемой подключения системы отопления (источник теплоснабжения – ТЭЦ ВАЗа).

В итоге планируется установить 2 708 двухходовых клапанов системы отопления, 943 двухходовых клапанов ГВС, 2 708 насосов смешения, 2 170 теплообменников системы ГВС и 2 170 циркуляционных насосов системы ГВС. Марки и количество планируемого к установке оборудования, а также их стоимость представлены в таблицах ниже. Стоимость оборудования принималась по каталогам производителей. Суммарная стоимость основного и вспомогательного оборудования, расходных материалов, проектных и монтажных работ при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП составит 870 874,3 тыс. руб. Стоимость монтажа оборудования принята на основании стоимости работ на объектах-аналогах в размере 65% от стоимости оборудования, проектные работы – 40% от стоимости оборудования.

Т а б л и ц а 87 – Суммарная стоимость мероприятия

Оборудование	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
Двухходовой клапан системы отопления	2 708	30 964,0
Двухходовой клапан системы ГВС	943	8 517,0
Насос смешения	2 708	54 348,0
Циркуляционный насос ГВС	2 170	10 089,0
Теплообменник системы ГВС	2 170	267 581,0
Вспомогательное оборудование и расходные материалы		53 316,7
ПИР		169 927,2
СМР		276 131,4
Итого		870 874,3

Т а б л и ц а 88 – Марка и количество двухходовых клапанов системы отопления

Марка двухходового клапана системы отопления	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб.
Danfoss VF2 Клапан регулирующий Kv 100 арт. 065Z0282	5	204
Danfoss VF2 Клапан регулирующий Kv 63 арт. 065Z0281	66	2 260
Danfoss Клапан регулирующий VF2 Kv 220 арт. 065B3230	5	353
ESBE VLC 125 арт. 21300400	155	1 338
ESBE VLC 125 арт. 21300500	148	1 278
ESBE VLC 125 арт. 21300600	185	1 597
ESBE VLC 125 арт. 21300700	317	2 738

Марка двухходового клапана системы отопления	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб.
ESBE VLC 125 арт. 21300800	634	6 697
ESBE VLC 125 арт. 21300900	463	4 891
ESBE VLC 125 арт. 21301000	322	3 887
ESBE VLC 125 арт. 21301100	262	3 433
ESBE VLC 125 арт. 21301200	146	2 288
Общий итог	2708	30 964

Т а б л и ц а 89 – Марка и количество двухходовых клапанов ГВС

Марка двухходового клапана системы ГВС	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб.
ESBE VLC 125 арт. 21300400	436	3 765
ESBE VLC 125 арт. 21300500	110	950
ESBE VLC 125 арт. 21300600	88	760
ESBE VLC 125 арт. 21300700	141	1 218
ESBE VLC 125 арт. 21300800	124	1 310
ESBE VLC 125 арт. 21300900	18	190
ESBE VLC 125 арт. 21301000	20	241
ESBE VLC 125 арт. 21301100	4	52
ESBE VLC 125 арт. 21301200	2	31
Общий итог	943	8 517

Т а б л и ц а 90 – Марка и количество насосов смешения

Названия строк	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
Grundfos UPS 25-30	139	556
Grundfos UPS 32-30	133	665
Grundfos UPS 32-40	174	696
Grundfos UPS 32-50	132	660
Grundfos UPS 32-60	73	365
Grundfos UPS 40-50 F	875	12 250
Grundfos UPS 40-80 F	196	3 332
Grundfos UPS серия 200, 100-30	81	4 455
Grundfos UPS серия 200, 40-30	104	1 872
Grundfos UPS серия 200, 50-30	195	4 485
Grundfos UPS серия 200, 65-30	349	9 772
Grundfos UPS серия 200, 65-60/4	42	1 176
Grundfos UPS серия 200, 80-120	9	459
Grundfos UPS серия 200, 80-30	189	8 127
Wilo IL-E 100/150-15/2	3	918
Wilo IL-E 100/250-7,5/4	5	1 000
Wilo IL-E 150/260-18,5/4	1	360
Wilo IL-E 200/240-15/4	8	3 200
Общий итог	2 708	54 348

Т а б л и ц а 91 – Марка и количество циркуляционных насосов системы ГВС

Марка циркуляционного насоса ГВС	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб.
Grundfos UPS 25-30	1 484	5 936
Grundfos UPS 32-30	249	1 245
Grundfos UPS 32-40	245	980
Grundfos UPS 32-50	62	310

Марка циркуляционного насоса ГВС	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб.
Grundfos UPS 32-60	28	140
Grundfos UPS 40-50 F	95	1 330
Grundfos UPS 40-80 F	3	51
Grundfos UPS серия 200, 50-30	3	69
Grundfos UPS серия 200, 65-30	1	28
Общий итог	2 170	10 089

Т а б л и ц а 92 – Схема включения и количество теплообменников системы ГВС

Схема включения теплообменника системы ГВС	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
Двухступенчатая последовательная	1 368	159 297
Двухступенчатая смешанная	282	58 104
Одноступенчатая	520	50 181
Общий итог	2 170	267 581

7.5.2 Перевод с открытой схемы подключения ГВС на закрытую ИТП потребителей тепловой энергии от источников ВоТГК

Далее рассмотрен вариант только по переводу открытой схемы подключения ГВС на закрытую без модернизации элеваторных узлов в ИТП.

Всего рекомендуется автоматизация 2 170 ИТП, источником теплоснабжения которых является ТЭЦ ВАЗа.

В итоге планируется установить 943 двухходовых клапанов системы ГВС, 2 170 теплообменников системы ГВС и 2 170 циркуляционных насосов системы ГВС (см. таблицы выше).

Далее представлен пример расчета автоматизации ИТП с переводом на закрытый водоразбор, расположенного по адресу ул. Свердлова, д. 70, и выполнен подбор оборудования. В таблице ниже представлена стоимость основного и вспомогательного оборудования и расходных материалов при переводе с открытой схемы ГВС на закрытую с автоматизацией данного ИТП.

Т а б л и ц а 93 – Стоимость основного и вспомогательного оборудования при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией данного ИТП

№	Наименование оборудования	Кол-во	Ед. изм.	Цена, руб.	Стоимость, руб.
1	Регулятор температуры (контроллер) ТРМ-32	1	шт.	5 000,0	5 000,0
2	ДТ СЦ35-50М.В3.80 (датчик температуры на ГВС)	1	шт.	2 000,00	2 000,0
3	ГЗ.16.1.1.80 (гильза)	1	шт.	150,00	150,0
4	Б.У.20x1,5.40.1 (бобышка)	1	шт.	85,00	85,0
5	МКЭШ (3x1,5) (кабель для соединения контроллера и датчика)	20	м. п.	25,00	500,0
6	Клапан ГВС двухходовой Esbe VLC 125	1	шт.	10 562,00	10 562,0
7	Паронитовые прокладки, кольцевые	2	шт.	50,00	100,0
8	Ответные фланцы	2	шт.	400,00	800,0
9	Болты крепежные М16x50 с гайками	8	шт.	50,00	400,0
10	Электроды, 3мм, МР-3С	1	кг	85,00	85,0
11	Провода силовые NYM 4x2,5 кв.мм	20	м. п.	15,00	300,0
12	Автоматы, S264C10A 4n 6kA STOS264 C10 (ABB)	2	шт.	200,00	400,0

№	Наименование оборудования	Кол-во	Ед. изм.	Цена, руб.	Стоимость, руб.
13	Труба ПВХ гофрированная, с протяжкой, внеш. д. 16 мм	40	м. п.	5,00	200,0
14	Держатель для труб д. 16мм CF16	100	шт.	1,00	100,0
15	Саморез с п/ш 4,2x41	100	шт.	1,00	100,0
16	Теплообменник пластинчатый разборный, 1 ступень	1	шт.	123 538,92	123 538,9
17	Трубопроводы разных диаметров, повороты, отводы и т.д.		м. п., шт.		10 000,0
18	Циркуляционный насос системы ГВС	1	шт.	17 000,00	17 000,0
19	ПИР				68 528,4
20	СМР				111 358,6
Итого оборудование					171 320,9
Всего за один ИТП					351 207,9

Также в стоимости модернизации ИТП включена стоимость монтажа оборудования, которое примерно составляет 65% от стоимости оборудования, и проектные работы, составляющие 40% от стоимости оборудования.

Для перевода с открытой схемы подключения ГВС в ИТП, источником теплоснабжения которых является ВоТГК, на закрытую схему потребуется:

Всего за оборудование всех ИТП $(267\ 581 + 8\ 517 + 10\ 089) + (20,22 * 2\ 170) = 330\ 064,4$ тыс. руб., где:

- расходные материалы и вспомогательное оборудование для одного ИТП 20,22 тыс. руб.;
- теплообменники для всех 2 170 ИТП – 267 581 тыс. руб.;
- клапаны запорно-регулирующие для всех 943 ИТП – 8 517 тыс. руб.;
- насосы циркуляционные системы ГВС для всех 2 170 ИТП – 10 089 тыс. руб.;
- всего за ПИР всех ИТП $330\ 064,4 * 0,4 = 132\ 025,8$ тыс. руб. (40% от стоимости оборудования);
- всего за СМР всех ИТП $330\ 064,4 * 0,65 = 214\ 541,9$ тыс. руб. (65% от стоимости оборудования).

Итого весь проект по переводу на закрытую схему ГВС – 676 632,0 тыс. руб.

7.6 Строительство и реконструкция тепловых сетей

В таблице ниже приведена стоимость строительства тепловых сетей, обеспечивающих надежность теплоснабжения и реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки. Стоимость рассчитывалась на основании удельной стоимости строительства одного метра труб, каждого диаметра, по объектам аналогам.

Т а б л и ц а 94 – Стоимость строительства тепловых сетей, обеспечивающих надежность теплоснабжения и реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Мероприятие	Цель	Диаметр трубопровода, мм	Суммарная протяженность, м	Способ прокладки	Стоимость перекладки / строительства тепловой сети, тыс. руб.
Существующая площадка Медгородок (Автозаводский район) с нагрузкой 25 Гкал/ч в настоящее время имеет один ввод. С целью повышения надежности теплоснабжения предлагается ряд перемычек и строительство 1 500 м теплосети 2 Ду 400 мм;	Повышение надежности теплоснабжения	400	1 500	подземный	98 809

Т а б л и ц а 95 – Реконструкция участков тепловой сети Центрального района города для обеспечения теплоснабжением прироста тепловой нагрузки за счет застройки территорий в кв. 44-45

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах 2014 года без НДС, тыс. руб.
Перекладка участка тепловой сети кв. 44-45 с 2 Ду=125 мм на 2 Ду=150 мм от ТК-10 до ТК-1	177	150	6 095
Перекладка участка тепловой сети кв. 44-45 с 2 Ду=200 мм на 2 Ду=250 мм, от V-ТК-37/7 до ТК-1	144	250	5 195
Перекладка участка тепловой сети с 2 Ду=250 мм на 2 Ду=400 мм от V-ТК-30/11 до V-ТК-30/11А	113	400	7 063

Т а б л и ц а 96 – Строительство (квартальных) тепловых сетей от ТК-1а (П10) для обеспечения теплоснабжением перспективной территории площадки № 5 «Калина»

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах 2014 года без НДС, тыс. руб.
Строительство нового участка от камеры УП4 до СК14 протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	2	80	53

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах 2014 года без НДС, тыс. руб.
Строительство нового участка от камеры Н24 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	2	80	53
Строительство нового участка от камеры УТ3 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	2	80	53
Строительство нового участка от камеры УТ7 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	2	80	53
Строительство нового участка от камеры УТ8 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	2	80	53
Строительство нового участка от камеры Н21 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	2	100	57
Строительство нового участка от камеры Н19 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	2	100	57
Строительство нового участка от камеры УТ9 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	2	100	57
Строительство нового участка от камеры УТ6 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	2	100	57
Строительство нового участка от камеры Н24 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 125 мм	2	125	60
Строительство нового участка от камеры Н20 до отв. к дому протяженностью 24 м, Ду 125 мм	24	125	956
Строительство нового участка от камеры УТ5 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 125 мм	2	125	60
Строительство нового участка от камеры УТ2 до УТ3 протяженностью 106,87 м, Ду 200 мм	107	200	5 243
Строительство нового участка от камеры УТ3 до Н8 протяженностью 55,9 м, Ду 200 мм	56	200	2 742
Строительство нового участка от камеры Н24 до Н28 протяженностью 204,27 м, Ду 200 мм	204	200	10 021
Строительство нового участка от камеры Н28 до УП4 протяженностью 1,5 м, Ду 200 мм	2	200	74
Строительство нового участка от камеры Н24 до к гр. застройки протяженностью 37 м, Ду 200 мм	37	200	1 815
Строительство нового участка от камеры Н21 до отв. к дому протяженностью 24 м, Ду 200 мм	24	200	1 177
Строительство нового участка от камеры УТ4 до ответвл. протяженностью 1,5 м, Ду 200 мм	2	200	74
Строительство нового участка от камеры Н21 до Н23 протяженностью 164,9 м, Ду 250 мм	165	250	8 439
Строительство нового участка от камеры Н23 до Н24 протяженностью 79,56 м, Ду 250 мм	80	250	4 072
Строительство нового участка от камеры УТ4 до УТ5 протяженностью 95,83 м, Ду 300 мм	96	300	5 396
Строительство нового участка от камеры УТ5 до УТ6 протяженностью 99,4 м, Ду 300 мм	99	300	5 597
Строительство нового участка от камеры УТ6 до УТ7 протяженностью 100 м, Ду 300 мм	100	300	5 631
Строительство нового участка от камеры УТ7 до УТ8 протяженностью 163 м, Ду 300 мм	163	300	9 178
Строительство нового участка от камеры УТ9 до Н19 протяженностью 171,56 м, Ду 300 мм	172	300	9 660
Строительство нового участка от камеры Н19 до Н21	143	300	8 069

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах 2014 года без НДС, тыс. руб.
протяженностью 143,3 м, Ду 300 мм			
Строительство нового участка от камеры УТ1 до УТ2 протяженностью 177,87 м, Ду 350 мм	178	350	10 582
Строительство нового участка от камеры УТ3 до УТ4 протяженностью 100 м, Ду 350 мм	100	350	5 950
Строительство нового участка от камеры УТ1 до УТ9 протяженностью 164,41 м, Ду 350 мм	164	350	9 782
Строительство нового участка от камеры ТК1а до УТ1 протяженностью 120,85 м, Ду 450 мм	121	350	7 190

Т а б л и ц а 97 – Реконструкция участка тепловой сети для обеспечения теплоснабжением прироста тепловой нагрузки за счет застройки территорий Центрального и Комсомольского районов города

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах 2014 года без НДС, тыс. руб.
Перекладка 3 магистрали ТоТЭЦ от ст.65 до ш.о.№5 с 2 Ду 500 мм на 2 Ду 800 мм протяженностью 2027 м	2 027	800	249 411
Перекладка 3 магистрали ТоТЭЦ от ш.о.№5 до ТК-11 с 2 Ду 700 мм на 2 Ду 800 мм протяженностью 1234 м	1 234	800	165 680
Перекладка теплосети от МТК-45 до МТК-43 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 300 мм протяженностью 366 м	366	300	20 608
Перекладка теплосети с 2 Ду 300 мм на 2 Ду 350 мм протяженностью 104 м	104	350	6 188
Перекладка участка тепловой сети II-й магистрали ТоТЭЦ от ГВР-37300001 до 02-ТК-20100000 с 2 Ду 800 мм на 2 Ду 1000 мм протяженностью 1194 м	1 194	1 000	180 199

Затраты на СМР и стоимость оборудования и материалов составляют 65% и 35% соответственно. Затраты на проектно-изыскательские работы приняты в размере 7% от СМР.

Т а б л и ц а 98 – Итоговая стоимость мероприятий по реконструкция тепловых сетей для обеспечения прироста тепловой нагрузки за счет застройки новых территорий в Центральном и Комсомольском районах города

Вид работ	Стоимость, тыс. руб.
ПИР	38 744
Оборудование и материалы	298 028
СМР	553 481
ИТОГО:	890 253

Итого капитальные затраты всех мероприятий составят 890 253 тыс. руб. в ценах 2014 года.

7.7 Укрупненные капитальные затраты перекладки теплопроводов для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Полученная в результате расчетов стоимость перекладки тепловых сетей может прогнозироваться на уровне 18 774 733 тыс. руб. по ценам на 2014 год. Стоимость рассчитывалась на основании удельной стоимости строительства одного метра труб, каждого диаметра, по объектам аналогам.

Т а б л и ц а 99 – Затраты на прокладку трубопроводов, тыс. руб. (в ценах 2014 г.)

Источник	ТотЭЦ	ТЭЦ ВАЗа	Котельная № 2	Котельная № 8	ИТОГО
ИТОГО без ПИР	5 024 040	12 524 050	366 444	43 125	17 957 659
Итого, в т.ч.	5 252 634	13 093 895	383 117	45 087	18 774 733
СМР	3 265 626	8 140 633	238 189	28 031	11 672 479
Оборудование	1 758 414	4 383 418	128 255	15 094	6 285 181
ПИР	228 594	569 844	16 673	1 962	817 073

* Примечание. Затраты на строительные-монтажные работы (СМР) составляют 65%, на оборудование – 35%, затраты на проектно-изыскательские работы (ПИР) приняты в размере 7% от затрат на СМР.

Информация по стоимости строительства тепловой сети с учетом инфляции (нарастающим итогом) за период 2014-2030 в табличном и графическом виде представлена в Главе 10 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» Обосновывающих материалов.

Более подробная информация по расчету надежности представлена в Главе 9 «Оценка надежности теплоснабжения» Обосновывающих материалов. Перечень участков тепловых сетей от всех крупных источников, требующих перекладки для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения, представлен в приложении 2 к Главе 9 Обосновывающих материалов.

РАЗДЕЛ 8 РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)

В схеме теплоснабжения установлены 11 зон действия систем теплоснабжения (см. рисунок 27). Реестр зон деятельности ЕТО в существующих зонах действия систем теплоснабжения приведен в таблице 100. Подробное описание зон действия источников тепловой энергии представлено в Части 1 Главы 11 Обосновывающих материалов.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на присвоение статуса ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности. Решение о присвоении организации статуса ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает для поселений, городских округов с численностью населения пятьсот тысяч человек и более, в соответствии с ч. 2 ст. 4 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и п. 3. Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808, федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (Министерство энергетики Российской Федерации).

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО 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.
- Согласно п. 6. Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808, в том случае если на статус единой теплоснабжающей организации в отношении одной зоны деятельности претендуют несколько организаций, 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 в соответствии следующими критериями:
- 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.

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.

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.

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.

В соответствии с действующим законодательством проект схемы теплоснабжения был размещен на официальном сайте мэрии г. о. Тольятти. За период, отведенный на поступление замечаний и предложений, поступили заявки от двух организаций на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации для 11 зон действия.

На зону деятельности № 1 поступили заявки от двух организаций: ПАО «Т Плюс» и ОАО «ТЕВИС». В таблице 100 представлены критерии определения единой теплоснабжающей организации в зоне действия № 1.

В соответствии с п. 9 раздела II «Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации» Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808, 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.

Размер собственного капитала ПАО «Т Плюс» превышает аналогичный показатель ОАО «ТЕВИС» более чем на 5 %. На основании критериев определения ЕТО, сформулированных Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», в качестве единой теплоснабжающей организации в зоне действия № 1 утверждается ПАО «Т Плюс».

Решение по присвоению статуса единой теплоснабжающей организации в зонах деятельности источников теплоснабжения на территории г. о. Тольятти, сформированные с учетом поступивших заявок, приведены в таблице 100.



Рисунок 27 – Зоны действия систем теплоснабжения г. о. Тольятти

Т а б л и ц а 100 – Реестр зон действия систем теплоснабжения и утвержденных единых теплоснабжающих организаций (ЕТО)

Код зоны деятельности	Источники тепловой энергии						Тепловые сети					Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО (пункт Правил организации теплоснабжения)
	Наименование источника тепловой энергии	Рабочая тепловая мощность, Гкал/ч	Наименование организации	Вид имущественного права (указывается: владеет на праве собственности, на праве аренды или указывается иное законное основание)	Размер собственного капитала, тыс. руб.	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО	Наименование организации	Емкость тепловых сетей, м³	Вид имущественного права (указывается: владеет на праве собственности, на праве аренды или указывается иное законное основание)	Размер собственного капитала, тыс. руб.	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО		
1	ТЭЦ ВАЗа	3400	ПАО «Т Плюс»	владеет на праве собственности	148 396 000	Заявка подана	ОАО «ТЕВИС»	74 225,8	владеет на праве собственности	2 755 374	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	п.9 ПП № 808
2	ТоТЭЦ	1740	ПАО «Т Плюс»	владеет на праве собственности	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	20 674,7	владеет на праве собственности	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	п.8 ПП № 808
3	Котельная №2	386,6	ПАО «Т Плюс»	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	2 583,0	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	п.8 ПП № 808
4	Котельная №8	139,9	ПАО «Т Плюс»	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	1 447,0	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	п.8 ПП № 808
5	Котельная №14	4,9	ПАО «Т Плюс»	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	48,6	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	п.8 ПП № 808
6	Котельная №3	5,16	ПАО «Т Плюс»	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	34,3	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	п.8 ПП № 808
7	Котельная №4	2,96	ПАО «Т Плюс»	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	3,4	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	п.8 ПП № 808
8	Миникотельная	0,09	ПАО «Т Плюс»	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	0,0	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	п.8 ПП № 808
9	Котельная БМК-34	30	ЗАО «ПТЭК»	владеет на праве собственности	7 965	Заявка не подана	ПАО «Т Плюс»	278,2	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	п.8 ПП № 808
10	Котельная №7	2,4	ПАО «Т Плюс»	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	9,7	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	п.8 ПП № 808
11	Котельная о/к «Алые паруса»	19,8	ПАО «Т Плюс»	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	113,5	на праве аренды	148 396 000	Заявка подана	ПАО «Т Плюс»	п.8 ПП № 808

РАЗДЕЛ 9 РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

Тепловая нагрузка г. о. Тольятти с учетом перспективной тепловой нагрузки распределяется между источниками тепловой энергии с учетом следующих изменений:

- Вариант А.2. Вариант развития Автозаводского района, при котором планируется присоединение строительных площадок Генерального плана в полном объеме к ТЭЦ ВАЗа, в том числе площадки № 1 и № 9;
- Вариант Б.3. Закрытие Котельной № 2 и Котельной № 8 с переносом их присоединенной нагрузки на ТoТЭЦ;
- Для зон перспективной застройки площадки № 22 (Микрорайон «Ставрополь на Волге») планируется индивидуальное теплоснабжение.

Данные варианты изменений были приняты исходя из исследований, проведенных в Обосновывающих материалах. Их реализация приведет к наиболее выгодному развитию схемы теплоснабжения г. о. Тольятти с точки зрения оптимального соотношения следующих факторов:

- эффективность инвестиций;
- увеличение комбинированной выработки тепловой энергии;
- надежность теплоснабжения;
- ценовые последствия для потребителей.

РАЗДЕЛ 10 РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

Порядок передачи бесхозяйных сетей регламентируется Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Основные положения относительно бесхозяйных сетей из документа:

- В случае, если организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, осуществляют эксплуатацию тепловых сетей, собственник или иной законный владелец которых не установлен (бесхозяйные тепловые сети), затраты на содержание, ремонт, эксплуатацию таких тепловых сетей учитываются при установлении тарифов в отношении указанных организаций в порядке, установленном основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.
- В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

Благодаря содействию Администрации г. о. Тольятти получен перечень бесхозяйных тепловых сетей в г. о. Тольятти, а именно:

- перечень общих бесхозяйных сетей теплоснабжения Автозаводского района (таблица 102);
- бесхозяйные сети Центрального района ТСЖ, ЖСК и прочих потребителей, по данным ТУТС г. Тольятти (таблица 103);
- бесхозяйные тепловые сети Центрального района от ДУМИ (таблица 104);
- перечень бесхозяйных коммуникационных коллекторов Автозаводского района.

Все вышеперечисленные данные о бесхозяйных тепловых сетях представлены в таблицах ниже. Также информация по бесхозяйным тепловым сетям представлена в п. 3.21 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих, а именно:

- магистральные бесхозяйные сети от ТоТЭЦ, L = 2,0 км;
- бесхозяйные сети, переданные ОАО «ТЕВИС», L = 13,4 км;
- тепловые сети застройщиков на территории Автозаводского района, не эксплуатируемые ни застройщиками, ни ОАО «ТЕВИС», L = 33,3 км (см. приложение 3 к Главе 1 Обосновывающих материалов).

На основании всего вышеперечисленного, сформирована сводная таблица решений по бесхозяйным сетям (представлена ниже).

Т а б л и ц а 101 – Сводная таблица решений по бесхозным сетям

№ п/п	Название бесхозных сетей (согласно описанию выше)	Район	Протяженность сетей (в двухтрубном исчислении), км	Предлагаемая к принятию в эксплуатацию бесхозных сетей организация*
1	Перечень общих бесхозных сетей теплоснабжения Автозаводского района	Автозаводский	18,9	ТЕВИС
2	Бесхозные сети Центрального района ТСЖ, ЖСК и прочих потребителей, по данным ТУТС г. Тольятти	Центральный	14,4	ВоТГК
3	Бесхозные тепловые сети Центрального района от Департамента управления муниципальным имуществом (ДУМИ)	Центральный	7,7	ВоТГК
4	Магистральные бесхозные сети от ТоТЭЦ	Центральный	2,0	ВоТГК

* Примечание. Решение о передаче бесхозных сетей в эксплуатацию конкретной организации принимает местный орган самоуправления.

Т а б л и ц а 102 – Перечень общих бесхозяйных сетей теплоснабжения Автозаводского района

№ п/п	№ квартала	Адрес	Участок сети	Протяженность трассы, м	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр, мм	Примечание*
1	3	8-И-маг	ТК1(Уз23(30))-тк2- ж/д	нет данных			От ДГХ в ДУМИ2013г.
2	36	17	от Ут-6 до дома	43,68	2008	2 Ду 80	Проинвентаризированы, переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание по постановлению № 2193ип/1 от 03.08.2012г
3	36	18	от Ут1 до д.18	26,13	2003	2 Ду 150	От ТЕВИС в план инвентаризации ДУМИ на2014г.
4	36	19	от Ут.1 до 19	87,65	2003	2 Ду 200	От ТЕВИС в план инвентаризации ДУМИ на2014г.
5	4	11-Х	К5 -11-Х	114,80		2 Ду 80	От ДГХ в ДУМИ2013г.
6	5	9-Ц	от Уз12-19 до зд	84,30	1993	2 Ду 70	От ТЕВИС в план инвентаризации ДУМИ на2014г.
7	5	9-Е	Уз12-25-9Е	16,00		2 Ду 125	От ДГХ в ДУМИ2013г.
8	5	ХТМ	Тк2-ХТМ	35,80		2 Ду 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
9	6	6-Н	транзит к 6-П	46,90		2 Ду 150	От ДГХ в ДУМИ2013г.
10	6	5-Р	транзит к химчистке	127,83		2 Ду 150	От ДГХ в ДУМИ2013г.
11	6	ТЦ-6-Ц	отТК-1 до ТЦ-6-Ц	18,00	1976	2 Ду 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
12	7	62-Х	от К2 до 62-Х	13,30		2 Ду 80	От ДГХ в ДУМИ2013г.
13	7	63-Х	от К7 до 63-Х	15,00		2 Ду 80	От ДГХ в ДУМИ2013г.
14	8	17-Б-5	от 17-Б-6 до 17-Б-5)	118,00	2000	2 Ду 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
15	8	17-Б-6	Ут13 (II-В) - ТК2-17В6т	184,00	2000	2 Ду 250,200	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
16	8	3	от Ут1 до дома 3	37,00	2005	2 Ду 125	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
17	8	7	От УТ3 до дома 7	29,00	2004	2 Ду 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
18	8	17-В-5	от ТК-52 до 17-Б-5	57,00	2002	2 Ду 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
19	8		от ТК-70 до ж/д	28,00	2007	2 Ду 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
20	8	17-В-6	От ТК 13 –Тк52 -до ж/д	нет данных			От ДГХ в ДУМИ2013г.сети застр.
21	8	17-В-4	От Уз13А ^{III} –ТК13-ж/д 17-В-2 ,транзит по 17В2	нет данных			От ДГХ в ДУМИ2013г.
22	8	17-А-6	От Уз2 –Уз3 - ж/д	нет данных			От ДГХ в ДУМИ2013г.
23	8	17-А-4	ОтУз3 – ж/д	нет данных			От ДГХ в ДУМИ2013г.
24	8	17-А-2	Транзит	нет данных			От ДГХ в ДУМИ2013г.
25	8	17-А-3	транзит	нет данных			От ДГХ в ДУМИ2013г.
26	8	закольц 17-А	от тк 72 до Уз.4	291,00	2002	2 Ду 200	От ТЕВИС в план инвентаризации ДУМИ на2014г.
27	8	закольц 17-Б	от тк.102 до тк.3	334,50	2002	2 Ду 200	От ТЕВИС в план инвентаризации ДУМИ на2014г.
28	9	13-И	от Уз.38(78) до 13-И	35,35	1978	2 Ду 125	От ТЕВИС в план инвентаризации ДУМИ на2014г.
29	10	Уз.3 до Уз.2	Уз.3 до Уз.2	нет данных		2 Ду 150 2 Ду 125	От ТЕВИС в план инвентаризации ДУМИ на2014г.
30	10	16-Б2	Транзит к 16-Б3,4	64,30		2 Ду 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
31	10	15-Р	т.В-15Р	52,40		3 Ду 100, 80	От ДГХ в ДУМИ2013г.
32	10	22а	от Уз 67 до дома	32,00	2004	2 Ду 70	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
33	11	40б	от ТК-14 до ж/д40б	13,00	2008	2 Ду 70	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание

№ п/п	№ квартала	Адрес	Участок сети	Протяженность трассы, м	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр, мм	Примечание*
34	11	18а	от Уз.19-19(62) до18-А	210,0	1997	2 Dy 125	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
	11	40	от ТК1/1 до жилого дома	308,0	1998	2 Dy 70	От ДГХ в ДУМИ2013г.
35	11	Х-3	от ТК-44 до тк.45	67,81	1982	2 Dy 100	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
36	12	УРСО	от ТК-45 до ж/д	168,00	2004	2 Dy 125	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
37	14	26-Ю	от У3-20 ПВ через Т1 до д. 41-А	94,00	2001	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
38	14	26-Д	от Ут24 Пв до ж/д 26Д(жилая вставка)	94,00	2008	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
39	14	ул.40 лет Победы, 82А	от Уз.69 до ж/д	70,00	2007	3 Dy 50,40	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
40	15	27-Е	УТ12-27Е	9,10		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
41	15	28-И	УТ1-28И	9,60		2 Dy 200	От ДГХ в ДУМИ2013г.
42	15	28-Щ	УТ9-28Щ	30,40		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
43	15	28-Е	Транзит	124,70		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
44	15	28-А	Транзит	247,00		2 Dy 200	От ДГХ в ДУМИ2013г.
45	15	28-Ш	28Щ-28Ш	19,00		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
46	15	28-Э	28Щ-28Э	18,60		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
47	15	28-Ф	28Ц-28Ф	20,70		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
48	15	28-Х	28Ф-28Х	20,00		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
49	15	27-Г	УТ17-27Г	17,30		2 Dy 200	От ДГХ в ДУМИ2013г.
50	15	27Ф	Ут 24 –27Ф	31,00	2003	2 Dy 200	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
51	15	27И	УТ10-27И	28,50		2 Dy 125	От ДГХ в ДУМИ2013г.
52	16	29ГМ-2	УТ5-29ГМ-2	40,00		2 Dy 150	От ДГХ в ДУМИ2013г.
53	16	30АМ-2	Транзит	66,55		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
54	16	30АМ-1	Транзит	213,50		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
55	16	30А	30АМ1-30А	13,00	1992	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
56	16	30-М	от Ут.16 до 30-М	4,51		2 Dy 150	От ДГХ в ДУМИ2013г.
57	16	30-Н-1, 2	Транзит по 3Н-2 к 3Н-1,3Н-2-3Н-1	70,30		2 Dy 150	От ДГХ в ДУМИ2013г.
58	16	30П1	От УТ15 до 30П1		нет данных		От ДГХ в ДУМИ2013г.
59	16	30П2	От УТ6 до 30П2		нет данных		От ДГХ в ДУМИ2013г.
60	16	29Ц	От УТ 13а до 29Ц	92,00	2004	2 Dy 150	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
61	16	30Ц	Ут8-до д.35	130,00	2002	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
62	16	30Ц-2	УТ-6 до 30Ц-2	32,00	2008	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
63	16	29Ю-2	ТК-1 до д. 12А	164,00	2001	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
64	16	30-Ю	от Ут7 (10) до ж/д 30-Ю	28,00	2004	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
65	16	30-Ц-1	от Ут1А до ж/д 30-Ц-1	17,00	2005	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
66	16	29Ю-3	от Ут19 до ж/д 29-Ю-3	28,00	2002	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
67	16	30-Э-1	от Ут3 до ж/д 30-Э-1	40,00	2003	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание

№ п/п	№ квартала	Адрес	Участок сети	Протяженность трассы, м	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр, мм	Примечание*
68	16	29Ю-1	УТ17 до ж/д 29-Ю-1	35,00	2003	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
69	17	36-С	От УТ2 до 36С		нет данных		От ДГХ в ДУМИ2013г.
70	17	36-Ц	От тк3 до 36Ц		нет данных		От ДГХ в ДУМИ2013г.
71	17	36-Э	От ЦТП 173 до 36Э		нет данных		От ДГХ в ДУМИ2013г.
72	17	36Я	От УТ 1 до 36Я		нет данных		От ДГХ в ДУМИ2013г.
73	17	36-П	от УТ-19 до 36П	519,00	1998	2 Dy 200,250,150,100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
74	17	36-ДС	от УТ-4 до д. 25	62,00	2001	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
75	17	36-Ю	от ТК1 до ж/д 36-Ю	62,00	2003	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
76	17	36-М	от Ут5 до ж/д 36М	62,00	1999	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
77	18	38-Г	Ут2-38Г	4,00		2 Dy 125	От ДГХ в ДУМИ2013г.
78	18	38-Е	Ут5-38Д38А	10,00		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
79	18	38-Д	Ут4-38Д	32,00		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
80	18	38-А	Ут7-38А	40,00		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
81	18	38-О	Ут8-38О	35,00		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
82	18	38-Ж	Ут2-38Ж	15,00		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
83	18	38-Ц	УТ9-38-Ц	112,00		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
84	18	38-И	Ут10-38И	21,00		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
85	18	38-П	Ут-10-38-П	113,80		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
86	18	38-В	от УТ-4-1 до 38-В	76,00	2005	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
87	18	38-Б	от УТ-4 до д. 38-Б	62,00	2005	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
88	18	М4.3	от УТ-23 до д. 77	125,00	2004	2 Dy 125	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
89	18	М4.2	от УТ-17 до д. 83	100,00	2003	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
90	18	М4.1	от УТ-16 до УТ20	184,00	2003	2 Dy 125	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
91	18	38-М	от Ут8 до ж/д 38М)	72,00	2000	2 Dy 150	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
92	18	38-С	от Ут4 до ж/д 38С	117,00	2000	2 Dy 250, 200	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
93	19	32-Г	Ут9-32Г	51,00	1991	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
94	19	33Б-2	Ут1-33Б-2	40,00	1996	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
95	19	32В	Транзит к АТС	113,20		2 Dy 80	От ДГХ в ДУМИ2013г.
96	19	34-В	Транзит к 34-Б	86,00		2 Dy 150	От ДГХ в ДУМИ2013г.
97	19	34Н	Транзит	13,60		2 Dy 250	От ДГХ в ДУМИ2013г.
98	19	33Б-1	Ут2-33Б-1	29,20		2 Dy 80	От ДГХ в ДУМИ2013г.
99	19	33-Р	УТ6 –УТ7 - Ут-8-33Р	156,00		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
100	19	34К	Ут3-34К	37,00		2 Dy 125	От ДГХ в ДУМИ2013г.
101	19	34У	Ут5-34У	73,00		2 Dy 100	От ДГХ в ДУМИ2013г.
102	19	34-Ф	От ЦТП 192 до 34Ф		нет данных		От ДГХ в ДУМИ2013г.
103	19	32-Бмаг	От УТ5 –ЦТП193-32-Бмаг		нет данных		От ДГХ в ДУМИ2013г.
104	19	33-Т-2	УТ9-33-Т-2	158,00	2001,00	2 Dy 125	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание

№ п/п	№ квартала	Адрес	Участок сети	Протяженность трассы, м	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр, мм	Примечание*
105	19	32-О	От тк1б до 32-О	151,00	2002	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
106	19	33-В	от УТ-1 до д. 22	125,00	2002	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
107	19	25-Ц	от ТК-52 до д.69	17,00	2006	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
108	19	33-Г	от Ут5 до ж/д33-Г	24,00	2001	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
109	19	32-С	от УТ7 до ж/д 32-С	60,00	2006	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
110	19	32-Н-1	от Ут1-6 до ж/д 32-Н-1	17,00	2006	2 Dy 70	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
111	19	33-К-1	от Ут6-Ут7 -33-К-1	269,00	1994	2 Dy 125,80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
112	19	33К-2	от Ут7-Ут8 до 33-К-2	195,00	1994	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
113	19	32-Р	от Ут7 до ж/д 32-Р	22,00	2008	2 Dy 70	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
114	20	34-В	Ут1-34В	15,50		2 Dy 250	От ДГХ в ДУМИ2013г.
115	20	34-Л	УТ1 -Ут2	140,50	1995	2 Dy 200	От ДГХ в ДУМИ2013г.
116	20	34Ж	Транзит между блоками		нет данных		От ДГХ в ДУМИ2013г.
117	20	35-М-2	От т.К до дома	78,00	2006	2 Dy 100,70	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
118	20	35Ц	от УТ-3 до д. 15	165,00	2006	2 Dy 300	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
119	20	34Т	от УТ-2 до 34-Т	60,00	2001	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
120	20	34-Ф	от УТ-7 до д. 43	220,00	200	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
121	20	34-Ю	от УТ-8 до д. 8	83,00	1999	2 Dy 125, 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
122	20	35-П	от УТ-12 до д. 5	41,00	1998	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
123	20	35-Ю	от УТ-13 до д. 3	44,00	1999	2 Dy 150	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
124	20	35-Т	от УТ-9 до д. 33	44,00	1999	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
125	20	34-Р	от УТ-2 до д. 6	50,00	2001	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
126	20	34-У	от Т до д.9	7,00	2005	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
127	20	34-П	от УТ-12 до д.7	80,00	2000	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
128	20	35-Р	от УТ-4 до д. 12	32,00	2001	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
129	20	34-Х	от Т2 до д. 9а	30,00	2005	2 Dy 125	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
130	20	35-Ф	от УТ1 до ж/д 35-Ф	22,00	2003	2 Dy 100	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
131	20	34-Я	от УТ1 до ж/д 34-Я	30,00	2005	2 Dy 125	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
132	20	34-Ц	от Ут2-Ут3 до ж/д	145,00	2005	2 Dy 80	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
133	21	37-К	от УТ-2 до 37К	100,00	2005,00	2 Dy 70	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
134	21	37-Ж	от УТ-1 до 37Ж	182,00	2001,00	2 Dy 125	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
135	21	37-М	от 37И до 37М	60,00	2004,00	2 Dy 125	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
136	21	37-И	от УТ-2 через УТ-4 и УТ-5 к д.2	185,00	2002,00	2 Dy 150	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
137	21	37-Д	от УТ-1 через УТ-2 до д.6	224,00	2001,00	2 Dy 200	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
138	21	37-Е-2	от Ут6 до ж/д 37Е-2	37,00	2006,00	2 Dy 50	переданы ОАО ТЕВИС на обслуживание
139	123	34-К	от Ут.3 до Ут.4	38,8	1995	2 Dy 150	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
			от Ут.4 до 34-К	17,5		2 Dy 100	
140	20	34-И	от Ут.4 до Ут.5	35,1	1995	2 Dy 150	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.

№ п/п	№ квартала	Адрес	Участок сети	Протяженность трассы, м	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр, мм	Примечание*
			от Ут5 до 34-И	110,38		2 Dy 100	
			от Ут5 до 34-И	19,38		2 Dy 100	
141	21	37-К	от Ут7 до 37-К	нет данных		2 Dy 150dy100dy50	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
142	21	37-Г	Ут.7(сущ) до 37-Г	68,9	2000	dy100,2 Dy 80dy70	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
143	21	37-В	от Ут.9 до 37-В	8,5	1998	2 Dy 150 dy125 dy80	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
144	мжк	от Ут.3 до Ут.16	от Ут.3 до Ут.16	360,50	2003	2 Dy 200	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
145	мжк	от Ут.16 до Ут.15	от Ут.16 до Ут.15	331,00	2003	2 Dy 200	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
146	мжк	от Ут.10 до Ут.23	от Ут.10 до Ут.23	112,50	2004	2 Dy 150	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
147	31	Дублер	от ктс17 до Ут.4 (Уз.11-1)	1115,00	2003	2 Dy 500	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
148	Прилес	Лыжная база	от Ут.1(но) ч-з Н21 до Ут.9	321,50	2003	2 Dy 100	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
149	5уз	от Ут.4 до тк.2	от Уз.4 до тк.2	196,00	1973	2 Dy 200	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
150	5уз	АвтоВАЗремстроймонтаж	от ТК-20/5(13) до Уз.23	1253,60	1993	2 Dy 200	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
151	Перем	перемычка м/у 4 и 2 вводами (АВМС)	П-1 от Уз.1а до Ут.1	44,50	1990	dy800	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
			П-5 от Уз.5 до Ут.2	77,00		dy800	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
152	МЗ	3 ввод от Ут.4 до Ут.10	от Уз.7-3-в(4) до Ут.10-3-в	893,00	1998	2 Dy 800	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
153	МЗ	3 ввод от Ут.10 до кр.линии 21кв	от Ут.16-3-в до Ут.13-3-в	431,00	1997	2 Dy 400	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
			от Ут.13-3-в до Ут.10-3-в	931,00		2 Dy 800	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
154	МЗ	т/с по Н-21, 21 кв от Ут.13 до Ут.14	3 ввод от Уз.13-3-в до Уз.14-3-в по Н-21	138,00	2002	2 Dy 800	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
155	МЗ	от Уз.14-3-в до кр.линии	от Уз.14-3-в до Уз.15-3-в и кр.лин.	645,00	2001	2 Dy 400	От ТЕВИС в план инвентаризацииДУМИ на2014г.
ИТОГО:				17 150,47			
№ п/п	№ квартала	Адрес	Участок сети	Протяженность трассы, м	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр, мм	Примечание*
Прочие потребители							
1	2	МОУ школа № 31	К76 до школы № 31	84		2 Dy 80	
2	3а	Здание РКЦ	От К1 до здания	30		2 Dy 50	
3		ТЦ-2					
4	1	Московский пр-т,31	От ж/д 2Н до ТЦ-2	53,2		2 Dy 70	
5	6	ТЦ-6 ул.Революционная,72	ОтТК1 до ТЦ-6	18		2 Dy 80	
6		ДкиТ					
7		Юбилейная ,8	От т.А (между У338 и У332)	50		2 Dy 40	

№ п/п	№ квартала	Адрес	Участок сети	Протяженность трассы, м	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр, мм	Примечание*
			до стены инж. ц.				
8	3а	Прокуратура					
9		Юбилейная,31а	От ТК5-Тк4-К1 до стены здания	165		2 Ду 80	
10		ОАО« Ресурсконтракт»	от ТК19до ТП	1168		2 Ду 400,300	
11		ул.Воскресенская , 18(ГАОУ СПО«Тольяттинский техникум технического и художественного образования»	от ТК5 до стены здания	152		2 Ду 50	
12		ул.Маршала Жукова ,40	от ТК5 до здания	35		2 Ду 50	
		ИТОГО:		1 755,2			

* Примечание.

1. Зеленым цветом выделены участки т/с, выявленных ОАО «ТЕВИС» в 2013 году, с включением их ДУМИ в план инвентаризации на 2014 год.

2. Оранжевым цветом выделены участки т/с, проинвентаризированные и переданные ОАО ТЕВИС на обслуживание по постановлению мэрии об определении теплосетевой организации согласно Ф3190 (общая протяженность – 6 330,48 м).

Т а б л и ц а 103 – Бесхозяйные сети Центрального района ТСЖ, ЖСК и прочих потребителей (по данным ТУТС г. Тольятти)

№	№ кв.	участок теплотрассы	2 Dy = мм	Л м.трассы в двухтрубном исчислении	тип прокладки (надземный, подземный).	год ввода в эксплуатацию	Примечание (дополнительная известная информация о теплотрассе)
ТУ по теплоснабжению в г.Тольятти							
1	промзона	3 нитка Северо-Западной магистрали от стойки 65 до шахты опуска № 5 пр.Тупиковый - ул.Л.Толстого	720	1013,00	надземный, подземный	2003	9 лет, отсутствие теплоизоляции, сильная наружная коррозия
2	26	От ТК-50а до ж.д.№27 ул.Новопромышленная	89	62,50	подземный	2000	12 лет, ООО «ПЖРТ сервис» (ТСЖ «Витас»)
3	27	От ТК-36/4 ул. Комсомольская,165	219	56,00	подземный	1974	38 лет Тольятт. Полит. Колледж
4	19	От ТК-5, ТК-6 ул. Победы 30,32,34,36.	76	172,00	подземный	1968	44 года Тольятт. Индустриальный педаг. колледж
			57	32,00			
5	43	От ТК-6 ул. Горького 34,34б	108	27,50	подземный	1953	59 лет ГОУ ВПО «Поволж. Госуд. Университет Сервиса»
			89	96,00			
6	32	От ТК-2 ул. Гагарина,4	159	262,30	подземный	1961	51 год ГОУ ВПО «Поволж. Госуд. Университет Сервиса»
7		От ТК-10 ул. К.Маркса,60а.	57	7,50	подземный	1960	52 года ГОУ ВПО «Поволж.госуд. Университет Сервиса»
8	88-54	От ж.д.№ 51 ул. Советская к ж.д.№ 35 ул.Ставропольская. ЖСК-2	89	22,00	подземный	1969	43 года ЖСК-2
	30	От ТК-22а до Бульвар Молодежный,35	89	12,50	подземный	1964	48 лет ЖСК-3
9	16	От ТК-30/5 до ж.д.№ 51 ул. Горького.	89	58,00	подземный	1967	45 лет ЖСК-13
10	83а	От ТК-19а до ж.д. № 54 ул. Горького.	76	89,20	подземный	1967	45 лет ЖСК-10
11	71	От ЦТП-1а к ж.д.№ 5 б-р Ленина,5	57	80,00	подземный	1991	21 год ЖСК-24
12	5а	От ТК-5 к ж.д.№ 90 ул. Ленина	89	55,00	подземный	1967	45 лет ЖСК-6
13	промзона	От XI магистрали в районе Ш.О.2 ул. Индустриальная,2а	76	194,00	надземная	2008	4 года Техникум сервисных технологий и предпринимательства
14	94	От ТК-3 ул. Белорусская,11	76	72,50	подземный	1965	47 лет ТГУ
15	95	От тк-8 до ул. Белорусская, 14, 14а, 16, 16а, 16 «б», 17«б»	219	185,00	подземный	1965	47 лет ТГУ
16			159	247,00	подземный	1965	47 лет ТГУ
			108	55,00			
17	93а	от ТК-12 к ж.д.№ 29,31 ул. Белорусская	89	201,00	подземный	1965	47 лет ТГУ
			76	23,00			
18	73	от ТК-9 ул. Баныкина,68 (общезитие)	57	42,00	подземный	1965	47 лет ТГУ
19	90	от ТК-9 ул. Баныкина,68 (общезитие)	108	324,00	подземный	2005	7 лет ТГУ
19	90	От ТК-2а к ж.д.№ 7,13,15,17 ул. Мира	108	69,00	подземный	1959	53 года ТГУ
			89	83,00			
20	103	От ТК-10 к корпусам № 59,61,63,65 ул. Ленина	89	27,00	подземный	1969	43 года Техникум произв.технологий и экологии промышлен.
			76	135,00			
			57	44,50			

№	№ кв.	участок теплотрассы	2 Dy = мм	L м.трассы в двухтрубном исчислении	тип прокладки (надземный, подземный).	год ввода в эксплуатацию	Примечание (дополнительная известная информация о теплотрассе)
21	104	От ТК-10 к корпусам № 68,70,72,74 ул. Ленина.	89	68,70	подземный	1969	43 года Социально экон. колледж
			76	45,70			
			57	54,00			
22	38	От ТК-7 до пл. Свободы,9.	108	27,20	подземный	1960	52 года Администр. Ставропольского р-она
			76	14,20			
			57	20,20			
23	32	От ТК-19 ул. Гагарина,6	108	45,00	подземный	1958	54 года ОАО «АвтоВАЗ»
			76	20,20			
24	93	От ТК-2 до ул. Родины,1	45	3,50	подземный	2005	7 лет ООО «Автовокзал Сервис»
25	19а	От ТК-32 маг.1 ул. Комсомольская,84а	159	93,00	подземный	1978	34 года ОАО «Автозаводстрой»
26	4	От ТК-5 ул Октябрьская,55	108	42,50	подземный	1957	55 лет ОАО «Архитектура и строительство»
27	112	От ТК-12/2-1 ул. 50 лет Октября,52	76	30,00	подземный	2008	4 года ЗАО «НХМ» и ЗАО «Вентиляция»
28	110	От ТК-3 Б-р 50 лет Октября,77	100	37,00	подземный	1977	35 лет Станция по борьбе с бол. Животных
			89	260,60			
29	110	От глухой врезки ул. Победы,2а.2	108	125,00	подземный	2001	11 лет ОАО «Тольятт фирма «Теплоизоляция»
			89	45,00			
30	110	Б-р 50 лет Октября,77а	108	125,00	подземный	1977	35 лет Физ лицо Носова
			89	45,00			
31	88-54	От ТК-13 ул. Ставропольская,31	89	40,20	подземный	1965	47 лет «ПЖРТ сервис»
32		От ТК-13 ул. Ставропольская,29	57	56,70	подземный	1965	47 лет Физ. лицо Удовицкая
33	71	От ТК-28 Б-р Ленина,3а	159	170,00	подземный	1998	14 лет ООО «ПЖРТ сервис»
			108	85,00			
34		От ТК-5а к д.20 ул. Гидростроевская	76	20,00	подземный	1992	20 лет ООО «Сизгла»
			57	46,00			
35	94	от ТК-3 к д.24 ул. Гидростроевская	76	9,00	подземный	1992	20 лет ООО «Сизгла»
			57	54,00			
36		от ТК-4 к д.26 ул. Гидростроевская	76	37,50	подземный	1992	20 лет ООО «Сизгла»
			57	37,50			
37	157-159	От ТК-23 ул. Калмыцкая,42	108	22,80	подземный	1999	13 лет ООО «ПЖРТ сервис»
			89	68,20			
38	159	От ТК-11 ул. Ленина,42	108	105,00	подземный	1967	45 лет ООО «МИС» ООО «Рубикон»
			76	50,00			
39	5	От ТК-30/10-1а ул. Самарская,68 АТС-22	89	32,00	подземный	1973	39 лет ОАО «Ростелеком»
40	62	От ТК-7а ул. Мира,67а АТС-48	108	2,00	подземный	1982	30 лет ОАО «Ростелеком»
41	12	От ТК-4 ул. К.Маркса,46 (сельская связь)	76	45,00	подземный	1990	22 года ОАО «Ростелеком»
42	72	От ТК-6 ул. Голосова,32 АТС-26	76	69,00	подземный	1982	30 лет ОАО «Ростелеком»

№	№ кв.	участок теплотрассы	2 Dy = мм	L м.трассы в двухтрубном исчислении	тип прокладки (надземный, подземный).	год ввода в эксплуатацию	Примечание (дополнительная известная информация о теплотрассе)
			57	69,00			
43	32	От ТК-14 ул. К.Маркса,66	76	4,00	подземный	1960	52 года ЗАО «Рубин»
44	12	От ТК-5 ул. К.Маркса,44а	76	27,10	подземный	1975	37лет ООО Полигр. проедпр. «СамВенТольятти»
45	12	От ТК-1 до Молодежный б-р,6	76	20,00	подземный	1995	17 лет УФС «ГРК иК» по Сам. Обл.
46		От ТК-16 до Молодежный б-р,6	89	6,00	подземный	2006	
47	87	От ТК-37а ул. Лесная,52 а	159	44,10	подземный	1992	20 лет МВД Ставропольский
48	95	От ТК-45/16 ул. Белорусская,16	89	40,00	подземный	1971	41 год Служба мировых судей
49	52	От ТК-37/1а ул. Горького,1	89	46,50	подземный	1997	15 лет Ставропольский суд
50	92	От ТК-1 ул. Мира,4	57	22,00	подземный	1963	49 лет Физ. лицо жил/д.на 4 хозяина
51	104	От ТК-9 ул. Ленина,76	89	178,00	подземный	2011	1 год ООО УК «ЖилКом»
52	138	От ТК-21 ул. Мичурина,81а	57	43,00	подземный	1995	17 лет ТСЖ «Калинина»
53	14-15	От ТК-2 Б-р Молодежный,30	76	5,50	подземный	1961	51 ТСЖ «Молодежный»
54	6	От ТК-1 ул. Ленина,83;	57	180,00	подземный	1967	45 лет МП ТТУ
55	9	От ТК-24 ул. К.Маркса,16а	76	32,50	подземный	1976	36 лет Упр. комп. № 3
56	12	От ТК-6 ул. К.Маркса,40а	57	6,00	подземный	1975	37 лет ОАО «Талисман»
57	47	От ТК-10 ул. Строителей,9	76	38,80	подземный	1960	52 года ГУВД по Самарской обл.
58	156а	От ТК-4 ул. Ломоносова,5	89	80,80	подземный	1960	52 года Физ. лицо Пашков
59	156а	От ТК-1 ул. Л.Толстого,39;	76	123,50	подземный	1995	17 лет УВД
			57	52,00			
60		От ТК-6 ул. Л.Толстого,38.	219	71,40	подземный	1996	16 лет УВД
61	84 б	От ТК-2 ул. Чапаева,64а.	57	50,00	подземный	1976	36 лет УВД
	51	От ТК-37/4 ул. Садовая,23б; ул. Садовая,23а.	89	15,00	подземный	1997	15 лет УВД
62			57	38,50	подземный	1997	15 лет УВД
63	51	От ТК-1 к ж.д.21 ул. Горького (ч/дом)	57	33,00	подземный	1997	15 лет Жилой дом лесничества
		И к ж.д. № 28 ул. Садовая.	57	50,00	подземный	1997	15 лет Жилой дом лесничества
64	72	От ТК-6 к ул. Мира,93 (ООО"Сиэгла")	89	109,10	подземный	2005	7 года ЗАО «УК ЖКХ»
65		От ТК-13 к ж.д. ул. Мира,93а.	89	124,00	подземный	2005	
66	94	От ТК-2 до ТК-7; к ж.д. № 3 и № 7 ул. Белорусская	108	147,00	подземный	2008	4 года ЗАО «УК ЖКХ»
			89	23,00			
67	94	От ТК-7 к подземной парковке ул. Белорусская,5	76	1,25	подземный	2008	4 года ПК «Луч»
68	94	От ТК-11 ул. Белорусская,13	108	43,30	подземный	2008	4 года ЗАО «УК ЖКХ»
69	94	От ТК-1 ул. Ленинградская,15	89	14,00	подземный	2008	
70	94	От ТК-7а ул. Республиканская,18	89	75,00	подземный	2008	4 года ООО «ТольяттиСтройБизнесПлюс»
71	78а	От ТК-45/8 ул. Баныкина,9	273	14,50	подземный	1991	21 год МУС спорткомплекс

№	№ кв.	участок теплотрассы	2 Ду = мм	Л м.трассы в двухтрубном исчислении	тип прокладки (надземный, подземный).	год ввода в эксплуатацию	Примечание (дополнительная известная информация о теплотрассе)
			219	76,50			«Кристалл»
72	73	От ТК-9 ул. Банькина,66	57	64,00	подземный	1989	23 года ООО «УК компания ЖКХ»
73	10	От ТК-1 ул. Комсомольская,62 Ц.рынок	76	54,00	подземный	1959	53 года ООО «Центральный рынок»
			57	132,80			
74		От ТК-2 ул. Комсомольская,64а Ц.рынок	57	178,30	подземный	1962	50 года ООО «Центральный рынок»
			40	85,50			
75	88-54	От ТК-54 ул. Мира,62.	108	40,00	подземный	1963	49 лет ОАО «ВНИИцеммаш»
76		От ТК-55 ул. Мира,62.	108	41,40	подземный	1963	49 лет ООО «БазаС»
77		От ТК-8а ул. Мира,60 «б»	89	35,50	подземный	1963	49 лет ООО «ЭГО»
78		От ТК-18 ул. Мира,56	108	192,50	подземный	1963	49 лет ЗАО «Арена-С»
79	24	От ТК-12/2 Б-р 50лет Октября,79	108	145,70	подземный	1970	42 года ЗАО «Центральная СТО»
80	112	От ТК-2 Б-р 50 лет Октября,53б	57	10,30	подземный	1968	44 года ГУ МВД
81	75	От ТК-18ул. Банькина,32а;	89	36,00	подземный	1995	17 лет ЗАО «Тольяттистройзаказчик»
82		От ТК-45/7-1 ул. Банькина,19а.	108		подземный	1999	13 ЗАО «Тольяттистройзаказчик»
83	75	От ТК-45/7-1 ул. Банькина,13.	219	35,00	подземный	1992	20 лет мООО СП «ЛадаФудТехнолоджи»
			76	69,00			
84		От ТК-5 ул. Автозаводское шоссе,6 Парк Хаус	219	229,00	подземный	2001	11 лет ООО «МД-Тольятти» (Парк Хаус)
85	24	От ТК-12/4 Б-р 50 лет Октября,75а ГСК «Виразж»	108	104,00	подземный	1995	17 лет ГСК-38 «Виразж»
86	22а	От гл.врезки до здания ул. Новозаводская,51.	48	6,00	подземный	1968	44 года МУП Спецкомб. ритуальных услуг
87	22а	От ТК-23а ул. Новозаводская,53.	76	80,00	подземный	1968	44 года ОАО Тольятт.ф-ка химчистки и крашения одежды
88	93а	От ТК-9 ул. Белорусская,21.	57	26,50	подземный	2001	11 лет Физ. лицо Суркова
89	160	Автозаводское шоссе,33 (нов. ж.д.)	45	13,00	подземный	2008	4 года Физ. лицо Зимина А.Б.
90	98	От ТК-37/4 к ул.Горького,24	108	166,00	подземный	1997	15 лет ГКУСО «Самарские лесничества»
			89	10,00			
91	99	От ТК-37/4-1 к ул.Горького,21 и ул.Садовая,26	57	83,00	подземный	1959	53 года Дом лесничества
92	30	От ТК-2а до ул. Победы,43а	89	102,40	подземный	2007	5 лет ООО УК «ЖилСервис +»
93	159	От ТК-19 до ул. Калмыцкая,44	89	58,40	подземный	2007	5 лет ООО «Комфорт»
94	73	От ТК-1 «б» до ул.Карбышева, 12	219	130,00	подземный	2007	5 лет ООО «Комфорт»
			125	27,70			
95	159	От ТК-19 «б» до ул. Калмыцкая,48	159	372,40	подземный	2008	4 года ООО «Комфорт»
			133	89,30			
96	159	От ТК-19 «в» до ул. Калмыцкая,46	89	38,70	подземный	2008	4 года ООО «Комфорт»

№	№ кв.	участок теплотрассы	2 Dy = мм	Л м.трассы в двухтрубном исчислении	тип прокладки (надземный, подземный).	год ввода в эксплуатацию	Примечание (дополнительная известная информация о теплотрассе)
97	75	От ТК-1 до Бульвар Ленина, 14а	133	242,80	подземный	2009	3 года ООО «Комфорт»
98	159	От УТ-1 до ул. Кудашева, 100	89	130,00	подземный	1010	2 года ООО «Комфорт»
99	73	От ТК-1 «б» до ул. Мира, 113	108	79,00	подземный	2005	7 лет ООО Фуд-С «Крытый рынок»
100	71	От ТК-1-43 до б-р Ленина, 1	133	235,00	подземный	1975	37 лет ОАО «ДК Тольятти»
			89	70,00			
101	110	От ТК-6 Б-р 50 лет Октября, 73а	89	28,70	подземный	2010	2 года ООО «ПЖРТ сервис»
102	71	От ТК-ХП-45/6 до д.27 ул. Баныкина	57	229,70	подземный	2005	7 лет ООО «Тольятти Борковская Центр»
110	96	МБУИ г.о. Тольятти «Драматический театр «Колесо» им.Г.Б. Дроздова»	108	96	подземный	1968	44 года МБУИ г.о. Тольятти «Драматический театр «Колесо» им.Г.Б. Дроздова»
111		II вывод от ЦОК (Центральная отопительная котельная)	1020	2550	надземный подземный	1992	20 лет, МЭРИЯ г.о. Тольятти, не эксплуатировалась,
		Итого		14396,15			

* Примечание: Данные тепловые сети выявлены ТУТС г. Тольятти (Филиал ОАО «ВоТГК»). Включены ДУМИ в план инвентаризации на 2014 год с последующим оформлением в муниципальную собственность.

Т а б л и ц а 104 – Беспхозяйные тепловые сети Центрального района от ДУМИ

№ п/п	Наименование участка	Протяженность в 2-х трубном исчислении., м
1	Тепловые сети от П-ТК-6 до д.ул.Мира,93 г.Тольятти, Центральный район, зона 2, в 72 кв	122,0
2	Тепловые сети от ТК до ул.Ленина,63 г.Тольятти, Центральный район, зона 6, в 118 кв.	16,0
3	Тепловые сети от ТК-5до ул.Победы, 30,32,36 (ГОУС ПО Тольяттинский индустриальный педагогический колледж) г.Тольятти, Центральный район, зона 4, в 19 кв	223,0
4	Тепловые сети от ТК-6 (Т358) до ул.Горького,34 (Поволжский гос.университет сервиса) г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 43 кв	25,0
5	Тепловые сети от ТК-6 (Т358) до ул.Горького,34 а (Поволжский гос.университет сервиса) г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 43 кв	8,0
6	Тепловые сети от ТК-2 (Т266) до ул.Гагарина,4 (Поволжский гос.университет сервиса) г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 32 кв	297,0
7	Тепловые сети от ТК-10 (Т298) до ул.К.Маркса, 60а (Поволжский гос.университет сервиса) г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 32 кв	5,0
8	Тепловые сети от ж.д. № 51 ул.Советская к ж.д. № 35 ул.Ставропольская (ЖСК- 2) г.Тольятти, Центральный район, зона3, в 88-54 кв	25,0
9	Тепловые сети от ТК-5 (Т174) до ул.Ленина № 90 (ЖСК-6) г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 5а кв	54,0
10	Тепловые сети от ТК-4512 до ул.Ушакова,59 (ГОУ ВПО «ТГУ») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 95 кв	200,0
11	Тепловые сети от ТК-8 (Т96) до ул.Белорусская,14, 14б (ГОУ ВПО «ТГУ») Тепловые сети от ТК-9 (Т91) до ул.Белорусская,14,а (ГОУ ВПО «ТГУ») г.Тольятти, Центральный район, зона1, в 95 кв	224,0
12	Тепловые сети от ТК-25 * Т131 о ул.Мира,7 (ГОУ ВПО «ТГУ») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 90 кв	38,0
13	Тепловые сети от Т132 о ул.Мира,3 (ГОУ ВПО «ТГУ») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 90 кв	21,0
14	Тепловые сети от ТК-6 (Т125) до ул.Ленинградская, 10а (10) (ГОУ ВПО «ТГУ») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 90 кв	19,0
15	Тепловые сети от ТК-10 к ул.Ленина, 59, 61,63,65 (ГОУ СПО Тольят.техникум произв. технологий и экологии промышленности) г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 83а кв	171,0
16	Тепловые сети от ТК-10 к ул.Ленина, 68,70,72,74 (ГОУ СПО Тольят.техникум произв. технологий и экологии промышленности) г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 83а кв	196,0
17	Тепловые сети от ТК-9 (Т229) к д.ул.Ленина, 76 г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 83а кв	186,0
18	Тепловые сети от ТК-1 (Т230) до ул.Шлютова,92 г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 83а кв	64,0
19	Тепловые сети от ТК-6 (Т251) до пл.Свободы,9 г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 38 кв	69,0
20	Тепловые сети от ТК-2- (Т329) до ул.Гагарина,6 (ОАО «АвтоВАЗ») г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 32 кв	23,0
21	Тепловые сети от ТК-12/2-1 ул.50 лет Октября,52 г.Тольятти, Центральный район	61,0
22	Тепловые сети от ТК-8а (Т280) до ул.Жилина,28а (ОАО «ВоТГК») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 62 кв	79,0
23	Тепловые сети от ТК-30/10-1 до ул.Самарская, 68 АТС-22 (ОАО «Ростелеком») г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 5 кв	44,0

№ п/п	Наименование участка	Протяженность в 2-х трубном исчислении., м
24	Тепловые сети от ТК-7а до ул.Мира,67а (АТС-48) врезка южной стороны (ОАО «Ростелеком») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 62 кв	5,0
25	Тепловые сети от ТК-4 до ул.К.Маркса, 46 (сельская связь)(ОАО «Ростелеком») г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 12 кв	42,0
26	Тепловые сети от ТК-4 (Т264) до ТК-7 (Т287) г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 62 кв	148,0
27	Тепловые сети от ТК-5 до ул.К.Маркса, 44а (ООО Полиграфическое предприятие СамВенТольятти) г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 12 кв	26,0
28	Тепловые сети от ТК-45/16 ул.Белорусская,16 (Служба мировых судей) г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 95 кв	38,0
29	Тепловые сети от ТК-2 (Т90) до б-р Молодежный,30 (ТСЖ «Молодежный») г.Тольятти, Центральный район, зона 4, в 14-15 кв	7,0
30	Тепловые сети от ул.К.Маркса,18 до ул.К.Маркса,16а (УК № 3) г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 9 кв	33,0
31	Тепловые сети от ТК-10 до ул.Строителей,9 (ГУВД) г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 47 кв	47,0
32	Тепловые сети от ТК-1 (Т82) до ул.Мира,62 (ОАО «ВНИИцеммаш») г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 88-54 кв	30,0
33	Тепловые сети от ТК-55 (Т156) до ул.Мира,62 (ООО «База С») г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 88-54 кв	40,0
34	Тепловые сети от ТК-8а (Т162) до ул.Мира,60 б («Г» образное здание восточнее ул.Мира,56 в паспорте ошибочно указан адрес: ул.Мира,62) (ООО «ЭГО») г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 88-54 кв	45,0
35	Тепловые сети от ТК-18 (Т191) до ул.Мира,56 (ЗАО «Арена-С») г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 88-5 кв	167,0
36	Тепловые сети от ТК-6 (Т161) до ул.К.Маркса,36 (ул.Комсомольская,50) г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 11а кв	48,0
37	Тепловые сети от ТК-4 до д.ул.Горького,68 г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 16 кв	11,0
38	Тепловые сети от ТК-4 (Т177) до ТК-4/1 (Тольятт. социально-педагогический колледж) г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 89 кв	30,0
39	Тепловые сети ТК-41 до ул.Ленинградская,28 (Тольятт. социально-педагогический колледж) г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 89 кв	7,0
40	Тепловые сети от ТК-4/1 до ТК-4/2 (Тольятт. социально-педагогический колледж) г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 89 кв	75,0
41	Тепловые сети от ТК-42 до хозблока (Тольятт. социально-педагогический колледж) г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 89 кв	54,0
42	Тепловые сети от ТК-9А до ул.Мира,31а (пиццерия) г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 89 кв	39,0
43	Тепловые сети от ТК-15 до ТК-15/1 в городском парке ул.Гагарина,1 (Пеликан) г.Тольятти, Центральный район,	67,0
44	Тепловые сети от Т17 ул.Ларина,64 до ул.Ленина,60а (маг. «Кенгуру») г.Тольятти, Центральный район, зона 6, в 116 кв	91,0
45	Тепловые сети от ТК-2 (Т108) до д.Автозаводское ш.,23 г.Тольятти, Центральный район, зона 6, в 146 кв	410,0
46	Тепловые сети от ТК-2А (Т292) до ТК-2 (-290) г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 69 кв	66,0
47	Тепловые сети от ТК-2 до ТК-1А г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 69 кв	99,0
48	Тепловые сети от ТК-1А до ТК-1 г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 69 кв	26,0
49	Тепловые сети от ТК-7 (Т287) до ТК-1 г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 69 кв	42,0

№ п/п	Наименование участка	Протяженность в 2-х трубном исчислении., м
50	Тепловые сети от ТК-1 до ТК-1Б г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 69 кв	42,0
51	Тепловые сети от ТК-1Б до ТК-3А г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 69 кв	55,0
52	Тепловые сети от ТК-3А до т.А (Т298) г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 69 кв	49,0
53	Тепловые сети от ТК-2/1 (Т436) до ТК-50 г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 67 кв	347,0
54	Тепловые сети от ТК-13 (Т2) до ул.Ленина,53,53а г.Тольятти, Центральный район, зона 6, в 118 кв	118,0
55	Тепловые сети от ТК-50а до ул.Новопромышленная,27 г.Тольятти, Центральный район, зона 4, в 26 кв	63,0
56	Тепловые сети от Т-63 до д.б-р 50 лет Октября,73а г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 110 кв	29,0
57	Тепловые сети от ТК-1 (Т65) к д.ул.Гидростроевская,20 г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 94 кв	59,0
58	Тепловые сети от ТК-3 (Т68) к д.ул.Гидростроевская,24 г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 94 кв	51,0
59	Тепловые сети от ТК-8 (Т71) к д.ул.Гидростроевская,26 г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 94 кв	46,0
60	Тепловые сети от ТК-45/8 (Т435) до ул.Банькина,9 (МУ Спорткомплекс «Кристалл») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 78 кв	166,0
61	Тепловые сети от ТК-45/7 до ул.Банькина,19а (ЗАО «ТСЗ») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 75 кв	154,0
62	Тепловые сети от ТК-5 до Автозаводского ш.,6 г.Тольятти, Центральный район, зона 6, в мкр.4	184,0
63	Тепловые сети от ТК-18 до ул.Банькина,32а (сотовая компания «Мегафон») г.Тольятти, Центральный район, зона 2, в 71 кв	31,0
64	Тепловые сети от ТК-5 до ул.Октябрьская, 55 г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 4 кв	3,0
65	Тепловые сети от ТК-3 б-р 50 лет Октября,77 (ГУСО Ставроп. районная станция по борьбе с болезнями животных) г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 110 кв	311,0
66	Тепловые сети от ТК-5 (Т70) до ул.Мира,72 (школа искусств) г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 47 кв	37,0
67	Тепловые сети от врезки до ул.Советская,54 г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 48 кв	11,0
68	Тепловые сети от ТК-13 (Т179) до ул.Ставропольская,29 г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 88-54 кв	74,0
69	Тепловые сети от ТК-1 до ул.Мира,4 г.Тольятти, Центральный район, зона 3, в 92 кв	22,0
70	Тепловые сети от ТК-1 до ул.Л.Толстого,39 (УВД) г.Тольятти, Центральный район,	52,0
71	Тепловые сети от ТК-4 до ул.Ломоносова,57 г.Тольятти, Центральный район,	81,0
72	Тепловые сети от ТК-6 до ул.Л.Толстого,38 (УВД) г.Тольятти, Центральный район,	71,0
73	Тепловые сети от ТК-2 (Т67) до ТК-7 (Т80) (ПК «Луч») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 94 кв	158,0
74	Тепловые сети от ТК-7 до ул.Белорусская,3 (ПК «Луч») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 9 кв	10,0
75	Тепловые сети от ТК-6 до ул.Белорусская,7 (ПК «Луч») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 94 кв	13,0
76	Тепловые сети от ТК-7 к подземной парковке ул.Белорусская,5 (ПК «Луч») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 9 кв	2,0
77	Тепловые сети от ТК-11 до ул.Белорусская,13 (ЗАО «УК ЖКХ») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 94 кв	33,0

№ п/п	Наименование участка	Протяженность в 2-х трубном исчислении., м
78	Тепловые сети от ТК-11 до ТК-10 (ЗАО «УК ЖКХ») г.Тольятти, Центральный район, зона 1 , в 94 кв	30,0
79	Тепловые сети от ТК-4 (Т70) до ТК-11 (ЗАО «УК ЖКХ») г.Тольятти, Центральный район, зона 1 , в 94 кв	107,0
80	Тепловые сети от ТК-10 (Т74) до ТК-9а (Т76) (ЗАО «УК ЖКХ») г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 94 кв	52,0
81	Тепловые сети от ТК-1 (Т65) до ул.Ленинградская,15 (ЗАО «УК ЖКХ») г.Тольятти, Центральный район, зона 1 , в 94 кв	16,0
82	Тепловые сети от ТК-1 ул.Комсомольская,62 от ТК-2 ул.Комсомольская,64а (ООО «Центральный рынок») г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 10 кв	8,0
83	Тепловые сети от ТК-12/2 до б-р 50 лет Октября,79 (ЗАО «Центральная СТО») г.Тольятти, Центральный район, в 24 кв	184,0
84	Тепловые сети от ТК-12/4 до б-р 50 лет Октября,75а (ГСК-38 «Вираз») г.Тольятти, Центральный район, в 24 кв	104,0
85	Тепловые сети от гл.врезки до здания ул.Новозаводская,51 (МУП «Спецкомбинат ритуальных услуг») г.Тольятти, Центральный район в 22а кв	2,0
86	Тепловые сети от ТК-7 до ул.Комсомольская,52 (Сбербанк) г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 11а кв	56,0
87	Тепловые сети от Т46 до забора и до ТЦ «Алтын» ул.Победы,29 г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 16 кв	175,0
88	Тепловые сети от ТК-12Б (Т227) до ул.Л.Толстого,30 (гостиница «Русь») г.Тольятти, Центральный район, зона 6 , в 157 кв	28,0
89	Тепловые сети от ТК-19 (Т212) до ул.Л.Толстого,22а (ФОК «Северный») г.Тольятти, Центральный район, зона 6,	14,0
90	Тепловые сети от ТК-2 (Т156) до ул.Л.Толстого,7 (ТЦ «Призма») г.Тольятти, Центральный район, зона 6, в 148 кв	32,0
91	Тепловые сети от ТК-1 (Т161) до ул.Л.Толстого,11 г.Тольятти, Центральный район, зона 6 , в 148 кв	16,0
92	Тепловые сети от Т163 до ул.Л.Толстого,15 (ООО «Магазин № 41») г.Тольятти, Центральный район, зона 6, в 148 кв	77,0
93	Тепловые сети от ТК-4 (Т47) до ТК-2 г.Тольятти, Центральный район, зона 1, в 93 кв	53,0
94	Тепловые сети от ТК-2 до д.улРодины,36 г.Тольятти, Центральный район, зона 1 , в 93 кв	11,0
95	Тепловые сети от ТК-2 до Т58 г.Тольятти, Центральный район, зона 1 , в 93 кв	19,0
96	Тепловые сети от ТК-1 (Т230) до д.ул.Ленина,67 г.Тольятти, Центральный район, зона 5, в 83а кв	16,0
97	Тепловые сети от ТК-10а (Т149) до ТК-4 (Т148) г.Тольятти, Центральный район, зона 6 , в 143 кв	72,0
98	Тепловые сети от ТК-4 (Т148) до д.ул.Тимирязева,74 г.Тольятти, Центральный район, зона ,6 в 143 кв	7,0
99	Тепловые сети от ТК-19 (Т212) до Т222 г.Тольятти, Центральный район, зона 6,	117,0
100	Тепловые сети от Т222 до д.ул.Калмыцкой,44,46,48 г.Тольятти, Центральный район, зона 6,	361,0
	ИТОГО:	7 692,0

* Примечание:

Тепловые сети проинвентаризированы в 2012 году по заявке Департамента городского хозяйства (№ 10668-вн/4.1 от 06.03.2012), поставлены на кадастровый учет через портал Росреестра. В настоящее время решается вопрос по определению местоположения. Часть указанных сетей будет включена в реестр муниципальной собственности городского округа Тольятти на основании постановления Верховного Совета РФ от 27.12.1991г. № 3020-1 «О разграничении государственной собственности в Российской Федерации на федеральную собственность, государственную собственность республик в составе Российской Федерации, краев, областей, автономной области, автономных округов, городов Москвы и Санкт-Петербурга и муниципальную собственность».

Т а б л и ц а 105 Перечень бесхозяйных коммуникационных коллекторов Автозаводского района

№ п/п	№ квартала	Адрес	Участок коллектора	Протяженность коллектора	Год ввода в эксплуатацию
1	3б	Ленинский 1 (17)	от Ут-6 до дома	43,68	2008
2	3б	18-Р	от Уз16 до 18-Р	24,80	1982
3	3б	от ЦТП 33	от ЦТП-33 ÷ Уз.17 ÷ Уз.18 ÷ т.А	121,60	
3	4	ЦТП-41	от т.А до ЦТП-41	19,8	1979
4	5	9-Г	от уз-12-2 до 9-Г	135,00	1979
5	5	9-Ц	от Уз12-19 до зд	84,30	1993
6	5	10-Г	от Уз.12-14 до 10-Г		нет данных
7	5	9-Р	от т.Б до ж/д 9-Р	24,00	1984
8	5	9-С	от Уз.54 до ж/д 9-С	30,00	1984
9	5	10-А	от т.Г до 10-А	24,00	1984
10	5	9-В	от т.А до 9-В	23,00	1984
11	5	9-Т	от Уз.53 до 9-Т	28,00	1984
12	5	9-ДС-1(№ 111)	от Уз.12-32 до ДС	79,25	1979
13	5	9-И	от уз-12-26-1 до 9-И	20,00	1984
14	5	10-Д	от Уз.12-16 до 12-6-1 до 12-6-2	98,00	1978
			от Уз.12-6-2 до 10-Д	50,00	
15	5	10-Л	от Уз.12-16-2 до 10-Л	10,00	1973
16	5	9-А	от Уз.12-31 до 9-А	15,00	1978
17	5	10-Ж	от Уз.12-9-1 до 10-Ж	20,00	1978
18	5	10-Н	от 10-Н до Уз.24	34,21	1973
19	5	9-Д	от ЦТП-52 до Уз.52-А-Уз.12-26-1-Уз12-27	377,00	1983
20	5	шк№ 41	от Уз12-15 до шк41	44,30	1984
21	5	шк№ 44	от Уз12-31 до шк44	48,62	1984
22	7	ЦТП-71	от Уз.17-5 до ЦТП-71	3,90	1976
23	8	дом 17-Г	от Уз.3 до Уз.156-2-в	35,20	1987
			от Уз.156-2-в до 17-Г	63,90	
24	8	дом 17-ДМ-2	от Уз.13 до т.39	17,90	1986
25	9	13-И	от Уз.38(78) до 13-И	35,35	1978
26	9	13-А	от ЦТП-95 до Уз.36(76)	216,50	1976
27	9	13-Н	от ЦТП95 до уз.38(78)	158,60	1978
			от Уз.78 до 13-И	42,40	1978
28	10	16-С	от Уз.43 до 16-С		нет данных
29	10	15-Т	от Уз.58 до 15-Т		нет данных
30	10	15-В	от Уз.59 до 15-В		нет данных
31	10	Уз.3 до Уз.2	Уз.3 до Уз.2	251,6	1983
32	10	15-С	от тк до 15-С	41,00	1982
33	10	15-М	от Уз.54а до 15-М	35,00	1982
34	10	15-Н	от Уз.12 до до 15-Н	34,00	1982
35	10	д/с 16-ДС-1 (№ 165)	от Уз.46 до д/с	56,00	1982
36	10	д/с 15-ДС-1 (д/д № 10)	от Уз.51 до д/д	55,50	1978
37	10	15-С	от ЦТП-101 до тк	14,00	1982
38	10	15-К	от ЦТП-101 до 15-К	30,00	1983
39	10)	д/с 16-ДС-2	от Уз.72 до 16-ДС-2	14,90	1980
40	10	ЦТП-101	от 15-И до ЦТП-101	15,00	1982
41	10	15-Н	от Уз.2 до Уз.	168,60	1982
			от Уз.4-уз6-уз9-Уз.12	182,00	1982
42	10	15-М	от Уз.4 - 51- Уз.54а	296,00	1982
43	10	сш 16-Ш-1(№ 71)	от Уз.34 до Уг-2	70,18	1986
44	10	сш 16-ш-2	от 16-Е до тк.34	31,00	1986
			от т.34 до т.А, до 16-ш-2	129,40	
45	10	дом 16-П	от ЦТП 102 до Уз.3(1/3)	51,00	1983
			от Уз.3(1/3) до Уз.3	65,00	
			от Уз.3 до 16-П	25,70	
46	10	дом 16-Н	от Уз.3 до 16-Н	127,00	1983
47	11	4-Б	от тк12 до 4-Б		нет данных
48	11	12	от тк.4 до 12		нет данных

№ п/п	№ квартала	Адрес	Участок коллектора	Протяженность коллектора	Год ввода в эксплуатацию
49	11	15	от тк.11 до 15	нет данных	
50	11	X-3	от ТК-44 до тк.45	67,81	1982
51	11	X-3	от т.тк45 до X-3	57,03	1982
52	11	ДС-1(№ 163)	от Тк.25 до д/с	41,20	1980
53	11	6-А	от ЦТП-111 до тк.5	48,60	1981
			тк5 до 6-А	167,00	1981
54	11	дом 5	от Уз.25(66) до тк-7	172,50	1981
			от тк.7 до тк.12	160,00	
55	11	ЦТП-111	от тк-5 до ЦТП-111	50,00	1982
56	12	дом 23-Т	от Уз.5 до 23-Т	152,87	1982
57	12	24-С	от Уз.5 до т.Б	80,00	1983
			от т.Б до ж/д 24-С		1983
58	12	к 24-С	от Уз.5 до т.А	164,00	1982
59	16	30-М	от Ут.16 до 30-М	нет данных	
60	16	29-РМ	о ЦТП-161 до Ут15 до Ут13-тА	426,00	1990
61	16	29-РМ	от т.А до 29-РМ	26,00	1991
62	16	30-Н-3	от Ут.11(1) до Ут.12	50,00	1991
			от Ут.14 до Ут.16(6)	380,00	
63	16	ЦТП-161	от Ут14 до ЦТП-161	34,00	1991
64	17	36-Я	от Ут.1 до 36-Я	нет данных	
65	17	сш 36-Ш-2	от сущ Ут.4 до т.1	36,00	2000
66	17	36-Е	от Ут.1 до Ут.3	10,00	1999
			от Ут.3 до Ут.4	162,00	
			от Ут.4 до 36-Е	80,00	
67	17	36-Ф	от Ут.12-3в до Ут.3	330,00	1998
			от Ут.3 до ЦТП-173	4,00	
			от ЦТП-173 до Ут.5	105,00	
			от Ут.5 до 36-Ф	59,60	
68	17	36-Б	от Ут.6 до 36-Б	50,00	1992
69	17	ЦТП-172	от Уз.11-3в до Ут.1	104,00	1999
			от Ут.1 до ЦТП-172	20,00	
70	17	36-А	от Ут.4 до Ут.5	28,75	1992
71	17	ЦТП-171	от Ут.5 до ЦТП-171	49,60	1992
72	17	36-М	от Ут.3 до Ут.5	144,50	1999
73	17	36-ТМ	от Ут.5 до Ут.6	100,00	1999
74	17	36-З	от ЦТП-171 до Ут5-Ут6	49,60	1992
75	мжк	от Ут.10 до Ут.23	от Ут.10 до Ут.23	112,50	2004
76	20	Тополиная 9а (34-Х)	от т2 до т1	24,85	2005
77	20	34-Л	от Ут.1 до Ут.2	140,48	1995
			от Ут.2 до 34-Л	20,45	
78	20	34-К	от Ут.3 до Ут.4	38,8	1995
			от Ут.4 до 34-К	17,5	
79	20	34-И	от Ут.4 до Ут.5	35,1	1995
			от Ут5 до 34-И	110,38	
			от Ут5 до 34-И	19,38	
80	20	дом 34-Г	от сущ Ут.9(6) до т.27	13,00	1992
			от т.24 до Ут.9(6)	93,50	
81	20	дом 34-Б	от НО-5 до Ут.5 ч/з Ут.4	142,20	1992
			от Ут.4 до Ут.9(6)	27,50	
			от Ут.5 до НК-8	8,20	
82	20	дом 34-М	от сущ Ут.7 до Ут.8	41,40	1992
83	20	дом 34-А	от сущ Ут.1 до Ут.2	38,20	1993
			от Ут.2 до Ут.7	108,60	
84	20	34-А	от Ут.3 до кр.линии	129,90	
85	20	дом 34-Е	от Ут.11-2в до Ут.1	23,00	1993
			от сущ Уз.17-3-в до Ут.9	199,60	1992
			от Ут.9 до Ут.1 ч/з Ут.11	161,00	
			от Ут.1 до 34-Е	35,30	
86	20	дом 34-Д	от Ут.5 до Ут.6	44,75	1992
			от Ут.6 до НО	53,00	
87	20	дом 35-Н	от сущ Ут.13 до 35-Н	17,30	1995

№ п/п	№ квартала	Адрес	Участок коллектора	Протяженность коллектора	Год ввода в эксплуатацию
88	20	дом 35-Л	от сущ Ут.6 до Ут.8	73,00	1995
			от Ут.8 до Ут.9	119,70	
			от Ут.9 до 35-Л	36,70	
89	20	дом 35-И	от Ут.16-3-в(К-1) до Ут.3	138,00	1995
			от Ут.3 до Ут.5	52,30	
			от Ут.5 до Ут.6	86,00	
			от Ут.6 до Уп.18	17,90	
			от Уп.18 до 35-И	4,70	
			от Ут.3 до Ут.10	39,30	
			от Ут.10 до НО-21	72,50	
			между блоками	10,30	
90	20	дом 34-Ж	от сущ Ут.13 до Ут.8	80,30	1995
			от Ут.8 до 34-Ж	9,85	
			от Ут.8 до 34-Ж	102,45	
91	20	дом 34-Н	от сущ Ут.11 до Ут.12	112,10	1996
			от Ут.12 до Ут.13	40,25	1993
			от Ут.13 до т.В	15,20	
92	20	сш 34-Ш-1	от сущ Ут.1 до 34-Ш-1	35,00	1996
93	20	дом 35-Д	от сущ Ут.7 до Ут.8	78,20	1993
			от Ут.8 до 35-Д	36,70	
94	20	дом 35-Б	от Ут.1 до Ут.2	62,40	1993
			от Ут.2 до Ут.3	67,85	
			от Ут.3 до 35-Б	19,00	
95	20	дом 35-В	от Ут.2 до т.А	17,90	1993
			от Ут.3 до Ут.4	134,85	
			от Ут.4 до т.М	26,10	
96	20	дом 35-Г	от сущ Ут.5 до Ут.7	46,20	1992
			от Ут.7 до т.А	13,80	
97	20	дом 35-Е	от НО-21 до Ут.12	75,10	1993
			от Ут.12 до т.3	87,65	
98	20	дом 35-К	от сущ Ут.8 до 35-К	15,5	1997
99	20	дом 35-А	от Ут.12-3-в до Ут.5	114,60	1992
			от Ут.5 до Ут.6	75,60	
			от Ут.6 до т.А	17,00	
100	20	Южное шоссе 33 (35-Т)	от Ут-9 до 35-Т	43,50	1999
101	20	Рябиновый 8 (34-Ю)	от сущ Ут.8 до 34-Ю	83,10	1999
102	21	37-К	от Ут.7 до 37-К	нет данных	
103	21	37-Г	Ут.7(сущ) до 37-Г	68,9	2000
104	21	37-В	от Ут.9 до 37-В	8,5	1998
105	21	дом 37-А	от т.А до Ут.2	93,00	1997
			от Ут.2 до Ут.4	128,00	
			от Ут.4 до Ут.7	36,00	
			от Ут.7 до 37-А	49,00	
			от Ут.4 до Ут.5	30,00	
			от Ут.5 до ЦТП	7,00	
			от Ут.5 до Ут.6	9,00	
106	21	дом 37-Б	от сущ Ут.6 до 37-Б	16,00	1998
			от Ут.6 до 37-Б ч/з Ут.9,10	61,50	
			от Ут.9 до 37-Б	31,70	
107	21	40 лет Победы 6 (37-Д)	от Ут.2 до Ут.1	103,50	2001
			от кр.лин. до Ут.1	103,34	
108	21	40 лет Победы 2 (37-И)	от Ут.3 до Ут.2	56,00	2002
109	СЗЗ	МДП-1, склад хим. реактивов	от ТК-1(КТС 19) до МДП-1	67,46	1996
110	9М	от кр.лин до Уз.75	от тА до Уз.75	150,00	1977
111	19М	3 ввод от Ут.4 до Ут.10	от Уз.7-3-в(4) до Ут.10-3-в	893,00	1998г
112	20М	3 ввод от Ут.10 до	от Ут.16-3-в до Ут.13-3-в	431,00	1997

№ п/п	№ квартала	Адрес кр.линии 21кв	Участок коллектора	Протяженность коллектора	Год ввода в эксплуатацию
			от Ут.13-3-в до Ут.10-3-в	931,00	
113	21М	т/с по Н-21, 21 кв от Ут.13 до Ут.14	3 ввод от Уз.13-3-в до Уз.14-3-в по Н-21	138,00	2002
114	21М	от Уз.14-3-в до кр.линии	от Уз.14-3-в до Уз.15-3-в и кр.лин.	645,00	2001
115	МЗ	т/с по Н-21,19 кв от Уз.7-3в(4) до Ут-7	от Уз.7-3в(4) до Ут-7	538,00	1992
116	МЗ	т/с по Н-25,19 кв от Уз.10-3в до Уз.17-3в	от Уз.10-3в до Уз.17-3в	283,65	1995
ИТОГО:				15 652	

Примечание: ОАО ТЕВИС предложено принять в муниципальную собственность выявленные бесхозные коммуникационные коллекторы. В ДУМИ направлена заявка для включения в план инвентаризации 2014года.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
3. Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (вместе с «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации»).
4. «Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения». Утверждены приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667.
5. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р).
6. Энергетика России, стратегия развития (научное обоснование энергетической политики).
7. Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации до 2030 г. (выпуск 2010 г.).
8. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 года (разработан Минэкономразвития России).
9. РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя».
10. РД 153-34.0-20.507-98 «Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)».
11. СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов».
12. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети». Государственный комитет РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу (Госстрой России). Москва, 2004.
13. ТСН 30-303-2000 МО «Планировка и застройка городских и сельских поселений» приняты и введены в действие распоряжением Минмосoblстроя от 17.12.1999 № 339 в соответствии с постановлением Правительства Московской области от 13.04.1998 № 18/11.
14. ТСН 23-349-2003 Самарской области «Энергетическая эффективность жилых и общественных зданий» Нормативы по энергопотреблению и теплозащите приняты и введены в действие с 01.01.2004 распоряжением Департамента по строительству, архитектуре, жилищно-коммунальному и дорожному хозяйству Администрации Самарской области от 18.08.2003 № 335-р.
15. МДС 41-4.2000 «Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения (практическое пособие к «Рекомендациям по организации учета тепловой энергии и теплоносителей на предприятиях, в учреждениях и организациях жилищно-коммунального хозяйства и бюджетной сферы)». Утверждена приказом Госстроя России от 06.05.2000 № 105.
16. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология». Приняты и введены в действие с 01.01.2000 постановлением Госстроя России от 11.06.1999 № 45. Взамен СНиП 2.01.01-82.
17. Наладка водяных систем централизованного теплоснабжения, Апарцев М.М., Москва, «Энергоатомиздат», 1983 г.
18. Справочник строителя тепловых сетей, С. Е. Захаренко, Ю. С. Захаренко, И. С. Никольский, М. А. Пищиков; Под общ. ред. С. Е. Захаренко. - 2-е изд., перераб. -М.: Энергоатомиздат, 1984 г.
19. Выбор оптимальной схемы энергоснабжения промышленного района: Методические указания / В.В. Бологова, А.Г. Зубкова, О.А. Лыкова, И.В. Мастерова. – М.: Издательство МЭИ, 2006. – 96 с.
20. Инвестиционный паспорт городского округа Тольятти. – Мэрия городского округа Тольятти, 2011. Режим доступа: <http://www.tgl.ru/files/files/pasport.pdf>.