

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор
филиала МЭИ в г. Волжский

_____ Султанов М.М.

« » декабря 2017 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Председатель Комитета по
обеспечению жизнедеятельности
города Волжский

_____ Орлов Ю.В.

« » декабря 2017 г.



«Схема теплоснабжения города Волжский».

Обосновывающие материалы.

Актуализация схемы на 2018 год.

**Волжский
2017 год**

Содержание

Введение	4
Обозначения и сокращения	4
Общая часть	5
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	7
Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	7
Часть 2. Источники тепловой энергии	12
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	32
Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	88
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	90
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	101
Часть 7. Балансы теплоносителя	109
Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	111
Часть 9. Надежность теплоснабжения	114
Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих организаций	120
Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	132
Часть 12. Существующие технические и технологические проблемы в системе теплоснабжения города	139
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	142
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения	190
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	231
Глава 5. Перспективные балансы теплоносителя	236
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	245
Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	260
Глава 8. Перспективные топливные балансы	269
Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	271
Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	273
Глава 11. Решение по определению единой теплоснабжающей организации	281
Список литературы	287
Приложение 1	288
Приложение 2	289
Приложение 3	325

ВВЕДЕНИЕ.

Схема теплоснабжения городского округа – город Волжский Волгоградской области на период с 2013 года до 2028 года (далее по тексту Схема)

Утверждена Постановлением от 06.09.2013 №6696 Администрации городского округа – город Волжский Волгоградской области.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" (далее ПП №154) Схема подлежит ежегодной актуализации.

Настоящая работа выполнена во исполнение требований указанного Постановления и Муниципального контракта от 11.09.2017 №91 «на оказание услуг по актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования городского округа-город Волжский по состоянию на 2018 год».

Целью работы является корректировка действующей Схемы в соответствии с реальной ситуацией сложившейся в городском округе – город Волжский на конец 2017 года.

Объем работы соответствует требованиям п.22 ПП №154.

Заказчик: Администрация города.

Исполнитель: Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ» в г. Волжском.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем отчете применяют следующие сокращения:

ГВС – горячее водоснабжение;

ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;

ЖР – жилой район;

ИТП – индивидуальный тепловой пункт;

МО – муниципальное образование;

ПР – планировочный район;

РТС – район тепловых сетей;

НС – насосная станция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ХВО – химводоочистка;

СЦТ – система централизованного теплоснабжения;

ОСЦТ – объединенная система централизованного теплоснабжения;

ЦТП – центральный тепловой пункт;

ЭМСТ – электронная модель системы теплоснабжения;

ВТЭЦ – Волжская ТЭЦ ООО «Тепловая генерация г. Волжского»;

ВТЭЦ-2 – Волжская ТЭЦ-2 ООО «Тепловая генерация г. Волжского»;

ПТЭ - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;

ОБЩАЯ ЧАСТЬ.

Территория и климат.

Город Волжский – город областного подчинения в Волгоградской области России, второй по величине в области и 60 в списке городов России.

Численность постоянного населения городского округа – город Волжский на 1 января 2017 года согласно данным Росстата составляла 326 055 человека, вместе с Волгоградом образует ядро Волгоградской агломерации, имеющей суммарное население 1 300 000 ÷ 1 400 000 человек.

Волжский расположен на берегу Ахтубы, рукава Волги в двадцати километрах северо-восточнее города Волгограда, находится на важном транспортном пути, соединяющем южные регионы России. Через город проходит железнодорожная линия, соединяющая Россию со странами Средней Азии. Волжский речной порт принимает суда типа «река-море».

Территория города разделена на микрорайоны, квартала с цифровой и с литерной нумерацией. Условно г. Волжский разделен на две части - старую и новую.

Город Волжский является одним из крупнейших промышленных городов Нижнего Поволжья. Основные отрасли промышленности – энергетическая, химическая, металлургическая, машиностроительная (Волжская ГЭС, трубный, подшипниковый, абразивный заводы, объединения химической промышленности являются одними из ведущих предприятий по своим отраслям в России).

Климатические условия г. Волжский характеризуются следующими показателями:

- Климат - континентальный,
- Средняя зимняя температура - (- 5,9) °С,
- Средняя летняя температура - (+22,7) °С;
- Годовое количество осадков - 409 мм.
- Расчетная температура воздуха для проектирования отопления - (-22) °С.
- Продолжительность отопительного периода 176 суток. (4224часов).
- Средняя температура воздуха отопительного периода - (-2,2) °С.

- Средняя температура самого холодного месяца - (-6,5) °С.
- Абсолютная минимальная температура воздуха - (-35) °С.

В соответствии с СП 131.13330.2012 актуализированная версия
СНиП 23-01-99* «Строительная климатология»:

Средняя месячная и годовая температура воздуха в г. Волжский, °С

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	ГОД
Средняя температура наружного воздуха	-6,9	-6,5	-0,3	10,0	16,8	21,4	23,9	22,7	16,3	8,3	1,1	-4,4	8,5

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

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1 В границах города Волжского, свою деятельность осуществляют следующие теплоснабжающие организации:

1. ООО «Тепловая генерация г. Волжского»
2. ООО «Волжские тепловые сети»;
3. МКП «Тепловые сети г. Волжский».

1.1.2 ООО «Тепловая генерация г. Волжского»

Общество с ограниченной ответственностью «Тепловая генерация г. Волжского» создано 1 августа 2016 года.

В состав ООО «Тепловая генерация г. Волжского» входят 2 тепловые электростанций – ВТЭЦ и ВТЭЦ-2.

Установленная тепловая мощность энергообъектов ООО «Тепловая генерация г. Волжского» составляет 2162 Гкал/ч, электрическая - 737 МВт. Основными видами деятельности ООО «Тепловая генерация г. Волжского» являются производство электрической и тепловой энергии тепловыми электростанциями г. Волжского, а также ее реализация потребителям. Ключевая группа потребителей Общества - теплоснабжающие организации.

Вид топлива, используемый на теплоэлектростанциях: природный газ (резервное - топочный мазут).

ВТЭЦ. Строительство станции началось в мае 1959 года. Первый энергоблок был введен в эксплуатацию в декабре 1962 года.

На настоящий момент в состав ТЭЦ входят 7 энергетических котлов, 6 паровых турбин и 2 водогрейных котла. Потребителями электрической мощности, генерируемой ВТЭЦ, являются производственные предприятия и социально-бытовые потребители.

Отпуск тепловой энергии производится с паром и горячей водой. Потребителями тепловой энергии в виде пара являются АО «Волтайр-Пром» (пар 21 кг/см²) и ОАО «ЭКТОС-Волга» (пар 14 кг/см²).

Основным потребителем тепловой энергии в виде горячей воды является население г. Волжский.

ВТЭЦ-2 предназначена для обеспечения тепловой энергией новых производственных мощностей, вводимых в действие на предприятиях Волжского промышленного района, а также жилой застройки города Волжский.

Первый энергоблок Волжской ТЭЦ-2 мощностью 80 МВт был введен в эксплуатацию в 22 июня 1988 года.

В состав ВТЭЦ-2 на настоящий момент входят 3 энергетических котла, 2 турбины и 2 водогрейных котла.

Основным потребителем тепловой энергии в виде пара являются Волжский трубный завод (АО «ВТЗ»).

Основным потребителем тепловой энергии в виде горячей воды является население г. Волжский.

Сведения об установленной электрической и тепловой мощности ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Характеристики ВТЭЦ и ВТЭЦ-2

Установленная мощность		ВТЭЦ	ВТЭЦ-2	ИТОГО	
Электрическая, МВт		497	240	737	
Тепловая, Гкал/ч.	ВСЕГО, в том числе	1217	945	2162	
	в паре	309	195	504	
	в горячей воде, в том числе	908	750	1658	
		<i>от турбин</i>	708	390	1098
		<i>от ПВК</i>	200	360	560

ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 наряду с Волжской ГЭС являются источниками электрической энергии г. Волжский. ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 ориентированы на обеспечение электрической энергией производственных предприятий на территории г. Волжский.

Теплофикационная часть ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 обеспечивает г. Волжский тепловой энергией в виде пара и горячей воды производственных, социальных и жилых потребителей в границах города.

ООО «Тепловая генерация г. Волжского» осуществляет производство тепловой энергии и ее последующую продажу ООО «Волжские тепловые сети», которое распределяет тепловую энергию в виде пара и горячей воды непосредственно потребителям.

Для определения объемов фактически переданной тепловой энергии от ООО «Тепловая генерация г. Волжского» в тепловые сети ООО «Волжские тепловые сети», на трубопроводах установлены приборы учета. Границей раздела балансовой принадлежности являются ограждения территорий ВТЭЦ и ВТЭЦ-2.

1.1.3 ООО «Волжские тепловые сети».

Общество с ограниченной ответственностью «Волжские тепловые сети» (ООО «Волжские тепловые сети») - теплоснабжающее предприятие, работающее в г. Волжский (Волгоградской области):

- Создано 1 июля 2016 года.
- Основная задача предприятия – надежное и качественное обеспечение потребителей тепловой энергией и теплоносителем.
- Ключевые направления деятельности ООО «Волжские тепловые сети»:
 - передача и распределение пара и горячей воды (тепловой энергии и теплоносителя);
 - обеспечение работоспособности тепловых сетей;
 - строительство и реконструкция систем теплоснабжения.

В административной границе города Волжский, частично на балансе организации, и частично в аренде, находятся системы транспорта тепловой энергии от выходных коллекторов ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 до абонентских вводов потребителей.

Расчет платы за фактическое потребление тепловой энергии в виде горячей воды ведется на основании расчетов (для потребителей, не имеющих приборов учета) или по приборам учета, установленным в следующих местах:

- для жилых зданий – в тепловых пунктах;
- для производственных и социально-административных зданий – на границе раздела балансовой принадлежности.

Общая протяженность тепловых сетей ООО «Волжские тепловые сети» составляет 354,5 тр. км (662,733 км). Общая нагрузка подключенных потребителей в горячей воде составляет 807,18 Гкал/ч, подключенная нагрузка в паре – 31 Гкал/ч.

1.1.4 МКП «Тепловые сети г. Волжский»

Муниципальное казенное предприятие «Тепловые сети г. Волжский» городского округа - город Волжский Волгоградской области осуществляет свою деятельность с 17 декабря 2002 года.

На балансе организации находятся 8 котельных небольшой производительности и тепловые сети от котельных, расположенных на территории поселка Краснооктябрьский и поселка Паромный, входящих в состав городского округа город Волжский.

МКП «Тепловые сети г. Волжский» обеспечивает потребителей тепловой энергией и теплоносителем в горячей воде на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Для потребителей тепловой энергии от котельных предприятие является энергоснабжающей организацией.

Плата за потребление тепловой энергии взимается в соответствии с показаниями приборов учета и контроля тепловой энергии. В местах, где общедомовые или поквартирные приборы учета тепловой энергии отсутствуют, потребление тепловой энергии определяется расчетным способом.

На балансе предприятия находится большая часть тепловых сетей в границах жилой и социально-административной застройки п. Краснооктябрьский и п. Паромный. Общая протяженность сетей находящихся на балансе предприятия составляет – 9,813 тр. км в 2-х трубном исчислении (в том числе: в пос. Паромный (котельная школы № 7) - 0,089 км, в пос. Краснооктябрьский - 9,724 км). Общая нагрузка подключенных всех потребителей составляет 9,434 Гкал/ч.

1.1.5 Индивидуальное теплоснабжение

Индивидуальное теплоснабжение – от автономных источников тепловой энергии осуществляется менее чем для 2 % жилой застройки на территории города.

Индивидуальная жилая застройка расположена в северо-западной и юго-западной частях города.

Индивидуальные жилые дома расположены в границах городских кварталов №№ 15, 20, 47, 48, 49. А также в районе п. Краснооктябрьский, п. Паромный.

Основными видами топлива индивидуальной и малоэтажной жилой застройки является газ и уголь. Подключение существующей индивидуальной застройки к сетям централизованного теплоснабжения не планируется.

Зоны действия источников приведены на рисунке 1.

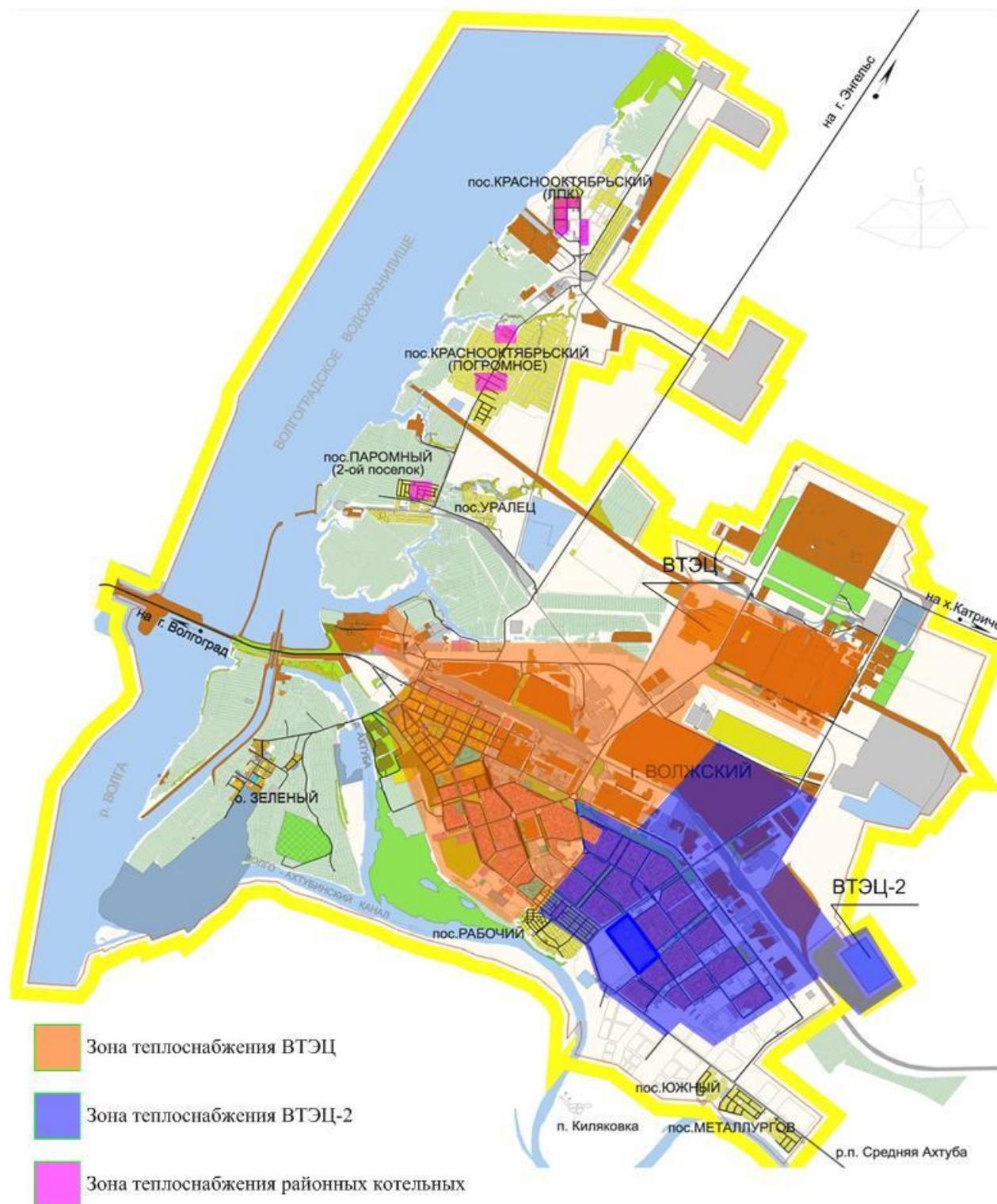


Рисунок 1.
Зоны действия источников теплоснабжения в административных границах города Волжского

Часть 2. Источники тепловой энергии

В данном разделе рассматриваются показатели работы источников тепловой энергии, расположенных на территории г. Волжский.

1.2.1. Структура основного оборудования

ВТЭЦ. Установленная электрическая мощность ВТЭЦ - 497 МВт. Установленная тепловая мощность станции - 1217 Гкал/ч.

ВТЭЦ предназначена для обеспечения электрической и тепловой энергией промзоны г. Волжский, жилых и социальных потребителей, находящихся на территории города. В котельном цехе установлено 6 паровых котлоагрегатов типа ТГМ-84 паропроизводительностью 420 т/час каждый, 1 паровой котлоагрегат БКЗ-420-140НГМ-4 паропроизводительностью 420 т/ч. Все паровые котлы имеют поперечные связи и работают в общий паровой коллектор. Для покрытия пиковых тепловых нагрузок установлены 2 водогрейных котлоагрегата ПТВМ-100 с тепловой производительностью 100 Гкал/ч каждый.

В турбинном цехе установлено 6 турбоагрегатов: 2 турбоагрегата типа ПТ-61(65)-115(130)/13, турбоагрегат Т-48(50)-115(130), 2 турбоагрегата Т-97(100)-115(130), турбоагрегат ПТ-133(135)-115(130)/15. Параметры острого пара котлов: давление – 120 кг/см², температура- 530 °С. Параметры острого пара перед турбинами: давление – 115 кг/см², температура – 525 °С. Из-за неудовлетворительного состояния металла главного паропровода, решением комиссии РАО «ЕЭС России» от 31.12.2002 г. паровые турбины ст. №№ 1-2, 5-8 перемаркированы по параметрам острого пара $P_0=115$ кг/см², $T_0=525$ °С. Суммарная мощность турбоагрегатов – 497 МВт.

Вырабатываемая электрическая энергия поступает в объединенную энергосистему Юга.

Тепловая энергия от станции отпускается потребителям:

- с паром давлением 14 кгс/см², 21 кгс/см² и температурой 230 °С;
- с горячей водой на отопление,
- на собственные и хозяйственные нужды.

Действующий температурный график работы тепловых сетей, присоединенных к ВТЭЦ в г. Волжский 150/70 (со срезкой на 145°C).

ВТЭЦ-2. Установленная электрическая мощность ВТЭЦ-2 - 240 МВт. Установленная тепловая мощность станции - 945 Гкал/ч.

Волжская ТЭЦ-2 возведена на основании приказа № 138-ПС от 22.10.1972 г. Минэнерго СССР для обеспечения тепловой энергией новых производственных мощностей, вводимых в действие на предприятиях Волжского промышленного района, а также жилой застройки города Волжский. В настоящий момент Волжская ТЭЦ-2 обеспечивает теплоснабжение большей части жилого сектора г. Волжский и Волжский трубный завод (ОАО «ВТЗ»). В котельном цехе установлено 3 паровых котлоагрегата типа БКЗ-420-140НГМ-4 номинальной паропроизводительностью 420 т/час каждый; 2 водогрейных котла КВГМ-180-150 с тепловой производительностью 180 Гкал/ч каждый. В турбинном цехе установлено 2 турбоагрегата: ПТ-100/114-130/13 и ПТ-140/165-130/15.

Параметры острого пара с котлов:

- давление – 140 кг/см²,
- температура- 560 °С.

Параметры острого пара перед турбинами:

- давление – 130 кг/см²,
- температура – 555 °С.

Вырабатываемая электрическая энергия поступает в объединенную энергосистему Юга. Тепловая энергия от станции отпускается потребителям:

- с паром 14 кгс/см² и температурой 230 °С;
- с горячей водой на отопление;
- на собственные и хозяйственные нужды.

Действующий температурный график работы тепловых сетей, присоединенных к ВТЭЦ-2 на г. Волжский 150/70 (со срезкой на 145°C).

МКП «Тепловые сети г. Волжский»

МКП «Тепловые сети г. Волжский» функционирует в качестве теплоснабжающей организации с 2004 года для объектов п. Паромный. С

сентября 2009 г. в оперативное управление предприятия были переданы котельные №1, 2, 3, 4, 5, 7, 8 в п. Краснооктябрьский.

Протяженность тепловых сетей: 19,627 км в однострубно́м исчислении.

Количество котельных: 8 ед., общей установленной мощностью 14,455 Гкал/час.

Температурный график работы котельных 95/70 °С.

1.2.2. Параметры установленной мощности теплофикационного оборудования

ВТЭЦ. Параметры установленной мощности теплофикационного оборудования ВТЭЦ приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

На ВТЭЦ установлены 6 паровых турбин, 7 энергетических котлоагрегатов и 2 водогрейных котла.

Таблица 2.

Сведения об установленных турбинах

Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Заводская марка	Завод изготовитель	Установленная электрическая мощность, МВт	Номинальный расход пара, т/ч
1	2002	ПТ-61(65)-115(130)/13	ЛМЗ	61	398
2	1998	ПТ-61(65)-115(130)/13	ЛМЗ	61	398
5	1967	Т-48(50)-115(130)	ТМЗ	48	265
6	1971	Т-97(100)-115(130)	ТМЗ	97	460
7	1972	Т-97(100)-115(130)	ТМЗ	97	460
8	1974	ПТ-133(135)-115(130)/15	ТМЗ	133	750

Таблица 3.

Сведения об установленных энергетических котлоагрегатах

Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Тип котла	Заводская марка	Завод изготовитель	Номинальная производительность, т/ч
1	2007	Однобарабанный	ТГМ-84	ТКЗ	420,0
5	1966	Однобарабанный	ТГМ-84	ТКЗ	420,0
6	1971	Однобарабанный	ТГМ-84	ТКЗ	420,0
7	1972	Однобарабанный	ТГМ-84	ТКЗ	420,0
8	1973	Однобарабанный	ТГМ-84	ТКЗ	420,0
9	1974	Однобарабанный	ТГМ-84	ТКЗ	420,0
10	1985	Однобарабанный	БКЗ-420-140НГМ-4	БКЗ	420,0

Таблица 4.

Сведения об установленных пиковых водогрейных котлах

Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Заводская марка	Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч
6	1975	ПТВМ-100	100
7	1978	ПТВМ-100	100

Таблица 5.

Сведения об установленных подогревателях сетевой воды

Ст. №	Тип	Маркировка	Номинальная тепловая производительность, Гкал/ч	Номинальный расход сетевой воды, т/ч
БО-1-1	Основной	ПСВ-500-3-23	60	1500
БО-2-1	Основной	ПСВ-500-3-23	60	1500
ПБ-1	Пиковый	ПСВ-500-14-23	70	1500
БО-1-2	Основной	БО-550-3м	60	1500
БО-2-2	Основной	БО-550-3м	60	1500
ПБ-2	Пиковый	ПСВ-500-14-23	70	1500
ПСГ-1-5	Основной	ПСГ-1300-3-8-1	55	2000
ПСГ-2-5	Основной	ПСГ-1300-3-8-1	55	2000
ПСГ-1-6	Основной	ПСГ-2300-2-8-1	87,5	3500
ПСГ-2-6	Основной	ПСГ-2300-3-8-2	87,5	3500
ПСГ-1-7	Основной	ПСГ-2300-2-8-1	87,5	3500
ПСГ-2-7	Основной	ПСГ-2300-2-8-2	87,5	3500
ПСГ-1-8	Основной	ПСГ-1300-3-8-1	55	2000
ПСГ-2-8	Основной	ПСГ-1300-3-8-1	55	2000

ВТЭЦ-2. Параметры установленной мощности теплофикационного оборудования ВТЭЦ-2 приведены в таблицах 6, 7, 8, 9.

На ВТЭЦ-2 установлены 2 паровые турбины, 3 паровых энергетических котлоагрегата и 2 водогрейных котла.

Таблица 6.

Сведения об установленных турбинах

Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Заводская марка	Завод изготовитель	Установленная электрическая мощность, МВт	Номинальный расход пара, т/ч
1	1988	ПТ-100/114-130/13	ТМЗ	100	470
2	1991	ПТ-140/165-130/15	ТМЗ	140	788

Таблица 7.

Сведения об установленных энергетических котлоагрегатах

Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Тип котла	Заводская марка	Завод изготовитель	Номинальная производительность, т/ч
1	1988	Однотрубный	БКЗ-420-140 НГМ	БКЗ	420,0
2	1990	Однотрубный	БКЗ-420-140-НГМ	БКЗ	420,0
3	1992	Однотрубный	БКЗ-420-140-НГМ	БКЗ	420,0

Таблица 8.

Сведения об установленных пиковых водогрейных котлах

Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Заводская марка	Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч
1	1985	КВГМ-180-150	180
3	1994	КВГМ-180-150	180

Таблица 9.

Сведения об установленных подогревателях сетевой воды

Ст. №	Тип	Маркировка	Номинальная тепловая производительность, Гкал/ч	Номинальный расход сетевой воды, т/ч
ПБ-1	Пиковый	ПСВ-500-14-23	70	1800
ПБ-2	Пиковый	ПСВ-500-14-23	70	1800
ПСГ-1 ТА-1	Основной	ПСГ-1300-3-8-2	57,5	2300
ПСГ-2 ТА-1	Основной	ПСГ-1300-3-8-2	57,5	2300
ПСГ-1 ТА-2	Основной	ПСГ-1300-3-8-1	57,5	2300
ПСГ-2 ТА-2	Основной	ПСГ-1300-3-8-1	57,5	2300

МКП «Тепловые сети г. Волжский»

Параметры основного оборудования котельных, находящихся на балансе МКП «Тепловые сети г. Волжский», представлены в таблице 10.

Таблица 10.

Сведения об установленном оборудовании

Характеристика систем теплоснабжения	Котельные								
	п. Краснооктябрьский							п. Паромный	
	МК-1	МК-2	МК-3	МК-4	МК-5	МК-7	МК-8	МК школы №7	
Адрес котельной	ул. Северная, 2 "а"	ул. Чапаева 5 "а"	ул. Панфилова, 6 "б"	ул. Ташкентская, 9	ул. Кошевого 1	ул. Кошевого 14 "а"	ул. Калинина, 2 "а"	ул. Плеханова, 10"а"	
Установленные котлы (кол-во, шт.)	"ЗИОСАБ- 1000" (2)	"Stavan -250" (3)	"ЗИОСАБ- 2000" (2)	"ЗИОСАБ- 2000" - (2), "ЗИОСАБ- 1000" - (1)	"Novella" 55RAI (2)	"ЗИОСАБ- 2000" (2)	"Riello RTQ 350" (2)	"Ecomax-12" 1F (2)	
Установленная мощность котельной, Гкал/ч	1,720	0,645	3,440	4,300	0,094	3,440	0,602	0,214	
Состояние, износ котлов, %	100	100	100	100	100	100	100	68	
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	отопление	0,83735	0,30099	2,04272	3,16293	0,01754	1,73096	0,42748	0,11948
	ГВС	0,30010	-	0,24333	-	-	0,25090	-	-
	всего	1,13745	0,30099	2,28606	3,16293	0,01754	1,98186	0,42748	0,11948
Год ввода в эксплуатацию котельной	2002	2002	2002	2002	2003	2002	2003	2002	
Протяжённость тепловых сетей и сетей ГВС (в двух трубном исчислении), м	1617,86	392,90	3922,25	1781,35	-	1828,60	181,50	89,00	
Средний диаметр тепловых сетей, мм.	93	101	80	103	-	107	104	76	
Состояние, износ тепловых сетей, %	70,9	96,8	92,8	100	-	100	100	53,9	

1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Суммарная подключенная нагрузка потребителей тепловой энергии от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 ООО «Тепловая генерация г. Волжского» составляет:

- в горячей воде - 936,3 Гкал/ч;
- в паре – 152,8 Гкал/ч.

Резерв мощности теплоисточников в горячей воде составляет – 465,3 Гкал/ч, в паре – 133,9 Гкал/ч.

Информация о резервах источников приведена в таблице 11.

Таблица 11.

Резервы на источниках

Собственник	Наименование	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Подключенная нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Подключенная нагрузка в паре, Гкал/ч	Резерв мощности в горячей воде, Гкал/ч	Резерв мощности в паре, Гкал/ч
ООО «Тепловая генерация г. Волжского»	ВТЭЦ	1217,0	460,2	121,4	431,6	74,6
	ВТЭЦ-2	945,0	476,1	31,4	33,7	59,3
ИТОГО		2162	936,3	152,8	465,3	133,9

Однако в зоне теплоснабжения от ВТЭЦ-2 присоединенная тепловая нагрузка приближена к максимально допустимой по условию пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды ВТЭЦ-2. Резерв тепловой мощности в горячей воде для ВТЭЦ-2 составляет 33,7 Гкал.

1.2.4. Расход тепловой энергии на собственные нужды

Затраты тепловой энергии на собственные нужды представлены в таблице 12.

Значительную долю тепловой энергии потребляемой на собственные нужды потребляет водоподготовка. Тепловая энергия в виде пара и горячей воды используется на подогрев исходной холодной воды для подпитки паровых котлов и тепловых сетей, а также используется на прочие хозяйственные нужды.

Таблица 12.

Собственные нужды

Год	Годовая выработка, тыс. Гкал	Расход тепла на собственные нужды, тыс. Гкал	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	Расход тепла на собственные нужды в процентном соотношении, %
ООО «Тепловая генерация г. Волжского» ВТЭЦ-2				
2014	1171,091	0,820	1170,271	0,07
2015	1071,463	0,857	1070,606	0,08
2016	1091,844	0,873	1090,971	0,08
ООО «Тепловая генерация г. Волжского» ВТЭЦ				
2014	1375,546	1,100	1374,446	0,08
2015	1287,037	1,030	1286,007	0,08
2016	1334,289	0,934	1333,355	0,07
ООО «Волжские тепловые сети»				
2014	2103,193*	0,547	1663,019	0,03
2015	1916,963*	0,115	1640,181	0,01
2016	1939,958*	0,000	1588,181	0,00
МКП "Тепловые сети г. Волжский"				
2014	36,780	1,06	29,679	2,9
2015	33,040	1,03	26,115	3,1
2016	26,303	0,82	20,837	3,1

* - для ООО «Волжские тепловые сети» - величина покупки тепловой энергии с коллекторов теплоисточников ООО «Тепловая генерация г. Волжского»

1.2.5. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника ВТЭЦ и ВТЭЦ-2.

Для тепловых сетей г. Волжского с открытым горячим водоразбором принято качественное регулирование по скорректированному температурному графику работы тепловых сетей, присоединенных к ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 150-70 °С, (со срезкой 145 °С). Расчетная температура наружного воздуха (-22) °С.

Режим работы теплофикационного оборудования ТЭЦ организуется в соответствии с заданием диспетчера ООО «Волжские тепловые сети». Температура сетевой воды в подающих трубопроводах соответствует утвержденным для системы теплоснабжения температурным графикам и задается по усредненной

температуре наружного воздуха за промежуток времени в пределах 12 - 24 ч, определяемый диспетчером тепловой сети в зависимости от климатических условий и других факторов согласно п. 4.11.1 ПТЭ.

Регулирование отпуска тепловой энергии в виде горячей воды осуществляется качественным способом. Качественное регулирование предполагает изменение температуры теплоносителя без изменения расхода.

В таблице 13 представлены расчетные температуры подающего и обратного трубопроводов при различных температурах наружного воздуха и различной скорости ветра.

Графическое изображение таблицы 13, представлено на рисунке 2.

Таблица 13.

Температурный график тепловых сетей присоединенных к ВТЭЦ и ВТЭЦ-2

Тн.в.	Т1	Т2	Температура теплоносителя в подающем трубопроводе с поправкой на ветер, °С								
			Скорость ветра, м/с								
			10	12	14	16	18	20	22	24	26
8	70	45									
7	70	44									
6	70	44									
5	70	43									
4	70	42							71	72	73
3	70	41				71	72	73	74	75	76
2	72	42	72	73	74	75	76	77	78	79	80
1	75	44	75	76	77	78	79	80	82	83	84
0	78	45	78	79	81	82	83	84	85	86	87
-1	81	46	81	83	84	85	86	88	89	90	91
-2	84	47	85	86	87	88	90	91	92	93	95
-3	87	48	88	89	90	92	93	94	96	97	99
-4	90	49	91	92	94	95	96	98	99	100	102
-5	93	50	94	95	97	98	100	101	103	104	105
-6	96	51	97	99	100	101	103	105	106	108	109
-7	99	53	100	102	103	105	106	108	110	111	112
-8	102	54	103	105	106	108	110	111	113	114	116
-9	105	55	106	108	110	111	113	115	116	118	119
-10	108	56	109	111	113	115	116	118	120	121	123
-11	111	57	112	114	116	118	120	121	123	125	127
-12	114	58	115	117	119	121	123	125	126	128	130
-13	116	59	118	120	122	124	126	128	130	132	134
-14	119	60	121	123	125	127	129	131	133	135	137
-15	122	61	124	126	128	130	132	134	136	138	140
-16	125	62	127	129	131	133	135	137	139	142	144
-17	128	63	130	132	134	137	139	141	143	145	
-18	131	64	133	135	137	140	142	144			
-19	133	64	136	138	140	143	145				
-20	136	65	139	141	144						
-21	139	66	142	144							
-22	142	67	145								
-23	144	68									
-24	145	68									
-25	145	68									

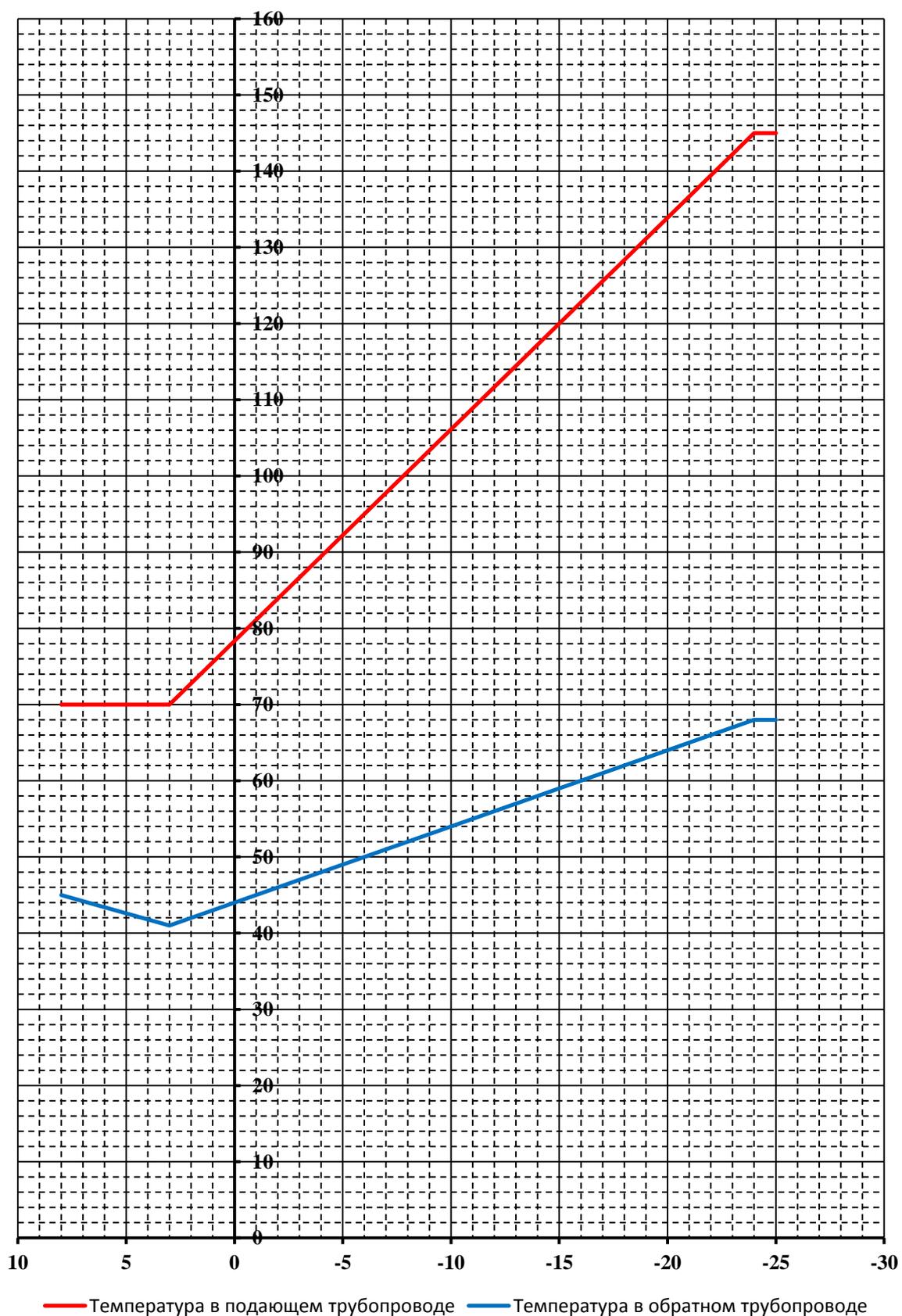


Рисунок 2.

Температурный график работы тепловых сетей, присоединенных к ВТЭЦ и ВТЭЦ-2

МКП «Тепловые сети г. Волжский»

В системах теплоснабжения от котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский» принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Горячее водоснабжение от котельных п. Паромный и котельных №№ 2, 4, 5, 8 отсутствует. Горячее водоснабжение от котельных №№ 1, 3, 7 осуществляется по четырехтрубной схеме через теплообменники, установленные в котельной. Для котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский» принят температурный график работы источников 95/70 °С.

В таблицах 14, 15, 16 представлены расчетные температуры подающего и обратного трубопроводов при различных температурах наружного воздуха.

Графическое изображение таблиц 14, 15, 16 представлено на рисунках 3, 5, 6.

Таблица 14.

Температурный график тепловых сетей присоединенных к котельных № 1, 3, 7 (с ГВС) п. Краснооктябрьский

Температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
+8	40,9	35,1
+7	42,8	36,4
+6	44,7	37,7
+5	46,5	39,0
+4	48,3	40,2
+3	50,1	41,4
+2	51,9	42,6
+1	53,7	43,8
0	55,4	44,9
-1	57,1	46,0
-2	58,8	47,1
-3	60,5	48,2
-4	62,2	49,3
-5	63,8	50,4
-6	65,4	51,4
-7	67,0	52,4
-8	68,6	53,4
-9	70,2	54,5
-10	71,9	55,6
-11	73,5	56,6
-12	75,1	57,6
-13	76,7	58,6
-14	78,3	59,6
-15	79,8	60,6
-16	81,3	61,6
-17	82,8	62,6
-18	84,3	63,6
-19	85,8	64,5
-20	87,5	65,4
-21	89,0	66,3
-22	90,5	67,2
-23	92,0	68,1
-24	93,5	69,0
-25	95,0	70,0

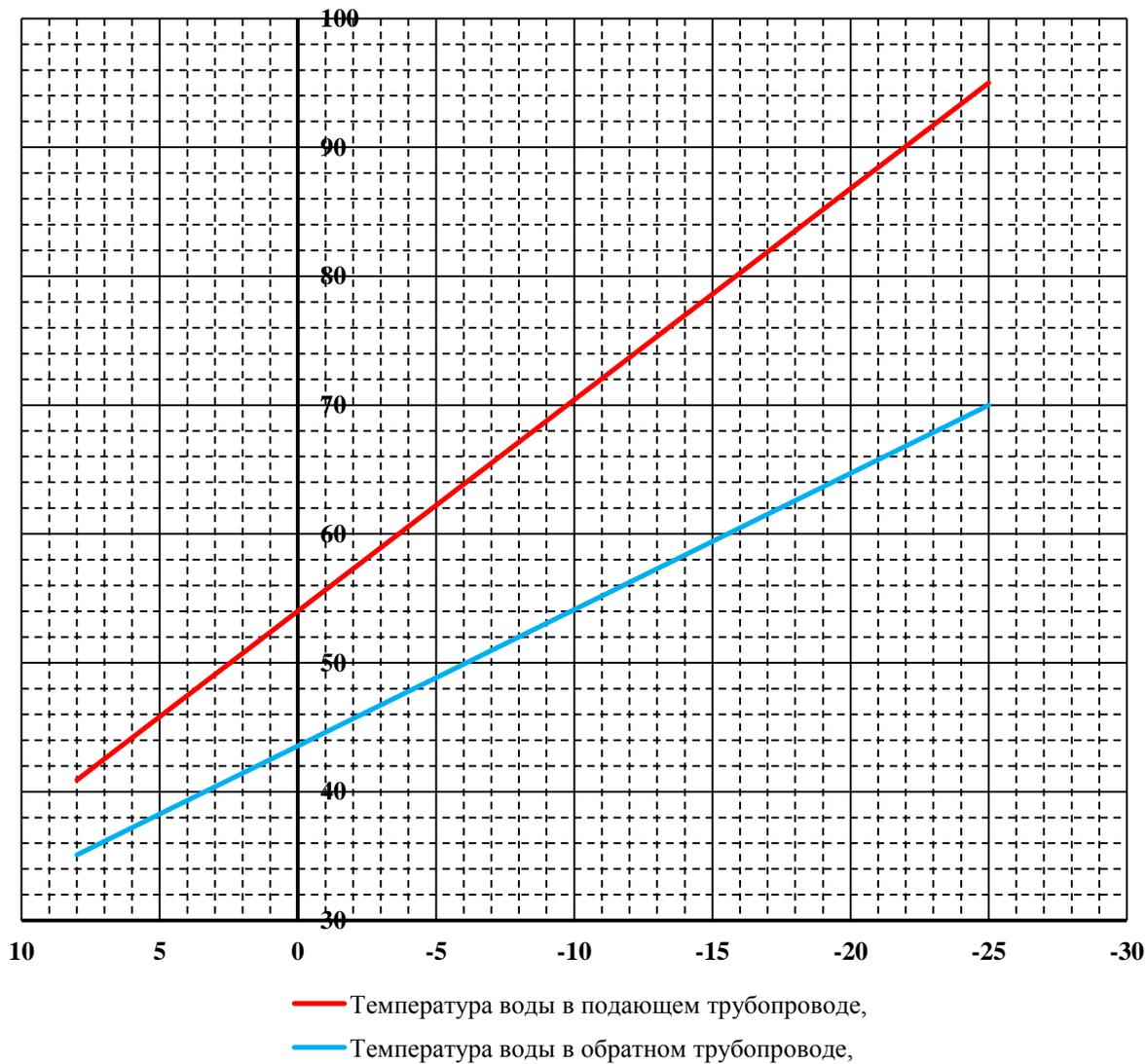


Рисунок 3.
Температурный график тепловых сетей присоединенных к котельным № 1, 3, 7 (с ГВС) п. Красноярский

Таблица 15.

Температурный график тепловых сетей присоединенных к котельным № 1, 3, 7 (без ГВС) п. Краснооктябрьский

Температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
+8	40,9	35,1
+7	42,8	36,4
+6	44,7	37,7
+5	46,5	39,0
+4	48,3	40,2
+3	50,1	41,4
+2	51,9	42,6
+1	53,7	43,8
0	55,4	44,9
-1	57,1	46,0
-2	58,8	47,1
-3	60,5	48,2
-4	62,2	49,3
-5	63,8	50,4
-6	65,4	51,4
-7	67,0	52,4
-8	68,6	53,4
-9	70,2	54,5
-10	71,9	55,6
-11	73,5	56,6
-12	75,1	57,6
-13	76,7	58,6
-14	78,3	59,6
-15	79,8	60,6
-16	81,3	61,6
-17	82,8	62,6
-18	84,3	63,6
-19	85,8	64,5
-20	87,5	65,4
-21	89,0	66,3
-22	90,5	67,2
-23	92,0	68,1
-24	93,5	69,0
-25	95,0	70,0

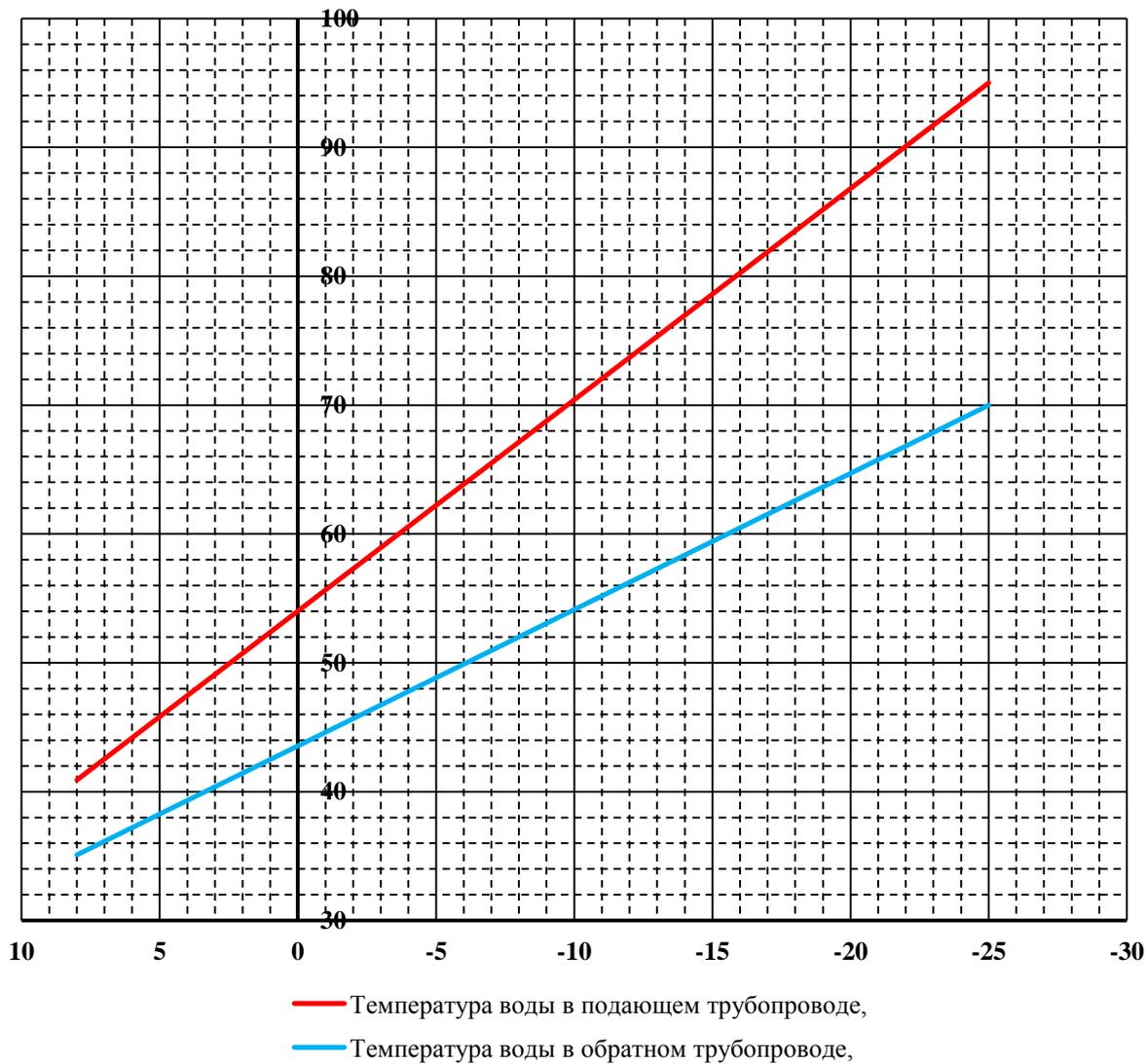


Рисунок 4.

Температурный график тепловых сетей присоединенных к котельным № 1, 3, 7 (без ГВС) п. Красноярский

Таблица 16.

Температурный график тепловых сетей присоединенных к котельной школы №7
(без ГВС) п. Паромный.

Температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
+8	40,9	35,1
+7	42,8	36,4
+6	44,7	37,7
+5	46,5	39,0
+4	48,3	40,2
+3	50,1	41,4
+2	51,9	42,6
+1	53,7	43,8
0	55,4	44,9
-1	57,1	46,0
-2	58,8	47,1
-3	60,5	48,2
-4	62,2	49,3
-5	63,8	50,4
-6	65,4	51,4
-7	67,0	52,4
-8	68,6	53,4
-9	70,2	54,5
-10	71,9	55,6
-11	73,5	56,6
-12	75,1	57,6
-13	76,7	58,6
-14	78,3	59,6
-15	79,8	60,6
-16	81,3	61,6
-17	82,2	62,6
-18	84,3	63,6
-19	85,8	64,5
-20	87,5	65,4
-21	89,0	66,3
-22	90,5	67,2
-23	92,0	68,1
-24	93,5	69,0
-25	95,0	70,0

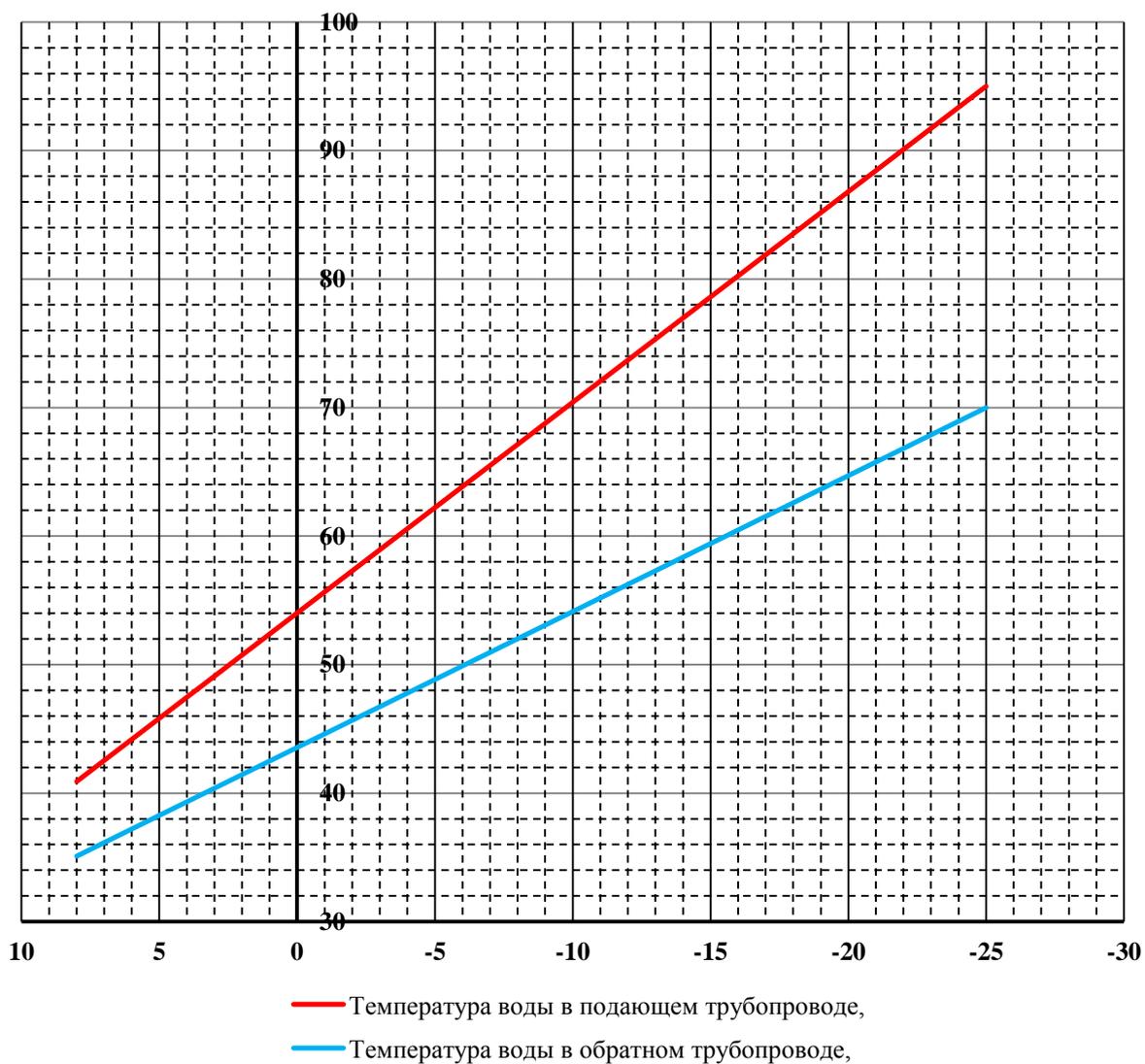


Рисунок 5.

**Температурный график тепловых сетей присоединенных к котельной школы №7
(без ГВС) п. Паромный.**

1.2.6. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети ВТЭЦ и ВТЭЦ-2

Определение объема фактически отпущенной тепловой энергии осуществляется на основании показаний приборов учета тепловой энергии. На станциях имеются как коммерческие приборы учета, так и технические. Все коммерческие приборы учета проходят периодические поверки. Каждый прибор смонтирован в соответствии с согласованным проектом. Перечень и характеристики установленных приборов учета представлены в таблице 17. Расчет между поставщиком тепловой энергии и потребителями осуществляется по показаниям приборов.

Таблица 17.
Характеристика приборов учета тепловой энергии ВТЭЦ и ВТЭЦ-2.

№ п/п	Место установки	Дата поверки ИК ФБУ ВЦСМ	Наличие акта периодической поверки УУ (дата)	Примечание
ВТЭЦ				
1	Сетевая вода на город Ø 1200 (прямая)	15.10.15 г.	07.11.17.	Коммерческий УУ
2	Сетевая вода с города Ø 1200 (обратная)	15.10.15 г.	07.11.17	Коммерческий УУ
3	Сетевая вода на город Ø 800 (прямая)	17.10.14 г.	20.10.17	Коммерческий УУ
4	Сетевая вода с города Ø 800 (обратная)	17.10.14 г.	20.10.17	Коммерческий УУ
5	Конденсат с ОАО «ВАКЗ» (возврат и сброс)	Не используется	Не используется	Не используется
6	Конденсат с ОАО "ЭКТОС-Волга" (возврат)	Не требуется	20.10.17	Коммерческий УУ
7	Пар на ОАО «ЭКТОС-Волга»	Согласно проекта не проверялся	Отсутствует	Технический УУ коммерческий трубопровод ОАО "ЭКТОС-Волга"
8	Пар 1,4 МПа (левый)	Не используется	Не используется	Не используется
9	Пар 1,4 МПа (правый)	Не используется	Не используется	Не используется
10	Пар 2,1 МПа на АО "Волтайр-Пром" (левый)	18.10.16 г.	21.11.17	Коммерческий УУ
11	Пар 2,1 МПа на АО "Волтайр-Пром» (правый)	18.10.16 г.	21.11.17	Коммерческий УУ
12	Сетевая вода на АО "Волтайр-Пром» (прямая)	18.10.16 г.	21.11.17	Коммерческий УУ
13	Сетевая вода с АО "Волтайр-Пром» (обратная)	18.10.16 г.	21.11.17	Коммерческий УУ
14	Сетевая вода на ООО "Овощевод"	Не используется	Не используется	Не используется
ВТЭЦ-2				
15	Сетевая вода на город Ø 1200 (прямая)	30.09.2015	26.10.17	Коммерческий УУ
16	Сетевая вода с города Ø 1200 (обратная)	30.09.2015	26.10.17	Коммерческий УУ
17	Сетевая вода на город Ø 500	не требуется	14.08.17	Коммерческий УУ
18	Сетевая вода на ВТЗ Ду700	30.09.2015	до 28.10.16 г.	Коммерческий УУ
19	Сетевая вода с ВТЗ Ду700	30.09.2015	до 28.10.16 г.	Коммерческий УУ
20	Расход пара на ВТЗ	30.09.2015	26.10.17	Коммерческий УУ

МКП «Тепловые сети г. Волжский»

На котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский» определение объема фактически отпущенной тепловой энергии осуществляется на основании показаний коммерческих приборов учета тепловой энергии.

Перечень и характеристики установленных приборов учета представлены в таблице 18. Расчет между поставщиком тепловой энергии и потребителями осуществляется по показаниям приборов.

Таблица 18.

Характеристика приборов учета тепловой энергии МКП "Тепловые сети г. Волжский"

№ п/п	Место установки	Дата проверки	Наличие акта допуска УУ	Примечание
1	п. Краснооктябрьский, от МК-1	06.12.2016	до 05.12.2020	Коммерческий УУ
2	п. Краснооктябрьский, от МК-2	06.12.2016	до 05.12.2020	Коммерческий УУ
3	п. Краснооктябрьский, от МК-3	06.12.2016	до 05.12.2020	Коммерческий УУ
4	п. Краснооктябрьский, от МК-4	15.12.2016	до 14.12.2020	Коммерческий УУ
5	п. Краснооктябрьский, от МК-5	15.12.2016	до 14.12.2020	Коммерческий УУ
6	п. Краснооктябрьский, от МК-7	15.12.2016	до 14.12.2020	Коммерческий УУ
7	п. Краснооктябрьский, от МК-8	28.12.2016	до 28.12.2020	Коммерческий УУ
8	п. Паромный, МК школы № 7	06.12.2016	до 05.12.2020	Коммерческий УУ

Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.

1.3.1 Описание структуры тепловых сетей.

Теплоснабжение многоэтажной жилой, административно-деловой, социальной и промышленной застройки осуществляется централизованно от двух ТЭЦ, расположенных в северо-восточной части города.

ООО «Тепловая генерация г. Волжского», как генерирующая организация, на чьем балансе находятся ТЭЦ, продает вырабатываемую тепловую энергию ООО «Волжские тепловые сети» и прочим потребителям. Тепловая энергия от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 транспортируется потребителям по паровым и водяным сетям, находящимся в аренде или на балансе ООО «Волжские тепловые сети».

С целью обеспечения потребителей жилой застройки г. Волжского горячим водоснабжением надлежащего качества в 2012 году на основании Постановления администрации городского округа – город Волжский №3046 от 27.04.2017г. введен циркуляционный режим подачи тепловой энергии в межотопительный период.

Переход на снабжение потребителей г. Волжского горячей водой в циркуляционном режиме является одним из основных требований, обозначенных в выводах к Техническому отчету Роскоммунэнерго «Разработка мероприятий по наладке системы горячего водоснабжения г. Волжского на межотопительный период».

Система теплоснабжения г. Волжского – открытая с непосредственным водоразбором сетевой воды на нужды горячего водоснабжения. Регулирование отпуска тепловой энергии – центральное качественное, путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе.

Тепловые сети многокольцевые, разветвленные, тупиковые, 2- трубные и от ЦТП: 3-х и 4-х трубные.

Отпуск тепловой энергии от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 в сетевой воде осуществляется по температурному графику работы тепловых сетей 150 – 70°C (со срезкой на 145°C); пар отпускается с температурой 230°C ±5%. Расчетная температура наружного воздуха – (– 22) °C.

На территории г. Волжский в эксплуатации находится 31 центральный тепловой пункт (далее ЦТП), предназначенный для управления режимами теплопотребления, трансформации и регулирования параметров теплоносителя. Все ЦТП находятся в аренде ООО «Волжские тепловые сети».

Систему теплоснабжения г. Волжского можно условно разделить на две независимых системы. Точками раздела тепловых сетей, относящихся к ВТЭЦ и ВТЭЦ-2, являются задвижки 6ПС-1, 6ОС-2.

Теплоснабжение малоэтажной многоквартирной и части индивидуальной жилой застройки в п. Паромный, п. Краснооктябрьский осуществляется от котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский».

Большая часть тепловых сетей МКП «Тепловые сети г. Волжский» находится в оперативном управлении организации.



Рисунок 6.
Схема централизованного теплоснабжения от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2

1.3.2 Параметры тепловых сетей

Общая протяженность водяных тепловых сетей на территории муниципального образования – город Волжский составляет 682359,82 п. м (в однострубно́м исчислении), материальная характеристика – 59 299 м².

Тепловые сети находятся на балансе ООО «Волжские тепловые сети» и МКП «Тепловые сети г. Волжский». Соотношение длин тепловых сетей представлено в таблице 19 и на рисунке 7.

Таблица 19.

Протяженность водяных тепловых сетей

Протяженность тепловых сетей, п.м (в одностороннем исчислении)			В процентном соотношении, %	
Всего	ООО «Волжские тепловые сети»	от котельных МКП "Тепловые сети"	ООО «Волжские тепловые сети»	от котельных МКП "Тепловые сети"
682 359,82	662 732,9	19 626,92	97,12	2,88

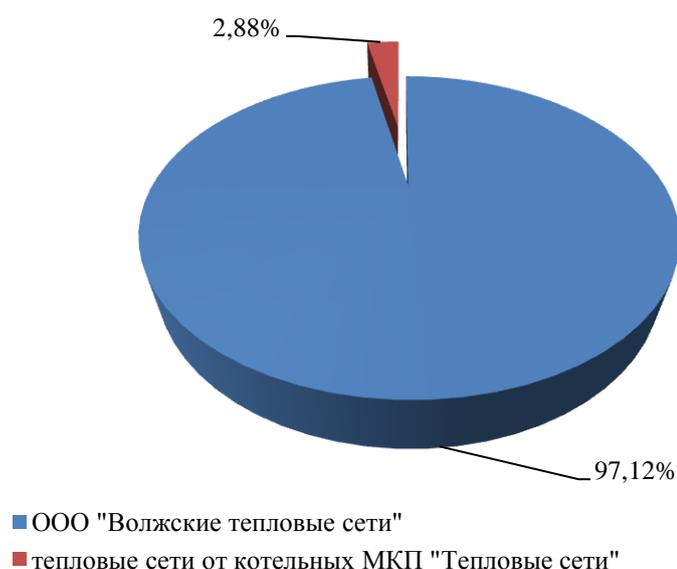


Рисунок 7.

Соотношение длин тепловых сетей

На долю ООО «Волжские тепловые сети» приходится более 97% тепловых сетей на территории городского округа. Сети предприятия обеспечивают теплоснабжение многоэтажной жилой застройки, административно-бытовой и социальной застройки, а также промышленности на территории города.

Тепловые сети от котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский» транспортируют тепловую энергию от котельных предприятия до потребителей. Тепловые сети расположены в зоне малоэтажной и индивидуальной застройки п. Краснооктябрьский и п. Паромный.

Тепловые сети ООО «Волжские тепловые сети».

Протяженность водяных сетей ООО «Волжские тепловые сети» различного диаметра в зависимости от года прокладки, представлена в таблице 20.

Графическое изображение данных таблицы, представлено на рисунке 8.

Таблица 20.

Характеристики тепловых сетей ООО «Волжские тепловые сети».

Условный диаметр, Ду, мм	Протяженность сетей, п.м. (в однотрубном исчислении)					в процентном соотношении, %			
	до 1988г.	1989-1997гг.	1998-2003гг.	после 2003г.	Итого	до 1988г.	1989-1997г.	1998-2003г.	после 2003г.
50 и менее	18 550,7	19 131,9	11 492,3	6 180,8	55 355,7	33,5	34,6	20,8	11,2
70	26 777,0	29 840,1	19 924,0	7 929,9	84 471,0	31,7	35,3	23,6	9,4
80	26 722,0	42 858,9	21 453,4	11 514,1	102 548,4	26,1	41,8	20,9	11,2
100	33 859,0	42 811,9	26 223,2	8 718,4	111 612,5	30,3	38,4	23,5	7,8
125	9 133,0	13 004,4	5 869,5	7 343,3	35 350,2	25,8	36,8	16,6	20,8
150	16 910,7	25 759,0	16 626,8	4 160,9	63 457,4	26,6	40,6	26,2	6,6
200-300	17 801,2	30 557,6	19 690,0	20 276,3	88 325,1	20,2	34,6	22,3	23,0
350-500	13 248,0	21 111,3	8 206,0	19 669,4	62 234,7	21,3	33,9	13,2	31,6
более 500	16 934,4	13 769,6	8 007,9	20 666,2	59 378,0	28,5	23,2	13,5	34,8
Всего	179 936,0	238 844,6	137 493,0	106 459,2	662 732,9	27,2	36,0	20,7	16,1

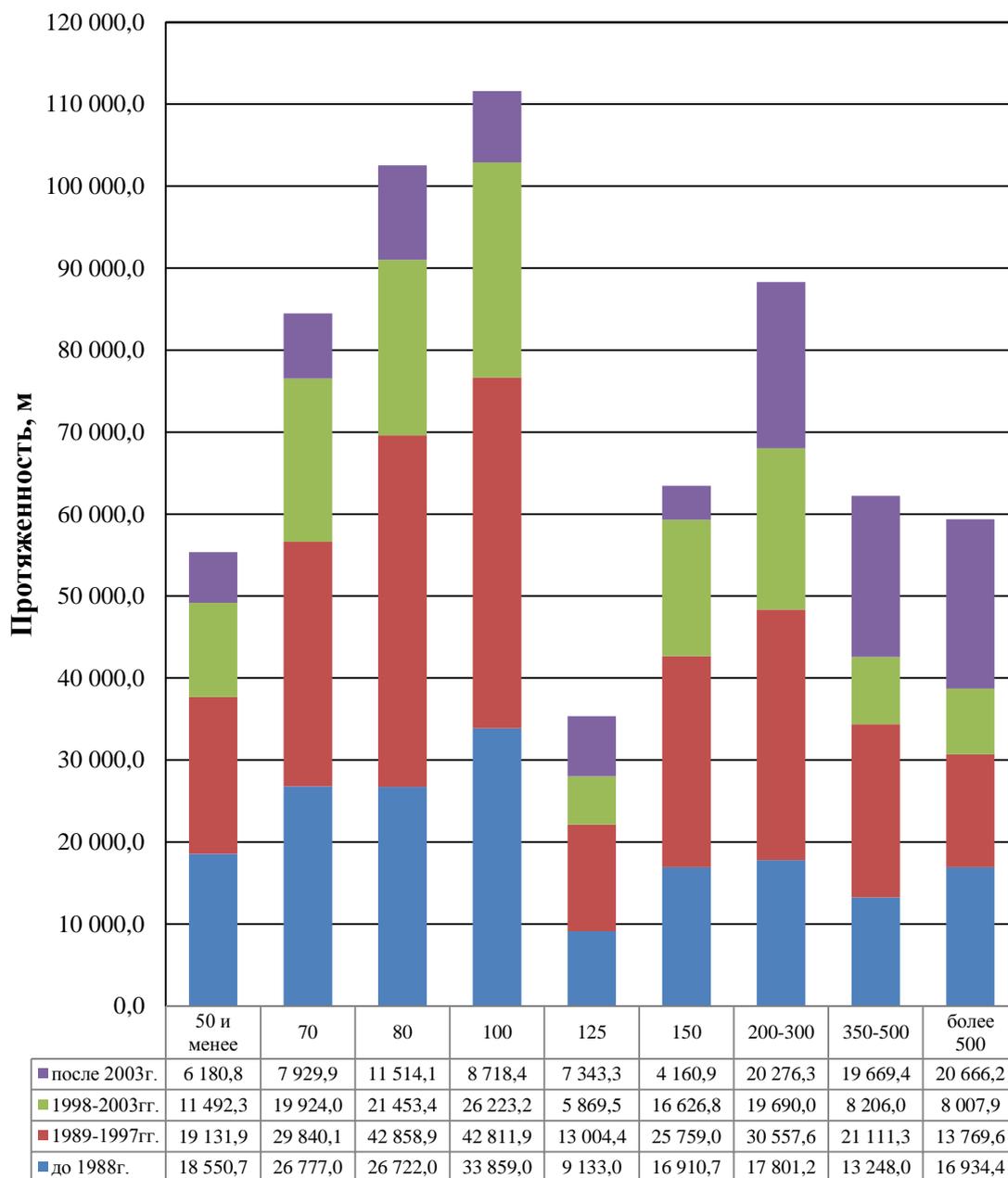


Рисунок 8.
Распределение длин трубопроводов различных диаметров ООО «Волжские тепловые сети» от года прокладки

27,15% тепловых сетей введены в эксплуатацию до 1988 года. С 1989 до 1997 года проложено 36,04% тепловых сетей. В период с 1998 до 2003 года переложено около 20,75% теплосетей, в основном по причине невозможности дальнейшей эксплуатации. В настоящее время происходит плановое обновление тепловых сетей, доля сетей введенных в эксплуатацию после 2003 года составляет 16,1%. Преимущественно, перекалываются магистральные сети. Доля относительно новых магистральных сетей, переложенных после 2003 года, составляет 9,1-28,9 %.

Внутриквартальные сети перекадываются чрезвычайно ограничено. Доля внутриквартальных сетей, введенных в эксплуатацию до 1998 года, составляет до 19,9 - 29,1 %. Перекадка внутриквартальных сетей требует большого объема капитальных вложений.

На территории города принят преимущественно подземный способ прокладки теплосетей.

Надземная прокладка характерна только для магистральных трубопроводов, и тепловых сетей в промышленной части города.

Данные по протяженности тепловых сетей, в зависимости от способа прокладки, представлены в таблице 21 и на рисунке 9.

Тепловые сети, введенные в эксплуатацию до 1998 года, теплоизолированы минераловатными плитами. Современная изоляция из пенополиуретана характерна только для сетей, введенных в эксплуатацию после 2003 года.

На магистральных сетях больших диаметров, установлены П-образные и сальниковые компенсаторы. Для сетей средних диаметров, в основном применяются «П» - образные компенсаторы.

Таблица 21.

Способы прокладки ТС ООО «Волжские тепловые сети»

Условный диаметр, Ду, мм	Протяженность сетей, п.м. (в однострубном исчислении)				
	Канальная	Бесканальная	Надземная	Подвальная	Итого
50 и менее	33 616,1	387,0	1 630,0	19 722,6	55 355,7
70	38 396,1	541,1	1 678,0	43 855,8	84 471,0
80	43 250,4	1 045,7	4 098,0	54 154,3	102 548,4
100	53 894,5	567,6	6 708,0	50 442,4	111 612,5
125	17 179,6	1 925,9	1 621,0	14 623,7	35 350,2
150	37 760,4	395,2	6 188,0	19 113,8	63 457,4
200-300	61 855,5	8 899,6	12 390,0	5 180,0	88 325,1
350-500	12 928,0	23 446,7	25 860,0	0	62 234,7
более 500	0	12 003,0	47 375,0	0	59 378,0
Всего	298 880,5	49 211,8	107 548,0	207 092,6	662 732,9

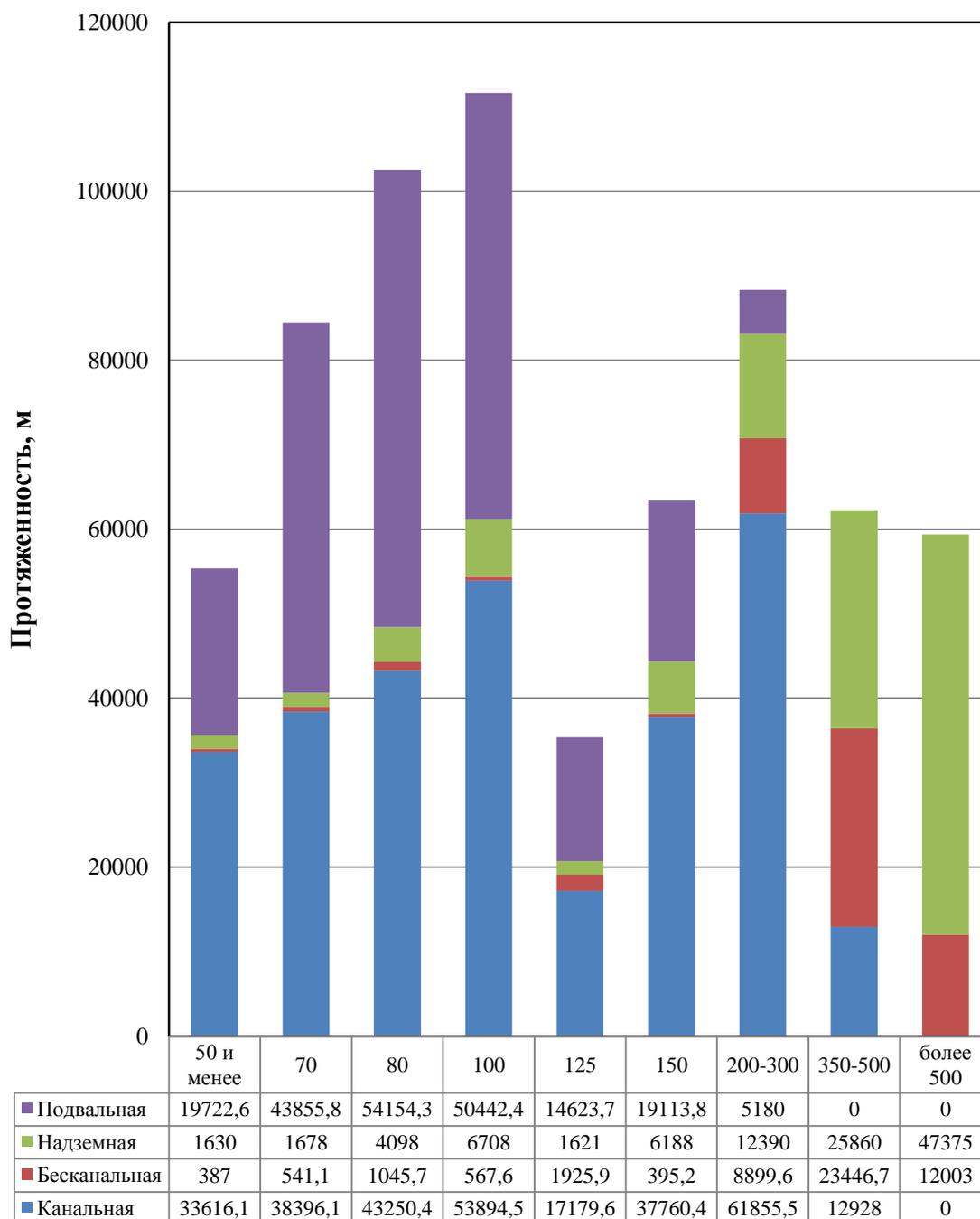


Рисунок 9.
Распределение типов прокладки ТС ООО «Волжские тепловые сети» в зависимости от Ду трубопровода

Тепловые сети МКП «Тепловые сети г. Волжский»

Протяженность сетей МКП «Тепловые сети г. Волжский» различного диаметра в зависимости от года прокладки, представлена в таблице 22. Тепловые сети, по большей части, находятся в оперативном управлении у предприятия. Графическое изображение данных таблицы, представлено на рисунке 10.

Таблица 22.

Характеристики тепловых сетей МКП «Тепловые сети г. Волжский»

Условный диаметр, Ду, мм	Протяженность сетей, п.м. (в однострубном исчислении)				в процентном соотношении, %		
	до 2008 г.	2008-2016 гг.	2017 г.	Итого	до 2008 г.	2008-2016 гг.	2017 г.
50 и менее	3672,15	2131,2	444,51	6247,86	58,77	34,11	7,11
70	1997,47	281	375	2653,48	75,28	10,59	14,13
80	2138,94	470	240,73	2849,68	75,06	16,49	8,45
100	3263,69	96	375	3734,7	87,39	2,57	10,04
125	1769,43	0	0	1769,44	100,00	0	0
150	2208,5	0	0	2208,5	100,00	0	0
200	163,3	0	0	163,3	100,00	0	0
Всего	15213,48	2978,2	1435,24	19626,92	77,51	15,17	7,31

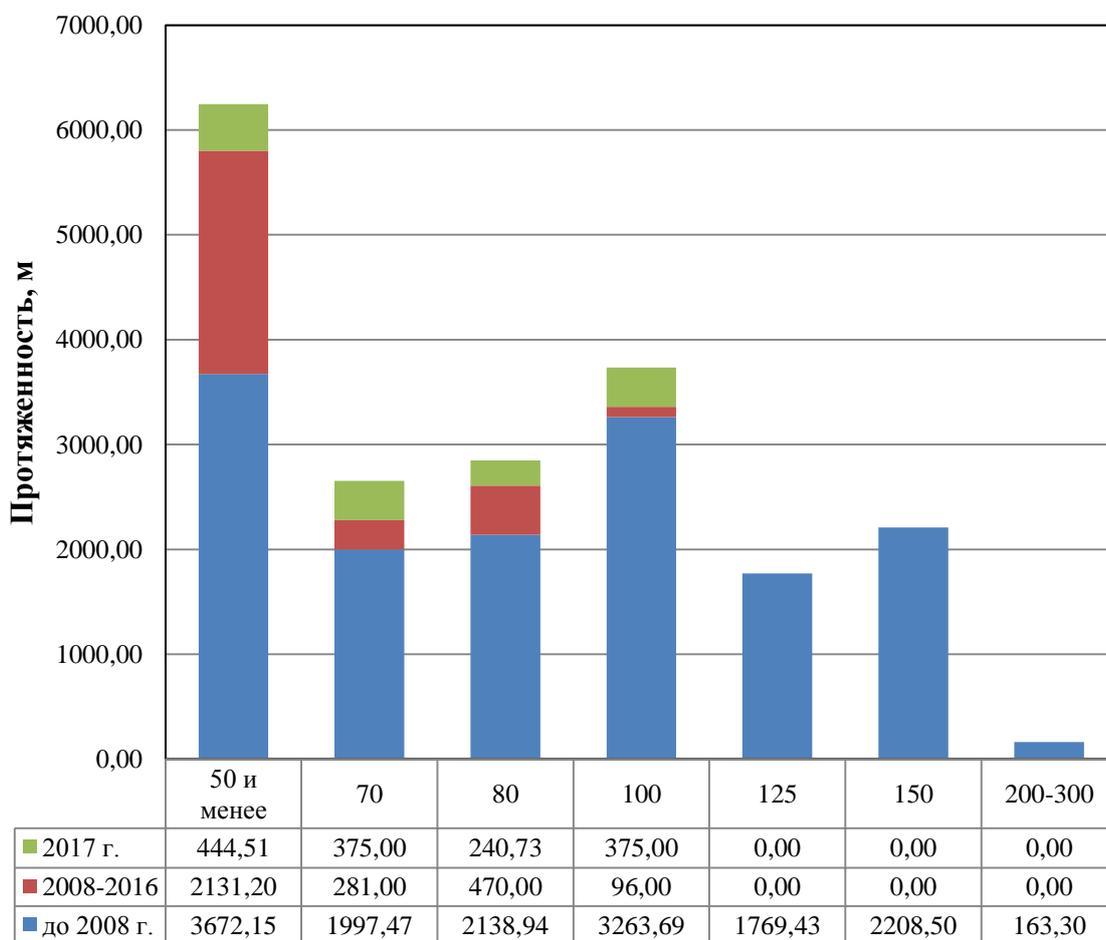


Рисунок 10.

Распределение длин трубопроводов различных диаметров МКП «Тепловые сети г. Волжский» от года прокладки

В период с 2008 по 2016 годы проложено 15,17% тепловых сетей. В 2017 г. переложено 7,31% тепловых сетей. Доля сетей введенных в эксплуатацию до 2008 года составляет 77,51 %.

На территории малоэтажной и индивидуальной жилой застройки п. Паромный, п. Краснооктябрьский принят преимущественно надземный способ прокладки теплосетей.

Данные по протяженности тепловых сетей, представлены в таблице 23 и на рисунке 11.

Тепловые сети, введенные в эксплуатацию до 2008 года, частично теплоизолированы минераловатными плитами. Основная часть тепловых сетей изолирована современной изоляцией из пенополиуретановых скорлуп.

Для компенсации тепловых расширений сетей, в основном применяются «П» - образные компенсаторы.

Таблица 23.
Способы прокладки ТС МКП «Тепловые сети г. Волжский»

Условный диаметр, Ду, мм	Протяженность сетей, п.м. (в однострубно́м исчислении)			
	Канальная	Надземная	Подвальная	Итого
50 и менее	561,7	5613,56	72,6	6247,86
70	138	2435,47	80	2653,47
80	427	1543,07	879,6	2849,67
100	1098	2338,69	298	3734,69
125	187	1399,43	183	1769,43
150	922,8	1285,7	0	2208,5
200	0	163,3	0	163,3
Всего	3334,5	14779,22	1513,2	19626,92

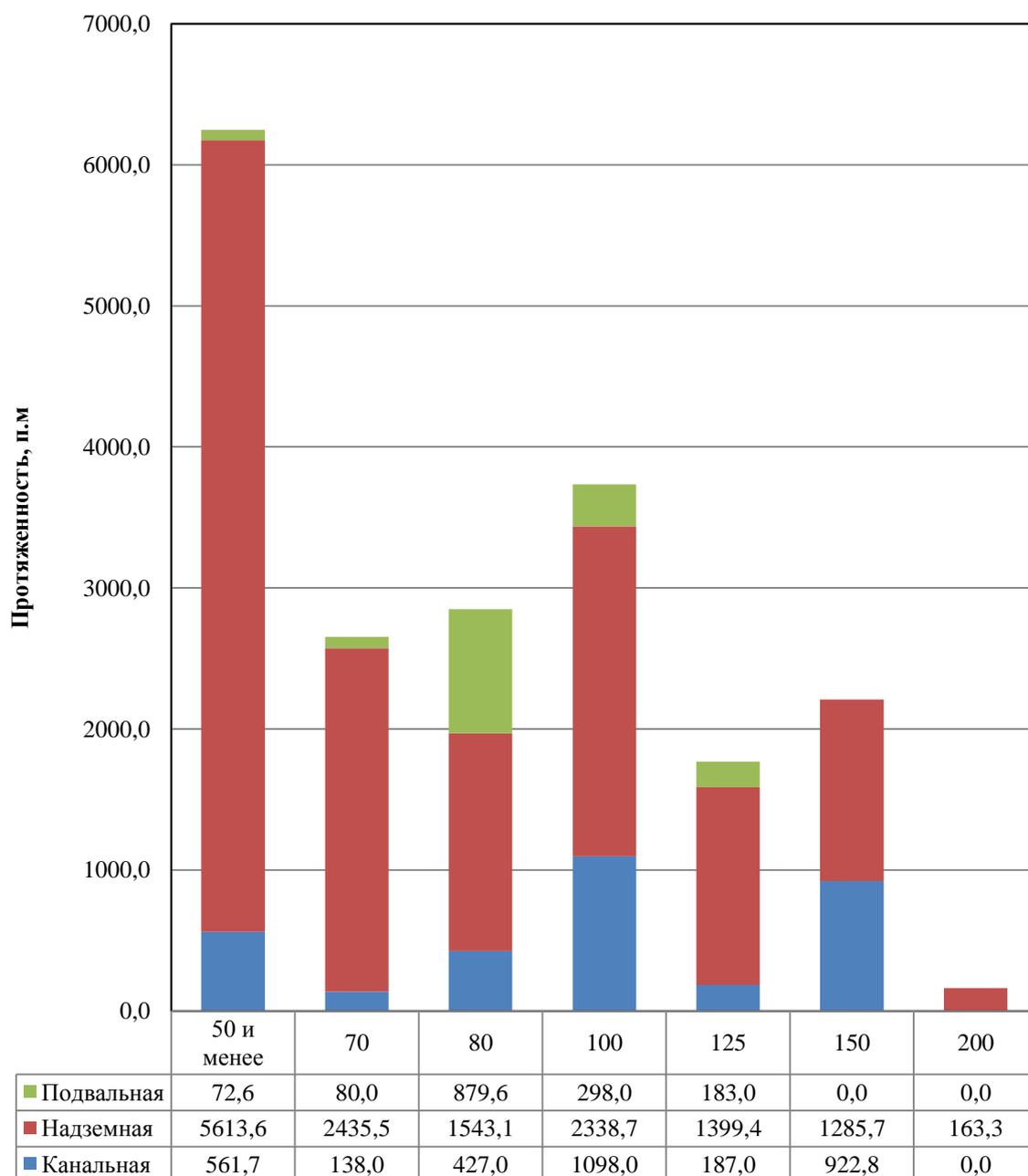


Рисунок 11.
Распределение типов прокладки ТС МКП «Тепловые сети г. Волжский»

1.3.3 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние три года

ООО «Волжские тепловые сети» добросовестно ведет учет отказов на тепловых сетях. Службой эксплуатации ведутся журналы учета утечек на тепловых сетях. На основании данных журналов за 2014 – 2016 годы, составлены таблицы повреждений на тепловых сетях

Данные о количестве инцидентов приведены в таблице 24.

Таблица 24.

Количество повреждений на тепловых сетях ООО «Волжские тепловые сети» за 2014-2016 годы

Условный диаметр, Ду, мм	Количество повреждений, шт./год		
	2014	2015	2016
до 200	313	297	283
250	5	12	5
300	6	7	4
350	2	3	2
400	4	15	12
500	25	29	31
600	8	7	7
700	2	2	-
800	2	2	1
900	15	2	3
1000	1	2	1
1200	2	1	2
Всего	385	379	351

Удельное количество повреждений на тепловых сетях представлено в таблице 25.

Таблица 25.

Удельное количество повреждений

Условный диаметр, Ду, мм	Протяженность, м (в однострубно́м исчислении)			Количество повреждений, шт./год			Количество удельных повреждений, шт./км		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
до 200	486 653	484 061	485 236	313	297	283	0,64	0,61	0,58
250	25 398	25 376	25 376	5	12	5	0,20	0,47	0,20
300	30 607	30 110	29 116	6	7	4	0,20	0,23	0,14
350	7 054	7 482	7 482	2	3	2	0,28	0,40	0,27
400	31 402	30 444	30 882	4	15	12	0,13	0,49	0,39
500	30 970	30 970	30 970	25	29	31	0,81	0,94	1,00
600	25 015	25 015	25 015	8	7	7	0,32	0,28	0,28
700	4 612	4 612	4 612	2	2	-	0,43	0,43	-
800	9 971	10 303	10 556	2	2	1	0,20	0,19	0,09
900	3 517	3 185	2 932	15	2	3	4,26	0,63	1,02
1000	7 900	7 900	7 900	1	2	1	0,13	0,25	0,13
1200	8 362	8 362	8 363	2	1	2	0,24	0,12	0,24
Всего	671 461	667 819	668 439	385	379	351	0,57	0,57	0,53

Как видно из таблицы 25, наибольшее удельное количество повреждений приходится на сети диаметром Ду500 и Ду900 мм. Данные сети относятся к магистральным трубопроводам. Повреждения на таких сетях могут привести к отключениям целых групп потребителей.

Утечки своевременно выявляются и устраняются. За последние три года, на тепловых сетях аварий не происходило.

Существенный вклад в выявление мест утечек из тепловых сетей вносят гидравлические испытания, проводимые дважды в год; в начале и в конце отопительного периода.

Данные о повреждениях при испытании сетей за 2014 – 2016 годы, приведены в таблице 26.

Таблица 26.

Данные о повреждениях при испытании сетей за 2014 – 2016 годы.

Условный диаметр, Ду, мм	Количество повреждений за период, шт.						Количество удельных повреждений, шт./км		
	2014		2015		2016		2014	2015	2016
	весна	осень	весна	осень	весна	осень			
50	10	5	11	8	19	11	0,27	0,34	0,54
70	13	6	17	2	20	8	0,23	0,23	0,33
80	14	12	22	9	20	7	0,25	0,30	0,26
100	17	15	31	9	23	6	0,28	0,36	0,26
125	8	3	9	3	3	3	0,31	0,35	0,17
150	2	7	15	2	8	3	0,14	0,27	0,17
200	2	1	4	-	5	4	0,09	-	0,28
250	1	2	3	1	3	1	0,12	0,16	0,16
300	1	1	2	2	1	1	0,07	0,13	0,07
350	-	-	-	1	1	-	-	-	-
400	1	1	2	1	1	-	0,06	0,10	-
500	2	2	2	2	2	1	0,13	0,13	0,10
600	2	-	2	1	3	-	-	0,12	-
700	1	1	1	1	1	-	0,43	0,43	-
800	1	1	3	1	1	-	0,20	0,39	-
900	-	1	1	1	2	1	-	0,63	1,02
1000	1	-	2	2	2	1	-	0,51	0,38
1200	2	1	1	-	1	-	0,36	-	-
Всего	78	59	128	46	116	47	0,20	0,26	0,24

МКП «Тепловые сети г. Волжский»

На тепловых сетях МКП «Тепловые сети г. Волжский», по данным Предприятия, утечек и аварий за последнее время не происходило.

Проводимые в 2017 году гидравлические испытания на тепловых сетях от котельных, не выявили мест повреждений и утечек на сварных швах, трубопроводах, арматуре и прочего оборудования.

Участки, на которых выявляются утечки, своевременно заменяются или ремонтируются.

1.3.4 Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние три года

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- первая категория - потребители, в отношении которых не допускается перерывов в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями;
- вторая категория - потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:
 - ✓ жилых и общественных зданий до 12 °С;
 - ✓ промышленных зданий до 8 °С;
- третья категория - остальные потребители.

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

- подача тепловой энергии (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;
- подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 27;

- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Таблица 27.

Допустимое снижение подачи тепловой энергии

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

Согласно представленным данным, среднее время отключения потребителей второй и третьей категории мене 30 часов. Высокая надежность системы теплоснабжения города Волжский достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей.

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

Методы технической диагностики:

Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод новый и пробные применения на сетях дали положительные результаты. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок ТС.

Гидравлические испытания. Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов. Соотношения выявленных дефектов на трубопроводах ТС при проведении испытаний и в эксплуатационные периоды представлены в таблице 28.

Таблица 28.

Соотношения дефектов на трубопроводах ТС при проведении испытаний и в эксплуатационные периоды

Наименование	Год		
	2014	2015	2016
Дефекты на сетях, выявленные в эксплуатационный период, шт.	58	65	88
Дефекты, выявленные при весенних испытаниях, шт.	246	223	259
Дефекты, выявленные при осенних испытаниях, шт.	60	82	58
Всего дефектов, выявленных при испытаниях, шт.	306	305	317

Как видно из таблицы 28, метод гидравлических испытаний позволяет выявить около 80 % мест дефектов на тепловых сетях ООО «Волжские тепловые сети».

Однако большая часть выявленных мест утечек при проведении испытаний, касается внутриквартальных сетей малых диаметров.

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

Методы технической диагностики, не нашедшие применения на предприятии.

Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих ТС имеет ограниченную область использования.

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

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

Схема формирования плана проектирования переключков на основе данных мониторинга состояния переключков ТС представлена на рис 12.

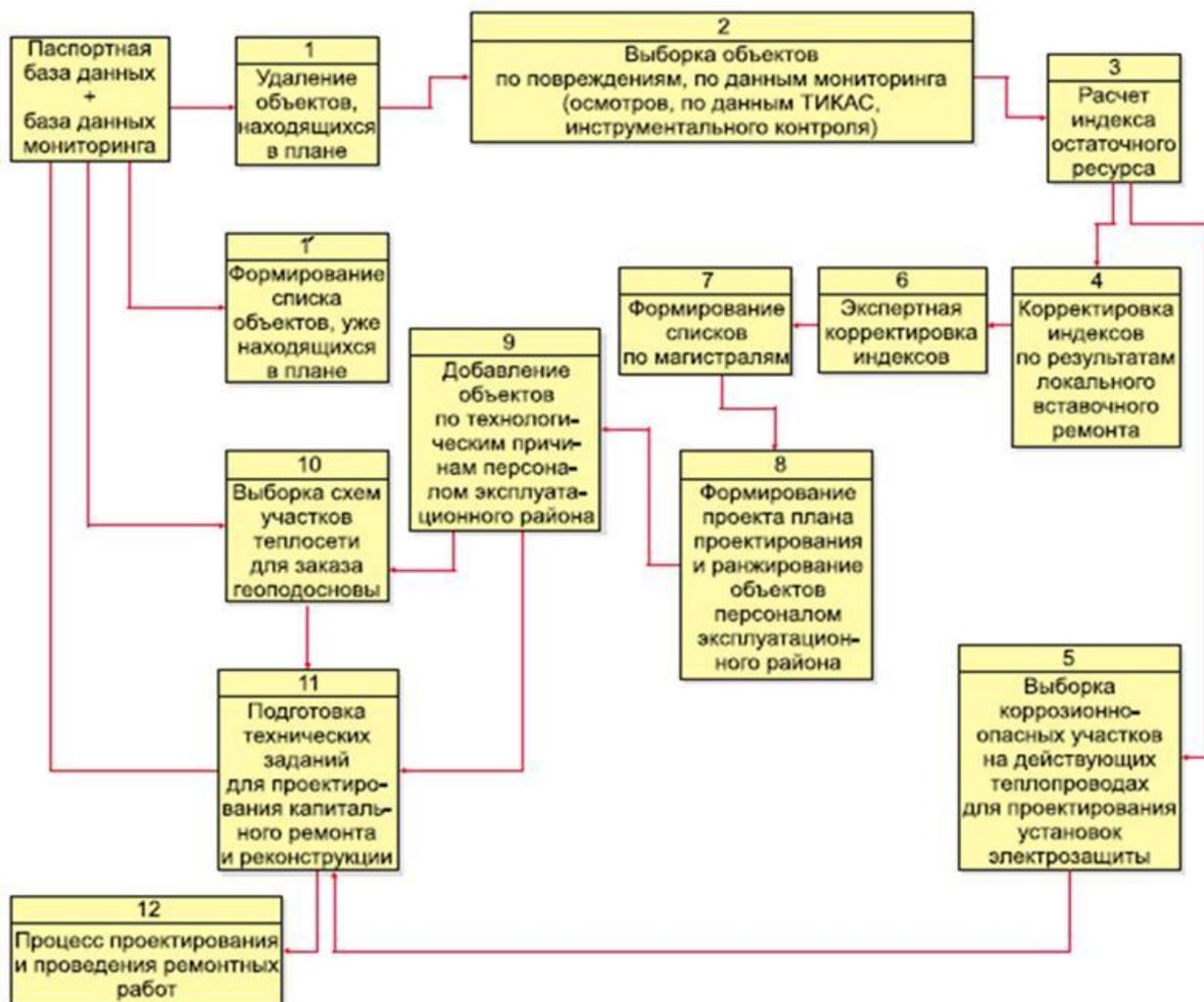


Рисунок 12.

Схема формирования плана проектирования и переключений

Общая длина сетей в одноструйном исчислении 662,733 км. Проблемных сетей, которые, требуют переключки, порядка 179,936 км.

Имеющиеся финансовые ресурсы ООО «Волжские тепловые сети» позволяют переключивать порядка 5-10 км в год.

Это означает, что для поддержания надежности теплоснабжения города Волжский и обеспечения безопасности, необходимо в короткий летний (ремонтный) период найти самые опасные (ненадежные) места и локально заменить их новыми трубами. Помимо этого, нужно перебрать данные о состоянии теплопроводов на длине свыше 662,733 км и выбрать участки, в первую очередь требующие реконструкции или капитального ремонта. Последнюю операцию необходимо произвести в течение одного месяца после завершения гидравлических испытаний.

Методы технической диагностики, применяемые на Предприятии МКП «Тепловые сети г. Волжский», аналогичны.

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

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

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

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

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

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

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

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

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

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

Руководитель испытания перед началом испытания должен:

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

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

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

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

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

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

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплоснабжения.

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

Техническое обслуживание и ремонт

ОЭТС должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

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

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

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

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

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

1.3.7 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

ООО «Волжские тепловые сети».

ООО «Волжские тепловые сети» определяет потери тепловой энергии в сетях расчетным способом. Величина потерь ежегодно утверждается Министерством топлива, энергетики и тарифного регулирования Волгоградской области. Потери тепловой энергии находятся на уровне (17,9 - 19,9) % от отпуска в сеть. В 2012 г. потери находились на уровне 14,8 % от отпуска тепла в сеть. Увеличение потерь связано с введением циркуляционного режима подачи тепловой энергии в межотопительный период.

Сведения о наличии приборов учета у потребителей тепловой энергии ООО «Волжские тепловые сети» приведены в соответствующем разделе.

Таблица 29.

Баланс тепловой энергии ООО «Волжские тепловые сети»

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2014 год	2015 год	2016 год
1	Отпуск в сеть, в т.ч.	тыс. Гкал	2103,193	1916,963	1939,958
1.1	горячая вода	тыс. Гкал	1967,516	1800,880	1826,293
1.2	пар	тыс. Гкал	135,677	116,083	113,665
2	Полезный отпуск, в т.ч.	тыс. Гкал	1663,019	1640,181	1588,181
2.1	горячая вода	тыс. Гкал	1536,814	1527,022	1477,071
2.2	пар	тыс. Гкал	126,205	113,159	111,110
3	Собственные нужды	тыс. Гкал	0,547	0,115	-
4	Потери тепловой энергии, в т. ч.	тыс. Гкал	375,507	360,566	385,442
		%	17,85	18,81	19,87
4.1	горячая вода	тыс. Гкал	366,035	357,642	382,887
		%	18,60	19,86	20,97
4.2	пар	тыс. Гкал	9,472	2,924	2,555
		%	6,98	2,52	2,25

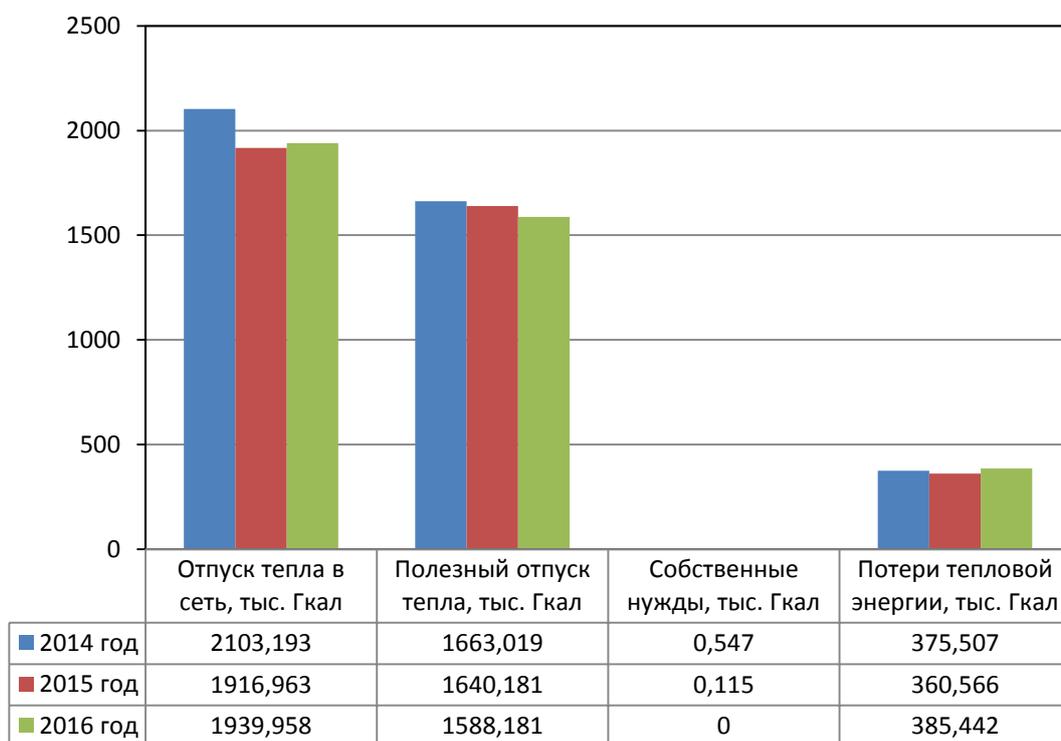


Рисунок 13.

Баланс тепловой энергии ООО «Волжские тепловые сети»

МКП «Тепловые сети г. Волжский»

Потери тепловой энергии в сетях от котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский» также, определяются расчетным способом. Величина потерь ежегодно утверждается Министерством топлива, энергетики и тарифного регулирования Волгоградской области. Потери находятся на уровне 22,28% от отпуска в сеть. Сведения о наличии приборов учета у потребителей тепловой энергии от котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский» приведены в соответствующем разделе.

Таблица 30.

Баланс тепловой энергии МКП «Тепловые сети г. Волжский»

Показатели	Ед. измерения	Факт за 2014 г.	Факт за 2015 г.	Факт за 2016 г.
Выработано тепловой энергии	Гкал	36780,00	33040,20	26303,05
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	1061,50	1025,90	824,00
Потери тепловой энергии	Гкал	6040,00	5867,10	4642,49
Отпущено тепловой энергии всем потребителям	Гкал	29678,50	26147,20	20836,56

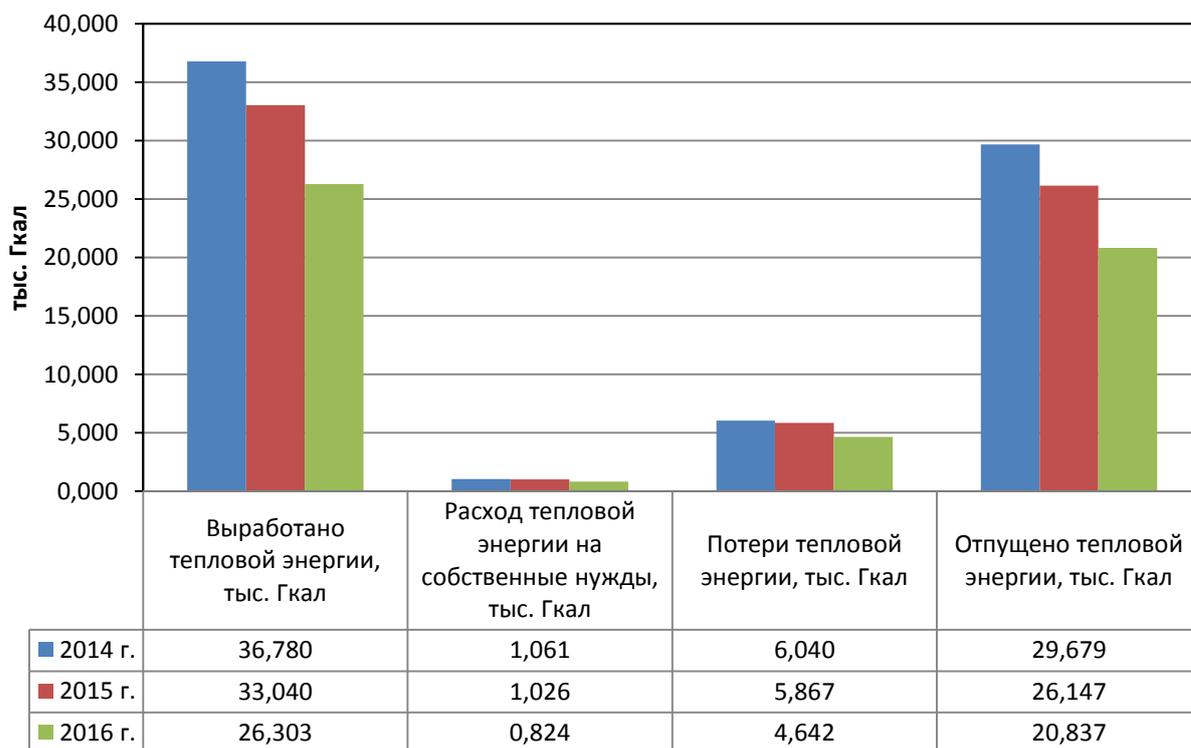


Рисунок 14.

Баланс тепловой энергии МКП «Тепловые сети г. Волжский»

1.3.8 Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям.

На территории города Волжский распространены в основном две схемы подключения потребителей: через элеватор – для потребителей от ТЭЦ и схема с непосредственным присоединением – для потребителей от котельных. Схемы с элеватором и насосом на подающем трубопроводе, с насосным смешением единичны.

Данные о присоединении систем ГВС потребителей по открытой и закрытой схемам приведены в таблице 31 и на рисунке 15.

Таблица 31.

Присоединение систем ГВС

Характеристика присоединения	Количество присоединений, шт.	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на нужды ГВС, Гкал/ч
Присоединение систем ГВС по открытой схеме	2043	255,825
Присоединение систем ГВС по закрытой схеме	40	15,936



Рисунок 15.

Соотношение систем ГВС

94% всех потребителей присоединены по открытой схеме.

1.3.9 Обоснование оптимального графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

1.3.9.1. Основной задачей регулирования отпуска теплоты в любой системе теплоснабжения является - поддержание комфортной в отапливаемых помещениях при изменяющихся на протяжении отопительного периода внешних климатических условиях и постоянной температуре воды, поступающей в систему горячего водоснабжения при переменном в течение суток расходе.

Теплоснабжение городского округа – город Волжский является централизованным, осуществляется от двух источников – ВТЭЦ и ВТЭЦ-2.

Расчетный температурный график тепловых магистралей ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 в момент их создания – 150/70°C, регулирование тепловой нагрузки - качественное, проектный коэффициент смешения элеваторных узлов равен 2,2.

Система теплоснабжения преимущественно открытая.

Действующий температурный график работы тепловых сетей, присоединенных к Волжским ТЭЦ 150/70 (со срезкой на 145°C).

На источниках тепловой энергии города регулирование происходит преимущественно по отопительной нагрузке.

На протяжении последних десятилетий практически во всех городах РФ наблюдается очень значительный разрыв между фактическим и проектным температурными графиками регулирования систем теплоснабжения. Как известно, закрытые и открытые системы централизованного теплоснабжения в городах нашей страны проектировались при использовании качественного регулирования с температурным графиком регулирования сезонной нагрузки 150/70 °С [1]. Такой температурный график широко применялся, как для ТЭЦ, так и для районных котельных. Но, уже начиная с конца 70-х годов, появились существенные отклонения температур сетевой воды в фактических графиках регулирования от их проектных значений при низких температурах наружного воздуха. В расчетных условиях по температуре наружного воздуха температура воды в подающих теплопроводах снизилась со 150 °С до 85...115 °С. Произведенное понижение температурного графика владельцами тепловых источников, обычно, официально оформлялось, как работа по проектному графику 150-70°C со “срезкой” при пониженной температуре 110...130°C. При более низких температурах теплоносителя предполагалась работа системы теплоснабжения по диспетчерскому графику.

Запрет на применение для тепловых сетей графиков регулирования отпуска теплоты со “срезкой” по температурам, приведенный в п.7.11 СНиП 41-02-2003 “Тепловые сети”, никак не смог повлиять на повсеместную практику ее применения. В актуализированной редакции этого документа СП 124.13330.2012 режим со “срезкой” по температуре не упоминается вообще, то есть, запрет на такой способ регулирования отсутствует. Это означает, что должны выбираться

такие способы регулирования сезонной нагрузки, при которых будет решена главная задача – обеспечение нормированных температур в помещениях и нормированной температуры воды на нужды ГВС.

В утвержденный Перечень национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" (Постановление Правительства РФ от 26.12.2014 № 1521) вошли редакции СНиП после актуализации. Это означает, что применение “срезки” температур сегодня является вполне законным мероприятием, как с точки зрения Перечня национальных стандартов и сводов правил, так и с точки зрения актуализированной редакции профильного СНиП “Тепловые сети”.

Федеральный Закон № 190-ФЗ от 27 июля 2010 г. “О теплоснабжении”, «Правила и нормы технической эксплуатации жилищного фонда» (утверждены Постановлением Госстроя РФ от 27.09.2003 № 170), СО 153-34.20.501-2003 “Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации” также не запрещают регулирование сезонной тепловой нагрузки со “срезкой” по температуре.

В 90-е годы вескими причинами, которыми объясняли радикальное снижение проектного температурного графика, считались изношенность тепловых сетей, арматуры, компенсаторов, а также невозможность обеспечить необходимые параметры на тепловых источниках в связи с состоянием теплообменного оборудования. Несмотря на большие объемы ремонтных работ, проводимых постоянно в тепловых сетях и на тепловых источниках в последние десятилетия, эта причина остается актуальной и сегодня для значительной части практически любой системы теплоснабжения.

Следует отметить, что в технических условиях на присоединение к тепловым сетям до сих пор приводится проектный температурный график 150/70 °С, или близкий к нему. При согласовании проектов центральных и индивидуальных тепловых пунктов неременным требованием владельца тепловой сети является ограничение расхода сетевой воды из подающего теплопровода тепловой сети в течение всего

отопительного периода в строгом соответствии с проектным, а не реальным температурным графиком регулирования.

Такой разрыв между декларируемыми и фактическими температурами теплоносителя тепловой сети является ненормальным.

Все, выше сказанное, в полной мере относится и к системе теплоснабжения г. Волжский. Как видно из статистики – за последние 25 лет температура прямой сетевой воды не поднималась выше $115\text{ }^{\circ}\text{C}$.

При этом, несмотря на значительное понижение температурного графика, при обеспечении проектного расхода сетевой воды в системах теплоснабжения города, как правило, не наблюдается значимое понижение фактических температур в отапливаемых помещениях относительно расчетных.

Система оказалась достаточно устойчивой по отношению к критическим нагрузкам при совершенно недостаточном теплоснабжении. Можно привести, по меньшей мере, два фактора, благодаря которым эта устойчивость состоялась.

Первый фактор связан с безусловным успехом теплоснабжающей организации, сумевшей сохранить в течение всего сложного кризисного периода расчетный гидравлический режим разветвленной тепловой сети. Дома стабильно получали теплоноситель в количестве, соответствующем расчетному значению.

Второй фактор связан с методикой расчета отопительных систем, которые в течение последних десятилетий рассчитывались и продолжают рассчитываться теперь по нормам проектирования, предписывающим учитывать теплопотери помещений в режиме «открытых форточек». Разумеется, формулировка этого предписания изложена не столь откровенно, но подавать $3\text{ м}^3/\text{ч}$ на каждый квадратный метр площади отапливаемого помещения, как это требуется согласно нормам, можно только при открытой форточке. Впрочем, во время сильных морозов да с наветренной стороны это количество воздуха может проникнуть и через щели плохо изготовленных закрытых окон, но в течение большей части отопительного сезона обеспечить столь щедрый воздухообмен может лишь открытая форточка.

Таким образом, при сохранении проектного расхода теплоносителя в сети и снижении температуры теплоносителя в подающей линии даже при низких

температурах наружного воздуха, при соблюдении определенных условий, удается обеспечить температуру воздуха в отапливаемых помещениях на приемлемом уровне.

Снижение температуры в подающей магистрали позволяет исключить перетопы и снизить потери в тепловых сетях. Возможность подачи теплоносителя с более низкими, чем это требуется по не срезанному температурному графику температурами, обусловлена тем, что однократный воздухообмен, который учитывается при расчете тепловых потерь зданий, в сильные морозы не комфортен. Поэтому он нигде реально не поддерживается, и тепловая мощность отопительных систем при температурах, близких к расчетным, на самом деле, заметно меньше расчетного значения.

Переход с температурных графиков 150/70 °С на температурные графики 150/70 °С (со срезкой на 115 °С) был осуществлен в таких крупных городах как Киев, Минск, Казань.

1.3.9.2. Рассмотрение возможности применения температурного графика отпуска тепловой энергии с ВТЭЦ и ВТЭЦ 2 – 150/70 °С (со срезкой на 115 °С).

Присоединенная тепловая нагрузка для 4-х основных тепловых магистралей общая 770,267 Гкал/ч, в том числе: отопление – 608,274 Гкал/ч, вентиляция - 39,5 Гкал/ч, средняя ГВС - 127,913 Гкал/ч. Расчетная нагрузка тепловых магистралей приведена в таблице 32.

Таблица 32

Расчетные тепловые нагрузки магистралей.

Источники и магистрали		Нагрузка, Гкал/ч			
		Отопление	Вентиляция	ГВС ср.	Суммарная
ВТЭЦ	ТМ-1	200,176	17,9	36,75	254,826
	ТМ-16	85,155	1,4	5,42	86,555
ВТЭЦ-2	ТМ-21	263,17	20,2	82,449	365,818
	ТМ-24	59,773	0	3,294	63,067

В соответствии с п. 7.2 СНиП 41-02-2003. «Тепловые сети г. Волжский» Максимальная расчетная температура сетевой воды на выходе из источника теплоты, в тепловых сетях и приемниках теплоты устанавливается

на основе технико-экономических расчетов. Проектный температурный график отпуска тепловой энергии от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 (150/70 °С (со срезкой на 145 °С)) был принят на основании технико-экономических расчетов как наиболее эффективный.

При разработке расчетных теплогидравлических режимов следует исходить из условия обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, экономической и безопасной работы системы.

Ниже на рисунке 16 представлена схема подключения потребителей тепловой энергии от ТЭЦ, действующая на территории г. Волжский.

В случае если теплоисточники и присоединенные к нему тепловые сети фактически выдерживали проектный температурный график 150/70 °С (со срезкой на 145 °С), можно было бы констатировать, что при элеваторной схеме подключения снижение температуры теплоносителя со 145 °С до 115 °С в подающем трубопроводе тепловой сети привело бы к необходимости увеличения коэффициента смешения элеватора (отношение количества воды отбираемого из прямого трубопровода, к общему расходу циркуляционной воды в системе теплоснабжения) для обеспечения расчетной температуры в теплопринимающих устройствах потребителей (95°С), при которой обеспечивается расчетная тепловая нагрузка.

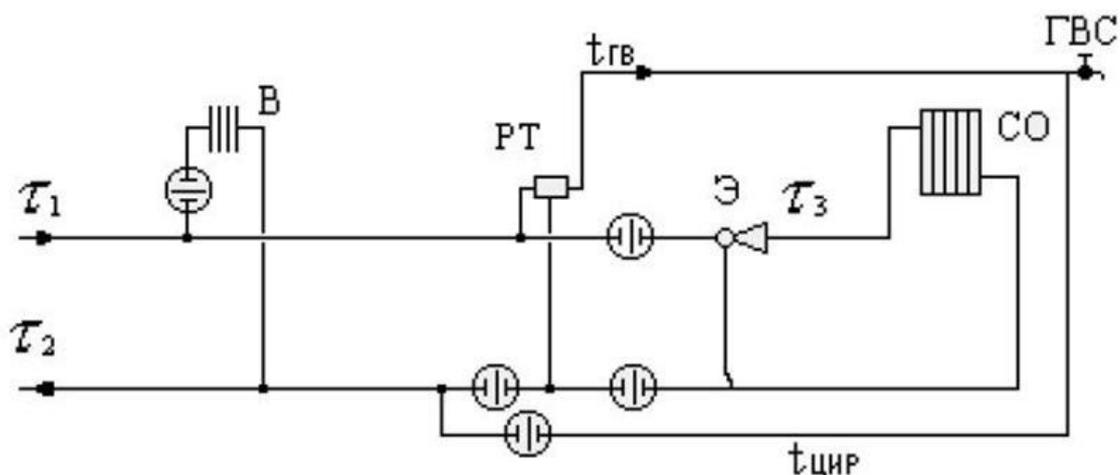


Рисунок 16
Схема подключения потребителей тепловой энергии от ТЭЦ

Увеличение расхода воды из прямого трубопровода тепловой сети, отбираемого в элеваторных узлах всех потребителей, привело бы к необходимости увеличения расхода воды на источнике тепловой энергии. Расчетный расход теплоносителя от ТЭЦ определяется по следующей формуле:

$$G = \frac{\sum Q_{\max}}{c_B \Delta t} , \quad (1)$$

где

$\sum Q_{\max}$ – суммарная максимальная тепловая нагрузка потребителей;

c_B - удельная теплоемкость воды;

Δt – разность температур прямой и обратной сетевой воды.

Таким образом, изменение расчетного расхода теплоносителя прямо пропорционально изменению разности температур. Изменение удельных потерь давления на трение при транспортировке теплоносителя по отношению к изменению расхода (скорости) имеет квадратичную зависимость, что вытекает из формулы для определения удельных потерь на трение:

$$\Delta p = \kappa G^2 \quad (2)$$

Здесь

κ - коэффициент гидравлического сопротивления.

Одним из важнейших условий нормальной работы системы теплоснабжения является создание гидравлического режима, обеспечивающего давления в тепловой сети достаточные для создания в теплопотребляющих установках расходов сетевой воды в соответствии с заданной тепловой нагрузкой. Мощность электроэнергии, требуемая на перекачку теплоносителя в новых условиях можно определить по выражению:

$$N = \kappa G^3. \quad (3)$$

Гидравлический режим определяется характеристиками основных элементов системы теплоснабжения: водоподогревательная установка источника тепловой энергии с сетевыми насосами, тепловая сеть и теплопотребляющие установки.

Методика расчета режима качественного регулирования тепловой сети на примере города Волжского в график 115/70 °С

Расчетный расход сетевой воды на отопление и вентиляцию при качественном регулировании сезонной нагрузки в соответствии с проектным графиком (145/68°С в случае, если он выдерживается) равен

$$G_{св-1-O+B}^p = \frac{Q_{O+B}^p}{(\tau_{01} - \tau_{02}) \times 10^{-3}} = \frac{602,854 + 39,5}{(150 - 70) \times 10^{-3}} = 8029 \text{ м}^3/\text{ч}$$

в том числе на нужды отопления

$$G_{св-1-O}^p = \frac{Q_O^p}{(\tau_{01} - \tau_{02}) \times 10^{-3}} = \frac{602,854}{(150 - 70) \times 10^{-3}} = 7536 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расчетный максимальный расход на ГВС, отбираемый при температуре наружного воздуха -25°С из обратной линии, равен

$$G_{св-1-ГВС}^p = \frac{Q_{ГВС}^p}{t_{ГВС} \times 10^{-3}} = \frac{127,913}{65 \times 10^{-3}} = 1968 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Итого, расчетный расход сетевой воды в подающих линиях равен

$$G_{св-1}^p = G_{св-O+B}^p + G_{св-ГВС}^p = 8029 + 1968 = 9997 \text{ м}^3/\text{ч}$$

По данным диспетчерских рапортов за период с 27.01.14 по 31.01.14 г. расход сетевой воды в обратном коллекторе составляет в среднем 10536 т/ч (диапазон изменений от 9932 до 11140 т/ч) [7].

Фактический расход воды, отбираемый на нужды ГВС, по данным диспетчерских отчетов изменяется от 675 до 1049 т/ч, то есть, составляет в среднем 862 т/ч, что в 2,28 раз меньше расчетного среднечасового значения.

Средняя температура воды в обратной линии за указанный период равнялась 54°С, в прямой линии 103°С. В этом случае снижение расхода сетевой воды, отбираемой из прямой линии на нужды ГВС при настройке смесительных клапанов на 60°С, составит

$$862 \times (60 - 54) / (103 - 54) = 106 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расход воды на системы отопления и вентиляции составит

$$10536 + 862 - 106 = 11292 \text{ м}^3/\text{ч},$$

что выше расчетного проектного значения 8539 т/ч на 40,6%. Нагрузка вентиляционная предприятий и общественных зданий равна 39,5 Гкал/ч. Данная нагрузка востребована не постоянно, а только в некоторые часы, когда требуется подача воздуха в соответствии с производственными процессами. В остальное время соответствующий расход сетевой воды, равный

$$39,5/0,08=513 \text{ т/ч}$$

в сеть подается, но используется не системой вентиляции, а системой отопления. Следовательно, максимальное превышение расхода в системах отопления в сравнении с расчетным значением (при выдерживании графика 150/70 °С) может достигать величин

$$11292/7536=1,498$$

(то есть, превышение фактического расхода сетевой воды над нормативным значением достигает 49,8%).

Определим, как должен увеличиться расход воды в тепловой сети на нужды отопления, вентиляции при снижении температуры сетевой воды в подающей линии со 150 °С до $\tau_{o1}=115^\circ\text{C}$ в расчетных условиях при температуре наружного воздуха $t_{н. о}=-25^\circ\text{C}$, чтобы средняя температура в воздуха в помещениях сохранилась на нормативном уровне, то есть, $t_{в. п}=18^\circ\text{C}$.

Система уравнений [8], описывающих процесс работы системы теплоснабжения, в этом случае примет вид с учетом возрастания значения расхода сетевой воды до G_{oy} и расхода воды через системы отопления $G_{пу}=G_{oy}(1+u)$ при неизменном значении коэффициента смешения элеваторных узлов $u=2,2$. Для наглядности воспроизведем в этой системе уравнение (4)

$$Q'_{o,p} = k'_n F \Delta t'_o = G_o c (\tau'_{o1} - \tau'_{o2}) = G_n c (\tau'_{o3} - \tau'_{o2}) = k'_{зд} A (t_{в.п} - t_{н.о}), \quad (4)$$

$$Q'_{o,p} = k_n F \Delta t_o = G_{oy} c (\tau_{o1} - \tau_{o2}) = G_{пу} c (\tau_{o3} - \tau_{o2}) = k'_{зд} A (t_{в.п} - t_{н.о}), \quad (5)$$

$$\Delta t'_o = \frac{(\tau'_{o3} + \tau'_{o2})}{2} - t_{в.п} = \Delta t_o = \frac{(\tau_{o3} + \tau_{o2})}{2} - t_{в.п} = \frac{95 + 68}{2} - 18 = 63,5^\circ\text{C} \quad (6)$$

$$\bar{G} = \frac{G_{oy}}{G_o} = \frac{G_{пу}}{G_n}$$

Из (4), (5), (6) следует система уравнений, решение которой относительно температур теплоносителя имеет промежуточный вид

$$\tau_{03} + \tau_{02} = 95 + 68 = 163,$$

$$\bar{G} \times (\tau_{03} - \tau_{02}) = \theta' = 95 - 68 = 27,$$

$$\bar{G} \times (\tau_{01} - \tau_{02}) = \delta\tau' = 77,$$

$$\tau_{01} = 115.$$

Совместное решение этой системы уравнений дает решение:

$$\tau_{03} + \tau_{02} = 163$$

$$\tau_{03} - \tau_{02} = (115 - \tau_{02}) \times \frac{27}{77} = 35,28 - 0,3506 \times \tau_{02}$$

$$2 \cdot \tau_{02} = 163 - 35,28 - 0,3506 \cdot \tau_{02}$$

$$\tau_{02} = \frac{163 - 35,94}{2 - 0,3506} = \frac{127,06}{1,6494} = 77,03 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\tau_{03} = 163 - \tau_{02} = 163 - 77,03 = 85,97 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$G = \frac{77}{(115 - 77,03)} = \frac{77}{37,97} = 2,03$$

Расчетные значения температур воды для принятого отклонения от температурного графика равны

$$\tau_{01} = 115 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\tau_{02} = 77,03 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\tau_{03} = 85,97 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Снижение мощности системы отопления за счет снижения вентиляции воздуха помещений в условиях работы тепловых магистралей

Определим, насколько необходимо снизить расход на вентиляцию в режиме пониженной температуры сетевой воды тепловой сети, чтобы средняя температура в воздухе в помещениях сохранилась на нормативном уровне, то есть, $t_{в}=18^\circ\text{C}$. Учтем при этом, что расход сетевой воды на систему отопления превышает проектное значение на 32,2% в сравнении с проектным значением (фактический расход сетевой воды, подаваемой на отопление и вентиляцию), коэффициенты смешения элеваторных узлов настроены на существующий температурный график 145-68 $^\circ\text{C}$

$$u = (145 - 95) / (95 - 68) = 1,85,$$

температура холодной пятидневки в настоящее время равна $t_{н.о_} = -22^\circ\text{C}$.

Для пониженной температуры сетевой воды в подающей линии $\tau_{o1} = 115^\circ\text{C}$ происходит снижение расхода воздуха в помещениях с целью сохранения расчетного значения $t_{в} = 18^\circ\text{C}$ в условиях возрастания расхода сетевой воды в 1,495 раза и повышения расчетной температуры холодной пятидневки. Соответствующая система уравнений для новых расчетных условий по наружному воздуху будет иметь вид

$$Q_{o.p} = k_n F \Delta t_o = 1,322 \cdot G_o c (\tau_{o1} - \tau_{o2}) = 1,322 \cdot G_o \cdot 2,85 \cdot c (\tau_{o3} - \tau_{o2}) = k_{30} A (t_{г.p} - t_{н.о_})$$

Относительное снижение тепловой мощности системы отопления равно

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_{o.p}}{Q_{o.p}'} = \frac{k_{30} (t_{г.p} - t_{н.о_})}{k_{30}' (t_{г.p} - t_{н.о_})} = \left(\frac{\Delta t_o}{\Delta t_o'} \right)^{n+1} = \left(\frac{\frac{(\tau_{o3} + \tau_{o2})}{2} - t_{г.p}}{\frac{(\tau_{o3}' + \tau_{o2}')}{2} - t_{г.p}} \right)^{n+1},$$

Решение системы уравнений относительно температур теплоносителя имеет промежуточный вид

$$\tau_{o3} = 2 \cdot (t_{г.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{1/(n+1)}) - \tau_{o2},$$

$$\tau_{o1} = \tau_{o2} + \delta \tau_o' \cdot \bar{Q}_o / 1,322,$$

$$\tau_{o3} = \tau_{o2} + \theta' \cdot \bar{Q}_o \cdot 3,2 / 1,322 / 2,85.$$

Для заданных значений параметров системы теплоснабжения решения следующие:

$$\bar{Q}_o = 0,83$$

$$\tau_{o2} = 64,8^\circ\text{C};$$

$$\tau_{o3} = 82,4^\circ\text{C}$$

в чем легко убедиться после подстановки найденных значений в уравнения системы уравнений:

$$\tau_{o3} = (18 + 64,5 \cdot 0,83^{0,769}) - 64,8 = 2 \cdot (18 + 55,89) - 64,8 = 147,78 - 64,8 = 83,0 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\tau_{o1} = 64,8 + 80 \cdot 0,83 / 1,322 = 64,8 + 50,2 = 115 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\tau_{o3} = 64,8 + 25 \cdot 0,83 \cdot 1,123 / 1,322 = 64,8 + 17,6 = 82,4 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Относительная тепловая мощность системы отопления равна

$$\overline{Q_o} = \frac{Q_{o.p}}{Q'_{o.p}} = \frac{k_{зд}(t_{в.п} - t_{н.о.})}{k'_{зд}(t_{в.п} - t_{н.о.})} = \frac{k_{зд}(18 + 22)}{k'_{зд}(18 + 25)} = 0,83.$$

Относительное изменение суммарных коэффициентов теплопередачи равно

$$\frac{k_{зд}}{k'_{зд}} = 0,83 \cdot \frac{43}{40} = 0,89$$

и обусловлено снижением расхода воздуха системы вентиляции.

Для домов постройки до 2000 г. доля в проектной структуре затрат на вентиляцию составляет 40...45%, соответственно, падение расхода воздуха системы вентиляции должно произойти приблизительно в 1,4 раза, чтобы общий коэффициент теплопередачи составил 89% от проектного значения.

Для домов постройки после 2000 г. доля в проектной структуре затрат на вентиляцию составляет 50...55%, соответственно, падение расхода воздуха системы вентиляции должно произойти приблизительно в 1,3 раза, чтобы общий коэффициент теплопередачи составил 89% от проектного значения.

В [] показано, что фактический расход воздуха для панельного дома постройки 1990 г. в холодный период с температурой наружного воздуха, близкой к расчетной, определяемый исходя из данных узлов учета тепловой энергии, не превышает 40% от проектного значения, или меньше проектного значения в 2,5 раза. Следовательно, в такого типа домах есть все основания ожидать температуру воздуха в помещениях выше 18°C при температуре сетевой воды в подающей линии 115°C вместо 150°C, что объясняется фактическим повышенным расходом сетевой воды на отопление, повышением расчетной температуры холодной 5-дневки, а также существенным снижением расхода воздуха на вентиляцию в сравнении с нормативным значением, особенно при низких температурах наружного воздуха.

Расчетные значения температур воды для названных условий формируют срезку нового температурного графика регулирования тепловой сети 115-65°C, соответствующего графика систем отопления и вентиляции 83-65°C и равны

$$\tau_{o2} \approx 65^\circ\text{C},$$

$$\tau_{o3} \approx 83^\circ\text{C}.$$

Уточнение расчетной нагрузки отопления тепловых магистралей

Заявленная нагрузка систем отопления тепловых магистралей ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 составляет 602,854 Гкал/ч. Эта нагрузка соответствует расчетной температуре наружного воздуха -25°C. Повышение расчетной температуры наружного воздуха до -22°C снижает расчетную нагрузку отопления до величины

$$(18+22)/(18+25)602,854=560,8 \text{ Гкал/ч.}$$

Кроме того, следующие факторы приводят к снижению расчетной нагрузки отопления.

Замена оконных блоков на стеклопакеты, которая произошла практически повсеместно. Доля потерь тепловой энергии через окна составляет около 20% от общей нагрузки отопления. Замена оконных блоков на стеклопакеты привела к увеличению термического сопротивления с 0,3 до 0,4 м²·К/Вт, соответственно, тепловая мощность теплопотерь уменьшилась до величины:

$$560,8[1-0,2(0,4-0,3)/0,3]=523,4 \text{ Гкал/ч.}$$

Для жилых зданий доля вентиляционной нагрузки в нагрузке отопления в проектах, выполненных до начала 2000-х годов составляет около 40%, позже – порядка 55%. Примем среднюю долю вентиляционной составляющей в нагрузке отопления в размере 45%. Она соответствует кратности воздухообмена 1,0. По нормам СТО максимальная кратность воздухообмена находится на уровне 0,5, среднесуточная – на уровне 0,35. Следовательно, снижение нормы воздухообмена с 1,0 до 0,5 приводит к падению суммарной отопительной нагрузки до величины:

$$523,4[1-0,45x(1,0-0,5)/1,0]=405,6 \text{ Гкал/ч.}$$

Открывание форточек и створок стеклопакетов происходит случайным образом, как и открывание кранов горячей воды системы ГВС. В расчетных условиях открытие форточек и створок стеклопакетов происходит еще реже, чем в другие

дни отопительного периода, так как поступающий холодный воздух с температурой - 22С...-25С может привести к простуде жильцов. Коэффициент часовой неравномерности для нагрузки ГВС принимается в расчетах для тепловых источников равным 2 для г. Волжский, как и для других городов. Вентиляционная нагрузка также востребована случайным образом, поэтому, как и нагрузка ГВС для теплоисточника суммируется не аддитивно, а с учетом коэффициентов часовой неравномерности. Коэффициент часовой неравномерности вентиляционной составляющей может быть определен только экспериментально. Можно утверждать, что коэффициент часовой неравномерности вентиляционной составляющей при ее слабой востребованности больше 2, но без специального экспериментального исследования его значение, равное 2, можно принять только оценочно, как нижний предел этой величины.

Необходимо понимать, что количественно данный показатель выражен неоднозначно, но описанные выше факты налицо и имеют место быть, так или иначе, оказывая влияние на уменьшение вентиляционной составляющей.

Доля максимальной нагрузки вентиляции в составе нагрузки отопления составляет

$$0,45 \times (1,0 - 0,5) / 1,0 = 0,225 \text{ (22,5\%)}$$

Коэффициент часовой неравномерности примем таким же, как и для ГВС, равным $K_{\text{час. вент}} = 2$. Следовательно, общая нагрузка систем отопления для теплоисточников составит величину

$$405,6 \times (0,55 + 0,225/2) = 268,7 \text{ Гкал/ч,}$$

что составляет

$$268,7 / 602,854 = 0,446 \text{ (44,6\%) } \approx 0,5$$

(50%) от заявленной нагрузки.

Ретроспектива тепловых нагрузок потребителей в условиях фактического графика тепловой сети.

Начало строительства домов в г. Волжский датируется 1951 г. К 1962 г. население города составило 76 тыс. человек, к 1972 – 160 тыс. человек, к 1982 г. – 226 тыс. человек, к 1999 г. – 290 тыс. человек, к 2013 г. – 327 тыс. человек.

По СНиП II-A.6-62, действовавшим с 1962 г. по 1972 г. включительно, $t_{н.о}=-25^{\circ}\text{C}$, по СНиП II-A.6-72, действовавшим с 1972 г. по 1983 г. включительно, $t_{н.о}=-22^{\circ}\text{C}$, по СНиП 2.01.01-82, действовавшим с 1984 г. по 1999 г. включительно, $t_{н.о}=-25^{\circ}\text{C}$, по СНиП 23.01.99*, действующим до настоящего времени, $t_{н.о}=-25^{\circ}\text{C}$. В то же время в актуализированной редакции СНиП «Строительная климатология» СП 131.13330.2012 $t_{н.о}=-22^{\circ}\text{C}$.

Следовательно, для большинства систем отопления зданий в городе Волжском, площади приборов отопления проектировались исходя из температуры холодной пятидневки равной -25°C , тогда как в настоящее время эксплуатация зданий производится в условиях, когда $t_{н.о}=-22^{\circ}\text{C}$. Необходимо иметь в виду, что по Справочнику проектировщика [5] площади поверхности теплообмена приборов отопления выбирались с запасом при назначении коэффициентов β_1 и β_2 , обеспечивающих превышение площади поверхности теплообмена в сравнении с величиной, необходимой для компенсации тепловых потерь, на величину порядка 10%.

Поэтому можно считать, что установленные приборы отопления, исходя, как из перепада температур $18-(-25)=43^{\circ}\text{C}$, так и из перепада температур $18-(-22)=40^{\circ}\text{C}$, имеют достаточные площади теплообмена в современных расчетных условиях.

Анализ фактических температур и расходов теплоносителей по данным ведомостей учета параметров теплопотребления.

По данным энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха, грунта, сетевой и холодной воды для тепловых сетей отопления и ГВС до ЦТП от ВТЭЦ-2 составляют:

Таблица 33.

Среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха, грунта, сетевой и холодной воды для тепловых сетей отопления и ГВС до ЦТП от ВТЭЦ-2, работающих круглый год по температурному графику 145/68°C

Месяцы	Число часов работы		Температура, °С				
	отопит. период	летний период	грунта	наружного воздуха	подающего трубопровода	обратного трубопровода	холодной воды
Январь	744	0	5,4	-7,3	99,9	53,3	2,1
Февраль	677	0	3,8	-7,7	101,1	53,7	2,4
Март	744	0	3,1	-0,4	79,2	45,4	2,4
Апрель	304	399	6,6	10,9	71,1	53,5	4,3
Май	0	744	13,1	19,2	72,0	60,0	10,0
Июнь	0	670	18,1	24,3	72,0	60,0	16,7
Июль	0	744	21,7	26,8	72,0	60,0	22,0
Август	0	744	22,3	24,4	72,0	60,0	23,6
Сентябрь	0	670	21,0	17,1	72,0	60,0	20,3
Октябрь	477	264	16,8	9,5	71,3	54,7	15,1
Ноябрь	720	0	12,2	3,1	70,0	41,1	9,1
Декабрь	744	0	8,1	-2,8	86,4	47,8	3,6
Среднегодовые значения	4410	4235	12,7	9,7	78,2	54,1	10,9
Среднесезонные значения	<i>отопит. период</i>		7,6	-0,7	84,4	49,3	5,2
	<i>летний период</i>		17,9	20,5	71,9	59,1	17,0

Таблица 34.

Среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха, грунта, сетевой и холодной воды для тепловых сетей отопления и ГВС до ЦТП от ВТЭЦ, работающих круглый год по температурному графику 145/68°C

Месяцы	Число часов работы		Температура, °С				
	отопит. период	летний период	грунта	наружного воздуха	подающего трубопровода	обратного трубопровода	холодной воды
Январь	744	0	5,4	-7,3	99,9	53,3	1,9
Февраль	677	0	3,8	-7,7	101,1	53,7	2,3
Март	744	0	3,1	-0,4	79,2	45,4	2,2
Апрель	304	399	6,6	10,9	71,1	53,5	4,1
Май	0	744	13,1	19,2	72,0	60,0	9,8
Июнь	0	720	18,1	24,3	72,0	60,0	16,8
Июль	0	701	21,7	26,8	72,0	60,0	21,9
Август	0	744	22,3	24,4	72,0	60,0	23,5
Сентябрь	0	641	21,0	17,1	72,0	60,0	20,1
Октябрь	472	269	16,8	9,5	71,3	54,6	14,8
Ноябрь	720	0	12,2	3,1	70,0	41,1	9,1
Декабрь	744	0	8,1	-2,8	86,4	47,8	3,5
Среднегодовые значения	4405	4218	12,6	9,7	78,3	54,0	10,8
Среднесезонные значения	<i>отопит. период</i>		7,6	-0,7	84,4	49,3	5,0
	<i>летний период</i>		17,8	20,5	71,9	59,0	16,8

Из таблиц 33 и 34 видно, что фактическая средняя температура теплоносителя в подающем трубопроводе не превышает 101,1 °С, что ниже предлагаемой срезки температурного графика на уровне 115 °С и значительно ниже, чем существующий проектный температурный график 150/70°С (со срезкой на 145 °С).

Кроме того, при рассмотрении температур теплоносителя на выходных коллекторах источников тепловой энергии ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 в течение пяти дней, когда температура окружающего воздуха являлась наиболее низкой за период с 2011 по 2015 годы, согласно ведомостям коммерческих приборов учета ТЭЦ, температура теплоносителя также не превышала 115 °С.

Отсутствие свидетельств о невыполнении системой теплоснабжения своей функции по обеспечению потребителей тепловой энергией в достаточном количестве, отсутствие жалоб на некачественное отопление по вине теплоснабжающей организации, также подтверждает способность системы теплоснабжения обеспечивать нормативный уровень температур воздуха в отапливаемых помещениях в условиях срезки температурного графика до 115 °С.

Таблица 35.

Максимальных среднечасовых температур теплоносителя на выходных коллекторах ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 в подающих трубопроводах Ду-1200 за наиболее холодную пятидневку в период с 2011 по 2015 годы.

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	Максимальная среднечасовая температура сетевой воды в подающем трубопроводе Ду-1200 ВТЭЦ, °С	Максимальная среднечасовая температура сетевой воды в подающем трубопроводе Ду-1200 ВТЭЦ-2, °С
29.01.2014	-22,8	109,83	113,17
30.01.2014	-26,7	110,68	113,77
31.01.2014	-23,9	110,41	113,49
01.02.2014	-21,2	111,1	113,38
02.02.2014	-20,6	110,78	113,55
Итого за пятидневку (среднее)	-23,0	110,56	113,47

Обоснование снижения температурного графика

Выше в разделе показано, что температурный график 150/70°C в связи с не реалистичностью и фактической невозможностью его применения в современных условиях должен быть понижен, либо модифицирован путем обоснования срезки по температуре.

Приведенные выше вычисления различных режимов работы системы теплоснабжения в нерасчетных условиях при использовании данных диспетчерских рапортов по городским системам теплоснабжения в холодный период года подтверждают эти выводы и позволяют предложить следующую стратегию по внесению изменений в регулирование тепловой нагрузки потребителей г. Волжский.

Внедрение срезки температурного графика тепловых сетей в таких крупных городах как Киев, Казань, Минск каких-либо негативных последствий за собою не повлекло и, при этом, положительно сказалось на повышении надежности системы теплоснабжения, так как снижение температуры теплоносителя закономерно снижает его агрессивность и уменьшает негативное воздействие температурных расширений на трубопроводы и элементы конструкций тепловых сетей.

Проведенный анализ расчетов режимов работы системы теплоснабжения г. Волжского после введения срезки 115 °С к действующему температурному графику 150/68 °С позволяет заключить:

- ухудшения качества теплоснабжения с введением срезки температурного графика не происходит.
- фактически выдерживаемый температурный график работы системы теплоснабжения г. Волжского не превышает температуры вводимой срезки 115 градусов.
- регулировка и настройка тепловых узлов потребителей тепловой энергии и тепловых пунктов не потребуются, поскольку их функционирование уже обеспечивается с учетом температуры теплоносителя, не превышающей 115 °С.
- при неизменности существующих расходов теплоносителя и существующих режимов работы источников и тепловых сетей нормативная температура в отапливаемых помещениях обеспечивается на нормативном уровне.

– реконструкция трубопроводов тепловых сетей, связанная с увеличением их пропускной способности, не требуется, поскольку существующая система теплоснабжения способна обеспечить необходимый расход теплоносителя для надежного и гарантированного теплоснабжения потребителей.

– введение срезки температурного графика 115°C положительно отразится на надежности работы, как источников тепловой энергии, так и трубопроводов тепловых сетей.

На основании изложенного в настоящем документе, для дальнейшей работы системы теплоснабжения г. Волжского устанавливается температурный график $150/70^{\circ}\text{C}$ со срезкой 115°C .

Температурный график $150/70^{\circ}\text{C}$ со срезкой 115°C приведен в таблице 36 и на рисунке 17.

Таблица 36.

Температурный график тепловых сетей 150/70 °С со срезкой на 115 °С

Тн.в.	Т1	Т2	Температура теплоносителя в подающем трубопроводе с поправкой на ветер, °С									
			Скорость ветра, м/с									
			10	12	14	16	18	20	22	24	26	
8	70	45										
7	70	44										
6	70	44										
5	70	43										
4	70	42							71	72	73	
3	70	41				71	72	73	74	75	76	
2	72	42	72	73	74	75	76	77	78	79	80	
1	75	43	75	76	77	78	79	80	82	83	84	
0	78	45	78	79	81	82	83	84	85	86	87	
-1	81	46	81	83	84	85	86	88	89	90	91	
-2	84	47	85	86	87	88	90	91	92	93	95	
-3	87	49	88	89	90	92	93	94	96	97	99	
-4	90	50	91	92	94	95	96	98	99	100	102	
-5	93	51	94	95	97	98	100	101	103	104	105	
-6	96	53	97	99	100	101	103	105	106	108	109	
-7	99	54	100	102	103	105	106	108	110	111	112	
-8	102	55	103	105	106	108	110	111	113	114	115	
-9	105	56	106	108	110	111	113	114	115	115		
-10	108	57	109	111	113	114	115	115				
-11	111	59	112	114	115	115						
-12	114	60	115	115								
-13	115	62										
-14	115	62										
-15	115	62										
-16	115	62										
-17	115	62										
-18	115	62										
-19	115	62										
-20	115	62										
-21	115	62										
-22	115	62										

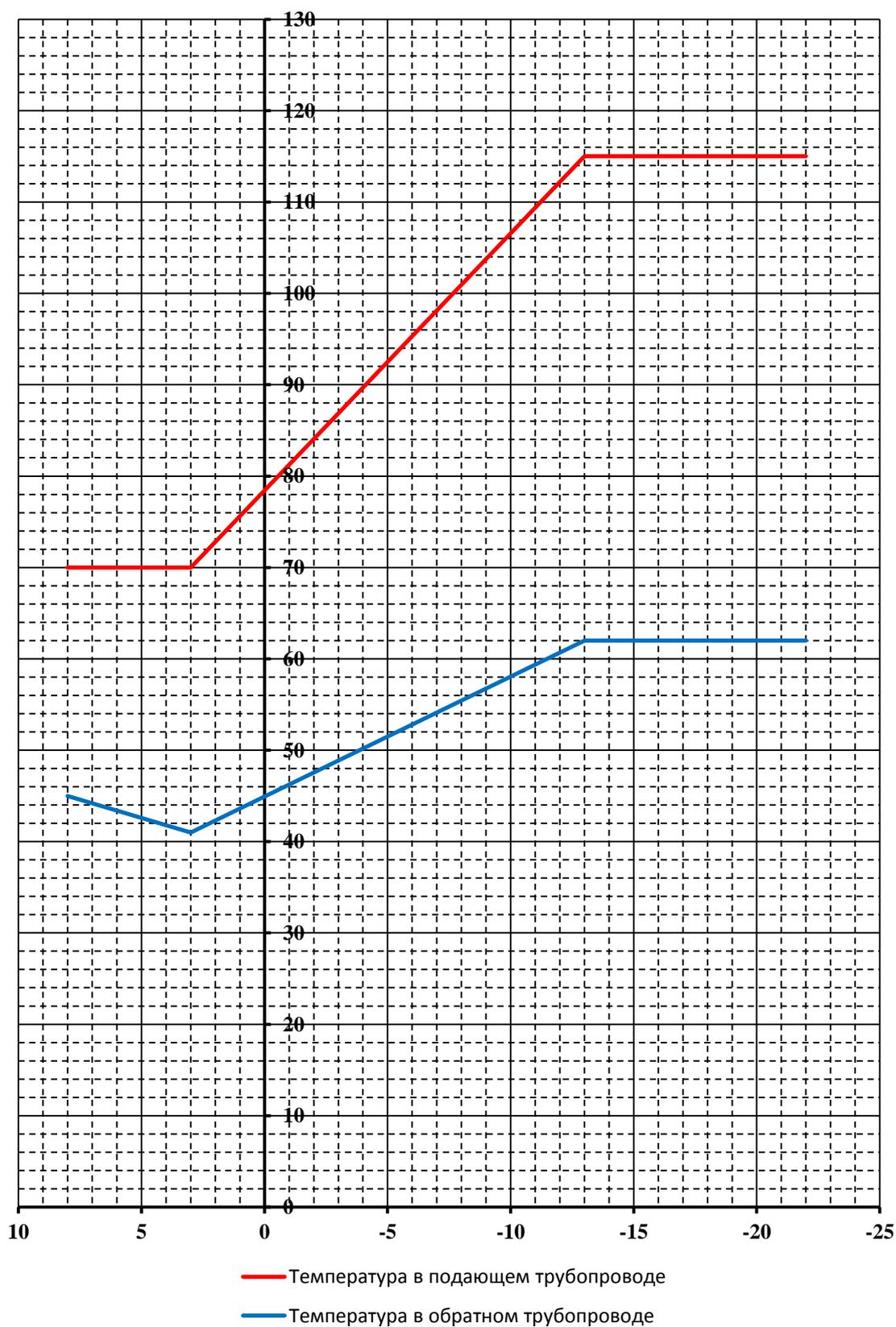


Рисунок 17

Предлагаемый температурный график 150/70 °C со срезкой на 115 °C

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

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления Закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 1 января 2012 года обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

В зоне теплоснабжения от Волжских ТЭЦ, приборы учета установлены у 2708 потребителей. Еще порядка 493 ИТП в жилых домах в настоящее время не оборудованы приборами учета. Графическое соотношение потребителей, с приборами и без приборов учета запитанных от ТЭЦ приведено на рисунке 18.

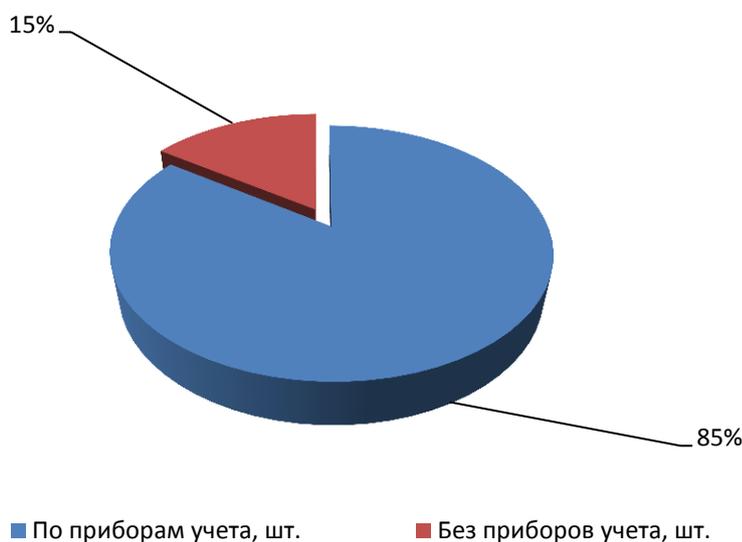


Рисунок 18.
Соотношение количества потребителей с приборами учета и без приборов учета запитанных от ТЭЦ

Потребление тепловой энергии потребителями оснащенных приборами учета, составляет 843858,7 Гкал, что соответствует 53% от общей присоединенной нагрузки Волжских ТЭЦ.

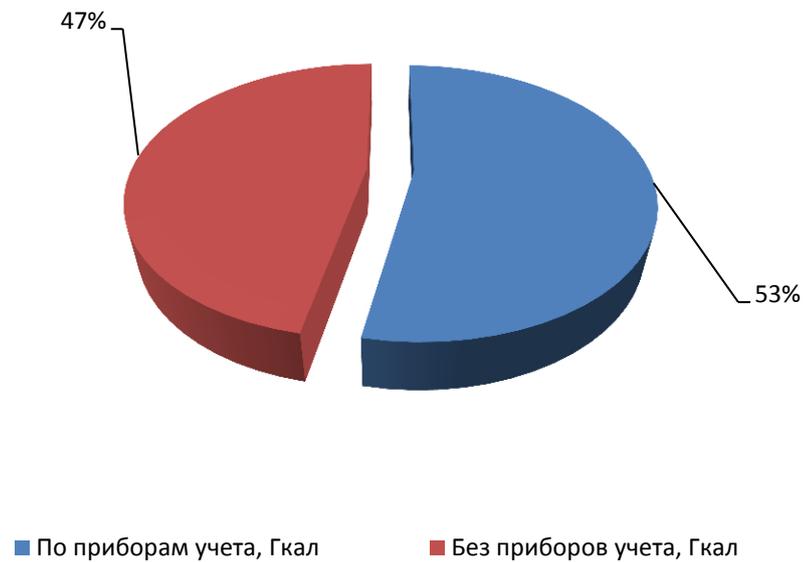


Рисунок 19.
Соотношение потребления тепловой энергии от Волжских ТЭЦ по приборам учета и без приборов учета

Таблица 37.

Соотношение потребления тепловой энергии

Наименование	По приборам учета, Гкал	Без приборов учета, Гкал	Всего, Гкал	По приборам учета, %	Без приборов учета, %
Всего	843858,7	744322,1	1588180,8	53	47
Население	467229,8	679794,2	1147024,0	41	59
Бюджетные потребители	80618,5	32432,0	113050,5	71	29
Прочие потребители	43983,2	26999,0	70982,2	53	47
Промышленные потребители	112542,0	5096,9	146014,0	77	4
потребители, приравненные к промышленным	28375,1			19	
Потребление тепловой энергии в виде пара	111110,0	-	111110	100	-
Потери в тепловых сетях	-	385442,0	385442	-	100

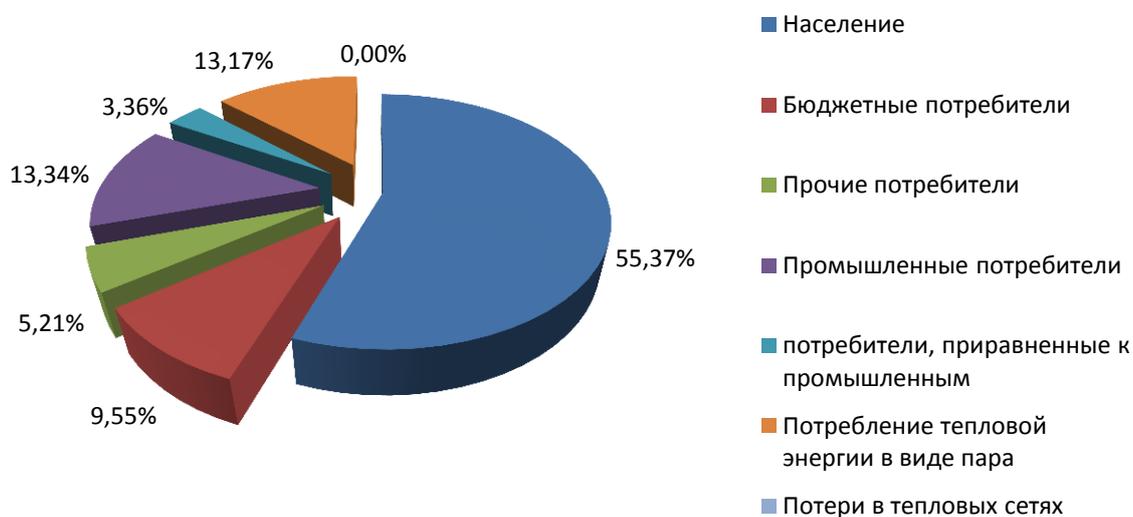


Рисунок 20.
Соотношение потребителей от Волжских ТЭЦ, оснащенных приборами учета



Рисунок 21.
Соотношение потребителей от Волжских ТЭЦ, без приборов учета

Как видно из таблицы 37 и рисунка 19, только 53% отпущенной тепловой энергии начисляется по приборам учета.

В настоящее время только 41% начисления потребления тепловой энергии жилым фондом осуществляется по приборам учета. Для бюджетной сферы этот показатель составляет 71%.

Промышленные потребители тепловой энергии в виде пара и горячей воды оборудованы приборами учета практически на 96%.

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

Тепломеханическое оборудование на источнике имеет высокую степень автоматизации. Подавляющее большинство запорной и регулирующей арматуры на источнике электрифицировано.

Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Регулирующие и запорные задвижки в тепловых камерах не имеют средств телемеханизации. Переключаемые участки тепловых сетей с ППУ изоляцией не имеют системы дистанционного контроля.

Диспетчерская МКП «Тепловые сети г. Волжский» оборудована телеметрией, позволяющей дистанционно контролировать работу котельных, а также телефонной связью и доступом в интернет, принимает сигналы об утечках и авариях на сетях от жильцов и обслуживающего персонала.

ООО «Волжские тепловые сети» имеет два эксплуатационных участка и соответствующие диспетчерские. Диспетчерские оборудованы телефонной связью и доступом в интернет, принимают сигналы об утечках и авариях на сетях от жильцов и обслуживающего персонала.

1.3.12 Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов, насосных

В настоящее время, на территории города оборудованы 31 центральный тепловой пункт на территории теплоснабжения от Волжских ТЭЦ, а также 1 ЦТП от котельной в поселке Краснооктябрьский.

На тепловых сетях от ТЭЦ оборудованы две насосные станции.

1.3.13 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Согласно письму Управления муниципальным имуществом (Приложение 1), по состоянию на 01.11.2017 выявлена и поставлена на учет 12.12.2016 в Управлении Росреестра по Волгоградской области бесхозная сеть теплоснабжения жилого дома 82 по ул. им. С.П. Лысенко.

Таблица 38.

Перечень бесхозяйных тепловых сетей

№ п/п	Наименование участка / Адрес нахождения	Наименование и характеристика объекта (трасса, опора, эстакада и т.д.)	Диаметр	Протяженность по участкам (пм)	Протяженность общая (пм)	Год постройки
1	Линейное сооружение-сеть теплоснабжения жилого дома 82 по ул. им. С.П.Лысенко, Волгоградская область, г. Волжский	Сеть теплоснабжения четырехтрубная от места врезки в сущ. трубопровод до опуска под землю Сеть теплоснабжения четырехтрубная от опуска под землю до ввода в жилой дом	2d 89 d 57 d 50	161,51	172,46	2014
			2d 89 d 57 d 50	10,95		

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.

На территории города Волжский расположены два источника централизованного теплоснабжения с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 ООО «Тепловая генерация г. Волжского», а также 8 котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский», расположенных в п. Паромный и п. Краснооктябрьский.

Котельные находятся вне радиуса эффективного теплоснабжения от ТЭЦ.

Границы зон действия источников тепловой энергии, представлены на рисунке 22.

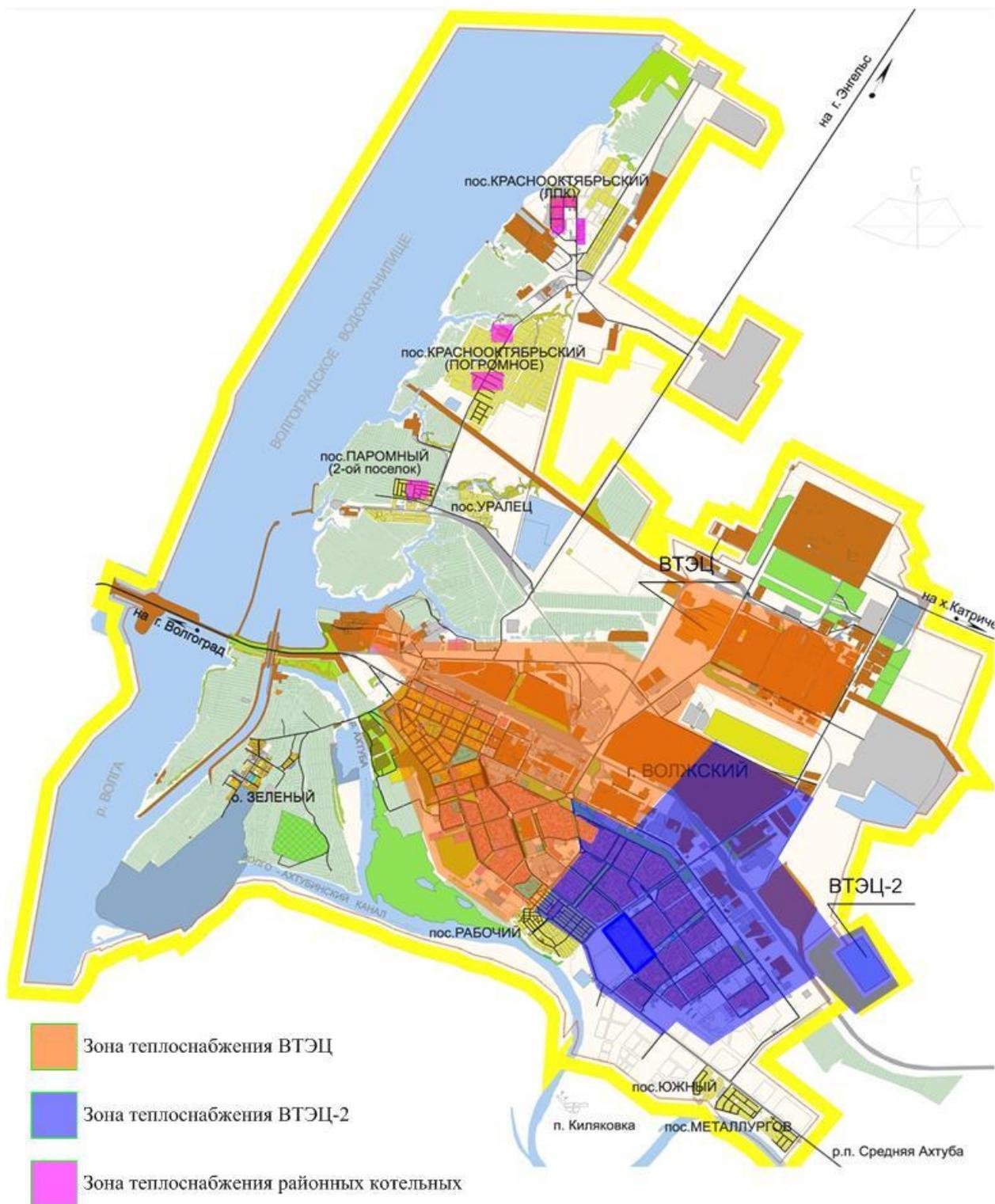


Рисунок 22.
Зоны теплоснабжения от ВТЭЦ, ВТЭЦ-2 и котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский».

Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

1.5.1 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Значения расчетных тепловых нагрузок предоставлены теплоснабжающими организациями. Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС на территории города составляет – (-22) °С.

Общая подключенная нагрузка отопления, вентиляции и ГВС в границах жилой застройки составляет 739,843 Гкал/ч и 10486 т/ч.

Нагрузки в границах кварталов представлены в таблице 39 и на рисунке 23.

Расчетные существующие тепловые нагрузки в границах п. Краснооктябрьский и п. Паромный представлены в таблице 40 и на рисунке 24.

Таблица 39.

Расчетные максимальные тепловые нагрузки на границах территориального деления

№ пп	№ кв-л, мкр.	ГВС макс.		Отопл + Вентил		ОБЩАЯ	
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч
1	2	3	4	5	6	7	8
ВТЭЦ							
1	1 кв.	0,137223	2,3	1,611216	20,9	1,7484	23
2	1а кв.	0,009990	0,2	0,495994	6,4	0,5060	7
3	2 кв.	0,148152	2,5	1,314328	17,1	1,4625	20
4	2а кв.	0,009900	0,2	0,536337	7,0	0,5462	7
5	3 кв.	0,035600	0,6	1,769977	23,0	1,8056	24
6	5 кв.	0,090260	1,5	1,752203	22,8	1,8425	24
7	6 кв.	0,065798	1,1	1,135128	14,7	1,2009	16
8	7 кв.	0,318476	5,3	4,275097	55,5	4,5936	61
9	101 кв.	1,749890	29,2	3,698354	48,0	5,4482	77
10	100 кв.	1,489510	24,8	2,813624	36,5	4,3031	61
11	102 кв.	3,410864	56,8	6,038489	78,4	9,4494	135
12	25 кв.	1,425026	23,8	4,837338	62,8	6,2624	87
13	26 кв.	0,076752	1,3	1,853308	24,1	1,9301	25
14	27 кв.	0,100380	1,7	1,391922	18,1	1,4923	20

1	2	3	4	5	6	7	8
15	29 кв.	0,000000	0,0	1,312884	17,1	1,3129	17
16	30 кв.	0,000000	0,0	1,442613	18,7	1,4426	19
17	34 кв.	0,616046	10,3	5,623907	73,0	6,2400	83
18	35 кв.	0,600832	10,0	3,009062	39,1	3,6099	49
19	36 кв.	2,626716	43,8	6,350187	82,5	8,9769	126
20	37 кв.	0,470086	7,8	3,584162	46,5	4,0542	54
21	38 кв.	0,273538	4,6	2,503194	32,5	2,7767	37
22	39 кв.	5,705956	95,1	16,038507	208,3	21,7445	303
23	40 кв.	3,932736	65,5	8,749425	113,6	12,6822	179
24	41 кв.	4,857250	81,0	11,469650	149,0	16,3269	230
25	42 кв.	3,797112	63,3	9,688860	125,8	13,4860	189
26	кв. Е	0,367528	6,1	1,301435	16,9	1,6690	23
27	кв. Б	0,546112	9,1	1,359690	17,7	1,9058	27
28	кв. В	0,297890	5,0	1,522194	19,8	1,8201	25
29	кв. Г	0,342088	5,7	1,646906	21,4	1,9890	27
30	8 кв.	0,151872	2,5	1,994021	25,9	2,1459	28
31	кв. А	0,260876	4,3	1,124234	14,6	1,3851	19
32	кв. Д	0,522470	8,7	1,243931	16,2	1,7664	25
33	9 кв.	0,123574	2,1	1,300113	16,9	1,4237	19
34	10 кв.	0,141976	2,4	0,834503	10,8	0,9765	13
35	12 кв.	0,018200	0,3	0,709984	9,2	0,7282	10
36	13 кв.	0,251924	4,2	1,127653	14,6	1,3796	19
37	14 кв.	0,559370	9,3	3,453027	44,8	4,0124	54
38	15 кв.	0,278808	4,6	1,815701	23,6	2,0945	28
39	16 кв.	0,956566	15,9	2,272570	29,5	3,2291	45
40	18 кв.	0,392312	6,5	2,881075	37,4	3,2734	44
41	19 кв.	0,000000	0,0	0,216818	2,8	0,2168	3
42	20 кв.	0,451964	7,5	2,231222	29,0	2,6832	37
43	21 кв.	0,275376	4,6	1,158510	15,0	1,4339	20
44	21а кв.	0,072864	1,2	0,971326	12,6	1,0442	14
45	22 кв.	0,162330	2,7	2,840044	36,9	3,0024	40
46	23 кв.	0,000000	0,0	1,989561	25,8	1,9896	26
47	14 мкр.	1,310264	21,8	5,412387	70,3	6,7227	92

1	2	3	4	5	6	7	8
48	ул. Машиностроителей.	2,500335	41,7	4,820373	62,6	7,3207	104
49	ГБ №1 (13мкр)	1,711030	28,5	2,595562	33,7	4,3066	62
50	Крытый рынок	0,040200	0,7	0,220935	2,9	0,2611	4
51	7 мкр.	6,116886	101,9	13,468652	174,9	19,5855	277
52	8 мкр.	6,152279	102,5	13,259105	172,2	19,4114	275
53	9 мкр.	9,651648	160,9	20,314069	263,8	29,9657	425
54	ул. Кирова	0,029000	0,5	1,044857	13,6	1,0739	14
55	13 мкр.	3,152506	52,5	5,864497	76,2	9,0170	129
56	пл. Труда	1,720000	28,7	2,147031	27,9	3,8670	57
57	Потребители без кварталов	2,993429	49,9	11,638491	151,1	14,6319	201
Жилая зона		73,500	1225,0	218,076	2832,0	291,576	4057
Промзона		10,839	181,0	81,135	1054,0	91,974	1235
Всего от ВТЭЦ		84,339	1 406	299,211	3 886	383,55	5292
ВТЭЦ-2							
1	10	9,164387	152,7	18,129092	235,4	27,293	388
2	10/16	2,154616	35,9	4,010535	52,1	6,165	88
3	11	5,219532	87,0	9,749130	126,6	14,969	214
4	12	7,442634	124,0	12,785114	166,0	20,228	290
5	15	1,101378	18,4	2,541737	33,0	3,643	51
6	16	7,596861	126,6	12,004364	155,9	19,601	283
7	17	10,624026	177,1	18,960868	246,2	29,585	423
8	18	11,530033	192,2	20,898852	271,4	32,429	464
9	19	8,366648	139,4	14,931304	193,9	23,298	333
10	21	7,430538	123,8	14,183334	184,2	21,614	308
11	22	8,141832	135,7	13,424831	174,3	21,567	310
12	23	13,658969	227,6	23,405931	304,0	37,065	532
13	24	9,120000	152,0	15,992781	207,7	25,113	360
14	25	10,323341	172,1	19,283116	250,4	29,606	422
15	26	7,800000	130,0	12,897944	181,5	21,779	312
16	27	7,972809	132,9	15,655860	167,5	20,871	300
17	30	9,84000	164,0	15,65586	203,3	25,49586	367

1	2	3	4	5	6	7	8
18	31	7,080000	118,0	12,529199	162,7	19,609	281
19	32	3,844660	64,1	8,021653	104,2	11,866	168
20	37	6,263904	104,4	8,066111	104,8	14,330	209
21	38	3,388800	56,5	3,265575	42,4	6,654	99
22	28	3,080000	51,3	4,306450	55,9	7,386	107
23	32a	3,752800	62,5	4,346687	56,5	8,099	119
<i>Жилая зона</i>		<i>164,898</i>	<i>2748,3</i>	<i>283,370</i>	<i>3680,0</i>	<i>448,267</i>	<i>6428</i>
<i>Промзона</i>		<i>6,588</i>	<i>110</i>	<i>59,773</i>	<i>776</i>	<i>66,361</i>	<i>886</i>
Всего от ВТЭЦ-2		171,486	2858	343,143	4456	514,628	7314
Итого по г. Волжскому		255,825	4264	642,354	8342	898,178	12606
<i>т.ч.: - Жилая зона</i>		<i>238,398</i>	<i>3973</i>	<i>501,446</i>	<i>6512</i>	<i>739,843</i>	<i>10486</i>
<i>- Промзона</i>		<i>17,427</i>	<i>290</i>	<i>140,908</i>	<i>1830</i>	<i>158,335</i>	<i>2120</i>

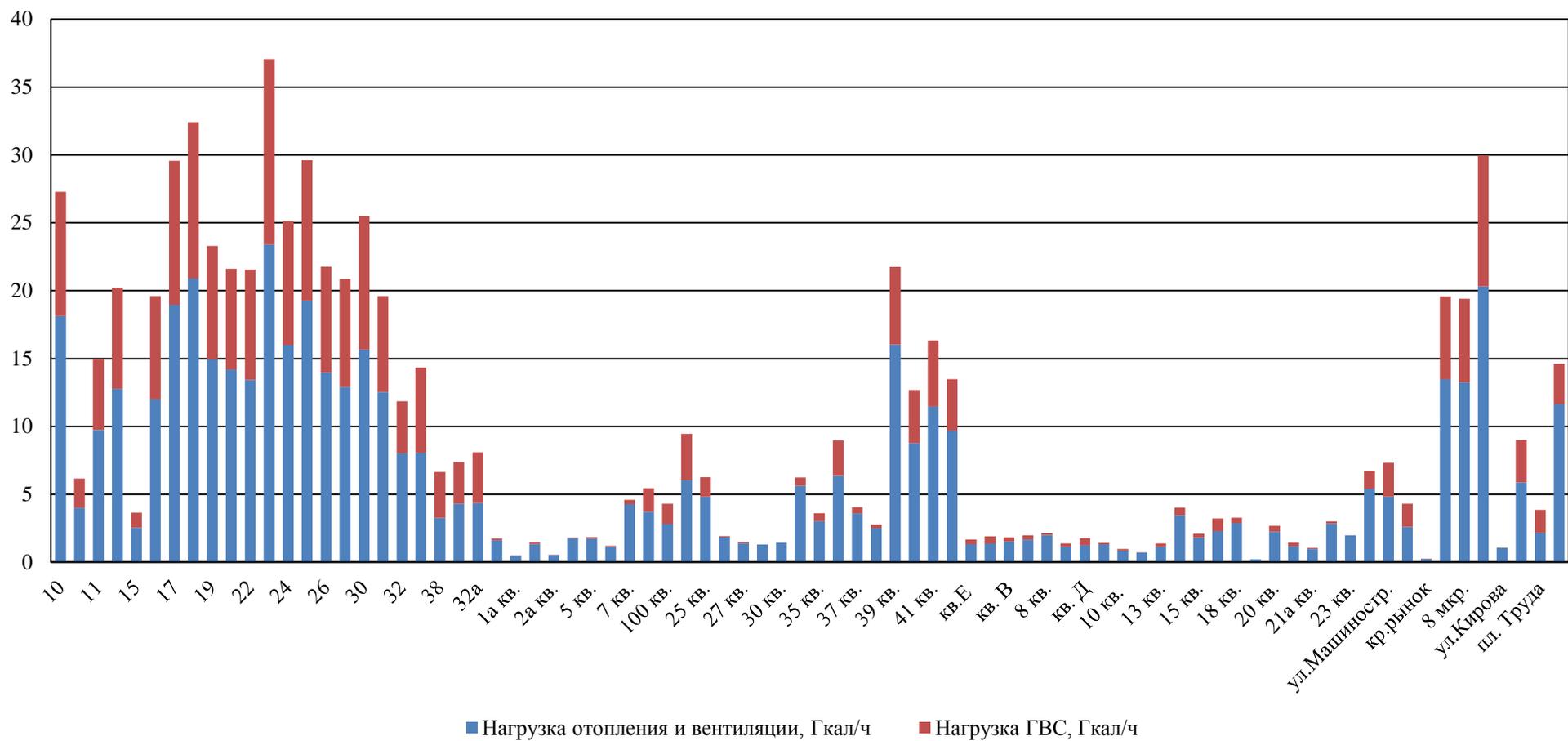


Рисунок 23.
Расчетные максимальные тепловые нагрузки на границах территориального деления

Таблица 40.

Расчетные тепловые нагрузки в границах п. Краснооктябрьский и п. Паромный

Наименование квартала	Суммарная нагрузка на квартал, Гкал/ч	Нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч
п. Краснооктябрьский, от МК-1	1,13745	0,83735	0,30010
п. Краснооктябрьский, от МК-2	0,30099	0,30099	0
п. Краснооктябрьский, от МК-3	2,28606	2,04272	0,24333
п. Краснооктябрьский, от МК-4	3,16293	3,16293	0
п. Краснооктябрьский, от МК-5	0,01754	0,01754	0
п. Краснооктябрьский, от МК-7	1,98186	1,73096	0,25090
п. Краснооктябрьский, от МК-8	0,42748	0,42748	0
п. Паромный (школа)	0,11948	0,11948	0
Всего по жилой и общественной застройке	9,43379	8,63946	0,79433

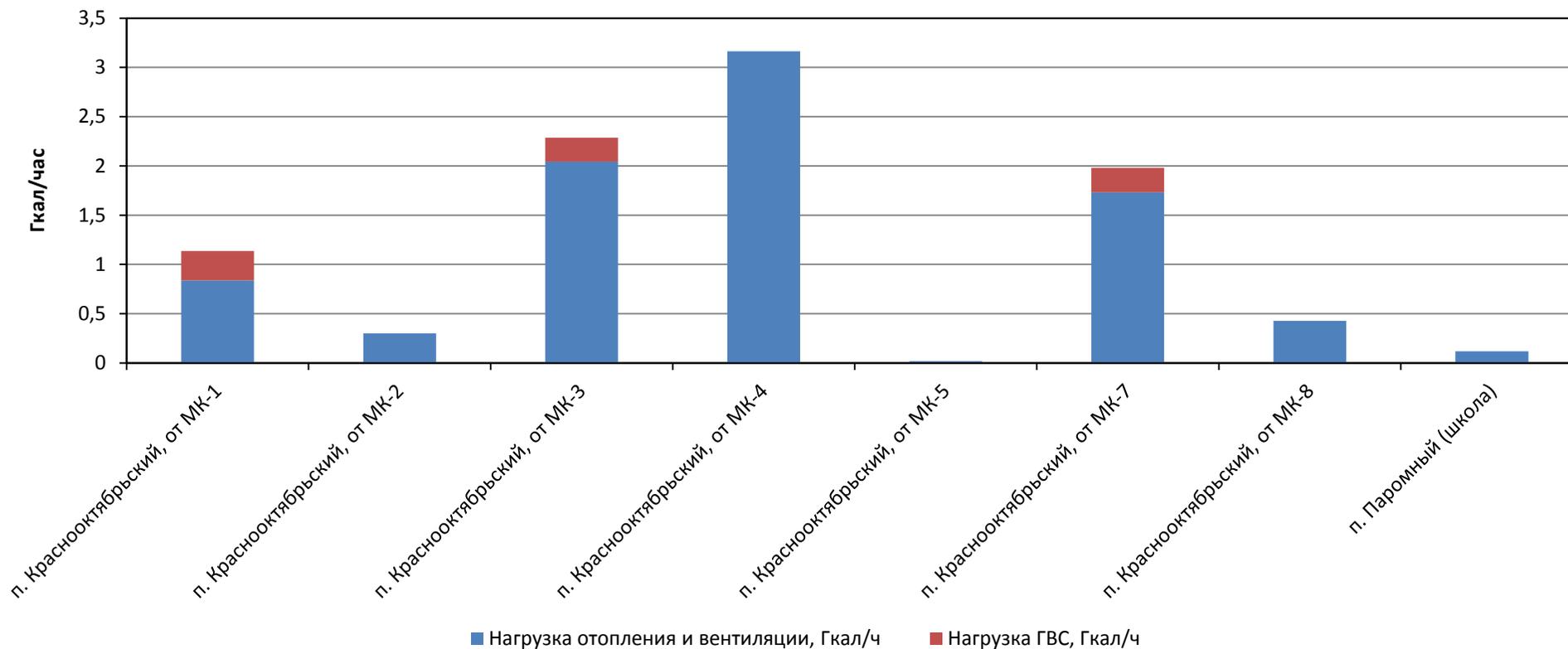


Рисунок 24.

Расчетные тепловые нагрузки в границах п. Краснооктябрьский и п. Паромный

1.5.2 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период

Расчетные значения годового потребления тепловой энергии, в границах кварталов представлено в таблицах 41 и 42.

В связи с применением открытой схемы ГВС, централизованное теплоснабжение используется круглогодично.

Таблица 41.
Расчетные значения потребления тепловой энергии от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2

№ пп	№ кв-л, мкр.	ГВС средн.		Отопл. +Вентил.		ОБЩАЯ	
		Гкал/ч	Гкал/год	Гкал/ч	Гкал/год	Гкал/ч	Гкал/год
ВТЭЦ							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1 кв.	0,068612	601,0	1,611216	6805,8	1,680	7407
2	1а кв.	0,004995	43,8	0,495994	2095,1	0,501	2139
3	2 кв.	0,074076	648,9	1,314328	5551,7	1,388	6201
4	2а кв.	0,004950	43,4	0,536337	2265,5	0,541	2309
5	3 кв.	0,017800	155,9	1,769977	7476,4	1,788	7632
6	5 кв.	0,045130	395,3	1,752203	7401,3	1,797	7797
7	6 кв.	0,032899	288,2	1,135128	4794,8	1,168	5083
8	7 кв.	0,159238	1394,9	4,275097	18058,0	4,434	19453
9	101 кв.	0,874945	7664,5	3,698354	15621,8	4,573	23286
10	100 кв.	0,744755	6524,1	2,813624	11884,7	3,558	18409
11	102 кв.	1,705432	14939,6	6,038489	25506,6	7,744	40446
12	25 кв.	0,712513	6241,6	4,837338	20432,9	5,550	26675
13	26 кв.	0,038376	336,2	1,853308	7828,4	1,892	8165
14	27 кв.	0,050190	439,7	1,391922	5879,5	1,442	6319
15	29 кв.	0,000000	0,0	1,312884	5545,6	1,313	5546
16	30 кв.	0,000000	0,0	1,442613	6093,6	1,443	6094
17	34 кв.	0,308023	2698,3	5,623907	23755,4	5,932	26454
18	35 кв.	0,300416	2631,6	3,009062	12710,3	3,309	15342
19	36 кв.	1,313358	11505,0	6,350187	26823,2	7,664	38328
20	37 кв.	0,235043	2059,0	3,584162	15139,5	3,819	17198
21	38 кв.	0,136769	1198,1	2,503194	10573,5	2,640	11772
22	39 кв.	2,852978	24992,1	16,038507	67746,7	18,891	92739
23	40 кв.	1,966368	17225,4	8,749425	36957,6	10,716	54183
24	41 кв.	2,428625	21274,8	11,469650	48447,8	13,898	69723
25	42 кв.	1,898556	16631,3	9,688860	40925,7	11,587	57557
26	кв. Е	0,183764	1609,8	1,301435	5497,3	1,485	7107
27	кв. Б	0,273056	2392,0	1,359690	5743,3	1,633	8135
28	кв. В	0,148945	1304,8	1,522194	6429,7	1,671	7735
29	кв. Г	0,171044	1498,3	1,646906	6956,5	1,818	8455

1	2	3	4	5	6	7	8
30	8 кв.	0,075936	665,2	1,994021	8422,7	2,070	9088
1	кв. А	0,130438	1142,6	1,124234	4748,8	1,255	5891
32	кв. Д	0,261235	2288,4	1,243931	5254,4	1,505	7543
33	9 кв.	0,061787	541,3	1,300113	5491,7	1,362	6033
34	10 кв.	0,070988	621,9	0,834503	3524,9	0,905	4147
35	12 кв.	0,009100	79,7	0,709984	2999,0	0,719	3079
36	13 кв.	0,125962	1103,4	1,127653	4763,2	1,254	5867
37	14 кв.	0,279685	2450,0	3,453027	14585,6	3,733	17036
38	15 кв.	0,139404	1221,2	1,815701	7669,5	1,955	8891
39	16 кв.	0,478283	4189,8	2,272570	9599,3	2,751	13789
40	18 кв.	0,196156	1718,3	2,881075	12169,7	3,077	13888
41	19 кв.	0,000000	0,0	0,216818	915,8	0,217	916
42	20 кв.	0,225982	1979,6	2,231222	9424,7	2,457	11404
43	21 кв.	0,137688	1206,1	1,158510	4893,5	1,296	6100
44	21а кв.	0,036432	319,1	0,971326	4102,9	1,008	4422
45	22 кв.	0,081165	711,0	2,840044	11996,3	2,921	12707
46	23 кв.	0,000000	0,0	1,989561	8403,9	1,990	8404
47	14 мкр.	0,655132	5739,0	5,412387	22861,9	6,068	28601
48	ул. Машиностр.	1,250168	10951,5	4,820373	20361,3	6,071	31313
49	ГБ №1 (13мкр)	0,855515	7494,3	2,595562	10963,7	3,451	18458
50	кр. рынок	0,020100	176,1	0,220935	933,2	0,241	1109
51	7 мкр.	3,058443	26792,0	13,468652	56891,6	16,527	83684
52	8 мкр.	3,076140	26947,0	13,259105	56006,5	16,335	82953
53	9 мкр.	4,825824	42274,2	20,314069	85806,6	25,140	128081
54	ул. Кирова	0,014500	127,0	1,044857	4413,5	1,059	4540
55	13 мкр.	1,576253	13808,0	5,864497	24771,6	7,441	38580
56	пл. Труда	0,860000	7533,6	2,147031	9069,1	3,007	16603
57	потребит. без кварталов	1,496715	13111,2	11,638491	49161,0	13,135	62272
Жилая зона		36,750	321929,0	218,076	921154,1	254,826	1243083
Промзона		5,420	15824,9	81,135	342714,2	86,555	358539
Всего от ВТЭЦ		42,169	337 754	299,211	1 263 868	341,381	1601622

1	2	3	4	5	6	7	
ВТЭЦ-2							
1	10	4,582194	40140,0	18,129092	76577,3	22,711	116717
2	10/16	1,077308	9437,2	4,010535	16940,5	5,088	26378
3	11	2,609766	22861,6	9,749130	41180,3	12,359	64042
4	12	3,721317	32598,7	12,785114	54004,3	16,506	86603
5	15	0,550689	4824,0	2,541737	10736,3	3,092	15560
6	16	3,798431	33274,3	12,004364	50706,4	15,803	83981
7	17	5,312013	46533,2	18,960868	80090,7	24,273	126624
8	18	5,765017	50501,5	20,898852	88276,8	26,664	138778
9	19	4,183324	36645,9	14,931304	63069,8	19,115	99716
10	21	3,715269	32545,8	14,183334	59910,4	17,899	92456
11	22	4,070916	35661,2	13,424831	56706,5	17,496	92368
12	23	6,829485	59826,3	23,405931	98866,7	30,235	158693
13	24	4,560000	39945,6	15,992781	67553,5	20,553	107499
14	25	5,161671	45216,2	19,283116	81451,9	24,445	126668
15	26	3,900000	34164,0	13,979069	59047,6	17,879	93212
16	27	3,986405	34920,9	12,897944	54480,9	16,884	89402
17	30	4,920000	43099,2	15,655860	66130,4	20,576	109230
18	31	3,540000	31010,4	12,529199	52923,3	16,069	83934
19	32	1,922330	16839,6	8,021653	33883,5	9,944	50723
20	37	3,131952	27435,9	8,066111	34071,3	11,198	61507
21	38	1,694400	14842,9	3,265575	13793,8	4,960	28637
22	28	1,540000	13490,4	4,306450	18190,4	5,846	31681
23	32а	1,876400	16437,3	4,346687	18360,4	6,223	34798
Жилая зона		82,449	722252,2	283,370	1196952,9	365,818	1919205
Промзона		3,294	9618,5	59,773	252481,2	63,067	262100
Всего от ВТЭЦ-2		85,743	731871	343,143	1449434	428,885	2181305
Итого по г. Волжскому		127,912	1069625	642,354	2713302	770,266	3782927
т.ч.: - Жилая зона		119,199	1044181	501,446	2118107	620,645	3162288
- Промзона		8,714	25443	140,908	595195	149,622	620639

Таблица 42.

Расчетные значения потребления тепловой энергии от котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский»

Наименование квартала	Нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/год	Нагрузка ГВС, Гкал/год	Суммарная нагрузка на квартал, Гкал/год
п. Краснооктябрьский, от МК-1	1511	658	2169
п. Краснооктябрьский, от МК-2	588	0	588
п. Краснооктябрьский, от МК-3	4099	1342	5441
п. Краснооктябрьский, от МК-4	6145	0	6145
п. Краснооктябрьский, от МК-5	42	0	42
п. Краснооктябрьский, от МК-7	3257	2385	5642
п. Краснооктябрьский, от МК-8	504	0	504
п. Паромный (школа)	224	0	224
Всего по жилой и общественной застройке	16370	4385	20755

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки

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

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

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

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

Перечисленные величины указаны в таблице 43.

Таблица 43.

Балансы тепловой мощности на источниках, Гкал/час.

Источник	Установленная мощность источника		Располагаемая мощность источника		Мощность источника тепловой энергии «нетто»		Суммарная нагрузка ТС	Потери в тепловых сетях	Подключенная нагрузка (горячая вода)	Подключенная нагрузка (пар)
ООО «Тепловая генерация г. Волжского»										
ВТЭЦ	1217,0		1217,0		1087,8		581,6	35,8	460,2	121,4
	В горячей воде, ВСЕГО	908,0	В горячей воде, ВСЕГО	908,0	В горячей воде, ВСЕГО	891,8				
	в том, числе		в том, числе		в том, числе					
	<i>от турбин</i>	708,0	<i>от турбин</i>	708,0	<i>от турбин</i>	691,8				
	<i>от ПВК</i>	200,0	<i>от ПВК</i>	200,0	<i>от ПВК</i>	200,0				
В паре	309,0	В паре	309,0	В паре	196,0					
ВТЭЦ-2	945,0		697,0		600,5		507,4	22,0	476,1	31,4
	В горячей воде, ВСЕГО	750,0	В горячей воде, ВСЕГО	520,0	В горячей воде, ВСЕГО	509,8				
	в том, числе		в том, числе		в том, числе					
	<i>от турбин</i>	390,0	<i>от турбин</i>	340,0	<i>от турбин</i>	329,8				
	<i>от ПВК</i>	360,0	<i>от ПВК</i>	180,0	<i>от ПВК</i>	180,0				
В паре	195,0	В паре	177,0	В паре	90,7					
МКП «Тепловые сети г. Волжский»										
МК-1	1,720		1,720		1,720		1,14745	0,01	1,13745	-
МК-2	0,645		0,645		0,645		0,33099	0,03	0,30099	-
МК-3	3,440		3,440		3,440		2,48606	0,20	2,28606	-
МК-4	4,300		4,300		4,300		3,32293	0,16	3,16293	-
МК-5	0,094		0,094		0,094		0,01754	-	0,01754	-
МК-7	3,440		3,440		3,440		2,05186	0,07	1,98186	-
МК-8	0,602		0,602		0,602		0,44748	0,02	0,42748	-
п. Паромный	0,214		0,214		0,214		0,12948	0,01	0,11948	-

Таблица 44.

Баланс количества тепловой энергии

Год	Годовая выработка, тыс. Гкал	Расход тепла на собственные нужды, тыс. Гкал	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	Расход тепла на собственные нужды в процентном соотношении, %	Потери тепловой энергии, тыс. Гкал	Полезный отпуск, тыс. Гкал
ВТЭЦ-2						
2014	1171,091	0,820	1170,271	0,070	-	1170,271
2015	1071,463	0,857	1070,606	0,080	-	1070,606
2016	1091,844	0,873	1090,971	0,080	-	1090,971
ВТЭЦ						
2014	1375,546	1,100	1374,446	0,080	-	1374,446
2015	1287,037	1,030	1286,007	0,080	-	1286,007
2016	1334,289	0,934	1333,355	0,070	-	1333,355
ООО «Волжские тепловые сети»						
2014	-	0,547	-	0,026	375,507	1663,019
2015	-	0,115	-	0,006	360,566	1640,181
2016	-	-	-	-	385,442	1588,181
МКП "Тепловые сети"						
2014	36,78	1,1	35,72	2,9	6,0	29,7
2015	33,04	1,0	32,01	3,1	5,9	26,1
2016	26,303	0,8	25,5	3,1	4,6	20,9

1.6.2 Резервы тепловой мощности нетто

В таблице 45 и на рисунках 25, 26 представлены данные о резерве тепловой мощности нетто на источниках теплоснабжения.

Таблица 45.

Резерв тепловой мощности нетто

Наименование источника	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч		Подключенная нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Подключенная нагрузка в паре, Гкал/ч	Резерв мощности в горячей воде, Гкал/ч		Резерв мощности в паре, Гкал/ч
					ВСЕГО (от турбин + от ПВК)	От турбин	
ООО «Тепловая генерация г. Волжского»							
ВТЭЦ	1087,8		460,2	-	431,6	231,6	-
	В горячей воде ВСЕГО	891,8					
	<i>В том числе:</i>						
	<i>От турбин</i>	<i>691,8</i>					
	<i>От ПВК</i>	<i>200</i>					
	В паре	196,0					
ВТЭЦ-2	600,5		476,1	-	33,7	-146,3	-
	В горячей воде ВСЕГО	509,8					
	<i>В том числе:</i>						
	<i>От турбин</i>	<i>329,8</i>					
	<i>От ПВК</i>	<i>180,0</i>					
	В паре	90,7					

МКП «Тепловые сети г. Волжский»

МК-1	1,720	1,137	-	0,583	-
МК-2	0,645	0,301	-	0,344	-
МК-3	3,440	2,286	-	1,154	-
МК-4	4,300	3,163	-	1,137	-
МК-5	0,094	0,018	-	0,076	-
МК-7	3,440	1,982	-	1,458	-
МК-8	0,602	0,427	-	0,175	-
п. Паромный	0,214	0,119	-	0,095	-



Рисунок 25.

Резерв тепловой мощности «нетто» на источниках ООО «Тепловая генерация г. Волжского»

Резерв тепловой мощности "нетто" в п. Краснооктябрьский



Резерв тепловой мощности "нетто" в п. Паромный



Рисунок 26.

Баланс тепловой мощности «нетто» на источниках МКП «Тепловая сети г. Волжский»

1.6.3 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю.

Существующие магистральные тепловые сети имеют резерв пропускной способности, и могут обеспечить тепловой энергией новых потребителей. Данные о гидравлических режимах в характерных точках приведены в Приложении 2.

Часть 7. Балансы теплоносителя

В таблице 46 представлен существующий баланс водоподготовительных установок.

Прироста потребления пара на производственные цели не ожидается.

Согласно ФЗ № 261 «Об энергосбережении и энергетической эффективности», следует ожидать постепенного снижения потребления пара промышленными потребителями, и, следовательно, увеличения резерва на ВПУ.

Увеличения мощности ВПУ на сегодняшний день и в перспективе не требуется.

Таблица 46.

Баланс водоподготовительных установок

Организация	Наименование	Производительность ВПУ, м3/ч	Расход на ГВС, м3/ч	Расход из систем водопотребления, м3/ч	Утечки из тепловых сетей, м3/ч	Резерв ВПУ, м3/ч (%)
ООО «Тепловая генерация г. Волжского»	ВТЭЦ	1500	334,4	28,4	79,2	1058,0 (70,53)
	ВТЭЦ-2	1500	420,3	35,5	59,1	985,1 (65,67)
МКП "Тепловые сети г. Волжский"	п. Краснооктябрьский, от МК-1	1,2	-	-	0,26	0,94 (78,33)
	п. Краснооктябрьский, от МК-2	0,7	-	-	0,1	0,6 (85,71)
	п. Краснооктябрьский, от МК-3	4,4	-	-	0,55	3,85 (87,5)
	п. Краснооктябрьский, от МК-4	2,2	-	-	0,51	1,69 (76,82)
	п. Краснооктябрьский, от МК-7	2,2	-	-	0,33	1,87 (85)
	п. Краснооктябрьский, от МК-8	1,7	-	-	0,05	1,65 (97,06)

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

Основным топливом ВТЭЦ, ВТЭЦ-2 ООО «Тепловая генерация г. Волжского», а также 8 котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский» является природный газ. Резервное топливо – мазут марки М 100.

Основным поставщиком газа для ВТЭЦ, ВТЭЦ-2 и котельных является ООО «Газпром межрегионгаз Волгоград».

Данные о потреблении топлива, затраченного на выработку тепловой энергии за 2014 – 2016 годы, представлены в таблице 47 и на рисунках 27 и 28.

Таблица 47.

Топливо-энергетические показатели

Наименование	2014	2015	2016
ООО «Тепловая генерация г. Волжского»			
Расход газа, Всего, тыс. м ³ <i>В том числе:</i>	319286,289	298393,918	332680,307
<i>ВТЭЦ, тыс. м³</i>	<i>177608,718</i>	<i>167818,472</i>	<i>185003,41</i>
<i>ВТЭЦ-2, тыс. м³</i>	<i>141677,571</i>	<i>130575,446</i>	<i>147676,897</i>
Расход мазута, Всего, т. <i>В том числе:</i>	348,459	309,379	47286,55
<i>ВТЭЦ, т</i>	<i>150,778</i>	<i>228,485</i>	<i>31290,706</i>
<i>ВТЭЦ-2, т</i>	<i>197,681</i>	<i>80,894</i>	<i>15995,844</i>
МКП «Тепловые сети г. Волжский»			
Расход газа, Всего, тыс. м ³	5262,56	4619,96	4027,05



Рисунок 27.

Расходы на топливо в общих затратах ООО «Тепловая генерация г. Волжского» за 2016 год, %

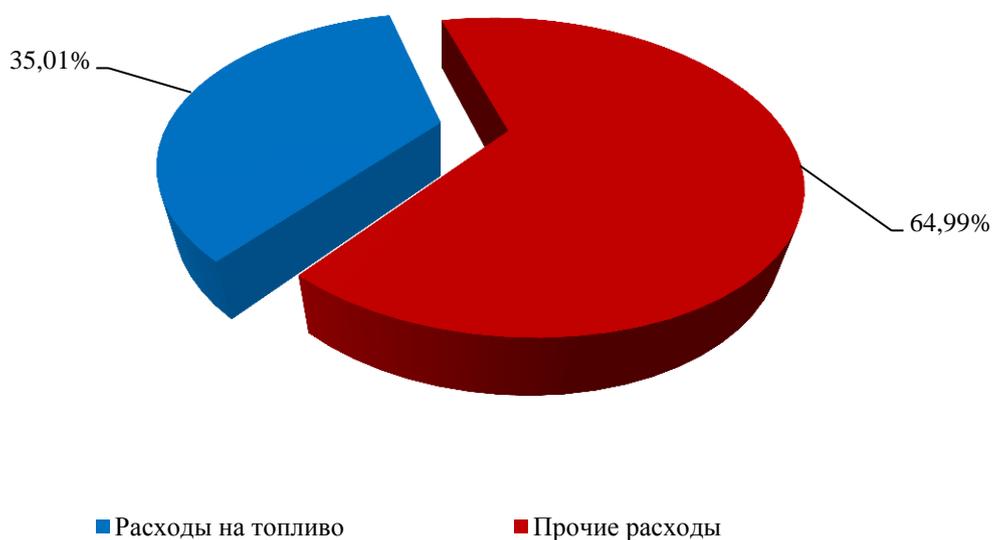


Рисунок 28.

Расходы на топливо в общих затратах МКП "Тепловые сети г. Волжский" за 2016 год, %

В структуре затрат ООО «Тепловая генерация г. Волжского» на выработку тепловой энергии, затраты на топливо составляют 58,49%. Остальные 41,51% приходятся на заработную плату персонала, ремонты, амортизацию оборудования и прочие отчисления.

Средневзвешенный удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в 2016 году составил 183,97,98 кг.у.т./Гкал, в 2015 году – 148,31 кг.у.т./Гкал. Увеличение удельного расхода топлива в 2016 году по отношению к 2015 году связано с тем, что с 2016 г. расчет УРУТ ведется по «физическому» методу.

В структуре затрат МКП «Тепловые сети г. Волжский» на выработку тепловой энергии, затраты на топливо составляют 35,01%. Средний удельный расход условного топлива котельными МКП «Тепловые сети составляет 155,88 кг.у.т./Гкал.

Часть 9. Надежность теплоснабжения.

1.9.1 Описание показателей надежности

Применительно к системам теплоснабжения надёжность можно рассматривать как свойство системы:

1. Бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве тепловой энергией требуемого качества.
2. Не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

На выполнение первой из сформулированных в определении надёжности функций, которая обусловлена назначением системы, влияют единичные свойства безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, режимной управляемости, устойчивости и живучести. Выполнение второй функции, связанной с функционированием системы, зависит от свойств безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, безопасности.

Резервирование – один из основных методов повышения надёжности объектов, предполагающий введение дополнительных элементов и возможностей сверх минимально необходимых для нормального выполнения объектом заданных функций. Реализация различных видов резервирования обеспечивает резерв мощности (производительности, пропускной способности) системы теплоснабжения – разность между располагаемой мощностью (производительностью, пропускной способностью) объекта и его нагрузкой в данный момент времени при допустимых значениях параметров режима и показателях качества продукции.

Надёжность системы теплоснабжения можно оценить исходя из показателей износа тепломеханического оборудования.

Показатели (критерии) надежности

Способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения следует определять по трем показателям (критериям):

– **Вероятность безотказной работы системы $[P]$** - способность системы не

допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$, более числа раз установленного нормативами.

– **Коэффициент готовности системы $[K_2]$** - вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов, допускаемых нормативами. Допускаемое снижение температуры составляет 2°C .

– **Живучесть системы $[Ж]$** - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных остановов (более 54 часов).

Вероятность безотказной работы $[P]$.

Вероятность безотказной работы $[P]$ для каждого j -го участка трубопровода в течение одного года вычисляется с помощью плотности потока отказов ω_{jP}

$$P = e^{(-\omega_{jP})};$$

Вычисленные на предварительном этапе плотности потока отказов ω_{jE} и ω_{jP} , корректируются по статистическим данным аварий за последние 5 лет в соответствии с оценками показателей остаточного ресурса участка теплопровода для каждой аварии на данном участке путем ее умножения на соответствующие коэффициенты.

Вероятность безотказной работы $[P]$ определяется по формуле:

$$P = e^{-\omega};$$

где ω – плотность потока учитываемых отказов, сопровождающихся снижением подачи тепловой энергии потребителям, может быть определена по эмпирической формуле:

$$\omega = a \cdot m \cdot K_c \cdot d^{0,208};$$

где a – эмпирический коэффициент.

При нормативном уровне безотказности - $a = 0,00003$;

m – эмпирический коэффициент потока отказов, полученный на основе обработки статистических данных по отказам. Допускается принимать равным 0,5 при расчете показателя безотказности и 1,0 при расчете показателя готовности;

K_c – коэффициент, учитывающий старение (утрату ресурса) конкретного участка теплосети. Для проектируемых новых участков тепловых сетей рекомендуется принимать $K_c=1$. Во всех других случаях коэффициент старения рассчитывается в зависимости от времени эксплуатации по формуле:

$$K_c=3 \cdot I^{2,6}$$

$$I = n/n_o$$

где I – индекс утраты ресурса;

n – срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах);

n_o – расчетный срок службы теплопровода (в годах).

Нормативные (минимально допустимые) показатели вероятности безотказной работы согласно СНиП 41-02-2003 принимаются для:

- источника тепловой энергии – $P_{um} = 0,97$;
- тепловых сетей – $P_{mc} = 0,90$;
- потребителя теплоты – $P_{nm} = 0,99$;
- СЦТ – $P_{cym} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Заказчик вправе устанавливать более высокие показатели вероятности безотказной работы.

Расчеты показателей (критериев) надежности систем теплоснабжения выполняются с использованием компьютерных программ.

При проектировании тепловых сетей по критерию – вероятность безотказной работы $[P]$ определяются:

для тепловых сетей:

– допустимость проектирования радиальных (лучевых) теплотрасс и в случае необходимости – места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

– предельно допустимая длина не резервированных участков теплопроводов до каждого потребителя или теплового пункта;

– достаточность диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов, для обеспечения резервной подачи тепловой энергии потребителям при отказах;

– необходимость применения на конкретных участках по условию

безотказности надземной прокладки или прокладки в проходных каналах (тоннелях),

Коэффициент готовности системы $[E_2]$ - вероятность работоспособного состояния системы, ее готовности поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру более установленного нормативом числа часов в год.

Коэффициент готовности для j -го участка рассчитывается по формуле:

$$E_2 = (4224 - z_1 - z_2 - z_3 - z_4) / 4224;$$

Где,

z_1 – число часов ожидания неготовности СЦТ в период стояния нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Определяется по климатологическим данным с учетом способности системы обеспечивать заданную температуру в помещениях (для г.Волжский $z_1 = 80$ час.);

z_1 - число часов ожидания нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности (для г.Волжский $z_1 = 80$ час., 4224 час. – продолжительность отопительного периода);

z_2 - число часов ожидания неготовности источника тепла (при отсутствии данных принимается равным 50 час.);

z_3 - число часов ожидания неготовности участка тепловой сети;

z_4 - число часов ожидания неготовности систем теплоиспользования абонента (при отсутствии данных принимается равным 10 ч).

4224 час. – продолжительность отопительного периода

Оценку готовности энергоисточника рекомендуется производить по фактическим статистическим данным числа часов в год неготовности следующих узлов энергоисточника за последние 5 лет эксплуатации:

$$z_2 = z_{об} + z_{впу} + z_{тсв} + z_{пар} + z_{топ} + z_{хво} + z_{эл};$$

где $z_{об}$ – основного энергооборудования;

$z_{впу}$ – водоподогревательной установки;

$z_{тсв}$ – тракта трубопроводов сетевой воды;

$z_{пар}$ – тракта паропроводов;

$z_{топ}$ – топливообеспечения;

$z_{\text{хво}}$ – водоподготовительной установки и группы подпитки;

$z_{\text{эл}}$ – электроснабжения.

Число часов ожидания неготовности j -го участка тепловой сети:

$$z_j = t_{\text{в}} \cdot \omega_{jE}$$

Здесь $t_{\text{в}}$ - среднее время восстановления (в часах) теплопровода диаметра d_j (см. СНиП 41-02-2003, табл.2); ω_{jE} - плотность потока отказов, используемая для вычисления коэффициента готовности.

Минимально допустимый показатель готовности систем центрального теплоснабжения к исправной работе $[E_j]$ согласно п. 6.31 СНиП 41-02-2003 равен 0,97.

Живучесть [Ж] - минимально допустимая величина подачи тепловой энергии потребителям по условию живучести должна быть достаточной для поддержания температуры теплоносителя в трубах и соответственно температуры в помещениях, в подъездах, лестничных клетках, на чердаках и т.п. не ниже +3 °С.

Таблица 48.

Допускаемое снижение подачи тепловой энергии

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, час		Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t_{\text{от}}, ^\circ\text{C}$				
			-10	-20	-30	-40	-50
			Допускаемое снижение подачи тепловой энергии, %, до				
300	15	0	0	0	0	10	22
400	18	0	0	0	13	21	33
500	22	0	0	7	26	33	43
600	26	0	0	20	36	42	50
700	29	0	0	23	40	45	53
800-1000	40	15	15	38	50	55	62
до1400	до 54	28	28	47	59	62	68

Расчет надежности системы теплоснабжения выполнен для магистральных участков сети, резервирование которых обязательно в соответствии с требованиями пп. 6.33 – 6.36 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети г. Волжский», п. 1.3 РД – 7 – ВЭП

«Расчет систем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности», п. 5.1 СП 41-110-2005 «Проектирование тепловых сетей» и других действующих в настоящее время нормативных документов.

1.9.2 Анализ аварийных отключений потребителей

На предприятиях МКП «Тепловые сети г. Волжский», ООО «Волжские тепловые сети» и ООО «Тепловая генерация г. Волжского» добросовестно ведутся журналы утечек на тепловых сетях, журналы ремонтов и осмотров ТС, и прочие журналы, предусмотренные действующими нормами.

За 2014-2016 годы аварийных отключений потребителей на территории года не происходило.

Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих организаций.

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

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

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

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

г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;

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

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

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

Сведения, подлежащие раскрытию на 2016 год, представлены в таблицах 49, 50, 51.

Таблица 49.

Сведения, подлежащие раскрытию ООО «Тепловая генерация г. Волжского» (факт 2016г.)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
1	Вид регулируемой деятельности	х	Производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более, передача тепловой энергии
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	2 334 949,64
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по производству и передаче тепловой энергии, в том числе:	тыс. руб.	2 958 037,60
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	409 473,94
3.2	Расходы на топливо	тыс. руб.	1 730 212,96
	<i>газ природный по регулируемой цене</i>		
	Стоимость	тыс. руб.	1 280 145,41
	Объем	тыс. м3	266 803,48
3.2.1	Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	4,80
	Способ приобретения	х	прямые договора без торгов
	<i>газ природный по нерегулируемой цене</i>		
	Стоимость	тыс. руб.	309 786,00
	Объем	тыс. м3	67 514,87
3.2.2	Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	4,59
	Способ приобретения	х	прямые договора без торгов
	<i>мазут</i>		
	Стоимость	тыс. руб.	140 281,55
	Объем	т	50 969,06
3.2.3	Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	2,75
	Способ приобретения	х	прямые договора без торгов

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность)	тыс. руб.	123 679,29
3.3.1	<i>Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)</i>	руб.	1,21
3.3.2	<i>Объем приобретенной электрической энергии</i>	тыс. кВт*ч	102 249,58
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	10 661,29
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	8 209,72
3.6	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	171 827,33
3.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	50 445,81
3.8	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс. руб.	69 714,52
3.9	Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	47 292,86
3.10	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	127 951,80
3.10.1	<i>Справочно: расходы на капитальный ремонт основных производственных средств</i>	тыс. руб.	48 284,30
3.10.2	<i>Справочно: расходы на текущий ремонт основных производственных средств</i>	тыс. руб.	79 667,50
3.11	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	40 367,24
3.12	Прочие расходы из себестоимости	тыс. руб.	168 200,84
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (теплоснабжение и передача тепловой энергии)	тыс. руб.	-623 087,96
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	В соответствии с законодательством чистая прибыль формируется по Обществу в целом без разбивки по видам деятельности

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
5.1	<i>чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения</i>	тыс. руб.	-
6	Изменение стоимости основных фондов	тыс. руб.	-3 793 461,22
6.1	за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс. руб.	-3 597 753,75
6.1.1	<i>Справочно: стоимость введенных в эксплуатацию основных фондов</i>	тыс. руб.	4 202 897,36
6.1.2	<i>Справочно: стоимость выведенных из эксплуатацию основных фондов</i>	тыс. руб.	7 800 651,11
6.1.3	<i>Справочно: стоимость основных фондов на начало отчетного периода</i>	тыс. руб.	5 561 597,98
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2 162
8	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	1 089
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	2 648,59
9.1	<i>Справочно: объем тепловой энергии на технологические нужды производства</i>	тыс. Гкал	222,45
10	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	-
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	2 426,13
11.1	<i>По приборам учета</i>	тыс. Гкал	2 426,13
11.2	<i>По нормативам потребления</i>	тыс. Гкал	-
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	-
13	Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс.Гкал	-
14	Справочно: потери тепла через утечки	тыс.Гкал	-
15	Справочно: потери тепла, ВСЕГО	тыс.Гкал	-
16	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	-
17	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	-
18	Количество теплоэлектростанций	ед.	2
19	Количество тепловых станций и котельных	ед.	2
20	Количество тепловых пунктов	ед.	-

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
21	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	470
22	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	183,98
23	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	42,94
24	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	5,32

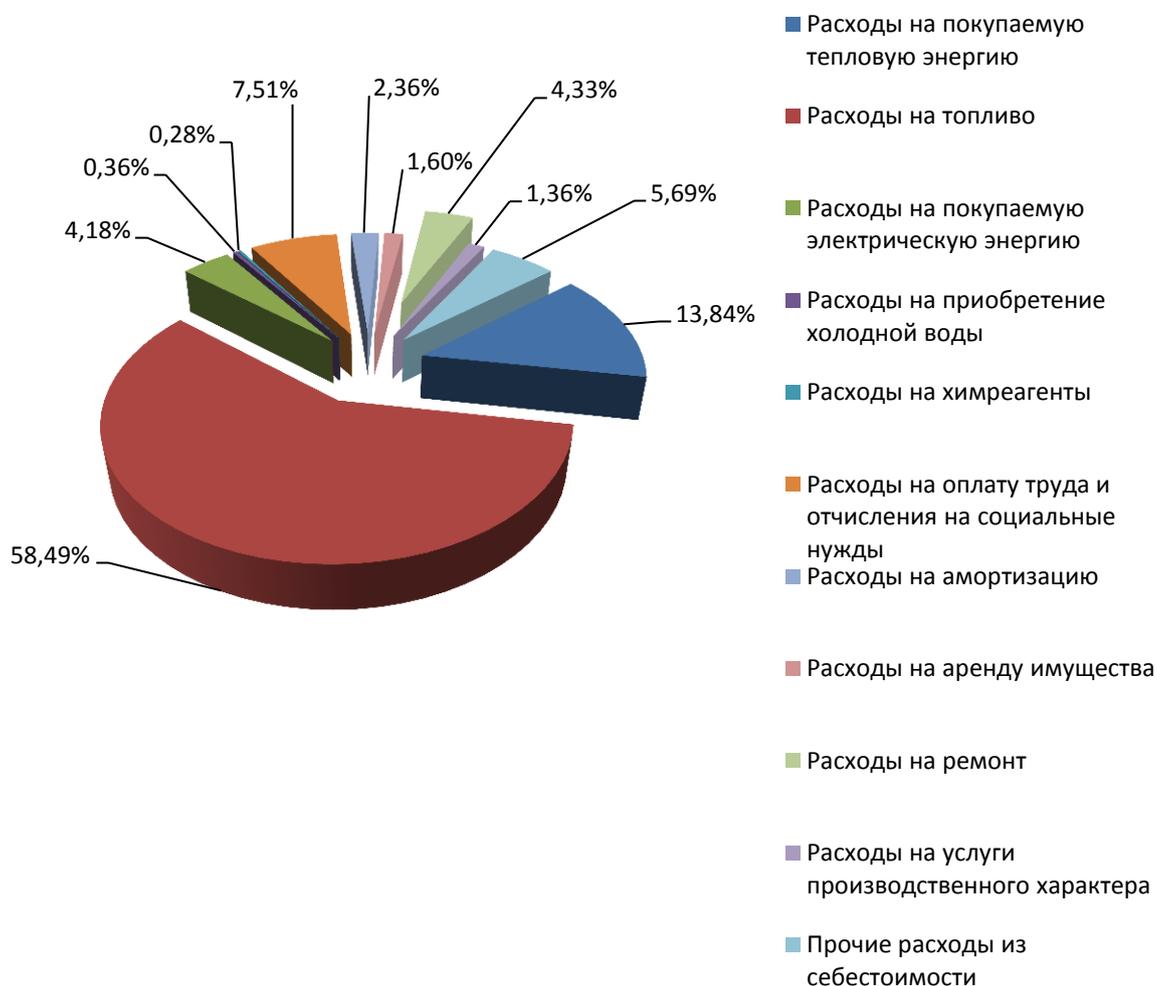


Рисунок 29.
Составляющие себестоимости тепловой энергии ООО «Тепловая генерация г. Волжского»

Из таблицы 49 и рисунка 29 видно, что основной статьей расходов ООО «Тепловая генерация г. Волжского» является закупка топлива – 58,49% от суммарных затрат.

Расходы на покупаемую тепловую энергию, расходы на оплату труда персонала и отчисления на социальные нужды составляют 13,84% и 7,51% соответственно.

Расходы на ремонт – 4,33% от суммарных затрат.

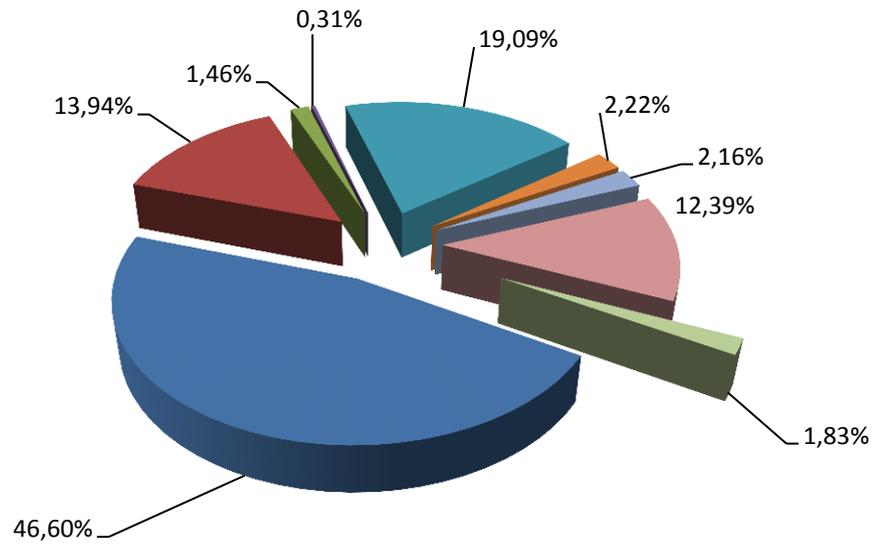
Таким образом, наибольшее влияние на себестоимость тепловой энергии от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 оказывает стоимость природного газа. В связи с ожидаемым ростом цен на природный газ, ожидается дальнейший рост тарифов на тепловую энергию.

Таблица 50.
Сведения, подлежащие раскрытию МКП «Тепловые сети г. Волжский» (факт 2016г.)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
1	Вид регулируемой деятельности	х	
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	38313
3	Себестоимость производственных товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	62068
3.2	Расходы на топливо	тыс.руб.	21730
3.2.1	<i>газ природный по регулируемой цене</i>	тыс.руб.	21730
	<i>Стоимость</i>	тыс.руб.	21730
	<i>Объём</i>	тыс.м ³	4027
	<i>Стоимость единицы объёма с учетом доставки (транспортировки)</i>	тыс.руб.	5,4
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом оборудовании	тыс.руб.	6501,2
3.3.1	<i>Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)</i>	руб.	5,04

3.3.2	<i>Объём приобретаемой электрической энергии</i>	тыс.кВт*ч	1290
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	679,5
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	145,3
3.6	Расходы на оплату труда (основного производственного персонала)	тыс.руб.	6896
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	2007
3.8	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	1037
3.9	Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	1005
3.10	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	5779
3.10.1	<i>Расходы на оплату труда</i>	тыс.руб.	1847
3.10.2	<i>Отчисления на социальные нужды</i>	тыс.руб.	543
3.11	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	15431
3.11.1	<i>Расходы на оплату труда</i>	тыс.руб.	7975
3.11.2	<i>Отчисления на социальные нужды</i>	тыс.руб.	2336
3.12	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	855
3.12.1	<i>Справочно: расходы на капитальный ремонт основных производственных средств</i>	тыс.руб.	0
3.12.2	<i>Справочно: расходы на текущий ремонт основных производственных средств</i>	тыс.руб.	855
3.13	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	703

4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (теплоснабжение и передача тепловой энергии)	тыс.руб.	-23755
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	5353
6	Изменение стоимости основных средств	тыс.руб.	37818
6.1	за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	37818
6.1.1	<i>Справочно: стоимость введенных в эксплуатацию основных фондов</i>	тыс.руб.	38570
6.1.2	<i>Справочно: стоимость выведенных из эксплуатации основных фондов</i>	тыс.руб.	-752
6.1.3	<i>Справочно: стоимость основных фондов на начало отчетного периода</i>	тыс.руб.	59985
7	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс.Гкал.	26,3
7.1	<i>Справочно: объем тепловой энергии на технологические нужды производства</i>	тыс.Гкал.	0,82
8	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс.Гкал.	0
9	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс.Гкал.	20,84
9.1	<i>По приборам учета</i>	тыс.Гкал.	6,93
9.2	<i>По нормативам потребления</i>	тыс.Гкал.	13,91
10	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	22,3
11	<i>Справочно: потери тепла через изоляцию труб</i>	тыс.Гкал.	4,5
12	<i>Справочно: потери тепла через утечки</i>	тыс.Гкал.	0,14
13	<i>Справочно: потери тепла, ВСЕГО</i>	тыс.Гкал.	4,64



- Расходы на топливо
- Расходы на покупаемую электрическую энергию
- Расходы на приобретение холодной воды
- Расходы на химреагенты
- Расходы на оплату труда и социальные нужды
- Расходы на амортизацию
- Расходы на аренду имущества
- Общепроизводственные (цеховые) расходы
- Расходы на ремонт

Рисунок 30.

Составляющие себестоимости тепловой энергии МКП "Тепловые сети г. Волжский" за 2016 год

Из анализа таблицы 50 следует, что наибольшие затраты денежных средств, а именно 42,70%, полученных от реализации тепловой энергии, идут на закупку топлива.

Расходы на покупку электрической энергии и общепроизводственные расходы составляют 12,77% и 19,07% соответственно.

Расходы на оплату труда и социальные нужды составляют 17,49%.

Расходы на ремонт – 2,37%.

Таким образом, в формировании стоимости тепловой энергии, наиболее весомую роль играют затраты на топливо, затраты и покупаемую электрическую энергию и общепроизводственные расходы.

Таблица 51.

Сведения, подлежащие раскрытию ООО «Волжские тепловые сети» (факт 2016г.)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение		
			1-е полугодие, ООО «Лукойл-ТТК»	2-е полугодие, ООО «ВТС»	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Вид регулируемой деятельности	Передача и распределение тепловой энергии			
2	Выручка от реализации тепловой энергии	тыс. руб.	978140,89	879260,58	1857401,47
3	Себестоимость производственных товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс. руб.	983871,29	933922,95	1917794,24
3.3	<i>Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом оборудовании</i>	тыс. руб.	<i>8770,55</i>	<i>7942,61</i>	<i>16713,16</i>
3.3.1	<i>Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)</i>	руб.	<i>3,49</i>	<i>4,07</i>	<i>3,74</i>
3.3.2	<i>Объём приобретаемой электрической энергии</i>	тыс. кВт*ч	<i>2512,58</i>	<i>1953,28</i>	<i>4465,86</i>
3.4	<i>Расходы на покупаемую тепловую энергию</i>	тыс. руб.	<i>727976,83</i>	<i>629702,64</i>	<i>1357679,47</i>
3.6	<i>Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды</i>	тыс. руб.	<i>65717,97</i>	<i>78191,74</i>	<i>143909,71</i>
3.8	<i>Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе</i>	тыс. руб.	<i>61511,03</i>	<i>62905,52</i>	<i>124416,55</i>
3.11	<i>Общехозяйственные (управленческие) расходы</i>	тыс. руб.	<i>14754,27</i>	<i>11112,94</i>	<i>25867,21</i>

1	2	3	4	5	6
3.12	<i>Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств</i>	тыс. руб.	20513,77	58828,08	79341,85
3.13	<i>Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса</i>	тыс. руб.	27272,70	33944,73	61217,43
3.14	<i>Прочие расходы</i>	тыс. руб.	48723,00	49131,38	97854,38
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (теплоснабжение и передача тепловой энергии)	тыс. руб.	-5730,40	-54662,37	-60392,77
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	56807,41	-78864,46	-22057,05
6	Изменение стоимости основных средств	тыс. руб.	53,18	97686,20	97739,38
6.1	<i>за счет ввода (вывода) из эксплуатации</i>	тыс. руб.	53,18	97686,20	97739,38
6.1.1	<i>Справочно: стоимость введенных в эксплуатацию основных фондов</i>	тыс. руб.	53,18	97686,20	97739,38
6.1.2	<i>Справочно: стоимость выведенных из эксплуатации основных фондов</i>	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
8	Объём покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс.Гкал	1068,73	871,23	1939,96
9	Объём тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс.Гкал	850,48	737,70	1588,18
9.1	<i>По приборам учета</i>	тыс.Гкал	556,45	287,41	843,86
9.2	<i>По нормативам потребления</i>	тыс.Гкал	294,03	450,29	744,32
10	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	20,42	15,33	18,13
13	Справочно: потери тепла, ВСЕГО	тыс.Гкал	218,25	133,52	351,77

Из таблицы 51 и рисунка 31 видно, что основные затраты приходятся на покупку тепловой энергии от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 ООО «Тепловая генерация г. Волжского». Затраты на покупку ТЭ в 2016 году составили 1357,6 79 млн. руб., что соответствует 73,08% от суммарных затрат.

Расходы на оплату труда и социальные отчисления составляют 8,22% или – 143,91 млн. рублей. Затраты на амортизацию составляют 8,27% - 124,416 млн. рублей. Расходы на ремонт не превышают 5,27% (79,3425 млн. руб.).



Рисунок 31.
Составляющие себестоимости тепловой энергии ООО «Волжские тепловые сети»

Для снижения себестоимости тепловой энергии, предприятию необходимо снижать объемы покупаемой тепловой энергии. Снижение объемов покупаемой тепловой энергии без ущерба для потребителей, может быть достигнуто снижением потерь в тепловых сетях. Сэкономленные деньги должны направляться на капитальные ремонты тепловых сетей и обновление оборудования в целом по предприятию. Снижение стоимости тепловой энергии на Источниках не ожидается.

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.

1.11.1 Динамика утвержденных тарифов

Тарифы на тепловую энергию за 2014 ÷ 2017 года приведены в таблице 52, а динамика их изменения на рисунках 32, 33, 34.

Потребители, чьи здания не оборудованы приборами учета, производят оплату исходя из расчетного количества потребленной тепловой энергии.

В связи с постоянным ростом стоимости энергоносителей, снижение тарифов в ближайшей перспективе не ожидается, однако с 01.07.2013 г. для группы потребителей «Население» ООО «Волжские тепловые сети» и МКП «Тепловые сети г. Волжский» устанавливается тариф ниже экономически обоснованного.

Таблица 52.

Тарифы на тепловую энергию (без НДС)

Тарифы на тепловую энергию, руб./Гкал		Показатель	2014 год		2015 год			2016 год		2017 год	
			с 1.01 по 30.6	с 1.07 по 31.12	с 1.01 по 30.6	с 1.07 по 31.12	с 1.08 по 31.12	с 1.01 по 30.6	с 1.07 по 31.12	с 1.01 по 30.6	с 1.07 по 31.12
ООО «Тепловая генерация г. Волжского» ¹		горячая вода	620,88	629,94	629,94	659,50	659,50	659,50	694,96	695,65	776,62
		пар	1003,4	1017,74	1017,74	1065,49	1065,49	1065,49	1122,78	1123,90	1254,71
ООО «Волжские тепловые сети» ²		горячая вода	936,23	976,49	976,49	1139,92	1157,30	1157,30	1168,64	1168,64	1321,77
		пар	1414,48	1475,31	1475,31	1722,23	1748,49	1748,49	1765,62	1765,62	1996,98
МКП «Тепловые сети г. Волжский»	п. Паромный	горячая вода	1637,50	1804,10	1804,10	2331,88	2331,88	2331,88	3069,58	3069,58	23341,97
	п. Краснооктябрьский		1406,71	1541,93	1541,93	1952,79	1952,79	1952,79	2209,69	2006,29	2086,54

Примечание.

1. Тарифы за период с 1.01.2014 по 30.06.2016 приведены для ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго».
2. Тарифы за период с 1.01.2014 по 30.06.2016 приведены для филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Волгоград.

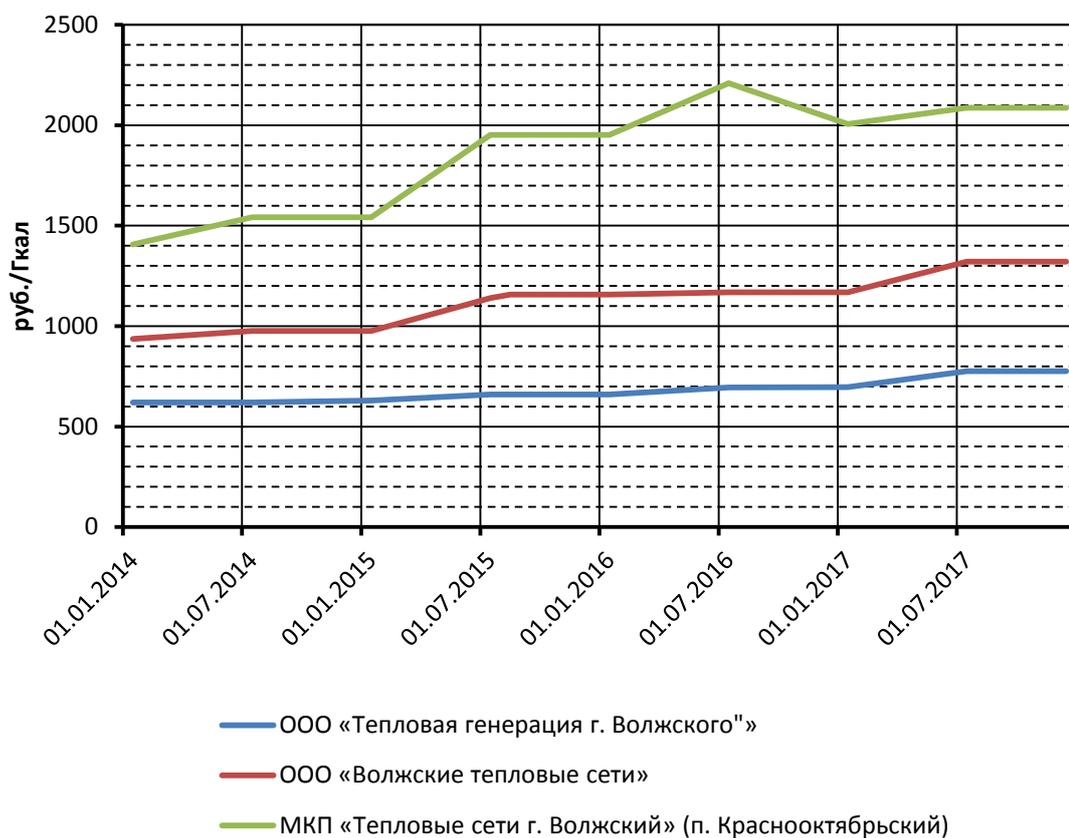


Рисунок 32.
Динамика роста тарифов на тепловую энергию в виде горячей воды

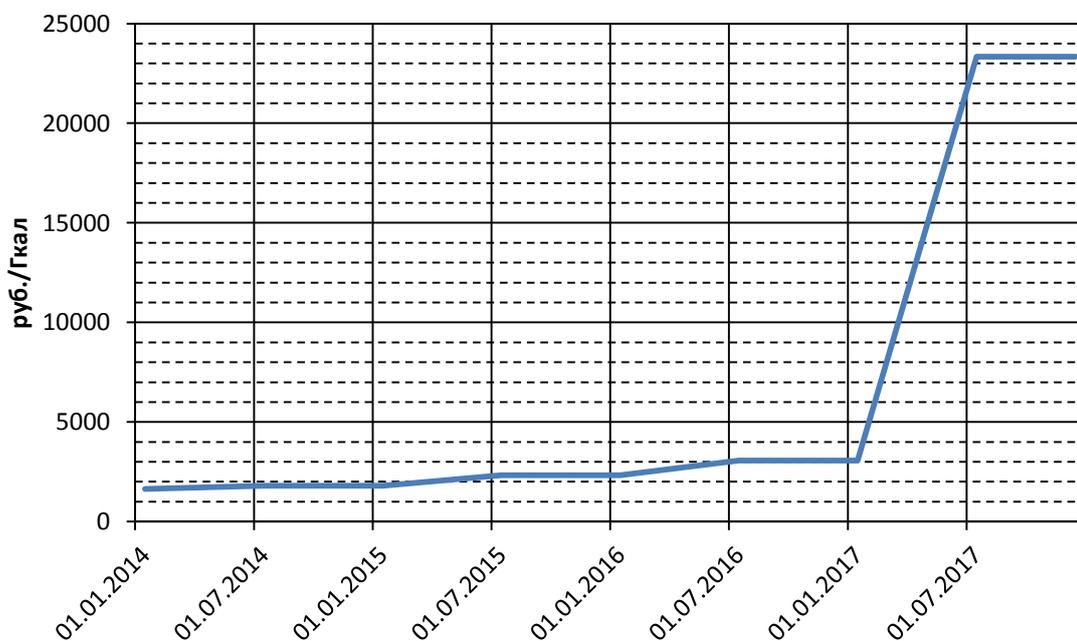


Рисунок 33.
Динамика роста тарифов на тепловую энергию в виде горячей воды в п. Паромный

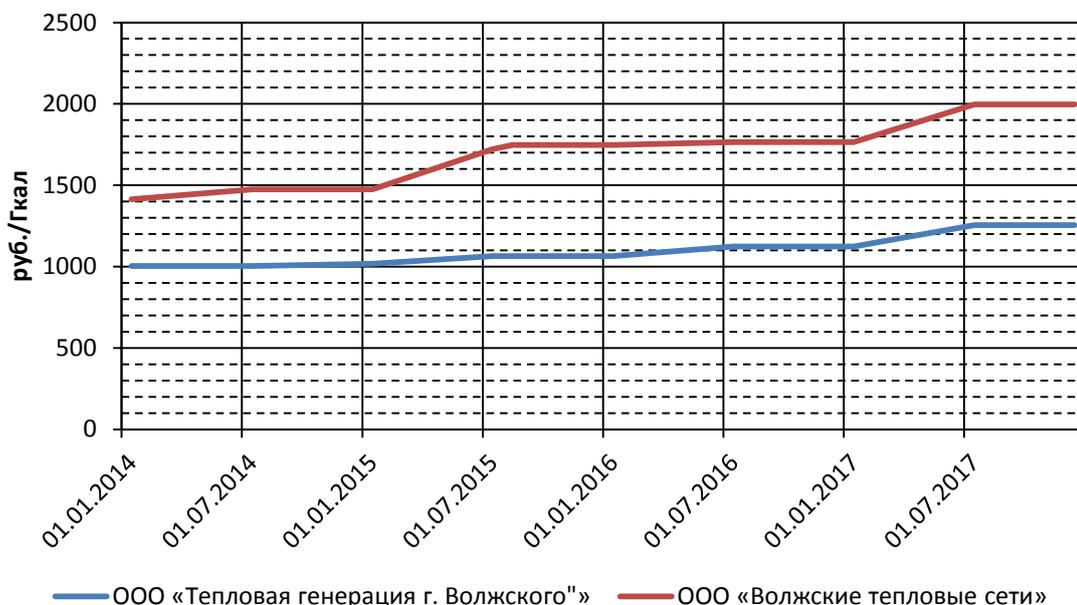


Рисунок 34.

Динамика роста тарифов тепловую энергию в виде пара

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

Структура тарифов аналогична структуре выручки от деятельности предприятий.

Основной причиной роста тарифов на тепловую энергию на территории города Волжский, является постоянный рост цен на основное топливо (природный газ). Как следует из таблицы, на территории города одновременно применяются шесть тарифов на тепловую энергию:

- 4 тарифа на тепловую энергию в виде горячей воды:
 - ООО «Тепловая генерация г. Волжского»;
 - ООО «Волжские тепловые сети»;
 - МКП «Тепловые сети г. Волжского» п. Краснооктябрьский;
 - МКП «Тепловые сети г. Волжского» п. Паромный.
- 2 тарифа на тепловую энергию в виде пара:
 - ООО «Тепловая генерация г. Волжского»;
 - ООО «Волжские тепловые сети».

Наименьший тариф на тепловую энергию имеет источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – ООО «Тепловая генерация г.

Волжского». На конец 2017 года тариф на тепловую энергию от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 ООО «Тепловая генерация г. Волжского» составил 776,62 руб./Гкал (без НДС). Основным покупателем тепловой энергии ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 является ООО «Волжские тепловые сети».

Тариф на тепловую энергию ООО «Волжские тепловые сети» на конец 2017 года составил 1321,77 руб. /Гкал (без НДС). Тариф ООО «Волжские тепловые сети» на 70% выше, чем на Источниках. Разница тарифов идет на содержание тепловых сетей (ремонт, амортизация), заработную плату персонала и прочие нужды. Более подробно затраты ООО «Волжские тепловые сети» приведены в главе 10.

Наиболее высокий тариф на тепловую энергию имеют котельные МКП «Тепловые сети г. Волжского». Стоимость тепловой энергии от котельных на территории п. Краснооктябрьский на конец 2017 года составляет 2086,54 руб./Гкал (без НДС), что на 58% выше тарифа ООО «Волжские тепловые сети» и на 169% выше, чем от ООО «Тепловая генерация г. Волжского». Более подробно затраты МКП «Тепловые сети г. Волжского» приведены в главе 10.

Высокая стоимость тепловой энергии от котельных объясняется высокими удельными расходами топлива и относительно малой производительностью.

Наибольшая стоимость тепловой энергии имеет котельная в п. Паромный. На конец 2017 года тариф для потребителей составлял 23341,97 руб./Гкал (без НДС), что на 1019% выше, чем в п. Краснооктябрьский.

Рост тарифов в процентном соотношении представлен в таблице 53.

Таблица 53.

Рост тарифов на тепловую энергию, %.

Предприятие		Показатель	2015 г. к 2014 г.	2016 г. к 2015 г.	2017 г. к 2016 г.	2017 г. к 2014 г.
ООО «Тепловая генерация г. Волжского»		горячая вода	6,22	5,38	11,75	25,08
		пар	6,19	5,38	11,75	25,05
ООО «Волжские тепловые сети»		горячая вода	18,52	0,98	13,10	35,36
		пар	18,52	0,98	13,10	35,36
МКП «Тепловые сети г. Волжский»	п. Паромный	горячая вода	29,25	11,75	660,43	1193,83
	п. Краснооктябрьский		26,65	13,16	-5,57	35,32

В целом, за 2014-2017 годы тарифы на тепловую энергию от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 ООО «Тепловая генерация г. Волжского» возросли на 25,08%.

Рост тарифов на тепловую энергию в виде горячей воды ООО «Волжские тепловые сети» за 2014 – 2017 годы составил 35,36%.

Рост тарифов МКП «Тепловые сети г. Волжский» за 2014-2017 годы составил 35,32% и 1193,83% для потребителей расположенных в п. Краснооктябрьский и п. Паромный соответственно.

В связи с увеличением затрат на модернизацию оборудования и тепловых сетей Предприятий, снижение тарифов на тепловую энергию не предвидится.

1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступление денежных средств от осуществления указанной деятельности.

Согласно Приказа от 18.02.2015г. №4/1 Комитета тарифного регулирования Волгоградской области размер платы определенной в индивидуальном порядке за подключение к системе теплоснабжения филиала ООО "ЛУКОЙЛ - Теплотранспортная компания" в г. Волгограде (с 01.07.2016г. – ООО «Волжские тепловые сети») объекта ЗАО «Флагман» «Комплексное освоение микрорайона №28 в целях его жилищного строительства» составляет 74 324 780,00 рублей (без НДС) при величине подключаемой тепловой мощности в 31,727883 Гкал/ч.

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

Плата за услуги по поддержанию тепловой мощности в г. Волжский не предусмотрена.

Часть 12. Существующие технические и технологические проблемы в системе теплоснабжения города.

1.12.1 Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения.

Из комплекса существующих проблем организации качественно теплоснабжения на территории города Волжский, можно выделить следующие составляющие:

- износ сетей;
- балансировка потребителей;
- состояние внутренних систем отопления;

Износ сетей – наиболее существенная проблема организации качественного теплоснабжения в городе Волжский. Согласно п. 1.3.1, доля сетей эксплуатируемых ООО «Волжские тепловые сети», введенных в эксплуатацию до 1988 года, составляет 27,2%. Доля сетей введенных в эксплуатацию с 1989 по 1997 годы составляет 36,0%.

В МКП «Тепловые сети г. Волжский 77,5% эксплуатируемых тепловых сетей введены в эксплуатацию до 2008 года.

Старение тепловых сетей приводит как к снижению надежности вызванной коррозией и усталостью металла, так и разрушению, или провисанию изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя еще до ввода потребителя. Отложения, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, отложений солей жесткости и прочих причин, снижают качество сетевой воды, что особенно важно из-за открытой системы горячего водоснабжения.

В настоящее время в ООО «Волжские тепловые сети» эксплуатируется более 400 км тепловых сетей старше 25 лет. Для исключения сверхнормативной эксплуатации тепловых сетей по сроку службы необходимо только в течение ближайшей пятилетки перекладывать более 100 км сетей ежегодно, что представляется возможным только при увеличении тарифа на тепловую энергию. Одним из способов продления срока эксплуатации является применение неметаллических трубопроводов при строительстве и реконструкции сетей.

Повышение качества теплоснабжения в части соблюдения гидравлического и температурного режимов работы тепловых сетей может быть достигнуто путем реконструкции тепловых сетей, в том числе с применением полипропиленовых трубопроводов в заводской изоляции, как не подверженных образованию отложений и коррозии. В части санитарно-эпидемиологических требований к горячей воде – посредством организации закрытых систем ГВС.

Балансировка потребителей – в настоящее время проведена на высоком уровне. Однако кольцевая схема магистральных тепловых сетей не позволяет достаточно точно подобрать дросселирующие шайбы и диаметры элеваторов.

Для повышения качества регулирования необходимо провести установку дроссельных шайб либо регулирующей арматуры на вводах в кварталы/микрорайоны.

Создание и использование электронной модели, позволит точно оценивать величины располагаемых напоров у потребителей, для различных режимов переключения.

Состояние внутренних систем отопления – управляющие организации не уделяют достаточное внимание состоянию внутренних инженерных систем многоквартирных домов. Кроме того, существует множество фактов самовольной замены отопительных приборов и трубопроводов. Такие замены приводят к разбалансировке внутренних систем отопления дома и неравномерному температурному полю в зданиях. Отсутствие балансировки гидравлического режима приводит, в том числе, к «перетоку» (превышению комфортной температуры внутреннего воздуха) у потребителей. Для повышения качества теплоснабжения, и поддержания комфортных условий микроклимата, рекомендуется устанавливать балансировочные клапаны на стояках в жилых домах.

Отсутствие автоматики тепловых пунктов у потребителей – приводит к «перетокам» в переходные периоды работы системы теплоснабжения. Установка автоматики позволит улучшить качество микроклимата и сэкономить затраты потребляемой тепловой энергии на отопление.

1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения

Организация надежного и безопасного теплоснабжения города Волжский, это комплекс организационно-технических мероприятий, из которых можно выделить:

- оценку остаточного ресурса тепловых сетей;
- план перекладки тепловых сетей на территории города;
- диспетчеризацию;
- методы определения мест утечек.

Остаточный ресурс тепловых сетей – коэффициент, характеризующий реальную степень готовности системы и ее элементов к надежной работе в течение заданного временного периода.

Определение обычно проводят с помощью инженерной диагностики - это надежный, но трудоемкий и дорогостоящий метод обнаружения потенциальных мест отказов. Поэтому для определения перечня участков тепловых сетей, которые в первую очередь нуждаются в комплексной диагностике, следует проводить расчет надежности. Этот расчет должен базироваться на статистических данных об авариях осмотрах и технической диагностике на данных участках тепловых сетей за период не менее пяти лет.

Диспетчеризация - организации круглосуточного контроля за состоянием тепловых сетей и работой оборудования систем теплоснабжения (ЦТП, ИТП). На предприятиях созданы диспетчерские службы теплосети, однако методы дистанционного контроля не применяются. При разработке проектов перекладки, тепловых сетей, рекомендуется применять трубопроводы с системой оперативного дистанционного контроля (ОДК).

Методы определения мест утечек – методы, применяемые на предприятии и не нашедшие применения, описаны в п. 1.3.5.

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

По данным Комитета по обеспечению жизнедеятельности г. Волжский, жилищный фонд г. Волжский 01.01.2017 составляет – 5302,8 тыс. м² общей площади квартир, средняя жилищная обеспеченность – 17,1 м² на жителя.

Характеристика жилищного фонда по этажности отражено в таблице 54 и на рисунке 35.

Таблица 54.

Характеристика жилищного фонда по этажности

№ п/п	Наименование	Общая площадь жилого фонда, тыс. кв. м.
1	Многоквартирные жилые дома, в том числе	5302,8
	- дома, с числом этажей больше 5	2217,4
	- 4-, 5-этажные дома	3085,4
2	Малозэтажные дома, в том числе	1077,0
	- малозэтажные многоквартирные	531,7
	- индивидуальные жилые дома с земельными участками	545,3

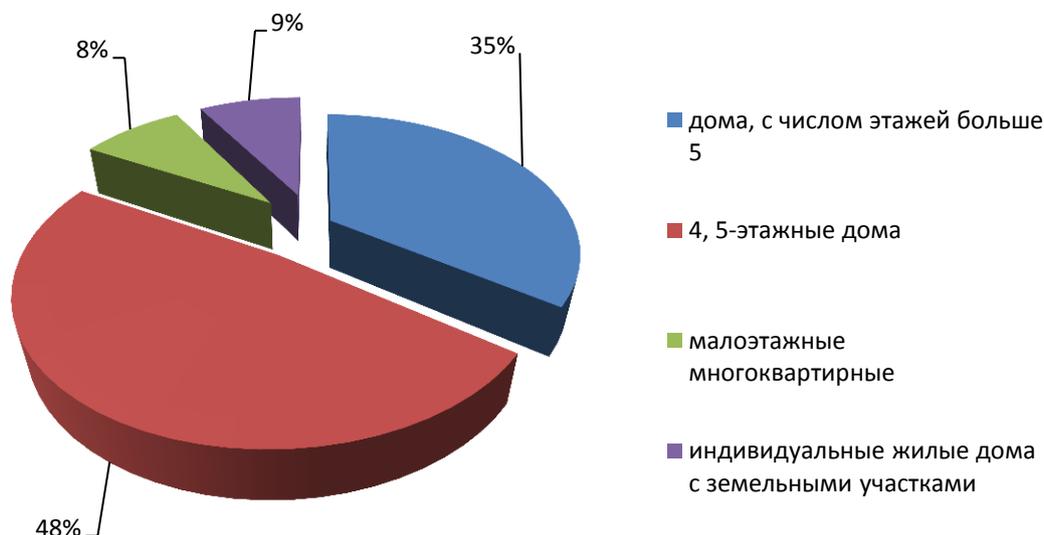


Рисунок 35.

Характеристика жилищного фонда по этажности

Особенностью города является преобладание капитальной многоэтажной застройки над малоэтажными домами.

По состоянию на 01.01.2016 обеспеченность жилого (многоквартирного) фонда инженерной инфраструктурой довольно высока. В частности, обеспеченность жилого фонда водопроводом составляет 96,5 %, водоотведением (канализацией) – 96,1 %, газом – 97,5 %, центральным отоплением – 98,1 %.

Централизованное теплоснабжения города осуществляется от двух источников тепловой энергии: ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 ООО «Тепловая генерация г. Волжского», теплоснабжение п. Краснооктябрьский и п. Паромный осуществляется от районных котельных малой производительности. Потребители тепловой энергии на нужды отопления, как правило, подключены при помощи элеваторов, схема подключения ГВС - открытая. Баланс тепловой энергии представлен в таблице 55. Графическое представление данных таблицы 55 приведено на рисунке 36.

Таблица 55.

Баланс тепловой энергии ООО «Волжские тепловые сети»

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2014 год	2015 год	2016 год
1	Отпуск в сеть, в т.ч.	тыс. Гкал	2103,193	1916,963	1939,958
1.1	горячая вода	тыс. Гкал	1967,516	1800,880	1826,293
1.2	пар	тыс. Гкал	135,677	116,083	113,665
2	Полезный отпуск, в т.ч.	тыс. Гкал	1663,019	1640,181	1588,181
2.1	горячая вода	тыс. Гкал	1536,814	1527,022	1477,071
2.2	пар	тыс. Гкал	126,205	113,159	111,110
3	Собственные нужды	тыс. Гкал	0,547	0,115	-
4	Потери тепловой энергии, в т. ч.	тыс. Гкал	375,507	360,566	385,442
		%	17,85	18,81	19,87
4.1	горячая вода	тыс. Гкал	366,035	357,642	382,887
		%	18,60	19,86	20,97
4.2	пар	тыс. Гкал	9,472	2,924	2,555
		%	6,98	2,52	2,25

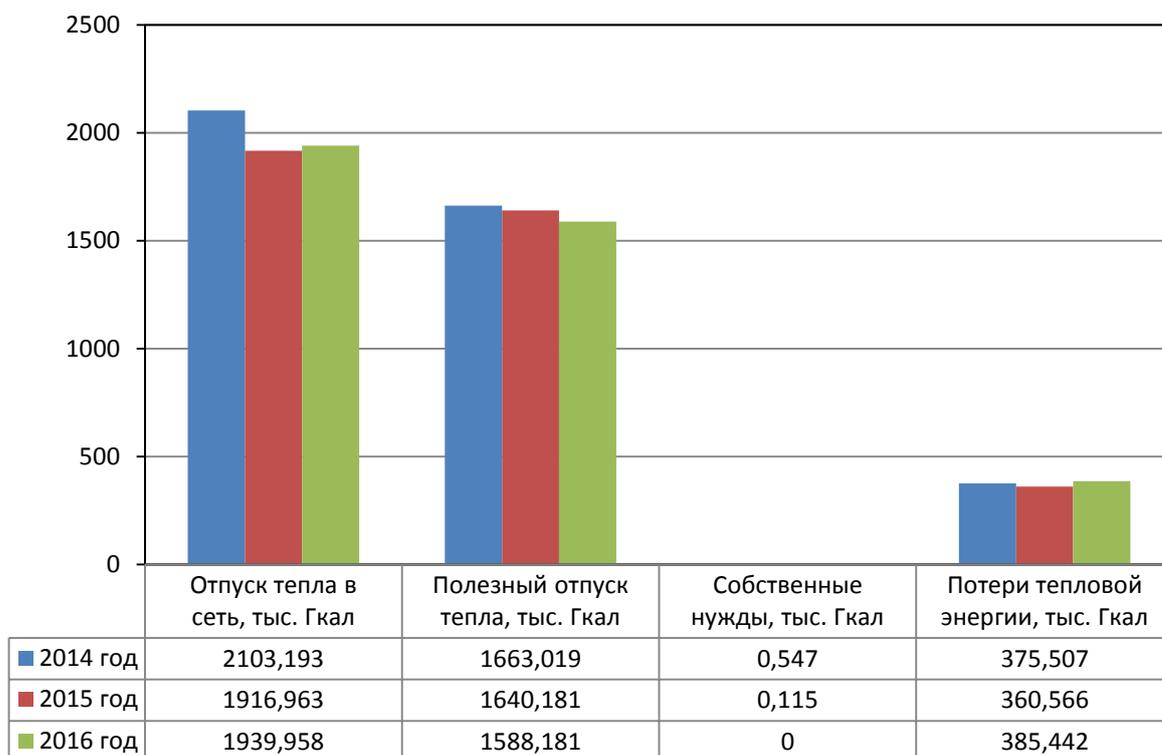


Рисунок 36.

Баланс тепловой энергии ООО «Волжские тепловые сети»

Для рассматриваемого случая, отпуск в сеть равен количеству тепловой энергии, переданному от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2. Значение отпуска в сеть принято по показаниям приборов учета тепловой энергии, находящихся на границе раздела балансовой принадлежности ООО «Тепловая генерация г. Волжского» и ООО «Волжские тепловые сети».

Потребление тепловой энергии в городе за 2015 и 2016 гг. находится примерно на одном уровне. По сравнению с 2015 г. в 2016 г. потери в тепловых сетях выросли с 18,81 % до 19,87 %. В 2012 г. потери тепловой энергии составляли 14,86 %. Увеличение потерь связано с введением циркуляционного режима подачи тепловой энергии в межотопительный период.

2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления

Прогнозы приростов площади строительных фондов в г. Волжский были выполнены ЗАО «Институт Волгоградгражданпроект» в рамках Проекта

генерального плана городского округа - город Волжский Волгоградской области в 2012 году.

Была выполнена одна из главных задач Генерального плана - определение назначения городских территорий, установление функциональных зон с выделением жилых, общественно-деловых, производственных зон, инженерных и транспортных инфраструктур, рекреационных, сельскохозяйственного использования, специального назначения, военных объектов и прочих зон.

Мероприятия по реализации Генерального плана были разделены на несколько этапов в следующей последовательности:

- первый этап - 2013 - 2018 гг.;
- второй этап - 2018 - 2023 гг.;
- третий этап - 2023 - 2028 гг.

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

Согласно материалам Генерального плана, в течение расчетного срока жилищный фонд города планировался увеличиться до 8830 тыс. м², что позволило бы увеличить среднюю жилищную обеспеченность с 17,1 м² до 25,2 м² общей площади на человека.

Объем нового жилищного строительства с учетом убыли части существующего фонда в течение расчетного срока генерального плана составил бы порядка 3449,6 тыс. м².

Согласно письму от Управления архитектуры и градостроительства б/н (Приложение 3):

В районах малоэтажной и коттеджной застройки организация теплоснабжения предусматривается от автономных источников тепла, работающих на газе.

Кроме того, строительство микрорайонов №№ 41, 42, 42а, 49, 50 не планируется, т.к. в соответствии с Картой функциональных зон Генплана, территория, на которой предполагалось размещение указанных микрорайонов, из

зоны жилой застройки переведена в производственно-деловую зону.

На территории бывшего жилого района № 14 (29, 34, 35, 36, 39, 40, 43, 44, 45 мкр.) в настоящее время осуществляется строительство жилого района городского округа-город Волжский Волгоградской области в границах красных линий пр. им. Ленина – ул. Медведева – верхняя бровка откоса реки Ахтуба – ул. Оломоуцкая. В соответствии с документацией: «Проект планировки и межевания жилого района городского округа – город Волжский Волгоградской области» в границах красных линий пр. им. Ленина – ул. Медведева – верхняя бровка откоса реки Ахтуба – ул. Оломоуцкая», утвержденной постановлением администрации городского округа – город Волжский Волгоградской области от 29.12.2014 № 9974, обеспечение теплоснабжения указанного жилого района – 79 Гкал/ч предусматривается от отдельно стоящей локальной газовой котельной и локальных источников теплоснабжения (газовые термоблоки).

В соответствии с информацией, содержащейся в письме от 25.07.2016 № 06/5264-сп, на территории кварталов А, Б, В, Г, Д, Е отсутствуют многоквартирные дома, отнесенные к ветхим или аварийным.

Кроме того, на площади Труда в настоящее время не планируется строительство объекта: Ледовый дворец. Территория, на которой ранее планировалось строительство Ледового дворца, в настоящее время занята многоквартирными домами, расположенными по адресам: бульвар Профсоюзов, 19, 19а, 19 б. Указанные многоквартирные дома введены в эксплуатацию.

Скорректированные ориентировочные объемы нового строительства приведены в таблице 5б.

Таблица 56.

Ориентировочные объемы нового строительства до 2028 года

Наименование жилых районов и кварталов	Новое строительство тыс. кв. м общей площади				
	Всего	в том числе:			
		1-, 2-этажное индивиду- альное	1-, 2-этажное многоквар- тирное	4-, 5- этажное	6-, 9- этажное и выше
1. Ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)	368,44	54,6	220,74	93,1	-
2. Ж.р. Погромное (пос. Краснооктябрьский)	411,97	41,97	370,0	-	-
3. О. Зеленый	-	-	-	-	-
4. Ж.р. Паромный (пос. Паромный)	-	-	-	-	-
5. Микрорайон 2а	43,16	-	15,66		27,5
6. Микрорайон 14	245,27	-	9,0	59,11	177,16
8. Микрорайон 28	329,54	-	-	82,23	247,31
9. Микрорайон 38	192,0			76,60	115,40
10. Микрорайон 32а	138,0	-	-	64,0	74,0
Итого по городу	1728,38	96,57	615,40	375,04	641,37
Старая часть города (замена и реконструкция ветхого жилищного фонда: кварталы А, Б, В, Г, Д, Е)	70,0	-	70,0	-	-

В таблице 57 приведена структура нового жилищного строительства.

Таблица 57.

Структура нового жилищного строительства

№ п/п	Наименование	Общая площадь жилого фонда, тыс. кв. м. (план на 2028 год)
1	Многоквартирные жилые дома, в том числе	6923,6
	- дома, с числом этажей больше 5	3197,3
	- 4-, 5-этажные дома	3726,3
2	Малозэтажные дома, в том числе	1906,4
	- малозэтажные многоквартирные	1509,9
	- индивидуальные жилые дома с земельными участками	396,5

Данные по перспективной застройке приведены в таблице 58.

Таблица 58.

Перспективная площадь застройки, тыс. м²

Площадь застройки, тыс. м ²	Год застройки						2023	2028
	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Жилой фонд								
<i>Многоэтажные жилые дома (6-, 9-этажные и выше)</i>								
микрорайон 2а		27,50						
микрорайон 14		177,16						
микрорайон 28							247,31	
микрорайон 38			115,40					
микрорайон 32а	74,00							
ИТОГО	74,00	204,66	115,40	0,00	0,00	0,00	247,31	0,00
<i>Многоэтажные жилые дома (4-, 5-этажные)</i>								
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							93,10	
микрорайон 14	59,11							
микрорайон 28							82,23	
микрорайон 38			76,60					
микрорайон 32а	64,00							
ИТОГО	123,11	0,00	76,60	0,00	0,00	0,00	175,33	0,00
<i>1-, 2-этажные многоквартирные дома</i>								
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							220,74	
ж.р. Погромное (пос. Краснооктябрьский)							370,00	
микрорайон 2а		15,66						
микрорайон 14		9,00						
микрорайон 38а				82,56				
ИТОГО	0,00	24,66	0,00	82,56	0,00	0,00	590,74	0,00
<i>1-, 2-этажные индивидуальные здания</i>								
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							54,60	
ж.р. Погромное (пос. Краснооктябрьский)							41,97	
ИТОГО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	96,57	19,20
ВСЕГО по жилым зданиям	197,11	229,32	192,00	82,56	0,00	0,00	1109,95	19,20

Площадь застройки, тыс. м ²	Год застройки							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
Бизнес-центр								
въездная площадь						7,01		
микрорайон 28								7,01
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							7,01	
ИТОГО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,01	7,01	7,01
Образовательные учреждения								
<i>Детские дошкольные образовательные учреждения</i>								
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							8,32	
ж.р. Погромное (пос. Краснооктябрьский)							4,16	
ИТОГО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,48	0,00
<i>Высшие и средние специальные учебные заведения</i>								
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							2,95	
ж.р. Погромное (пос. Краснооктябрьский)							2,95	
микрорайон 30						6,00		
ИТОГО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00	5,90	0,00
ВСЕГО по образовательным учреждениям	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00	18,38	0,00
Культовые сооружения								
жилой район 7						1,50		
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							1,50	
микрорайон 32а	1,50							
ИТОГО	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50	1,50	0,00
Учреждения здравоохранения (поликлиники, больницы)								
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							20,00	
микрорайон 30						14,70		
ИТОГО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,70	20,00	0,00

Площадь застройки, тыс. м ²	Год застройки							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
Учреждения культуры и искусства								
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							7,33	
ж.р. Погромное (пос. Краснооктябрьский)							3,67	
ИТОГО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,00	0,00
Дома-интернаты для престарелых, платные пансионаты								
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							11,00	
Стадион с трибунами на 8 тыс. зрителей								
микрорайон 28						13,76		
Физкультурно-оздоровительные комплексы								
микрорайон 30					5,03			
микрорайон 28						5,03		
ИТОГО	0,00	0,00	0,00	0,00	5,03	5,03	0,00	5,03
Крытые ледовые площадки								
микрорайон 30					6,00			
микрорайон 28						6,00		
ИТОГО	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00	6,00	0,00	0,00
Плавательный бассейн								
микрорайон 30						12,50		
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							12,50	
ж.р. Погромное (пос. Краснооктябрьский)							10,58	
ИТОГО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,50	23,08	0,00
Туристско-рекреационный центр								
остров Зеленый						5,00		

Площадь застройки, тыс. м ²	Год застройки							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
Спортивно-досуговые комплексы								
микрорайон 21								6,00
микрорайон 38, развлекательно-досуговый центр ООО "Альянс"						6,00		
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							6,00	
ИТОГО	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00	6,00	6,00
Торгово-развлекательные комплексы								
въездная площадь				6,00				
микрорайон 38а	3,80							
микрорайон 21 (ул. Александра - ул. Пушкина)			3,80					
ИТОГО	3,80	0,00	3,80	6,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Автовокзал								
микрорайон 38, МУП "Волжская автомобильная колонна №1732"			3,00					
Автосалон								
микрорайон 28, ул. Александра - пр. Ленина				1,00				
Автосервисный центр								
микрорайон 21, ул. Александра - ул. Пушкина		2,00						
Предприятия бытового обслуживания								
ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский)							0,50	
ВСЕГО социальным объектам	5,30	2,00	6,80	7,00	11,03	96,26	109,47	13,01
ВСЕГО по городу Волжский	202,41	231,32	198,80	89,56	11,03	96,26	1219,42	13,01

Как видно из таблицы за 2013-2016 г.г. было введено:

- по социальным объектам - 21,10 тыс. м²,
- всего по городу – 722,09 тыс. м².

В 2017-2028 гг. планируется к вводу:

- по социальным объектам - 229,77 тыс. м²,
- всего по городу – 1339,72 тыс. м².

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

2.3.1. Требования к энергетической эффективности жилых и общественных зданий приведены в ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», ФЗ № 190 «О теплоснабжении».

В соответствии с указанными документами, проектируемые и реконструируемые жилые, общественные и промышленные здания, должны проектироваться согласно СНиП 23-02-2003 (СП 50.13330.2012) «Тепловая защита зданий».

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

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

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

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

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

Согласно СНиП 23-02-2003 (СП 50.13330.2012), энергетическую эффективность жилых и общественных зданий следует устанавливать в соответствии с классификацией по таблице 15 этого СНиПа.

Проектирование зданий с классами энергосбережения "D", "E" не допускается. Классы "A", "B", "C" устанавливаются для вновь возводимых и реконструируемых зданий на стадии разработки проектной документации. Впоследствии при эксплуатации класс энергосбережения здания должен быть уточнен в ходе энергетического обследования. С целью увеличения доли зданий с классами "A", "B" субъекты Российской Федерации должны применять меры по экономическому стимулированию, как к участникам строительного процесса, так и к эксплуатирующим организациям.

Класс энергосбережения при вводе в эксплуатацию законченного строительством или реконструкцией здания устанавливается на основе результатов обязательного расчетно-экспериментального контроля нормируемых энергетических показателей.

Срок, в течение которого выполнение требований расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию обеспечивается застройщиком, должен составлять не менее пяти лет с момента ввода их в эксплуатацию. Для многоквартирных домов высокого и очень высокого класса энергосбережения (по классам "B" и "A") выполнение таких требований должно быть обеспечено застройщиком в течение первых десяти лет эксплуатации. При этом во всех случаях на застройщике лежит

обязанность проведения обязательного расчетно-инструментального контроля нормируемых энергетических показателей дома как при вводе дома в эксплуатацию, так и последующего их подтверждения не реже чем один раз в пять лет.

Таблица 59.

Классы энергетической эффективности зданий

Обозначение класса	Наименование класса	Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания от нормируемого, %	Рекомендуемые мероприятия, разрабатываемые субъектами РФ
При проектировании и эксплуатации новых и реконструируемых зданий			
A++	Очень высокий	Ниже -60	Экономическое стимулирование
A+		от -50 до -60 включительно	
A		от -40 до -50 включительно	
B+	Высокий	от -30 до -40 включительно	Экономическое стимулирование
B		от -15 до -30 включительно	
C+ C C-	Нормальный	от -5 до -15 включительно от +5 до -5 включительно от +15 до +5 включительно	Мероприятия не разрабатываются
При эксплуатации существующих зданий			
D	Пониженный	от +15,1 до +50 включительно	Реконструкция при соответствующем экономическом обосновании
E	Низкий	Более +50	Реконструкция при соответствующем экономическом обосновании или снос

Нормами установлены три показателя тепловой защиты здания:

1. приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций здания;
2. санитарно-гигиенический, включающий температурный перепад

между температурами внутреннего воздуха и на поверхности ограждающих конструкций и температуру на внутренней поверхности выше температуры точки росы;

3. удельный расход тепловой энергии на отопление здания, позволяющий варьировать величинами теплозащитных свойств различных видов ограждающих конструкций зданий с учетом объемно-планировочных решений здания и выбора систем поддержания микроклимата для достижения нормируемого значения этого показателя.

Требования тепловой защиты здания будут выполнены, если в жилых и общественных зданиях будут соблюдены требования показателей "а" и "б" либо "б" и "в". В зданиях производственного назначения необходимо соблюдать требования показателей "а" и "б".

2.3.2. Сопротивление теплопередаче элементов ограждающих конструкций

Приведенное сопротивление теплопередаче R_0 , [$\text{м}^2 \times \text{°C} / \text{Вт}$], ограждающих конструкций, а также окон и фонарей (с вертикальным остеклением или с углом наклона более 45°) следует принимать не менее нормируемых значений R_0^{np} , [$\text{м}^2 \times \text{°C} / \text{Вт}$], определяемых по таблице 3 СНиП 23-02-2003, в зависимости от градусо-суток района строительства $ГСОП$, [$\text{°C} \times \text{сут}$].

Таблица 60.

Нормируемые значения сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций.

Здания и помещения, коэффициенты a и b .	Градусо-сутки отопительного периода ГСОП, °C×сут	Нормируемые значения сопротивления теплопередаче R_o^{TP} , [м ² ×°C/Вт], ограждающих конструкций				
		Стен	Покрытый и перекрытый над проездами	Перекрытый чердачных, над неотапливаемыми подпольями и подвалами	Окон и балконных дверей, витрин и витражей	Фонарей с вертикальным остеклением
1	2	3	4	5	6	7
1. Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты, гостиницы и общежития	2000	2,1	3,2	2,8	0,3	0,3
	4000	2,8	4,2	3,7	0,45	0,35
	6000	3,5	5,2	4,6	0,6	0,4
	8000	4,2	6,2	5,5	0,7	0,45
	10000	4,9	7,2	6,4	0,75	0,5
	12000	5,6	8,2	7,3	0,8	0,55
a	-	0,00035	0,0005	0,00045	-	0,000025
b	-	1,4	2,2	1,9	-	0,25

1	2	3	4	5	6	7
2. Общественные, кроме указанных выше, административные и бытовые, производственные и другие здания и помещения с влажным или мокрым режимом	2000	1,8	2,4	2,0	0,3	0,3
	4000	2,4	3,2	2,7	0,4	0,35
	6000	3,0	4,0	3,4	0,5	0,4
	8000	3,6	4,8	4,1	0,6	0,45
	10000	4,2	5,6	4,8	0,7	0,5
	12000	4,8	6,4	5,5	0,8	0,55
a	-	0,0003	0,0004	0,00035	0,00005	0,000025
b	-	1,2	1,6	1,3	0,2	0,25
3. Производственные с сухим и нормальным режимами	2000	1,4	2,0	1,4	0,25	0,2
	4000	1,8	2,5	1,8	0,3	0,25
	6000	2,2	3,0	2,2	0,35	0,3
	8000	2,6	3,5	2,6	0,4	0,35
	10000	3,0	4,0	3,0	0,45	0,4
	12000	3,4	4,5	3,4	0,5	0,45
a	-	0,0002	0,00025	0,0002	0,000025	0,000025
b	-	1,0	1,5	1,0	0,2	0,15

2.3.3. Нормируемый температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции

Расчетный температурный перепад Δt_0 , °С, между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции не должен превышать нормируемых величин Δt^H , °С, установленных в таблице 61.

Таблица 61.

Нормируемый температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции

Здания и помещения	Нормируемый температурный перепад Δt^H , °С, для			
	наружных стен	покрытий и чердачных перекрытий	перекрытий над проездами, подвалами и подпольями	зенитных фонарей
1. Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты	4,0	3,0	2,0	$t_B - t_P$
2. Общественные, кроме указанных в поз.1, административные и бытовые, за исключением помещений с влажным или мокрым режимом	4,5	4,0	2,5	$t_B - t_P$
3. Производственные с сухим и нормальными режимами	$t_B - t_P$, но не более 7	0,8 ($t_B - t_P$), но не более 6	2,5	$t_B - t_P$
4. Производственные и другие помещения с влажным или мокрым режимом	$(t_B - t_P)$,	0,8 ($t_B - t_P$)	2,5	Не нормируется
5. Производственные здания со значительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м ³) и расчетной относительной влажностью внутреннего воздуха более 50%	12	12	2,5	$t_B - t_P$

t_B - расчетная температура внутреннего воздуха здания, °С, принимаемая при расчете ограждающих конструкций групп зданий, указанных в таблице 60:

- по поз. 1 - по минимальным значениям оптимальной температуры соответствующих зданий по ГОСТ 30494 (в интервале 20 - 22 °С);
- по поз. 2 - согласно классификации помещений и минимальных значений оптимальной температуры по ГОСТ 30494 (в интервале 16 - 21 °С);
- по поз. 3 - по нормам проектирования соответствующих зданий.

t_P - температура точки росы, °С, при расчетной температуре t_B и относительной влажности внутреннего воздуха, принимаемым согласно СанПиН 2.1.2.2645, ГОСТ 12.1.005 и СанПиН 2.2.4.548, СП 60.13330 и нормам проектирования соответствующих зданий.

2.3.4. Удельный расход тепловой энергии на отопление здания

Удельный (на 1 м³ отапливаемого объема) расход тепловой энергии на отопление здания q_{om}^p , [Вт/(м³×°С)], определяемый по приложению Г, должен быть меньше или равен нормируемому значению q_{om}^{mp} , [Вт/(м³×°С)], и определяется путем выбора теплозащитных свойств ограждающих конструкций здания, объемно-планировочных решений, ориентации здания и типа, эффективности и метода регулирования используемой системы отопления. Значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания должно удовлетворять значениям, приведенным в таблицах 62, 63.

Таблица 62.

Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление $q_{от}^{мп}$ жилых домов многоквартирных отдельно стоящих и блокированных, [Вт/(м³×°С)]

Отапливаемая площадь домов, м ²	С числом этажей			
	1	2	3	4
60 и менее	0,579	-	-	-
100	0,517	0,558	-	-
150	0,455	0,496	0,538	-
250	0,414	0,434	0,455	0,476
400	0,372	0,372	0,393	0,414
600	0,359	0,359	0,359	0,372
1000 и более	0,336	0,336	0,336	0,336

Примечание - При промежуточных значениях отапливаемой площади дома в интервале 50-1000 м² значения $q_{от}^{мп}$ должны определяться по линейной интерполяции.

Таблица 63.

Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление зданий $q_{от}^{мп}$,
[Вт/(м³×°С)]

Типы зданий	Этажность зданий					
	1-3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1. Жилые многоэтажные, гостиницы, общежития	0,455	0,414	0,372	0,359	0,336	0,319
2. Общественные, кроме перечисленных в строках 3 - 6	0,487	0,440	0,417	0,371	0,359	0,342
3. Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	0,394	0,382	0,371	0,359	0,348	0,336
4. Дошкольные учреждения, хосписы	0,521	0,521	0,521	-	-	-
5. Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	0,266	0,255	0,243	0,232	0,232	
6. Административного назначения (офисы)	0,417	0,394	0,382	0,313	0,278	0,255
Примечание - Для регионов, имеющих значение $ГОСП = 8000$, (°С×сут) и более, нормируемые $q_{от}^{мп}$ следует снизить на 5%.						

2.4 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

По результатам сбора исходных данных, проектов строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах не выявлено.

Проектом Генерального плана города Волжский не предусмотрено новое строительство потребителей, использующих тепловую энергию в технологических процессах.

2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зоне действия централизованного теплоснабжения

Перспективные нагрузки централизованного теплоснабжения на цели отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, рассчитаны по укрупненным

Схема теплоснабжения города Волжский до 2028 года.

Обосновывающие материалы. Актуализация на 2018 год.

показателям потребности в тепловой энергии на основании площадей планируемой застройки.

В виду отсутствия карты кадастрового деления на территории города Волжский, расчетным элементом территориально деления приняты существующие и планируемые микрорайоны.

Планируемые нагрузки для каждого элемента территориального деления на расчетный период схемы теплоснабжения (до 2028 года) приведены в таблицах 64 - 74 соответственно.

На двух источниках системы централизованного теплоснабжения (ВТЭЦ и ВТЭЦ-2) имеется значительный резерв мощности, способный покрыть планируемые перспективные нагрузки. Согласно Генеральному плану города, строительство дополнительных источников тепловой энергии не предусматривается. Планируется, что большая часть тепловых нагрузок потребителей будет покрываться от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 г. Волжский.

Рациональность подключения перспективных потребителей к ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 оценивается при помощи критерия «радиус эффективного теплоснабжения».

При разработке проектов планировки и проектов застройки жилого района Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский), для малоэтажной жилой застройки и застройки индивидуальными жилыми домами, необходимо предусматривать теплоснабжение от автономных газовых источников. Централизованное теплоснабжение малоэтажной застройки и индивидуальной застройки нецелесообразно по причине малых нагрузок и малой плотности застройки, ввиду чего требуется строительство тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности.

Таблица 64.

Перспективная нагрузка микрорайона на площади Труда до 2028 года

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
1	Пл. Труда	Поликлиника	1	9500,0	0,609	0,323	0,0062	0,939
Всего, из них			1	9500,0	0,609	0,323	0,0062	0,939
<i>Жилые здания</i>			<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Административные здания</i>			<i>1</i>	<i>9500,0</i>	<i>0,609</i>	<i>0,323</i>	<i>0,0062</i>	<i>0,939</i>

Таблица 65.

Перспективная нагрузка жилого района 7 до 2028 года

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
1	Жилой район 7	Культовое сооружение	1	1500,0	0,115	0,015	0,0005	0,131
Всего, из них			1	1500,0	0,115	0,015	0,0005	0,131
<i>Жилые здания</i>			<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Административные здания</i>			<i>1</i>	<i>1500,0</i>	<i>0,115</i>	<i>0,015</i>	<i>0,0005</i>	<i>0,131</i>

Таблица 66.

Перспективная нагрузка жилого района 14 до 2028 года

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
1	Жилой район 14	Жилой дом	4	20196,0	8,193	0	1,0504	9,244
2	Жилой район 14	Жилой дом	6	13104,0	8,725	0	1,0238	9,748
3	Жилой район 14	Жилой дом	9	12060,0	11,009	0	1,4128	12,421
4	Жилой район 14	Жилой дом	11	9450,0	10,543	0	1,3514	11,894
5	Жилой район 14	Жилой дом	16	4770,0	9,063	0	0,9932	10,056
6	Жилой район 14	Жилой дом	20	2010,0	5,039	0	0,5265	5,565
7	Жилой район 14	Жилой дом	15	900,0	2,154	0	0,1755	2,329
8	Жилой район 14	Жилой дом	113	2000,0	17,760	0	2,9380	20,698
9	Жилой район 14	Жилой дом	91	210,0	2,115	0	0,2662	2,381
10	Жилой район 14	Детский сад	3	4160,0	1,134	0,212	0,0339	1,380
11	Жилой район 14	Школа	2	2950,0	0,474	0,062	0,0051	0,541
12	Жилой район 14	Больница	2	10000,0	1,283	0,680	0,2383	2,201
13	Жилой район 14	Учреждение культуры и искусства	1	13974,9	0,800	0,282	0,0045	1,086
14	Жилой район 14	Физкультурно-оздоровительный комплекс	1	5030,0	0,308	0,129	0,0016	0,439
15	Жилой район 14	Плавательный бассейн	1	12500,0	0,766	0,320	0,2708	1,357
16	Жилой район 14	Предприятие бытового обслуживания	1	500,0	0,036	0,046	0,0007	0,083
Всего, из них			296	817412,9	79,402	1,731	10,293	91,426
<i>Жилые здания</i>			<i>285</i>	<i>747028,0</i>	<i>74,600</i>	<i>0</i>	<i>9,738</i>	<i>84,338</i>
<i>Административные здания</i>			<i>11</i>	<i>70384,9</i>	<i>4,802</i>	<i>1,731</i>	<i>0,555</i>	<i>7,088</i>

Таблица 67.

Перспективная нагрузка микрорайона 2а до 2028 года

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
1	Микрорайон 2а	Жилой дом	1	13104,0	1,336	0	0,1706	1,507
2	Микрорайон 2а	Жилой дом	1	9450,0	0,958	0	0,1229	1,081
3	Микрорайон 2а	Жилой дом	1	4266,0	0,477	0	0,0556	0,532
4	Микрорайон 2а	Жилой дом	8	2000,0	1,257	0	0,2080	1,465
Всего, из них			11	42820,0	4,029	0	0,557	4,586
<i>Жилые здания</i>			<i>11</i>	<i>42820,0</i>	<i>4,029</i>	<i>0</i>	<i>0,557</i>	<i>4,586</i>
<i>Административные здания</i>			<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

Таблица 68.

Перспективная нагрузка микрорайона 14 до 2028 года

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
1	Микрорайон 14	Жилой дом	8	10365,0	9,043	0	1,0790	10,122
2	Микрорайон 14	Жилой дом	6	8614,0	5,637	0	0,6728	6,309
3	Микрорайон 14	Жилой дом	4	7234,0	3,156	0	0,3770	3,533
4	Микрорайон 14	Жилой дом	3	4421,0	1,574	0	0,1726	1,747
5	Микрорайон 14	Жилой дом	11	4735,0	6,182	0	0,6793	6,861
6	Микрорайон 14	Жилой дом	3	2010,0	0,756	0	0,0790	0,835
7	Микрорайон 14	Жилой дом	1	900,0	0,144	0	0,0117	0,155
8	Микрорайон 14	Жилой дом	5	2000,0	1,123	0	0,1300	1,253
Всего, из них			41	245818,0	27,613	0	3,201	30,814
<i>Жилые здания</i>			<i>41</i>	<i>245818,0</i>	<i>27,613</i>	<i>0</i>	<i>3,201</i>	<i>30,814</i>
<i>Административные здания</i>			<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

Таблица 69.

Перспективная нагрузка микрорайона 21 до 2028 года

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
1	Микрорайон 21	Спортивно-досуговый комплекс	1	6000,0	0,368	0,154	0,0046	0,526
2	Микрорайон 21	Торгово-развлекательный комплекс	1	3800,0	0,248	0,088	0,0029	0,339
3	Микрорайон 21	Автосервисный центр	1	2000,0	0,273	0	0,0065	0,279
Всего, из них			3	11800,0	0,889	0,241	0,014	1,144
<i>Жилые здания</i>			<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Административные здания</i>			<i>3</i>	<i>11800,0</i>	<i>0,889</i>	<i>0,241</i>	<i>0,014</i>	<i>1,144</i>

Таблица 70.

Перспективная нагрузка микрорайона 28 до 2028 года

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
1	Микрорайон 28	Жилой дом	3	20196,0	5,935	0	0,7878	6,723
2	Микрорайон 28	Жилой дом	6	13104,0	8,017	0	1,0238	9,041
3	Микрорайон 28	Жилой дом	6	12060,0	7,339	0	0,9419	8,281
4	Микрорайон 28	Жилой дом	3	9450,0	2,875	0	0,3686	3,244
5	Микрорайон 28	Жилой дом	2	4266,0	0,954	0	0,1112	1,065
6	Микрорайон 28	Жилой дом	12	4770,0	6,797	0	0,7449	7,542
7	Микрорайон 28	Жилой дом	10	2010,0	2,519	0	0,2633	2,783
8	Микрорайон 28	Жилой дом	5	900,0	0,718	0	0,0585	0,776
9	Микрорайон 28	Бизнес-центр	1	7012,9	0,459	0,162	0,0053	0,625
10	Микрорайон 28	Стадион с трибунами на 8 тыс. зрителей	1	13760,0	0,456	0,221	0,1358	0,813
11	Микрорайон 28	Крытая ледовая площадка	1	6000,0	0,334	0,134	0,0163	0,484
Всего, из них			50	362096,9	36,403	0,517	4,457	41,377
<i>Жилые здания</i>			<i>47</i>	<i>330294,0</i>	<i>35,155</i>	<i>0</i>	<i>4,300</i>	<i>39,454</i>
<i>Административные здания</i>			<i>3</i>	<i>31802,9</i>	<i>1,248</i>	<i>0,517</i>	<i>0,157</i>	<i>1,923</i>

Таблица 71.

Перспективная нагрузка микрорайона 30 до 2028 года

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
1	Микрорайон 30	Высшее учебное заведение	1	6000,0	0,482	0,063	0,0052	0,550
2	Микрорайон 30	Поликлиника	1	14700,0	0,943	0,500	0,0096	1,452
3	Микрорайон 30	Крытая ледовая площадка	1	6000,0	0,642	0,263	0,0218	0,927
4	Микрорайон 30	Плавательный бассейн	1	12500,0	0,766	0,320	0,2708	1,357
Всего, из них			4	44230,0	2,833	1,146	0,307	4,287
<i>Жилые здания</i>			<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Административные здания</i>			<i>4</i>	<i>44230,0</i>	<i>2,833</i>	<i>1,146</i>	<i>0,307</i>	<i>4,287</i>

Таблица 72.

Перспективная нагрузка микрорайона 32а до 2028 года

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
1	Микрорайон 32а	Жилой дом	1	20196,0	2,864	0	0,2626	3,127
2	Микрорайон 32а	Жилой дом	2	13104,0	3,717	0	0,3413	4,058
3	Микрорайон 32а	Жилой дом	2	9450,0	2,681	0	0,2457	2,926
4	Микрорайон 32а	Жилой дом	2	4266,0	1,295	0	0,1112	1,406
5	Микрорайон 32а	Жилой дом	10	4770,0	7,080	0	0,6208	7,701
6	Микрорайон 32а	Жилой дом	6	2010,0	1,870	0	0,1580	2,028
7	Микрорайон 32а	Жилой дом	4	900,0	0,695	0	0,0468	0,741
8	Микрорайон 32а	Культовое сооружение	1	1500,0	0,199	0,022	0,0005	0,221
Всего, из них			28	138696,0	20,401	0	1,787	22,209
<i>Жилые здания</i>			<i>27</i>	<i>137196,0</i>	<i>20,201</i>	<i>0</i>	<i>1,786</i>	<i>21,988</i>
<i>Административные здания</i>			<i>1</i>	<i>1500,0</i>	<i>0,199</i>	<i>0,022</i>	<i>0,0005</i>	<i>0,221</i>

Таблица 73.

Перспективная нагрузка микрорайона 38 до 2028 года

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
1	Микрорайон 38	Жилой дом	2	20196,0	6,577	0	0,5252	7,102
2	Микрорайон 38	Жилой дом	4	12060,0	7,771	0	0,6279	8,399
3	Микрорайон 38	Жилой дом	2	9450,0	3,045	0	0,2457	3,290
4	Микрорайон 38	Жилой дом	2	4266,0	1,469	0	0,1112	1,580
5	Микрорайон 38	Жилой дом	11	4770,0	9,346	0	0,6828	10,029
6	Микрорайон 38	Жилой дом	10	2010,0	3,381	0	0,2633	3,645
7	Микрорайон 38	Жилой дом	4	900,0	0,801	0	0,0468	0,848
8	Микрорайон 38	Развлекательно-досуговый центр	1	6000,0	0,625	0,138	0,0046	0,768
9	Микрорайон 38	Автовокзал	1	3000,0	0,290	0,024	0,0023	0,315
Всего, из них			37	201234,0	33,304	0,162	2,510	35,976
<i>Жилые здания</i>			<i>35</i>	<i>192234,0</i>	<i>32,389</i>	<i>0</i>	<i>2,503</i>	<i>34,892</i>
<i>Административные здания</i>			<i>2</i>	<i>9000,0</i>	<i>0,915</i>	<i>0,162</i>	<i>0,007</i>	<i>1,083</i>

Таблица 74.

Перспективная нагрузка зданий, строительство которых планируется на въездной площади до 2028 года

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
1	Въездная площадь	Бизнес-центр	1	7012,9	0,459	0,162	0,0053	0,625
2	Въездная площадь	Торгово-развлекательный комплекс	1	6000,0	0,392	0,138	0,0046	0,535
Всего, из них			2	13012,9	0,851	0,300	0,010	1,161
<i>Жилые здания</i>			<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Административные здания</i>			<i>2</i>	<i>13012,9</i>	<i>0,851</i>	<i>0,300</i>	<i>0,010</i>	<i>1,161</i>

Существующие нагрузки на момент начала актуализации схемы теплоснабжения (09.2017г.) приведены в таблице 75. Графическое представление данных таблицы 75, приведено на рисунке 37.

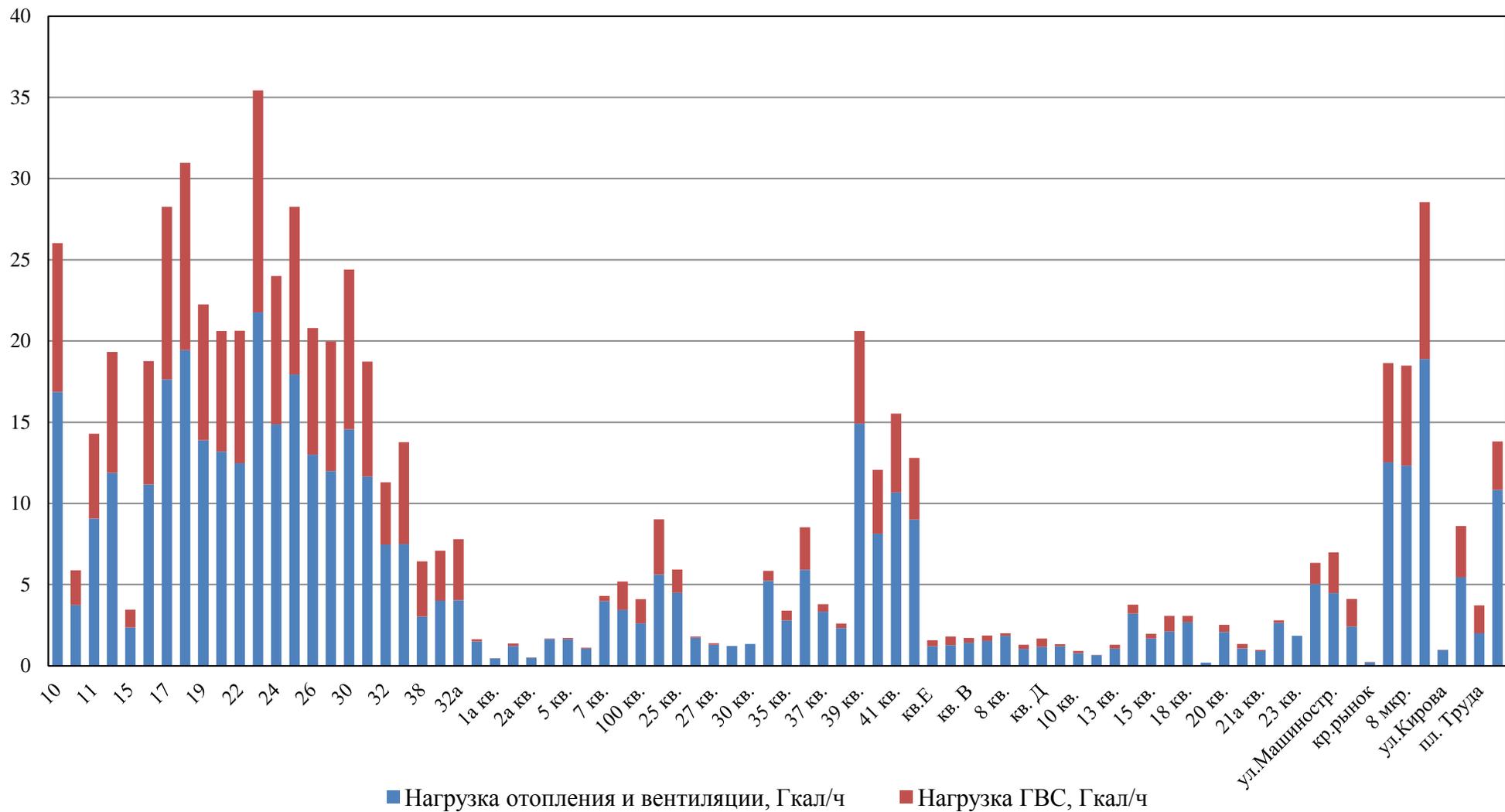
Таблица 75.

Существующие нагрузки микрорайонов

№ пп	№ кв-л, мкр.	ГВС		Отопл + Вентил		ОБЩАЯ	
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч
1	2	3	4	5	6	7	8
ВТЭЦ							
1	1 кв.	0,13722	2,3	1,49843	19,5	1,63565	22
2	1а кв.	0,00999	0,2	0,46127	6,0	0,47126	6
3	2 кв.	0,14815	2,5	1,22233	15,9	1,37048	18
4	2а кв.	0,00990	0,2	0,49879	6,5	0,50869	7
5	3 кв.	0,03560	0,6	1,64608	21,4	1,68168	22
6	5 кв.	0,09026	1,5	1,62955	21,2	1,71981	23
7	6 кв.	0,06580	1,1	1,05567	13,7	1,12147	15
8	7 кв.	0,31848	5,3	3,97584	51,6	4,29432	57
9	101 кв.	1,74989	29,2	3,43947	44,7	5,18936	74
10	100 кв.	1,48951	24,8	2,61667	34,0	4,10618	59
11	102 кв.	3,41086	56,8	5,61579	72,9	9,02666	130
12	25 кв.	1,42503	23,8	4,49872	58,4	5,92375	82
13	26 кв.	0,07675	1,3	1,72358	22,4	1,80033	24
14	27 кв.	0,10038	1,7	1,29449	16,8	1,39487	18
15	29 кв.	0,00000	0,0	1,22098	15,9	1,22098	16
16	30 кв.	0,00000	0,0	1,34163	17,4	1,34163	17
17	34 кв.	0,61605	10,3	5,23023	67,9	5,84628	78
18	35 кв.	0,60083	10,0	2,79843	36,3	3,39926	46
19	36 кв.	2,62672	43,8	5,90567	76,7	8,53239	120
20	37 кв.	0,47009	7,8	3,33327	43,3	3,80336	51
21	38 кв.	0,27354	4,6	2,32797	30,2	2,60151	35
22	39 кв.	5,70596	95,1	14,91581	193,7	20,62177	289
23	40 кв.	3,93274	65,5	8,13697	105,7	12,06970	171
24	41 кв.	4,85725	81,0	10,66677	138,5	15,52402	219
25	42 кв.	3,79711	63,3	9,01064	117,0	12,80775	180
26	кв. Е	0,36753	6,1	1,21033	15,7	1,57786	22
27	кв. Б	0,54611	9,1	1,26451	16,4	1,81062	26
28	кв. В	0,29789	5,0	1,41564	18,4	1,71353	23

1	2	3	4	5	6	7	8
29	кв. Г	0,34209	5,7	1,53162	19,9	1,87371	26
30	8 кв.	0,15187	2,5	1,85444	24,1	2,00631	27
31	кв. А	0,26088	4,3	1,04554	13,6	1,30641	18
32	кв. Д	0,52247	8,7	1,15686	15,0	1,67933	24
33	9 кв.	0,12357	2,1	1,20911	15,7	1,33268	18
34	10 кв.	0,14198	2,4	0,77609	10,1	0,91806	12
35	12 кв.	0,01820	0,3	0,66029	8,6	0,67849	9
36	13 кв.	0,25192	4,2	1,04872	13,6	1,30064	18
37	14 кв.	0,55937	9,3	3,21132	41,7	3,77069	51
38	15 кв.	0,27881	4,6	1,68860	21,9	1,96741	27
39	16 кв.	0,95657	15,9	2,11349	27,4	3,07006	43
40	18 кв.	0,39231	6,5	2,67940	34,8	3,07171	41
41	19 кв.	0,00000	0,0	0,20164	2,6	0,20164	3
42	20 кв.	0,45196	7,5	2,07504	26,9	2,52700	34
43	21 кв.	0,27538	4,6	1,07741	14,0	1,35279	19
44	21а кв.	0,07286	1,2	0,90333	11,7	0,97620	13
45	22 кв.	0,16233	2,7	2,64124	34,3	2,80357	37
46	23 кв.	0,00000	0,0	1,85029	24,0	1,85029	24
47	14 мкр.	1,31026	21,8	5,03352	65,4	6,34378	87
48	ул. Машиностроителей.	2,50034	41,7	4,48295	58,2	6,98328	100
49	ГБ №1 (13мкр)	1,71103	28,5	2,41387	31,3	4,12490	60
50	Крытый рынок	0,04020	0,7	0,20547	2,7	0,24567	3
51	7 мкр.	6,11689	101,9	12,52585	162,7	18,64273	265
52	8 мкр.	6,15228	102,5	12,33097	160,1	18,48325	263
53	9 мкр.	9,65165	160,9	18,89208	245,4	28,54373	406
54	ул. Кирова	0,02900	0,5	0,97172	12,6	1,00072	13
55	13 мкр.	3,15251	52,5	5,45398	70,8	8,60649	123
56	пл. Труда	1,72000	28,7	1,99674	25,9	3,71674	55
57	Потребители без кварталов	2,99343	49,9	10,82380	140,6	13,81723	190
Жилая зона		73,500	1225,0	218,076	2832,0	291,6	4057
Промзона		12,311	205,2	84,707	1100,0	97,0	1305
Всего от ВТЭЦ		85,811	1 430	302,783	3 932	388,6	5362

1	2	3	4	5	6	7	8
ВТЭЦ-2							
1	10	9,16439	152,7	16,86006	219,0	26,02444	372
2	10/16	2,15462	35,9	3,72980	48,4	5,88441	84
3	11	5,21953	87,0	9,06669	117,7	14,28622	205
4	12	7,44263	124,0	11,89016	154,4	19,33279	278
5	15	1,10138	18,4	2,36382	30,7	3,46519	49
6	16	7,59686	126,6	11,16406	145,0	18,76092	272
7	17	10,62403	177,1	17,63361	229,0	28,25763	406
8	18	11,53003	192,2	19,43593	252,4	30,96597	445
9	19	8,36665	139,4	13,88611	180,3	22,25276	320
10	21	7,43054	123,8	13,19050	171,3	20,62104	295
11	22	8,14183	135,7	12,48509	162,1	20,62692	298
12	23	13,65897	227,6	21,76752	282,7	35,42648	510
13	24	9,12000	152,0	14,87329	193,2	23,99329	345
14	25	10,32334	172,1	17,93330	232,9	28,25664	405
15	26	7,80000	130,0	13,00053	168,8	20,80053	299
16	27	7,97281	132,9	11,99509	155,8	19,96790	289
17	30	9,84000	164,0	14,55995	189,1	24,39995	353
18	31	7,08000	118,0	11,65216	151,3	18,73216	269
19	32	3,84466	64,1	7,46014	96,9	11,30480	161
20	37	6,26390	104,4	7,50148	97,4	13,76539	202
21	38	3,38880	56,5	3,03698	39,4	6,42578	96
22	28	3,08000	51,3	4,00500	52,0	7,08500	103
23	32a	3,75280	62,5	4,04242	56,5	7,79522	119
Жилая зона		164,898	2748,3	283,370	3680,0	448,3	6428
Промзона		6,588	109,8	13,776	178,9	20,4	289
Всего от ВТЭЦ-2		171,486	2858	297,146	3859	468,6	6717
Итого по г. Волжскому		257,297	8288	599,929	7791	857,2	12079
т.ч.: - Жилая зона		238,398	3973	501,446	6512	739,9	10485
- Промзона		18,899	315	98,483	1279	117,4	1594



Существующие нагрузки микрорайонов.

Рисунок 37.

Ежегодный прирост нагрузки централизованной системы теплоснабжения представлен в таблице 76. На рисунке 38 представлены приросты в границах кварталов и в целом по городу.

Таблица 76.

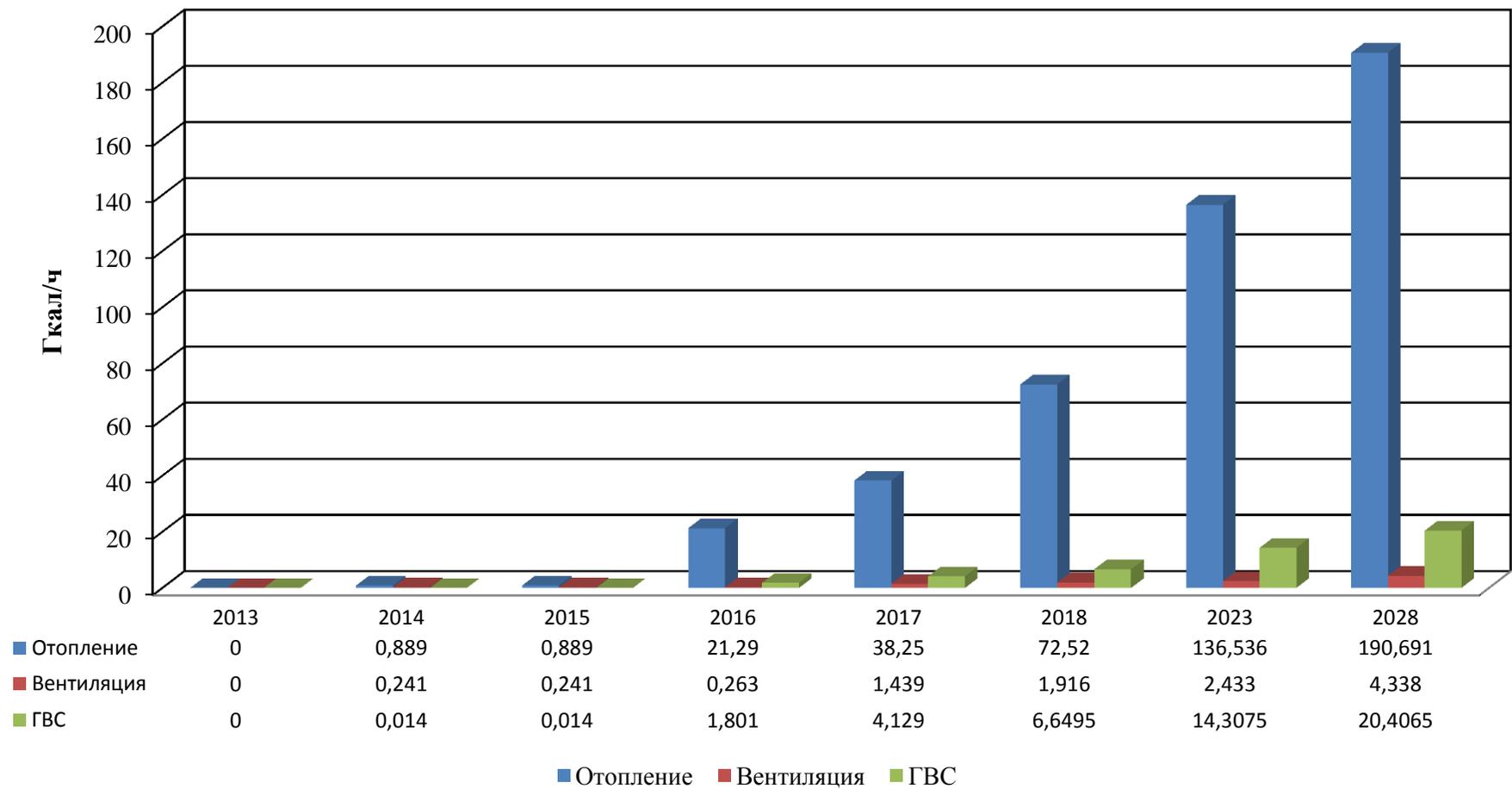
Планируемые ежегодные приросты нагрузок

Показатель	Площадь, тыс. м2	Нагрузка теплоснабжения, Гкал/ч								
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028	Итого
Площадь Труда										
Жилищный фонд										
Отопление	71,2								7,981	7,981
ГВС									0,935	0,935
ВСЕГО									8,916	8,916
Административные здания										
Отопление	н.д.								2,782	2,782
Вентиляция									1,167	1,167
ГВС									0,057	0,057
ВСЕГО									4,006	4,006
Всего										
Отопление	71,2								10,763	10,763
Вентиляция									1,167	1,167
ГВС									0,991	0,991
ВСЕГО									12,921	12,921
Жилой район №7										
Административные здания										
Отопление	43						0,115			0,115
Вентиляция								0,015		0,015
ГВС								0,005		0,0005
ВСЕГО								0,131		0,131
Всего										
Отопление	43						0,115			0,115
Вентиляция								0,015		0,015
ГВС								0,005		0,005
ВСЕГО								0,131		0,131
Микрорайон 14										
Жилищный фонд										
Отопление	245,27							27,613		27,613
ГВС								3,201		3,201
ВСЕГО								30,814		30,814
Всего										
Отопление	245,27							27,613		27,613
ГВС								3,201		3,201
ВСЕГО								30,814		30,814

Показатель	Площадь, тыс. м ²	Нагрузка теплоснабжения, Гкал/ч								
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028	Итого
Микрорайон 21										
Административные здания										
Отопление	н.д.		0,889						0,889	1,778
Вентиляция			0,241						0,241	0,482
ГВС			0,014						0,014	0,028
ВСЕГО			1,144						1,144	2,288
Всего										
Отопление	н.д.		0,889						0,889	1,778
Вентиляция			0,241						0,241	0,482
ГВС			0,014						0,014	0,028
ВСЕГО			1,144						1,144	2,288
Микрорайон 28										
Жилищный фонд										
Отопление	329,5							35,155		35,155
ГВС								4,3		4,3
ВСЕГО								39,454		39,454
Административные здания										
Отопление	н.д.							1,248		1,248
Вентиляция								0,517		0,517
ГВС								0,157		0,157
ВСЕГО								1,923		1,923
Всего										
Отопление	329,54							36,403		36,403
Вентиляция								0,517		0,517
ГВС								4,457		4,457
ВСЕГО								41,377		41,377
Микрорайон 30										
Административные здания										
Отопление	43,1					2,833				2,833
Вентиляция						1,146				1,146
ГВС						0,307				0,307
ВСЕГО						4,287				4,287
Всего										
Отопление	43,1					2,833				2,833
Вентиляция						1,146				1,146
ГВС						0,307				0,307
ВСЕГО						4,287				4,287

Показатель	Площадь, тыс. м ²	Нагрузка теплоснабжения, Гкал/ч								
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028	Итого
Микрорайон 32а										
Жилищный фонд										
Отопление	138				20,201					20,201
ГВС					1,786					1,786
ВСЕГО					21,988					21,988
Административные здания										
Отопление	н.д.				0,199					0,199
Вентиляция					0,022					0,022
ГВС					0,005					0,005
ВСЕГО					0,221					0,221
Всего										
Отопление	138,0				20,401					20,401
Вентиляция					0,022					0,022
ГВС					1,787					1,787
ВСЕГО					22,209					22,209
Микрорайон 38										
Жилищный фонд										
Отопление	192						32,389			32,389
ГВС							2,503			2,503
ВСЕГО							34,892			34,892
Административные здания										
Отопление	н.д.						0,915			0,915
Вентиляция							0,162			0,162
ГВС							0,007			0,007
ВСЕГО							1,083			1,083
Всего										
Отопление	192,0						33,304			33,304
Вентиляция							0,162			0,162
ГВС							2,51			2,51
ВСЕГО							35,976			35,976
Въездная площадь										
Административные здания										
Отопление	7,4						0,851			0,851
Вентиляция							0,3			0,3
ГВС							0,01			0,01
ВСЕГО							1,161			1,161
Всего										
Отопление	7,4						0,851			0,851
Вентиляция							0,3			0,3
ГВС							0,01			0,01
ВСЕГО							1,161			1,161

Показатель	Площадь, тыс. м ²	Нагрузка теплоснабжения, Гкал/ч								
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028	Итого
Всего по перспективной застройке в границах города Волжский										
Отопление	1592,7	0	0,889	0	20,401	16,96	34,27	64,016	54,155	190,691
Вентиляция		0	0,241	0	0,022	1,176	0,477	0,517	1,905	4,338
ГВС		0	0,014	0	1,787	2,328	2,5205	7,658	6,099	20,465
ВСЕГО		0	1,144	0	22,209	20,465	37,268	72,191	62,16	215,437



Прирост нагрузок системы централизованного теплоснабжения

Рисунок 38.

Планируемый прирост нагрузок на централизованное теплоснабжения до 2028 года оценивается в 151,164 Гкал/ч. Прирост нагрузок ожидается в южной части города, в зоне теплоснабжения от ВТЭЦ-2.

2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зонах действия индивидуальных источников теплоснабжения

Ежегодные приросты нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС в зонах действия индивидуальных источников теплоснабжения на планируемый период представлены в таблице 77 и на рисунке 39.

Таблица 77.

Планируемые ежегодные приросты нагрузок на отопление и ГВС потребителей

Показатель	Нагрузка теплоснабжения, Гкал/ч								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028	Всего
Остров Зеленый									
<i>Административные здания</i>									
Отопление						0,327			0,327
Вентиляция						0,115			0,115
ГВС						0,002			0,002
ВСЕГО						0,444			0,444
Всего									
Отопление						0,327			0,327
Вентиляция						0,115			0,115
ГВС						0,002			0,002
ВСЕГО						0,444			0,444
Жилой район Краснооктябрьский (поселок Краснооктябрьский)									
<i>Жилищный фонд</i>									
Отопление							34,791		34,791
ГВС							4,864		4,864
ВСЕГО							39,655		39,655
<i>Административные здания</i>									
Отопление							2,519		2,519
Вентиляция							0,000		0,000
ГВС							0,263		0,263
ВСЕГО							2,783		2,783
Всего									
Отопление							40,027		40,027
Вентиляция							1,650		1,650
ГВС							5,492		5,492
ВСЕГО							47,169		47,169
Жилой район Погромное (поселок Краснооктябрьский)									
<i>Жилищный фонд</i>									
Отопление							33,725		33,725
ГВС							5,395		5,395
ВСЕГО							39,120		39,120
<i>Административные здания</i>									
Отопление							1,493		1,493
Вентиляция							0,401		0,401
ГВС							0,249		0,249
ВСЕГО							2,144		2,144
Всего									

Отопление							35,218		35,218
Вентиляция							0,401		0,401
ГВС							5,644		5,644
ВСЕГО							41,263		41,263
Микрорайон 2а									
<i>Жилищный фонд</i>									
Отопление		4,029							4,029
Вентиляция		0							0
ГВС		0,557							0,557
ВСЕГО		4,586							4,586
Всего									
Отопление		4,029							4,029
Вентиляция		0							0
ГВС		0,557							0,557
ВСЕГО		4,586							4,586
Всего по перспективной застройке									
Отопление	0	4,029	0	0	0	0,327	75,245	0	79,601
Вентиляция	0	0	0	0	0	0,115	2,051	0	2,166
ГВС	0	0,557	0	0	0	0,002	11,136	0	11,695
ВСЕГО	0	4,586	0	0	0	0,444	88,432	0	93,462

Увеличение строительных площадей и, соответственно, прирост тепловых нагрузок жилых районов Краснооктябрьский и Погромное согласно разрабатываемой схеме теплоснабжения г. Волжский предлагается производить в период с 2018 г. по 2023 г.

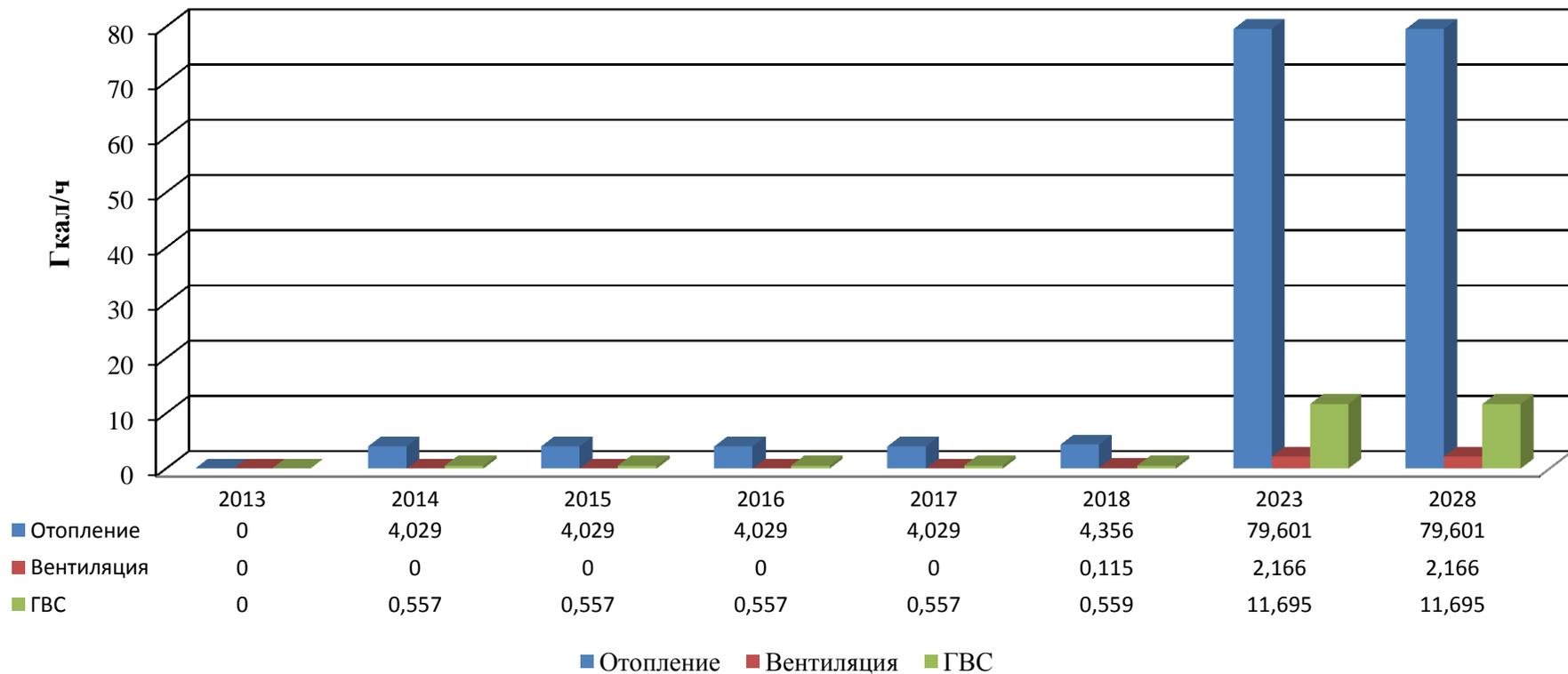


Рисунок 39.

Прирост нагрузок системы автономного теплоснабжения

2.7 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирование, и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами, с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия источника теплоснабжения на каждом этапе.

По результатам сбора исходных данных, проекты строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах в виде горячей воды или пара не выявлены.

Проектом Генерального плана города Волжский не предусмотрено новое строительство промышленных потребителей, использующих тепловую энергию горячей воды и пара в технологических процессах и отоплении.

В настоящий момент промышленные предприятия не имеют проектов расширения или увеличения мощности производства в существующих границах. Запланированные преобразования на территории промышленных предприятий имеют административную направленность и не окажут влияния на уровни потребления тепловой энергии.

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

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

Согласно п. 15, Ст. 10, ФЗ №190 «О теплоснабжении»: «Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит

опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

Потенциальные социально значимые потребители, для которых могут быть установлены льготные тарифы на тепловую энергию, приведены в таблице 78. Ориентировочное годовое потребление тепловой энергии такими потребителями составляет 52347,3 Гкал/год.

Таблица 78.

Объем потребления тепловой энергии социально значимыми объектами, Гкал

№ п/п	Адрес	Назначение	Количество однотипных зданий	Отапливаемая площадь, м ²	Нагрузка отопления, Гкал/год	Нагрузка вентиляции, Гкал/год	Нагрузка ГВС, Гкал/год	Всего, Гкал/год
1	Пл. Труда	Поликлиника	1	9500,0	1288,7	1242,8	42,6	2574,1
2	Поселок Краснооктябрьский	Детский сад	2	4160,0	1598,9	544,2	156,2	2299,3
3	Поселок Краснооктябрьский	Школа	1	2950,0	452,0	110,9	17,7	580,6
4	Поселок Краснооктябрьский	Больница	1	20000,0	2713,1	2616,3	1346,5	6675,9
5	Поселок Краснооктябрьский	Учреждение культуры и искусства	1	7334,0	845,6	550,5	38,5	1434,6
6	Поселок Краснооктябрьский	Дом-интернат для престарелых	1	11000,0	1451,8	0,0	658,3	2110,1
7	Жилой район Погромное	Детский сад	1	4160,0	799,4	272,1	129,4	1201,0
8	Жилой район Погромное	Школа	1	2950,0	452,0	110,9	7679,8	8242,7
9	Жилой район Погромное	Учреждение культуры и искусства	1	3667,0	462,5	107,0	2025,3	2594,8
10	Жилой район 14	Детский сад	3	4160,0	2398,3	816,3	662,3	3876,9
11	Жилой район 14	Школа	2	2950,0	904,0	221,9	36,5	1162,4
12	Жилой район 14	Больница	2	10000,0	2713,1	2616,3	1265,8	6595,2
13	Жилой район 14	Учреждение культуры и искусства	1	13974,9	1611,4	1048,9	739,0	3399,3
14	Микрорайон 30	Высшее учебное заведение	1	6000,0	919,3	225,7	2496,3	3641,3
15	Микрорайон 30	Поликлиника	1	14700,0	1994,1	1923,0	740,1	4657,2
16	Микрорайон 38а	Административное здание	1	3800,0	479,2	110,9	711,8	1301,9
ВСЕГО			21	146735,9	21083,4	12517,7	18746,1	52347,3

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

В соответствии с действующим законодательством деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии регулируется государством, тарифы на тепловую энергию ежегодно устанавливаются тарифными комитетами. Одновременно Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определено, что поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г., могут осуществляться на основе долгосрочных договоров теплоснабжения (на срок более одного года), заключенных между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным соглашением сторон. У организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, появляется возможность осуществления производственной и инвестиционной деятельности в условиях нерегулируемого государством (свободного) ценообразования. При этом возможна реализация инвестиционных проектов по строительству объектов теплоснабжения, обоснование долгосрочной цены поставки теплоэнергии и включение в нее инвестиционной составляющей на цели возврата и обслуживания привлеченных инвестиций.

Основные параметры формирования долгосрочной цены:

- обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;
- в необходимой валовой выручке (НВВ) для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включается амортизация по объектам инвестирования и расходы на финансирование капитальных вложений (возврат инвестиций инвестору или финансирующей организации) из прибыли; суммарная инвестиционная составляющая в цене складывается из амортизационных отчислений и расходов на финансирование инвестиционной деятельности из прибыли с учетом возникающих налогов;

- необходимость выработки мер по сглаживанию ценовых последствий инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);
- обеспечение компромисса интересов сторон (инвесторов, потребителей, эксплуатирующей организации) достигается разработкой долгосрочного ценового сценария, обеспечивающего приемлемую коммерческую эффективность инвестиционных проектов и посильные для потребителей расходы за услуги теплоснабжения;

Если перечисленные выше условия не будут выполнены - достичь договоренности сторон по условиям и цене поставки тепловой энергии, будет затруднительно.

В границах города Волжский не предполагается строительство новых источников теплоснабжения. Свободные долгосрочные договоры могут заключаться в расчете на разработку и реализацию инвестиционной программы по реконструкции тепловых сетей.

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

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8 и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3-х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

- пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));

- не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов (ОРЕХ) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

Определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;
- для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала - 0,3, доля собственного капитала 0,7.
- срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;
- рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений - ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;
- устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого

долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);

- осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель - для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

Использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса вызывает сомнение. Перспективное потребление по долгосрочным договорам по регулируемой цене может составлять **15 500 Гкал/год (не более 10% от планируемого прироста)**.

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения

3.1. Общие сведения

Система централизованного теплоснабжения - одна из наиболее сложных отраслей жилищно-коммунального хозяйства с точки зрения инженерной инфраструктуры, что требует применения системного комплексного подхода для решения текущих задач и планирования.

Создаваемая в процессе разработки схемы теплоснабжения «Электронная модель системы теплоснабжения», позволяет проводить на ее основе анализ существующего положения в сфере теплоснабжения города Волжского.

Электронная модель системы теплоснабжения создана на базе программно-расчетного комплекса «Zulu 7.0».

Цели разработки электронной модели:

- Создания единой информационной платформы по системам теплоснабжения города;
- повышения эффективности информационного обеспечения процессов принятия решений в области текущего функционирования и перспективного развития системы теплоснабжения города;
- проведения единой политики в организации текущей деятельности предприятий и в перспективном развитии всей системы теплоснабжения города;
- обеспечения устойчивого градостроительного развития города;
- разработки мер для повышения надежности системы теплоснабжения города;
- минимизации вероятности возникновения аварийных ситуаций в системе теплоснабжения.

Разработанная электронная модель предназначена для решения следующих задач:

- создания общегородской электронной схемы существующих и перспективных тепловых сетей и объектов системы теплоснабжения города Волжского, привязанных к топооснове города; оптимизации существующей системы теплоснабжения (оптимизация гидравлических режимов, моделирование перераспределения тепловых нагрузок между источниками, определение

оптимальных диаметров проектируемых и реконструируемых тепловых сетей и теплосетевых объектов и т.д.);

- моделирования перспективных вариантов развития системы теплоснабжения (строительство новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии, перераспределение тепловых нагрузок между источниками, определение возможности подключения новых потребителей тепловой энергии, определение оптимальных вариантов качественного и надежного обеспечения тепловой энергией новых потребителей и т.д.);

- Оперативного моделирования обеспечения тепловой энергией потребителей при аварийных ситуациях;

- оперативного получения информационных выборок, справок, отчетов по системе в целом по системе теплоснабжения города и по отдельным ее элементам.

Инструкция пользователя и оператора программно-расчетный комплекс Zulu 7.0 поставляется производителем совместно с программным обеспечением. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топологической основе

В качестве базового программного обеспечения для реализации электронной модели системы теплоснабжения города Волжского был выбран программно-расчетный комплекс Zulu 7.0. При работе с программой не требуются глубокие знания по программированию, достаточно четко и грамотно сформулировать цели, и с помощью имеющихся инструментов, решить поставленные задачи.

Ниже представлено краткое описание функциональных возможностей основных модулей РПК, необходимых для создания и дальнейшей эксплуатации ЭМ:

- геоинформационная система ГИС Zulu;
- пакет расчетов сетей теплоснабжения Zulu Thermo;
- При необходимости создания нескольких рабочих мест и работы через Интернет - сервер геоинформационной системы Zulu Server.

По окончании внедрения Заказчик самостоятельно определяет целесообразность развития данной системы и необходимость приобретения и внедрения дополнительных модулей.

3.1.1. Геоинформационная система (ГИС) Zulu

ГИС Zulu - геоинформационная система обеспечивающая сбор, хранение, обработку, доступ, отображение и распространение пространственно-координированных данных, позволяющее осуществлять моделирование инженерных коммуникаций и транспортных систем.

Геоинформационная система Zulu предназначена для создания ГИС приложений, требующих визуализации пространственных данных в векторном и растровом виде, анализа их топологии и их связи с семантическими базами данных.

С помощью Zulu можно создавать всевозможные карты, или план-схемы, включая карты и схемы инженерных сетей с поддержкой их топологии, работать с большим количеством растровых изображений, осуществлять экспорт и импорт данных различных источников.

ГИС Zulu позволяет импортировать данные из таких программ как MapInfo, AutoCAD Release 12, ArcView. В результате импорта будут получены векторные слои с готовыми объектами, при этом все характеристики, такие как масштаб, цвет и др. будут сохранены. Если к объектам в обменном формате была прикреплена база данных, то она так же импортируется в Zulu.

Помимо импорта Zulu позволяет экспортировать графические данные в такие форматы как: .DXF, .MIF/.MID, .BMP, Shape .SHP. Экспорт семантических данных возможен в электронную таблицу Microsoft Excel или страницу HTML.

Руководство пользователя электронной модели разработано на основании руководств по ГИС Zulu (7.0) и Zulu Thermo, представленных производителем.

3.1.2. Возможности ГИС Zulu

Система обладает следующими возможностями:

- Создавать карты местности в различных географических системах координат и картографических проекциях, отображать векторные графические данные со сглаживанием и без;
- Осуществлять обработку растровых изображений форматов BMP, TIFF, PCX, JPG, GIF, PNG при помощи встроенного графического редактора;
- Пользоваться данными с серверов, поддерживающих спецификацию WMS (Web Map Service);
- С помощью создаваемых векторных слоев с собственным бинарным

форматом, обеспечивающим высокую скорость работы, векторизовать растровые изображения;

- При векторизации использовать как примитивные объекты (символьные, текстовые, линейные, площадные) так и типовые объекты, описываемые самостоятельно в структуре слоя;

- Работать с семантическими данными, подключаемыми к слою из внешних источников BDE, ODBC или ADO через описатели баз данных (получать данные можно из таблиц Paradox, dBase, FoxPro; Microsoft Access; Microsoft SQL Server; ORACLE и других источников ODBC или ADO);

- Выполнять запросы к базам данных с отображением результатов на карте (поиск определенной информации, нахождение суммы, максимального, минимального значения, и т.д.);

- Выполнять пространственные запросы по объектам карты в соответствии со спецификациями OGC;

- Создавать модель рельефа местности и строить на ее основе изолинии, зоны затопления профили и растры рельефа, рассчитывать площади и объемы;

- Экспортировать данные из семантической базы или результаты запроса в электронную таблицу Microsoft Excel или страницу HTML;

- Программно или по семантическим данным создавать тематические раскраски, с помощью которых меняется стиль отображения объектов;

- Выводить для всех объектов слоя надписи или бирки, текст надписи может, как браться из семантической базы данных, так и переопределяться программно;

- Отображать объекты слоя в формате псевдо-3D позволяющем визуализироваться относительные высоты объектов (например, высоты зданий);

- Создавать и использовать библиотеку графических элементов систем теплоснабжения и режимов их функционирования;

- Создавать расчетные схемы инженерных коммуникаций с автоматическим формированием топологии сети и соответствующих баз данных;

- Изменять топологию сетей и режимы работы ее элементов;

- Решать топологические задачи (изменение состояния объектов (переключения), поиск отключающих устройств, поиск кратчайших путей, поиск

связанных объектов, поиск колец);

- Для быстрого перемещения в нужное место карты устанавливать закладки (закладка на точку на местности с определенным масштабом отображения и закладка на определенный объект слоя (весьма удобно, если объект - движущийся по карте));

- С помощью проектов раскрывать структуру того или иного объекта, изображенного на карте схематично;

- Создавать макеты печати;

- Импортировать графические данные из MapInfo (MIF/MID), AutoCAD Release 12 (DXF) и ArcView (SHP);

- Экспортировать графические данные в MapInfo (MIF/MID), AutoCAD Release 12 (DXF), ArcView (SHP) и Windows Bitmap (BMP);

- Создавать макросы на языках VB Script или Java Script;

- Осуществлять программный доступ к данным через объектную модель для написания собственных конвертеров;

- Создавать собственные приложения, работающие под управлением Zulu.

3.1.3. Организация графических данных

Графические данные организованы послойно. Слой является основной информационной единицей системы. Каждый объект слоя имеет уникальный идентификатор (ID или «ключ»). В программе применяются следующие типы слоев:

- векторные слои;

- растровые слои;

- слои рельефа;

- слои с серверов WMS (Web Map Service).

3.1.4. Векторные слои

Объекты векторного слоя делятся на простые (примитивы) и типовые (классифицированные объекты).

Примитивы могут быть:

- точечные (пиктограммы или «символы»);

- текстовые;

- линейные (линии, полилинии);

- площадные (контуры, поликонтуры).

Типовые объекты описываются в библиотеке типов объектов. Каждый тип описывает площадной, линейный или символьный типовой графический объект, имеет пользовательское название и может быть связан с собственной семантической базой данных.

Каждый тип объекта может иметь несколько режимов, которые имеют пользовательское название, и задают различные способы отображения данного типового объекта.

Типовые объекты могут быть:

- точечные (пиктограммы или «символы»);
- линейные (линии, полилинии);
- площадные (контуры, поликонтуры).

Атрибутивные или семантические данные векторного слоя хранятся во внешнем источнике данных и подключаются к слою через собственный описатель базы данных. К одному слою может быть подключено попеременно произвольное число семантических баз данных. Прimitives пользуются общей семантической базой данных, типовые объекты - собственной для каждого типа (однако для разных типов можно подключить одну и ту же базу).

3.1.5. Растровые слои

Растровым слоем может быть либо отдельный растровый объект, либо группа растровых объектов. Растровая группа может содержать произвольное число растровых объектов или вложенных растровых групп. Число растров в слое ограничено лишь дисковым пространством (Zulu справляется с полем из нескольких тысяч растров).

Поддерживаемые форматы растров - BMP, TIFF, PCX, JPEG, GIF, PNG.

3.1.6. Работа с системами координат и картографическими проекциями

Графические данные могут храниться в различных системах координат и отображаться в различных проекциях трехмерной поверхности Земли на плоскость.

Система предлагает набор предопределенных систем координат. Кроме того, пользователь может задать свою систему координат с индивидуальными параметрами для поддерживаемых системой проекций.

В частности, эта возможность позволит, при известных параметрах (ключах перехода), привязывать данные, хранящиеся в местной системе координат, к одной из глобальных систем координат.

Данные можно перепроецировать из одной системы координат в другую.

3.1.7. Организация семантических данных

Семантические данные подключаются к слою из внешних источников Borland Database Engine (BDE), Open Database Connectivity (ODBC) или ActiveX Data Objects (ADO) через описатели баз данных.

Получать данные можно из:

- Таблиц Paradox, dBase, FoxPro;
- Microsoft Access;
- Microsoft SQL Server;
- ORACLE;
- другие источники ODBC или ADO.

Возможен импорт/экспорт данных в следующие форматы:

- MapInfo MIF/MID;
- AutoCAD DXF;
- Shape SHP;
- Экспорт карты (Windows Bitmap (BMP));
- Экспорт семантических данных (Microsoft Excel, HTML, текстовый формат).

3.1.8. Представление данных на карте

Карта может содержать произвольное число графических слоев - Одни и те же графические слои могут быть помещены в разные карты с разными настройками отображения. Карта имеет возможность задания пользовательского имени, цвета фона и масштабной сетки.

Данные, хранящихся в разных системах координат, можно отображать на одной карте, в одной из картографических проекций. При этом пересчет координат (если он требуется) из одного датума в другой и из одной проекции в другую производится при отображении "на лету".

Примитивы могут иметь индивидуальные стили отображения (цвет, стиль, толщина линий; цвет и стиль заливки; пиктограмма; формат текста). Типовые

объекты имеют стиль в зависимости от режима (состояния), который определяется в библиотеки типов объектов слоя. Стиль примитивов может переопределять картой - для всех примитивов можно принудительно задать один стиль.

Стиль объектов можно менять с помощью тематических раскрасок. При этом раскраска может быть создана по семантическим данным или программно.

Есть возможность выводить для всех объектов слоя надписи или бирки. Текст надписи может браться из семантической базы данных. Текст надписи также может переопределяться программно. Бирки генерируются автоматически, но могут потом расставляться пользователем в нужное расположение и в нужной ориентации.

Для быстрого перемещения в нужное место карты можно устанавливать закладки. Закладка на точку на местности с определенным масштабом отображения.

Карту можно печатать с различными опциями (на одной странице или нескольких страницах, в заданном масштабе или вписав в заданные габариты, на страницах для последующей склейки и т.д.).

3.1.9. Организация карт

Имеется возможность удобно организовать карты, объединенные общей тематикой. Совокупность карт, объединенных общим пользовательским именем и, если требуется, набором иерархических связей между этими картами, представляет собой проект.

В рамках проекта карты можно связывать между собой с помощью гиперссылок. Гиперссылка определяется от объекта в одной карте к другой карте с указанием месторасположения и масштаба.

3.1.10. Редактирование объектов

Для редактирования и ввода объектов предусмотрены:

Возможности ввода и редактирования:

- ввод с экрана мышкой
- ввод по координатам с клавиатуры
- трассировка линий
- автозамыкание контуров

- вырезка/копирование/вставка - дублирование
- поворот объекта.
- операции отмены/возврата действия (Undo / Redo).

Редактирование группы объектов:

- удаление - перемещение;
- дублирование;
- поворот - вырезка/копирование/вставка.
- Редактирование элементов объекта:
- перемещение/удаление/вставка узлов;
- перемещение/удаление ребер;
- разбиение участка символьным объектом;
- трансформация.

3.1.11. Векторные оверлейные операции

Оверлей - операция наложения друг на друга двух или более слоев, в результате которой образуется один производный слой, содержащий композицию пространственных объектов исходных слоев, топологию этой композиции и атрибуты, арифметически или логически производные от значений атрибутов исходных объектов.

Поддерживаются следующие векторные оверлейные операции:

- объединение объектов с наследованием ID уникального идентификатора);
- разъединение объектов;
- разделение одного объекта группой объектов;
- вырезка из одного объекта области группы объектов;
- отрезание объекта вне области группы других объектов;
- узлование;
- буферные зоны;
- построение контуров по сети.

3.1.12. Корректировка растров

В системе реализована корректировка растровых файлов, содержащих сканированную с планшетов топооснову. Корректировка искажений сканирования производится по точкам растра, координаты которых известны. Как минимум должны быть известны четыре точки, определяющие углы планшета.

Процедура корректировки создает новый растр, углы которого совпадают с углами планшета, т.е. процедура корректировки обрезает отсканированные, но лишние поля.

3.1.13. Моделирование сетей и топологические задачи на сетях

Наряду с обычным для ГИС разделением объектов на контуры, ломаные, комбинированные контуры, комбинированные ломаные, Zulu поддерживает линейноузловую топологию, что позволяет моделировать инженерные сети.

Наряду с обычным для ГИС разделением объектов на контуры, ломаные, символы, Zulu поддерживает линейно-узловую топологию, что позволяет моделировать инженерные и другие сети. Топологическая сетевая модель представляет собой граф сети, узлами которого являются точечные объекты (колодцы, источники, задвижки, рубильники, перекрестки, потребители и т.д.), а ребрами графа являются линейные объекты (кабели, трубопроводы, участки дорожной сети и т.д.).

Топологический редактор создает математическую модель графа сети непосредственно в процессе ввода (рисования) графической информации. Используя модель сети можно решать ряд топологических задач, поиск кратчайшего пути, анализ связности, анализ колец, анализ отключений, поиск отключающих устройств и т.д. Можно менять состояния объектов (переключения) с последующим автоматическим обновлением состояния всей сети (например, включение/выключение задвижки трубопровода) выполнять поиск отключающих устройств (формирование списка объектов, имеющих признак «отключающее устройство», при отключении которых выбранный объект также переводится в состояние «отключен»), кратчайших путей (находить кратчайший путь по сети между выбранными узлами с учетом направлений участков), связанных объектов (находится множество объектов сети, достижимых из выбранного узла сети, достижимость может определяться без учета направления участков, с учетом и против направления участков), искать все кольца сети, в которые входят все выбранные объекты.

Сеть вводится как совокупность типовых точечных объектов, соединенных типовыми линейными объектами, имеющими признак «участок». Информация о топологии формируется автоматически - если «потянуть» за узел или ребро,

связанные объекты также перемещаются. Объекты сети можно откреплять и заново прикреплять друг к другу одним движением мышки.

Модель сети Zulu является основой для работы модуля расчетов инженерных сетей Zulu Thermo.

3.2. Модуль Zulu Thermo

Модуль Zulu Thermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.

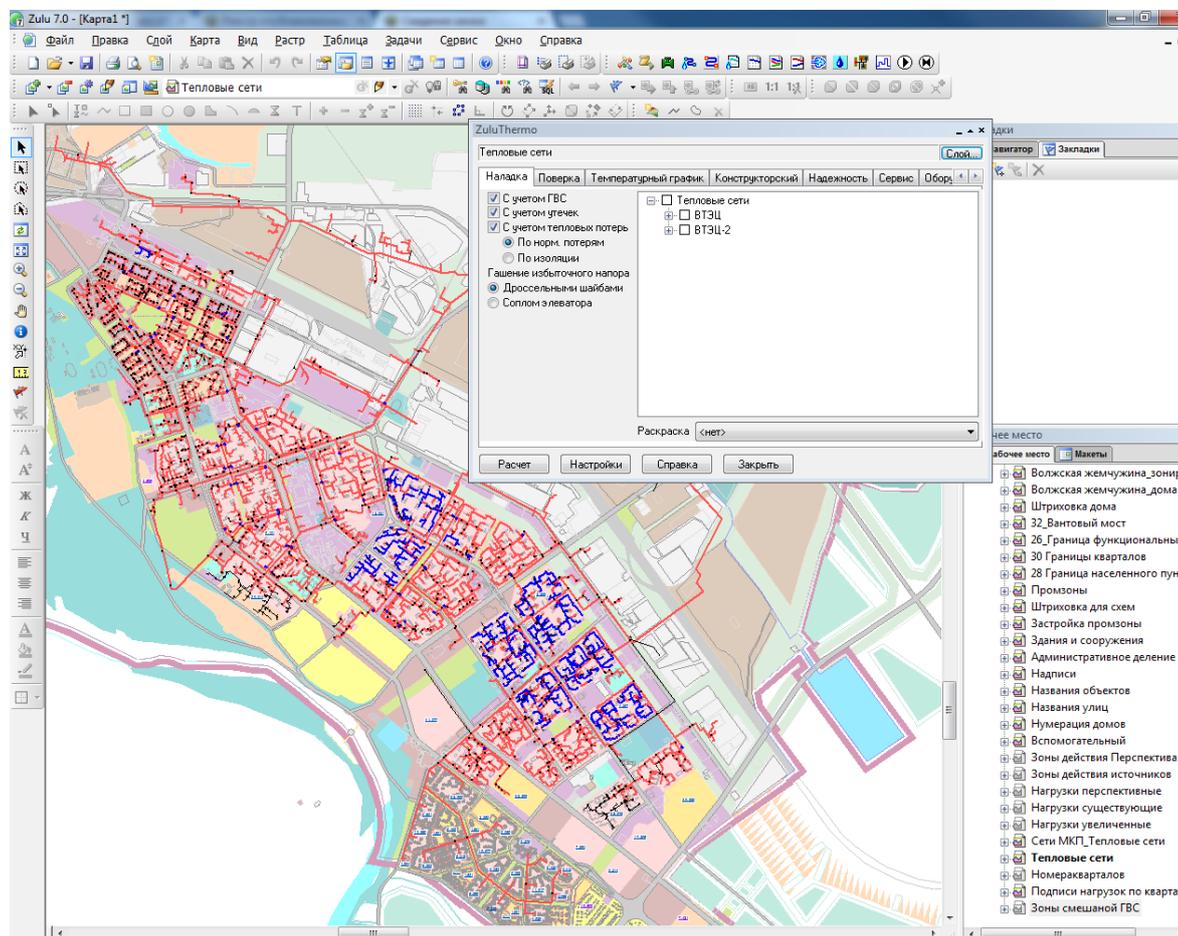


Рисунок 40.

Внешний вид электронной модели

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

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

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из

тепловой сети и систем теплоснабжения, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

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

Расчеты Zulu Thermo могут работать как в тесной интеграции с геоинформационной системой (в виде модуля расширения ГИС), так и в виде отдельной библиотеки компонентов, которые позволяют выполнять расчеты из приложений пользователей.

Состав задач:

- построение расчетной модели тепловой сети;
- паспортизация объектов сети;
- наладочный расчет тепловой сети;
- поверочный расчет тепловой сети;
- конструкторский расчет тепловой сети;
- расчет требуемой температуры на источнике;
- коммутационные задачи;
- построение пьезометрического графика;
- расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

3.2.1. Построение расчетной модели тепловой сети

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель. После графического изображения системы теплоснабжения, необходимо задать расчетные параметры объектов и выполнить соответствующие расчеты.

Тепловая сеть включает в себя следующие основные объекты: источник, участок (трубопроводы), потребитель и узлы: центральные тепловые пункты (ЦТП), насосные, запорную и регулирующую арматуру, камеры и другие элементы.

Источник

Источник - это символичный объект тепловой сети, моделирующий режим работы котельной или ТЭЦ. В математической модели источник представляется

сетевым насосом, создающим располагаемый напор, и подпиточным насосом, определяющим напор в обратном трубопроводе. Условное обозначение источника в зависимости от режима работы представлено см. Рисунок 41. При работе нескольких источников на одну сеть, один из них может выступать в качестве пиковой котельной.

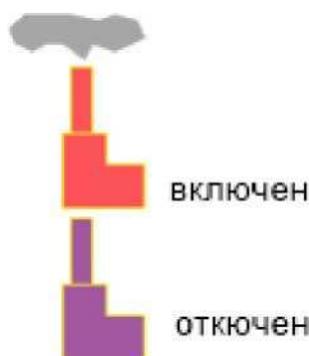


Рисунок 41 - Условное изображение источника

Участок

Участок - это линейный объект, на котором не меняются:

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

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

Как любой объект сети, участок имеет разные режимы работы, например, «отключен подающий» или «отключен обратный», см. Рисунок 42. Эти режимы позволяют смоделировать многотрубные схемы тепловых сетей.

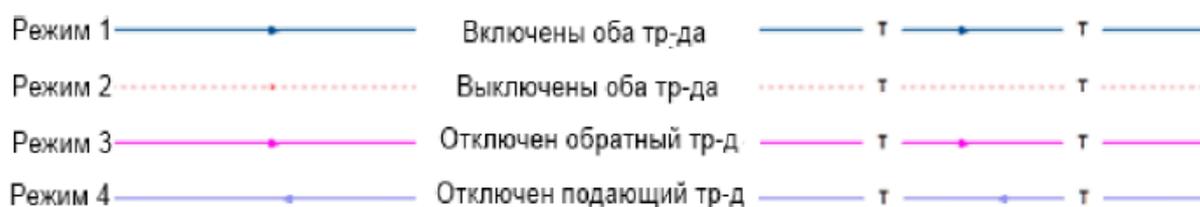


Рисунок 42. Изображение нескольких состояний участков, задаваемых разными режимами

Узел

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

Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы представлены см. Рисунок 43.

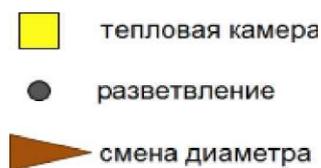


Рисунок 43. Условное изображение узловых объектов

Простым узлом в модели считается любой узел, чьи свойства специально не оговорены. Простой узел служит только для соединения участков. Такими узлами для модели являются тепловые камеры, ответвления, смены диаметров, смена типа прокладки или типа изоляции и т.д.

Центральные тепловые пункты

Центральный тепловой пункт (ЦТП) - это узел дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии. Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть, с индивидуальными потребителями. В ЦТП может входить только один участок и только один участок может выходить. Причем входящий участок идет со стороны магистрали, а выходящий участок ведет к конечным потребителям. Внутренняя кодировка ЦТП зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Это может быть групповой элеватор, групповой насос смешения, независимое подключение группы потребителей, бойлеры на ГВС и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 44 схем присоединения ЦТП.

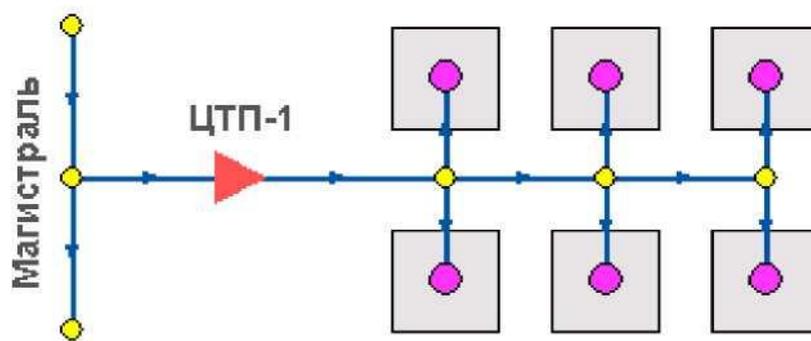


Рисунок 44. Изображение ЦТП

Вспомогательный участок

Вспомогательный участок - указывает начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырехтрубной тепловой сети после ЦТП. Это небольшой участок заканчивается простым узлом, к которому подключается трубопровод горячего водоснабжения, как показано см. Рисунок 45.

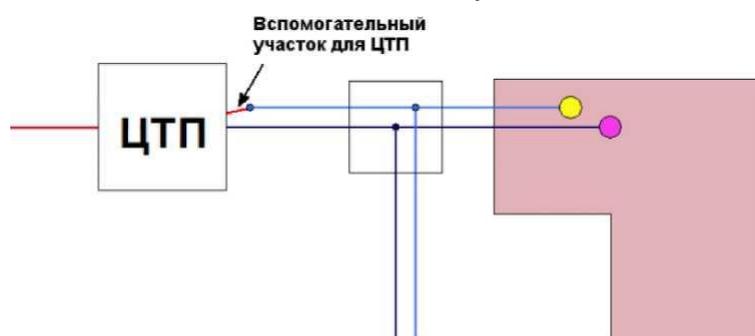


Рисунок 45. Условное изображение узловых объектов

Потребитель

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

Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы представлено см. Рисунок 46.



Рисунок 46. Условное изображение потребителя

Потребитель тепловой энергии характеризуется расчетными нагрузками на систему отопления, систему вентиляции и систему горячего водоснабжения и расчетными температурами на входе, выходе потребителя, и расчетной температурой внутреннего воздуха.

В однолинейном представлении потребитель - это узловой элемент, который может быть связан только с одним участком.

Внутренняя кодировка потребителя существенно зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смешением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС, с регуляторами температуры, отопления, расхода и т.д.

Если в здании несколько узлов ввода, то объектом «потребитель» можно описать каждый ввод. В тоже время как один потребитель можно описать целый квартал или завод, задав для такого потребителя обобщенные тепловые нагрузки.

Обобщенный потребитель

Обобщенный потребитель - символьный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением. Таким потребителем можно моделировать, например, общую нагрузку квартала.

Условное обозначение обобщенного потребителя в зависимости от режима работы представлено см. Рисунок 47.



Рисунок 47. Изображение обобщенного потребителя

Такой объект удобно использовать, когда возникает необходимость рассчитать гидравлику сети без информации о тепловых нагрузках и конкретных схемах присоединения потребителей к тепловой сети. Например, при расчете

магистральных сетей информации о квартальных сетях может не быть, а для оценки потерь напора в магистралях достаточно задать обобщенные расходы в точках присоединения кварталов к магистральной сети.

В однолинейном изображении не требуется подключать обобщенный потребитель на отдельном отводящем участке, как в случае простого потребителя. То есть в этот узел может входить и/или выходить любое количество участков. Это позволяет быстро и удобно, с минимальным количеством исходных данных.



Рисунок 48. Варианты включения обобщенных потребителей

Задвижка

Задвижка - это символичный объект тепловой сети, являющийся отсекающим устройством. Задвижка кроме двух режимов работы (открыта, закрыта), может находиться в промежуточном состоянии, которое определяется степенью её закрытия. Промежуточное состояние задвижки должно определяться при её режиме работы

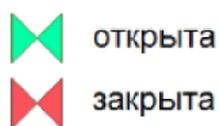


Рисунок 49. Условное изображение задвижки

Условное обозначение запорно-регулирующего устройства в зависимости от режима работы:

Задвижка в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах», см. Рисунок 50.

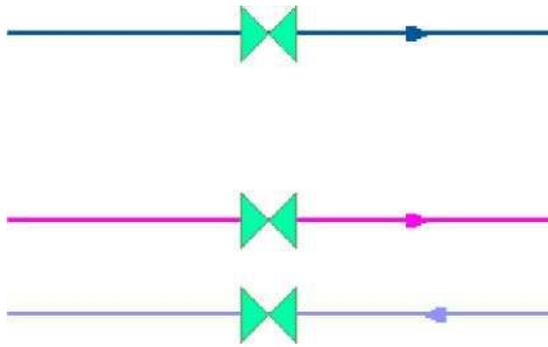


Рисунок 50. Однолинейное и внутренне представление задвижки

Перемычка

Перемычка - это символичный объект тепловой сети, моделирующий участок между подающим и обратным трубопроводами.

Условное обозначение перемычки в зависимости от режима работы представлено см. Рисунок 51.



Рисунок 51 - Условное представление перемычки

Перемычка позволяет смоделировать участок, соединяющий подающий и обратный трубопроводы. В этот узел может входить и/или выходить любое количество участков.

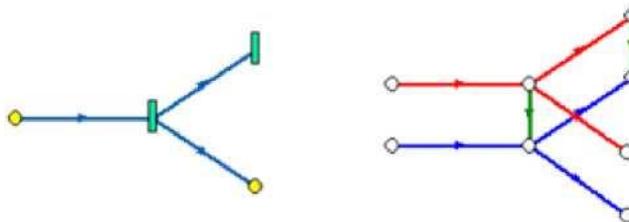


Рисунок 52 - Перемычка

Так как перемычка в однолинейном изображении представлена узлом, то для моделирования соединения между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка одного элемента «перемычка»

недостаточно. Понадобятся еще два участка: один только подающий, другой - только обратный.

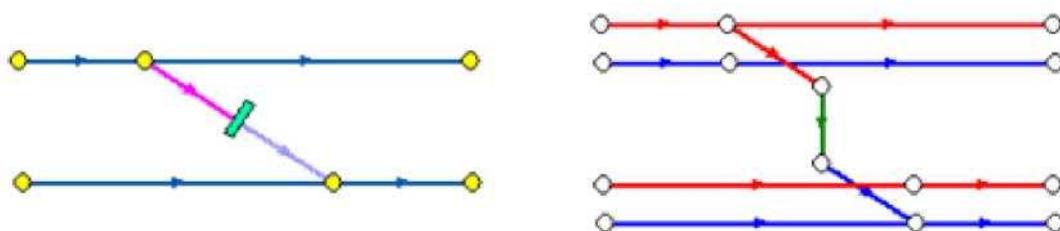


Рисунок 53. Соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка

Насосная станция

Насосная станция - символичный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса.

Насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом. В зависимости от табличных параметров этого узла насос может быть установлен на подающем или обратном трубопроводе, либо на обоих трубопроводах одновременно. Для задания направления действия насоса в этот узел только один участок обязательно должен входить и только один участок должен выходить.



Рисунок 54. Насосная станция

Насос можно моделировать двумя способами: либо как идеальное устройство, которое изменяет давление в трубопроводе на заданную величину, либо как устройство, работающее с учетом реальной напорно-расходной характеристики конкретного насоса.

В первом случае просто задается значение напора насоса на подающем и/или обратном трубопроводе. Если значение напора на одном из трубопроводов равно нулю, то

3 насос на этом трубопроводе отсутствует. Если значение напора отрицательно, то это означает, что насос работает навстречу входящему в него участку.

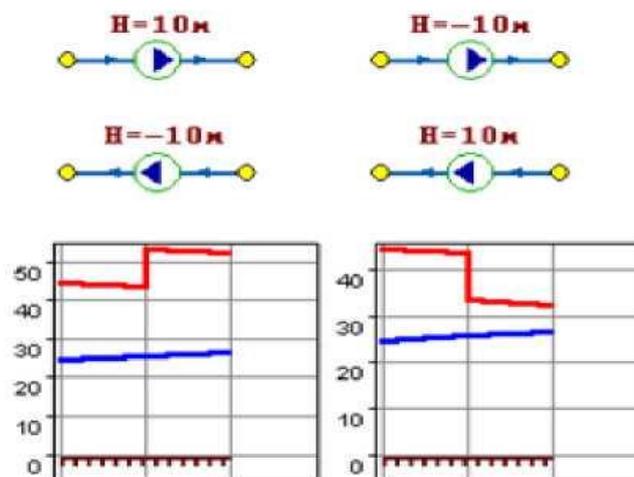


Рисунок 55. Пьезометрические графики

На рисунке (см. Рисунок 55) видно, как различные направления участков, входящих и выходящих из насоса в сочетании с разными знаками напора, влияют на результат расчета, отображенный на пьезометрических графиках.

Когда задается только значение напора на насосе, оно остается неизменным не зависимо от проходящего через насос расхода.

Если моделировать работу насоса с учетом его Q-H характеристики, то следует задать расходы и напоры на границах рабочей зоны насоса.

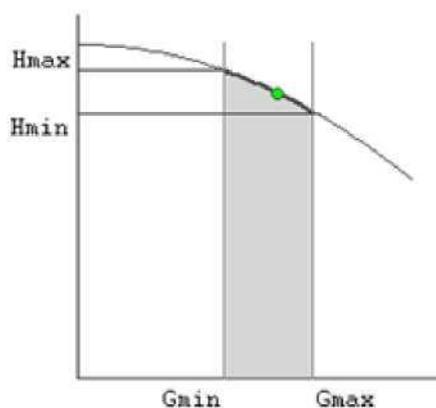


Рисунок 56. Напорно-расходная характеристика насоса

По заданным двум точкам определяется парабола с максимумом на оси давлений, по которой расчет и будет определять напор насоса в зависимости от

расхода. Следует отметить, что характеристика, задаваемая таким образом, может отличаться от реальной характеристики насоса, но в пределах рабочей области обе характеристики практически совпадают.

Для описания нескольких параллельно работающих насосов достаточно задать их количество и результирующая характеристика будет определена при расчете автоматически.

Так как напоры на границах рабочей области насоса берутся из справочника и всегда положительны, то направление действия такого насоса будет определяться только направлением входящего в узел участка.

Дросселирующие устройства

Дросселирующие устройства в однолинейном представлении являются узлами, но во внутренней кодировке - это дополнительные участки с постоянным или переменным сопротивлением. В дросселирующий узел обязательно должен входить только один участок, и только один участок из узла должен выходить.

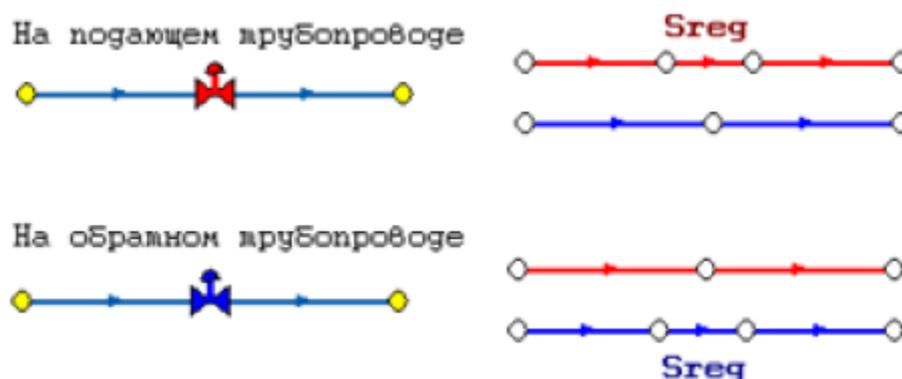


Рисунок 57. Дросселирующие устройства

Дроссельная шайба

Дроссельная шайба - это символичный объект тепловой сети, характеризуемый фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы. Дроссельная шайба имеет два режима работы: вычисляемая и устанавливаемая. Устанавливаемая шайба — это нерегулируемое сопротивление, то величина гасимого шайбой напора зависит от квадрата, проходящего через шайбу расхода.

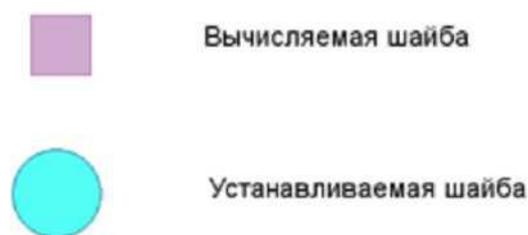


Рисунок 58. Условное представление шайбы

На рисунке (см. Рисунок 59) видно, как меняются потери на шайбе, установленной на подающем трубопроводе, при увеличении расхода через нее в два раза.

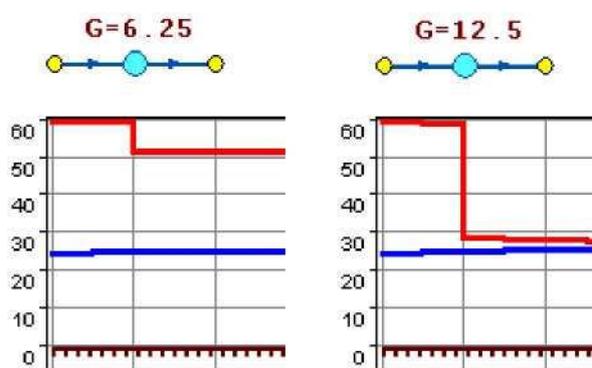


Рисунок 59. Характеристики дроссельных шайб

Регулятор давления

Регулятор давления - устройство с переменным сопротивлением, которое позволяет поддерживать заданное давление в трубопроводе в определенном диапазоне изменения расхода. Регулятор давления может устанавливаться как на подающем, так и на обратном трубопроводе.

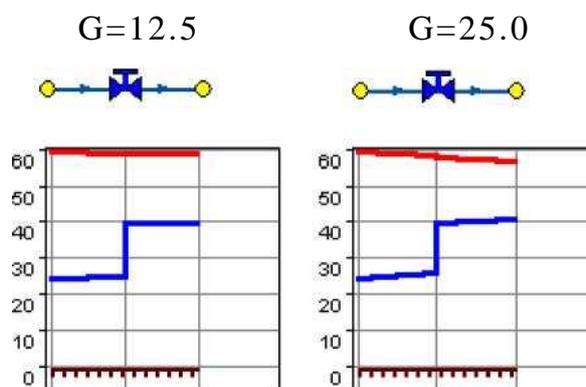


Рисунок 60. Регулятор давления

На рисунке (см. Рисунок 60) показано, что при увеличении в два раза расхода через регулятор, установленный в обратном трубопроводе, давление в регулируемом узле остается постоянным.

Величина сопротивления регулятора может изменяться в пределах от бесконечности до сопротивления полностью открытого регулятора. Если условия работы сети заставляют

регулятор полностью открыться, то он начинает работать как нерегулируемый дросселирующий узел.

Регулятор располагаемого напора

Регулятор располагаемого напора - это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданный располагаемый напор после себя.

Работа регулятора располагаемого напора аналогична работе регулятора давления, только в этом случае регулятор старается держать постоянной заданную величину располагаемого напора.



регулятор располагаемого напора на подающем трубопроводе



регулятор располагаемого напора на обратном трубопроводе

Рисунок 61. Условное представление регуляторов напора

Регулятор расхода

Регулятор расхода - это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданным пользователем расход теплоносителя.

Регулятор можно устанавливать, как на подающем, так и на обратном трубопроводе. К работе регулятора расхода можно отнести все сказанное про регуляторы давления.



регулятор расхода на подающем трубопроводе



регулятор расхода на обратном трубопроводе

Рисунок 62. Условное представление регуляторов расхода

3.2.2. Наладочный расчет тепловой сети

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

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

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

3.2.3. Поверочный расчет тепловой сети

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

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

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

3.2.4. Конструкторский расчет тепловой сети

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

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например, тепловая камера.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети,

располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

3.2.5. Расчет требуемой температуры на источнике

Целью задачи является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.

3.2.6. Коммутационные задачи

Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

3.2.7. Пьезометрический график

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского).

Это основной аналитический инструмент специалиста по гидравлическим расчетам тепловых сетей. Пьезометр представляет собой графический документ, на котором изображены линии давлений в подающей и обратной магистралях тепловой сети, а также профиль рельефа местности - вдоль определенного пути, соединяющего между собой два произвольных узла тепловой сети по неразрывному потоку теплоносителя. На пьезометрическом графике наглядно представлены все основные характеристики режима, полученные в результате гидравлического расчета, по всем узлам и участкам вдоль выбранного пути: манометрические давления, полные и удельные потери напора на участках тепловой сети, располагаемые давления в камерах, расходы теплоносителя, перепады, создаваемые на насосных станциях и источниках, избыточные напоры и т.д.

Цвет и стиль линий задается пользователем.

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

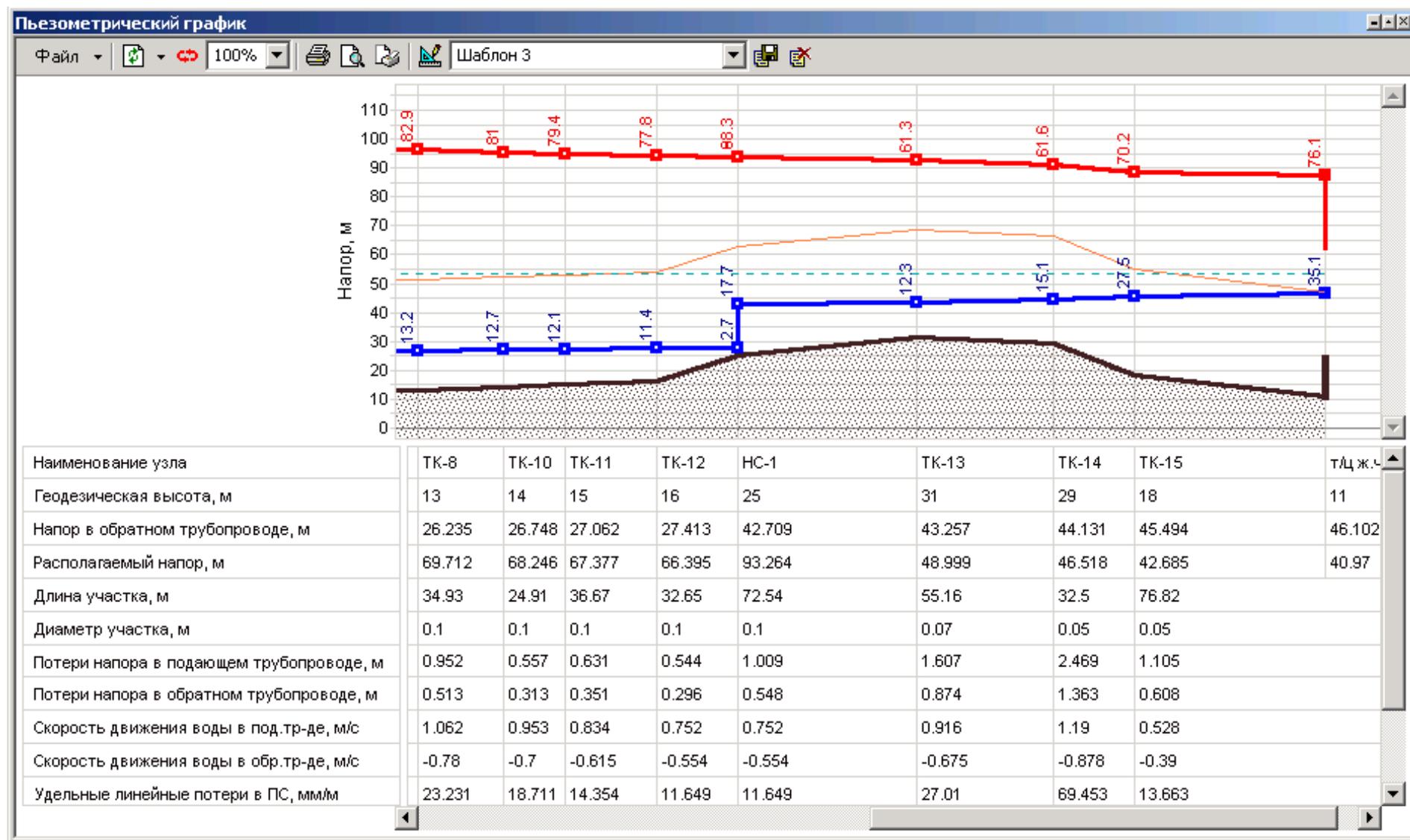


Рисунок 63.

Пьезометрический график

3.2.8. Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию

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

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

The screenshot shows a software window titled 'AAA' with a tree view on the left showing a thermal network structure: 'Тепловая сеть' containing 'Северная', 'ЦТП-1', 'ЦТП-1 (ГВС)', and 'Южная'. The main area contains input fields for monthly and average values, a checkbox for correction coefficients, and a table of results.

График:
 Тнв: -34.0, Тсо: 95.0
 Тпод: 150.0, Тгв: 20.0
 Тобр: 70.0

Среднегодовые:
 Тнв: -30.0, Тгрунт: 5.4
 Тпод: 75.0, Тподв: 10.0
 Тобр: 45.0

Поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь

Buttons: Расчет потерь, Сохранить, Отчет

Radio buttons: Суммарные по подсети, По данному узлу

Месяц	П...	Про...	Тнв	Тгр	Тпод	Тобр	Тхв	Qпод ГКал	Qобр ГКал	Qут_под т	Qут_под ...	Qут_обр т	Qут_обр ...	Qут_пот т	Qут_пот ...
Январь	0	744	-7.7	-2.5	91.3	50.2	0.0	217.2	93.1	51.0	4.4	52.1	2.5	378.3	21.2
Февраль	0	672	-7.9	-2.5	91.7	50.4	0.0	197.0	84.4	46.1	4.0	47.1	2.3	341.7	19.2
Март	0	744	-4.2	-2.5	83.1	47.3	0.0	201.5	86.4	51.3	4.0	52.2	2.4	378.3	19.8
Апрель	0	720	3.0	0.7	66.0	40.9	0.0	153.3	65.7	50.1	3.2	50.6	2.0	366.1	16.4
Май	0	240	9.6	13.7	49.7	34.3	0.0	31.4	13.5	20.0	1.0	20.2	0.6	133.7	5.0
Июнь	0	0	14.8	16.3	36.1	28.4	0.0	4.8	2.0	4.6	0.3	4.6	0.1	16.7	0.7
Июль	0	0	15.0	16.3	35.6	28.2	0.0	4.9	2.1	4.7	0.3	4.8	0.1	17.3	0.7
Август	0	0	15.0	16.3	35.6	28.2	0.0	4.9	2.1	4.7	0.3	4.8	0.1	17.3	0.7
Сентябрь	0	240	10.8	13.7	46.7	33.0	0.0	29.3	12.6	19.9	1.0	20.0	0.6	133.2	4.8
Октябрь	0	744	4.8	0.7	61.7	39.2	0.0	149.9	64.3	51.8	3.1	52.4	2.0	378.3	16.1
Ноябрь	0	720	-0.5	-2.5	74.4	44.1	0.0	178.7	76.6	49.8	3.5	50.6	2.1	366.1	17.8
Декабрь	0	744	-5.1	-2.5	85.2	48.1	0.0	205.6	88.1	51.2	4.1	52.2	2.4	378.3	20.2
Итого:								1805.9	767.6	607.3	41.3	615.7	24.6	4453.7	172.2

Рисунок 64.

Расчет нормативных тепловых потерь

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

3.3. Сервер геоинформационной системы Zulu

Zulu Server - сервер ГИС Zulu, предоставляющий возможность совместной многопользовательской работы с геоданными в локальной сети и глобальной сети Интернет.

Доступ к серверу осуществляется через протокол TCP/IP. Сервер Zulu Server дает возможность исключить файловый доступ клиента к данным на сервере. Клиенту недоступна информация о физическом хранении данных и отсутствует возможность их несанкционированного изменения.

Также есть возможность разграничить доступ к данным между пользователями. Система паролей и прав позволяет предоставлять разным пользователям различные возможности и ограничения для доступа и работы с данными.

ГИС Zulu, сохраняя все возможности настольной версии ГИС, имеет встроенный клиент Zulu Server и может открывать карты, слои, проекты и другие данные Zulu как с локальной машины, так и с удаленного компьютера, где установлен Zulu Server.

Для того чтобы подключиться к серверу Zulu Server достаточно указать его IP адрес, либо имя компьютера в локальной сети или же имя домена, если сервер расположен в сети Интернет.

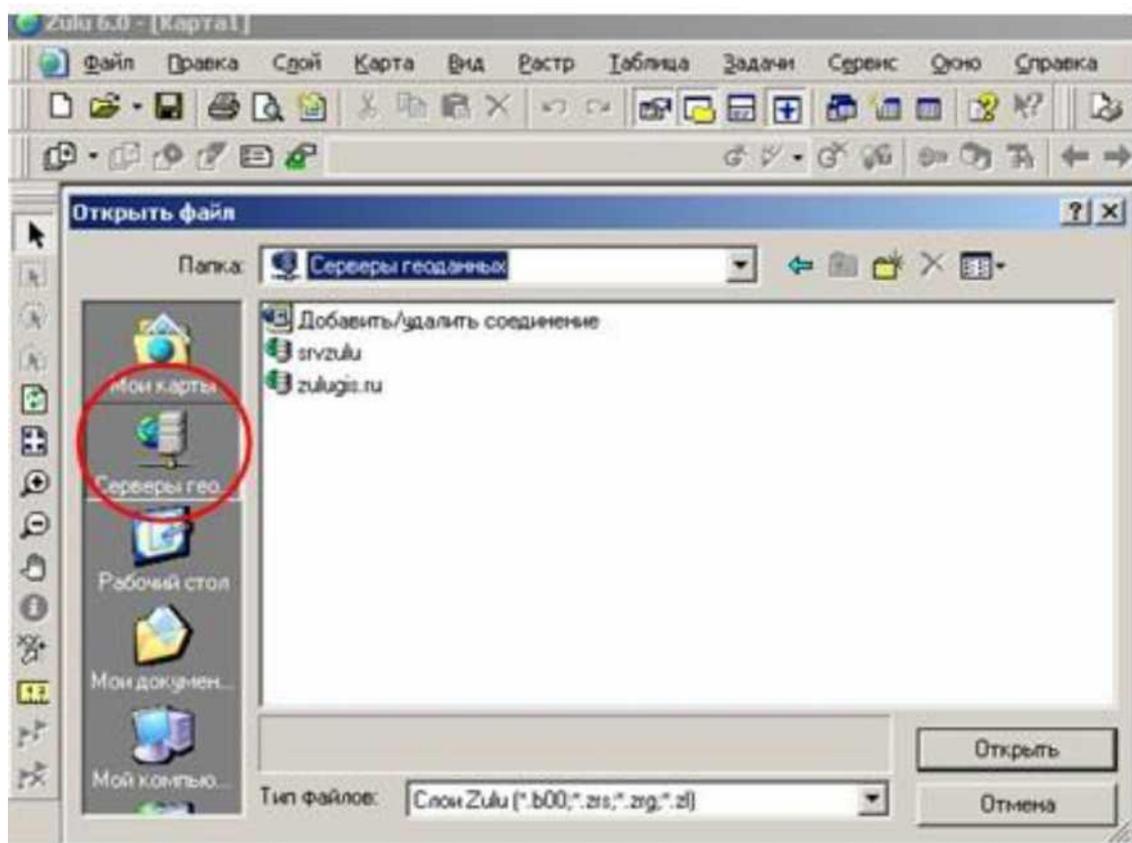


Рисунок 65.

Встроенный клиент ГИС Zulu - Zulu Server

3.3.1. Особенности Zulu Server

Адресация данных

ГИС Zulu в своей работе с данными использует путь к файлам слоев, карт, проектов и других, эти данные представляющим. Путь к файлу может быть локальным типа «C:\Zulu\Buildings.b00» или сетевым вида «\\server\C\Zulu\Buildings.b00». Для доступа же к данным на сервере, Zulu пользуется адресом ресурса URL (uniform resource location) вида «zulu://server/buildings.zl». Подобно тому, как веб-браузер использует URL для доступа к страницам веб-сайта, ГИС Zulu использует свой тип URL для адресации к данным на сервере Zulu Server.

Наложение слоев с разных серверов

ГИС Zulu дает возможность работать одновременно с картами и слоями с разных серверов и накладывать в одной карте слои с локальной машины и слои с сервера друг на друга в произвольном порядке.

Например, на карту местности в виде слоев, загруженных с удаленного сервера (допустим, из Интернета) можно наложить план предприятия с сервера данного предприятия, а поверх расположить схему инженерных коммуникаций, расположенную на клиентской машине.

Многопользовательское редактирование

Zulu Server дает возможность одновременного редактирования одних и тех же графических и табличных данных несколькими пользователями. При этом ведется независимый для каждого пользователя журнал отката.

Автоматическое обновление карты

При изменении данных одним из клиентов, сервер оповещает всех клиентов, пользующихся в данный момент этими данными, что приводит к автоматическому обновлению данных на карте.

Публикация данных

Zulu Server спланирован так, чтобы дать возможность быстро и просто опубликовать данные, созданные с помощью настольной версии ГИС Zulu. Физический формат данных при этом не меняется. Достаточно с помощью утилиты подготовки данных или вручную настроить ссылки для сервера Zulu Server и данные становятся доступными в сети. Подобно веб-серверу, сервер Zulu по запросу с клиентского места нужного ресурса предоставит данные, сопоставленные с этим ресурсом.

Администрирование данных

Zulu Server предоставляет возможность разграничить доступ к данным и назначить различные правила и права доступа к ним. Можно предоставить как анонимный доступ к данным для широкой публики, так и ограничить его для узкого круга пользователей, определив для каждого из них какие операции с данными ему разрешены.

Web-службы WMS и WFS

Zulu Server позволяет работать с данными сервера по спецификациям WMS 1.1.1, WMS 1.3.0 (Web Map Service) и WFS 1.0.0 (Web Feature Service) разработанными OGC (Open Geospatial Consortium).

Web-служба WMS позволяет отображать слои и карты сервера на клиентах, поддерживающих спецификации WMS, в частности, Zulu, Google Earth, Google

Api, Open Layers, Yandex Map, MapInfo, ArcGIS и др.

Web-служба WFS обеспечивает доступ к векторной и семантической информации сервера для клиентов, поддерживающих данную спецификацию.

Пространственный фильтр к данным

Права доступа к серверным данным для пользователя или группы пользователей можно ограничить областью, заданной простым или составным полигоном.

Если введено такое ограничение, то пользователь сможет отображать слои и оперировать данными только в пределах указанной области.

3.4. Электронная модель системы теплоснабжения города Волжского.

3.4.1. Общие положения

Для разработки электронной модели схемы теплоснабжения города Волжского, согласно приказа Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ №565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения» от 29.12.2012 рекомендуется предоставить существующую актуальную электронную модель системы теплоснабжения или существующие актуальные электронные модели отдельных систем теплоснабжения, а в случае их отсутствия, следующую информацию:

- технические паспорта участков тепловых сетей с тепловыми камерами и павильонами, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки, с выделением наименее надежных участков;

- подключенную тепловую нагрузку по видам потребления, определенную по данным с приборов учета, а в случае их отсутствия, фактическую подключенную тепловую нагрузку;

- схемы насосных станций и технические паспорта на оборудование насосных станций;

- электронные и (или) бумажные планшеты тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии;

- графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети;

- для модели первого уровня, описание типов и схем присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.

В качестве методической основы для разработки «Электронной модели системы теплоснабжения в городе Волжский» (далее - ЭМ) использованы требования к процедурам разработки автоматизированной информационно-аналитической системы «Электронная модель системы теплоснабжения города, населенного пункта», изложенные в Постановлении Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. и в СТО НП «Российское теплоснабжение» «Автоматизированные информационно - аналитические системы «Электронные модели систем

теплоснабжения городов» Общие требования».

Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения города в слоях ЭМ представлены графическим представлением объектов системы теплоснабжения с привязкой к топооснове города и полным топологическим описанием связности объектов, а также паспортизацией объектов системы теплоснабжения (источников теплоснабжения, участков тепловых сетей, оборудования ЦТП, ИТП, ТНС).

Основой семантических данных об объектах системы теплоснабжения были базы данных Заказчика и информация, собранная в процессе выполнения анализа существующего состояния системы теплоснабжения города.

В составе электронной модели (ЭМ) существующей системы теплоснабжения города отдельными слоями представлены:

- топоснова города;
- адресный план города;
- слои, содержащие сетки районирования города;
- отдельные расчетные слои ZULU по отдельным зонам теплоснабжения города;
- объединенные информационные слои по тепловым источникам и потребителям города, созданные для выполнения пространственных технологических запросов по системе в рамках принятой при разработке «Схемы теплоснабжения...» сетки расчетных единиц деления города или любых других территориальных разрезах в целях решения аналитических задач.

3.4.2. Адресный план города

На адресном плане города изображены:

- уличная сеть;
- зеленая зона;
- здания;
- строения;
- железнодорожные пути;
- дорожная сеть.

Фрагмент адресного плана, представленного в ЭМ - см. Рисунок 66.

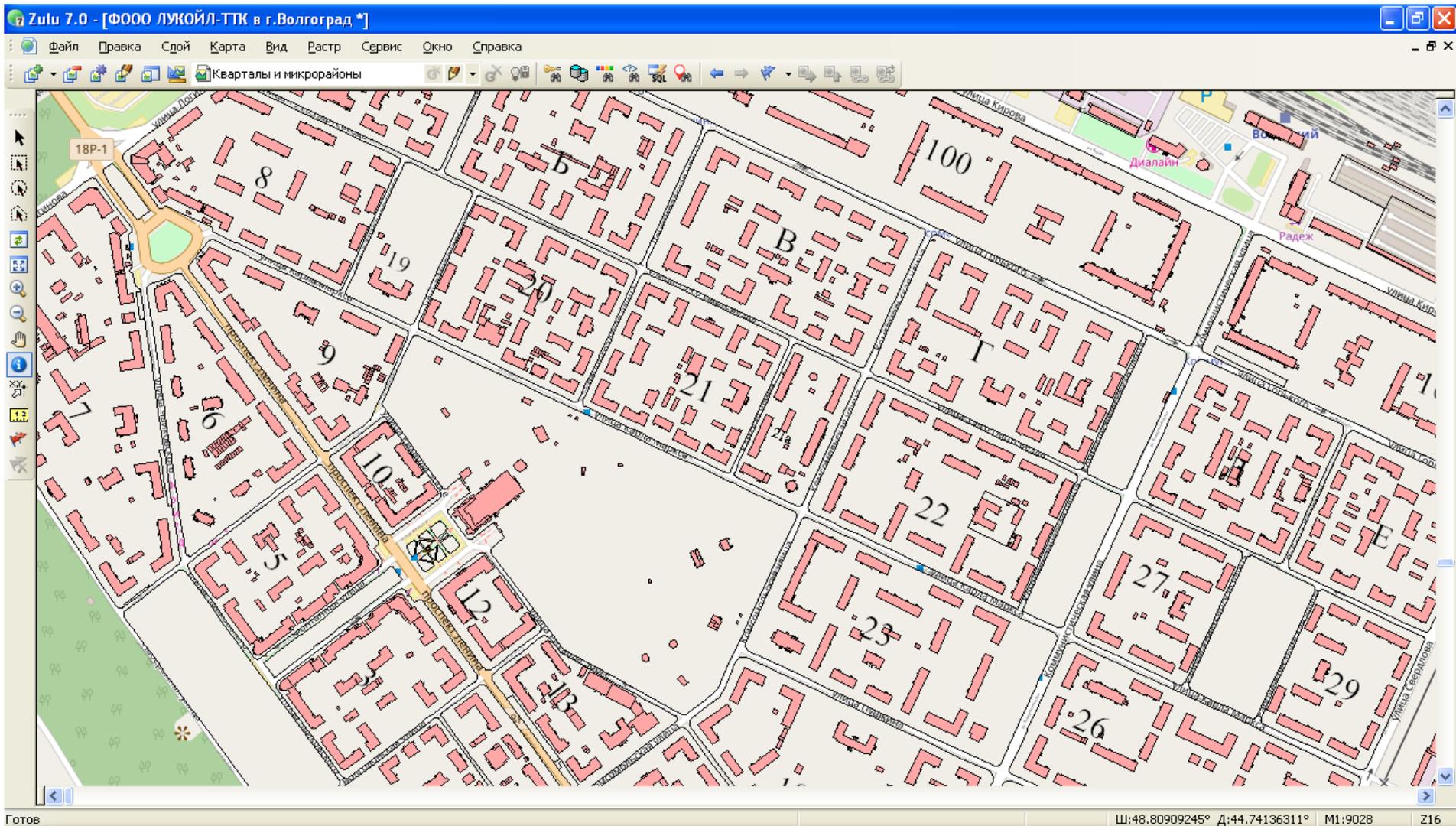


Рисунок 66.

Фрагмент адресного плана

Схема теплоснабжения города Волжский до 2028 года.
Обосновывающие материалы. Актуализация на 2018 год.

3.4.3. Расчетные слои ZULU по отдельным зонам теплоснабжения города

Электронная схема существующих тепловых сетей города Волжского, привязанных к топооснове города, представлена отдельными (расчетными) слоями ZULU, содержащими данные по сети, систем теплоснабжения объектов необходимые для выполнения теплогидравлических расчетов.

Фрагмент расчетного слоя электронной схемы существующих тепловых сетей города представлен см. Рисунок 67.

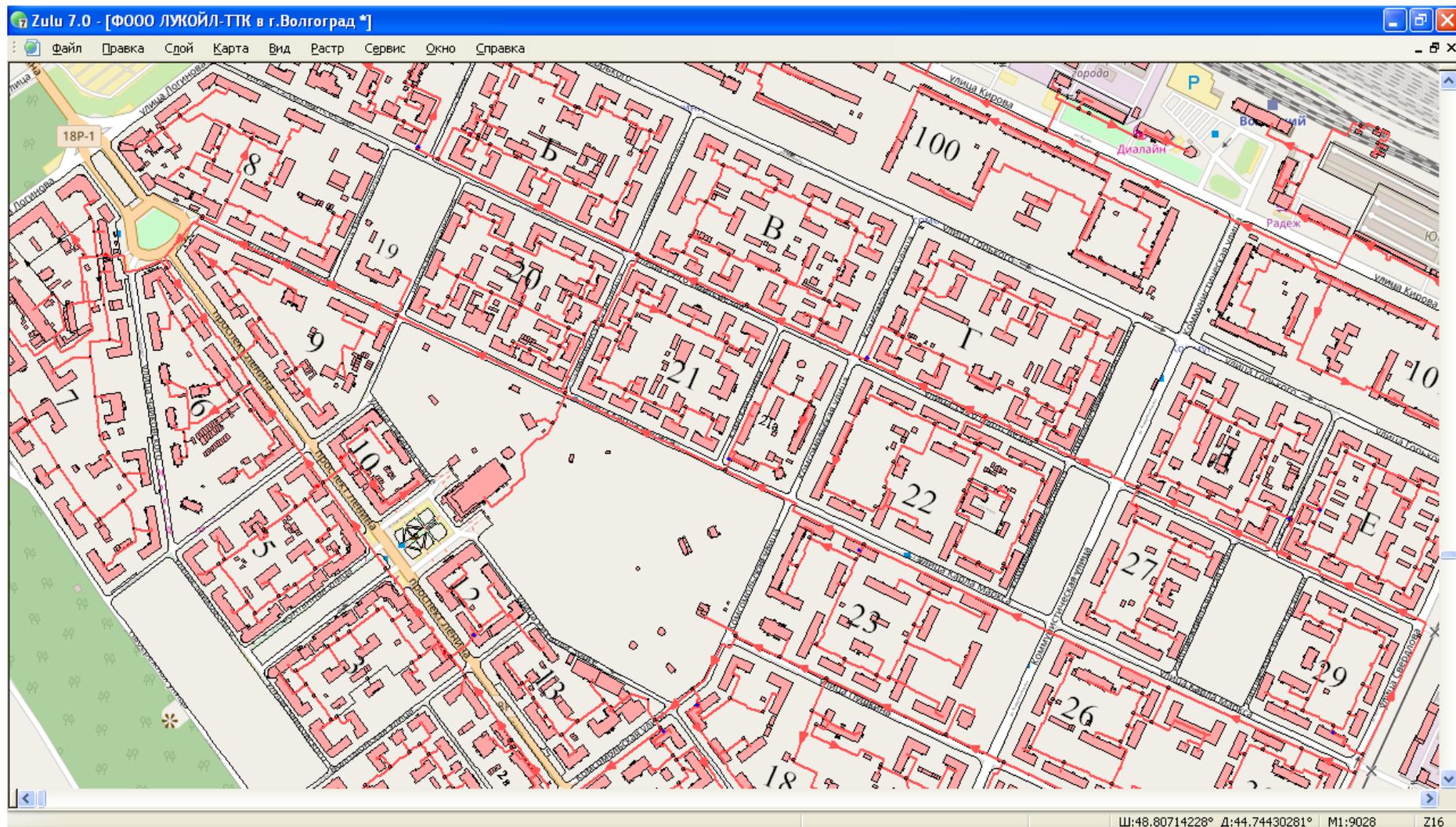


Рисунок 67.

Фрагмент расчетного слоя электронной схемы существующих тепловых сетей города

Схема теплоснабжения города Волжский до 2028 года.
Обосновывающие материалы. Актуализация на 2018 год.

К объектам расчетных слоев относятся:

- Источники;
- Тепловая камера;
- Потребитель;
- Насосная станция;
- Задвижки;
- Участки;
- Дросселирующий узел;
- ЦТП;
- Граница балансовой принадлежности;
- Узел учета;
- Перемычка;
- Обобщенный потребитель;
- Вспомогательный участок.

В существующих базах данных «ZULU» предусматриваются стандартные характеристики по приведенным выше типам объектов системы теплоснабжения.

Состав информации по каждому типу объектов носит как информативный характер (например: для источников - наименование предприятия, наименование источника, для потребителей - адрес узла ввода, наименование узла ввода и т.д.), так и необходимый для функционирования расчетной модели (например: для источников - геодезическая отметка, расчетная температура в подающем трубопроводе, расчетная температура холодной воды). Полнота заполнения базы данных по параметрам зависит от наличия исходных данных, предоставленных Заказчиком и опрошенными субъектами системы теплоснабжения города.

При желании пользователя, в существующие базы данных по объектам сети можно добавить дополнительные поля.

3.5. Рекомендации по организации внедрения и использования ЭМ

Необходимыми условиями для реализации, внедрения и дальнейшей эксплуатации ЭМ в организации (держателе ЭМ) являются:

- определение основных пользователей ЭМ;
- назначение ответственного лица из числа ИТР;
- организация сервера для установки ЭМ;
- назначение администратора внедряемой системы;
- организация мониторинга и актуализации ЭМ.

3.5.1. Организация механизмов информационного взаимодействия

Учитывая то, что система теплоснабжения - динамично развивающийся механизм, организация мониторинга и актуализации ЭМ являются необходимыми условием для поддержания данных ЭМ в актуальном состоянии.

Для организации мониторинга единой общегородской модели системы теплоснабжения необходима организация периодического поступления необходимой для мониторинга информации от предприятий, являющихся основными поставщиками данных, содержащихся в ЭМ:

- данные по перспективному развитию города,
- данные по запрашиваемым техническим условиям на присоединение к системам теплоснабжения,
- данные планируемым к строительству или введенным в эксплуатацию объектам теплоснабжения,
- данные адресного плана города,
- данные по изменениям сеток районирования города и т. д.

Базы данных ЭМ должны актуализироваться только строго первичной информацией, с максимально возможным технологическим обеспечением однократного ее ввода в систему.

Необходимо организовать системы информационного обмена с соответствующими организациями и департаментами города, теплогенерирующими и теплоснабжающими предприятиями города - владельцами вышечерчисленной информации, разработать механизмы информационного взаимодействия с теми системами, в которых данная информация ведется и

актуализируется, разработать регламент обновления данных и утвердить его соответствующими службами на уровне города.

3.5.2. Требования к квалификации персонала

В функционировании системы должны участвовать следующие группы персонала:

- Эксплуатационный персонал системы - администратор системы, специалист обеспечивающий функционирование технических и программных средств, обслуживание и обеспечение рабочих мест пользователей, в обязанности которого также должно входить выполнение специальных технологических функций, таких как: ведение списков пользователей, регулирование прав доступа пользователей к ЭМ и операциям над ней, а также контроль за целостностью и сохранностью информации в базах данных. Эксплуатационный персонал должен быть ознакомлен с Руководством для администратора системы, обладать навыками работы с необходимыми для обеспечения работы ЭМ программно-аппаратными средствами.

- Пользователи - сотрудники, непосредственно участвующие в работе с ЭМ и осуществляющие ее обработку на автоматизированных рабочих местах с помощью средств системы. Пользователи ЭМ должны обладать базовыми навыками работы с приложениями в операционной среде Microsoft Windows, а также иметь профильные навыки в зависимости от решаемых с помощью ЭМ задач. Пользователи должны пройти обучение правилам работы с ЭМ в соответствии со своими функциональными обязанностями и руководством пользователя.

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

4.1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Резервы тепловой мощности в границах кварталов на основных магистралях рассчитаны с помощью электронной модели схемы теплоснабжения города Волжский в РПК Zulu 7.0. Данные расчетов резервов приведены в таблице 79.

Резервы выявлены на основных магистралях. Величина резерва для каждого микрорайона различна, и зависит от удаленности насосной и от диаметра магистральной тепловой сети, а также от плотности существующей застройки. Наибольшие резервы выявлены в микрорайонах, вблизи которых расположены магистрали тепловых сетей больших диаметров.

Наименьшее значение резерва выявлено на магистральных сетях в границах кварталов, А, Б, В, Г, Д, Е. Микрорайоны значительно удалены от источника теплоснабжения и насосных станций и имеет сети малого диаметра.

Наличие резервов на магистралях тепловой энергии в границах кварталов существующей застройки, дает возможность проводить точечную застройку, а также реконструкцию существующих зданий.

Таблица 79.

Существующие резервы тепловой мощности в кварталах

№ п/п	Тепловая магистраль		Фактически подключенная тепловая нагрузка		Резерв пропускной способности	
	Участок тепловой магистрали	Условный диаметр трубопровода	Гкал/час	т/ч	Гкал/час	т/ч
		мм				
ВТЭЦ						
1	Тепловая магистраль ТМ-1					
1.1	ВТЭЦ– П1	Ду1200 под.	289,33	3920	96,26	1344
2	Тепловая магистраль ТМ-16					
2.1	ВТЭЦ – П-15	Ду800 под.	52,051	683	149,49	1983
3	Тепловая магистраль ТМ-13					
3.1	П-2 - П-4	Ду600 под	16,39	217	101,29	1364
4.	Тепловая магистраль ТМ-4					
4.1	НС № 1 – НС ТМ-4	Ду 600 под	95,15	1260	17,08	230
		Ду500 обр	88,55	1150	Резерв отсутствует	
5.	Тепловая магистраль ТМ-5					
5.1	НС №1 – 5ТК-4	Ду1000 под	208,48	2946	11,81	174
		Ду800 обр	143,68	1866	64,22	834
5.2	5ТК-4 - 5ТК-5	Ду700 под.	95,45	1291	42,08	586
6	Тепловая магистраль ТМ-6					
6.1	5ТК-4 - 7ТК-1	Ду900 под	80,56	1114	137,85	1979
		Ду800 обр	62,14	807	145,76	1893
7	Тепловая магистраль ТМ-7					
7.1	7ТК-1 - 7ТК-2	600	80,56	1114	12,47	179
ТЭЦ-2						
1.	Тепловая магистраль ТМ-21					
1.1.	ВТЭЦ-2 – П-5	Ду1200 под	400,685	4137	18,10	268
1.2.	П-5 – 21ТК-3	Ду1000 под	271,885	2250	75,29	1111
2.	Тепловая магистраль ТМ-22					
2.1.	П-5 – 22ТК-1	Ду800 под	128,8	1835	8,75	130
2.2.	22ТК-1 – 22ТК-4	Ду600 под	90,86	1293	Резерв отсутствует	
2.3.	22ТК-8 – 22ТК-14	Ду400 под	64,99	918	Резерв отсутствует	
2.4.	22ТК-1 – ввод 30 м-н	Ду500 под	25,01	357	40,08	597
3.	Тепловая магистраль ТМ-8					
3.1.	8ПС-1 – 8ТК-1	Ду500 под	30,39	430	34,57	510
3.2.	8ТК-4 – 8ТК-8	Ду300 под	13,39	190	6,55	97
4.	Тепловая магистраль ТМ-14					
4.1.	14ПС-1 - 14ТК-3	Ду600 под	42,21	604	16,27	243

Гидравлический расчет показал возможность обеспечения планируемой застройки централизованным теплоснабжением.

Общий прирост тепловой нагрузки централизованного теплоснабжения на планируемый период составит – 151,164 Гкал/ч при условии использования автономных источников теплоснабжения в границах в границах бывшего жилого района №14 (79 Гкал/ч).

Данные о приросте нагрузки в границах существующих и планируемых кварталов, представлены в таблице 80.

Таблица 80.

Планируемые тепловые нагрузки в кварталах

Район	Тепловая мощность, Гкал/ч			
	Нагрузка отопления	Нагрузка Вентиляции	Нагрузка ГВС	Всего
Площадь труда	10,763	1,167	0,991	12,921
Жилой район №7	0,115	0,015	0,005	0,131
Микрорайон 14	27,613	0	3,201	30,814
Микрорайон 21	1,778	0,482	0,028	2,288
Микрорайон 28	36,403	0,517	4,457	41,377
Микрорайон 30	2,833	1,146	0,307	4,287
Микрорайон 32а	20,201	0,022	1,787	22,209
Микрорайон 38	33,304	0,162	2,51	35,976
Въездная площадь	0,851	0,3	0,01	1,161
Итого на рассматриваемый период	133,861	3,811	13,296	151,164

4.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя от каждого магистрального вывода с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в РПК Zulu 7.0. Результаты расчета представлены в приложении 2.

По результатам гидравлического расчета сделаны выводы:

- Существующие тепловые сети в целом обеспечивают передачу тепловой энергии в полном объеме, необходимом для покрытия нагрузок при расчетных параметрах наружного воздуха.
- Гидравлический расчет тепловых сетей с учетом перспективной нагрузки, показал необходимость увеличения диаметров отдельных магистральных сетей, а именно:

1. На участке тепловой магистрали от насосной №1 до 5ТК-4 необходимо увеличение диаметров с существующих Ду-1000, Ду-800 до Ду-1200, Ду-1000. Протяженность участка 650 м;
2. На участке тепловой магистрали от 5ТК-4 до 6ТК-6 необходимо увеличение диаметров с существующих Ду-600 до Ду-900, Ду-800. Протяженность участка 824 м;
3. На участке тепловой магистрали от 22ТК-1 до 22ТК-8 необходимо увеличение диаметра прямой трубы с диаметра 600 мм до 700 мм. Протяженность участка – 1140 м;
4. На участке тепловой магистрали от 14ТК-5 до 14ТК-11 необходимо увеличение диаметров существующих Ду-400 до Ду-500. Протяженность участка составляет 400 м;
5. Для обеспечения тепловой энергией планируемых потребителей на расчетный период, необходимо строительство магистральных и внутриквартальных тепловых сетей. Протяженность внутриквартальных тепловых сетей и их диаметры, должны быть определены после разработки проектов планировки.

Планируемые мероприятия по обеспечению перспективных потребителей тепловой энергией, описаны подробно в главе 7.

4.3 Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

В границах зоны действия источников централизованного теплоснабжения, магистральные тепловые сети в целом имеют достаточный резерв пропускной способности для обеспечения перспективных потребителей, при условии строительства новых магистралей в границах планируемой застройки и увеличения диаметров части существующих.

Строительство новой котельной требуется только для территории бывшего жилого района № 14 (29, 34, 35, 36, 39, 40, 43, 44, 45 мкр.) на территории которого в настоящее время осуществляется строительство жилого района городского округа-город Волжский Волгоградской области в границах красных линий пр. им. Ленина – ул. Медведева – верхняя бровка откоса реки Ахтуба – ул. Оломоуцкая. В соответствии с документацией: «Проект планировки и межевания жилого района городского округа – город Волжский Волгоградской области» в границах красных

линий пр. им. Ленина – ул. Медведева – верхняя бровка откоса реки Ахтуба – ул. Оломоуцкая», утвержденной постановлением администрации городского округа – город Волжский Волгоградской области от 29.12.2014 № 9974, обеспечение теплоснабжения указанного жилого района – 79 Гкал/ч предусматривается от отдельно стоящей локальной газовой котельной и локальных источников теплоснабжения (газовые термоблоки).

Глава 5. Перспективные балансы теплоносителя

На территории городского округа - город Волжский расположено 10 источников централизованного теплоснабжения, из них:

- ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 ООО «Тепловая генерация г. Волжского»»;
- восемь котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский».

Характеристики системы водоподготовки на источниках рассмотрены ниже.

5.1. ВТЭЦ.

На ВТЭЦ имеются следующие установки подготовки воды:

1. ВПУ химического обессоливания проектной производительностью 1250 м³/ч (975 м³/ч и 275 м³/ч), предназначенной для питания паровых котлов;
2. ВПУ очистки конденсата, возвращаемого с производства от потребителей пара ВТЭЦ проектной производительностью 750 м³/ч (580 м³/ч и 170 м³/ч);
3. ВПУ подготовки воды для подпитки тепловых сетей производительностью 1500 м³/ч (магнитная обработка воды – декарбонизатор – ввод ОЭДФК – подщелачивание).

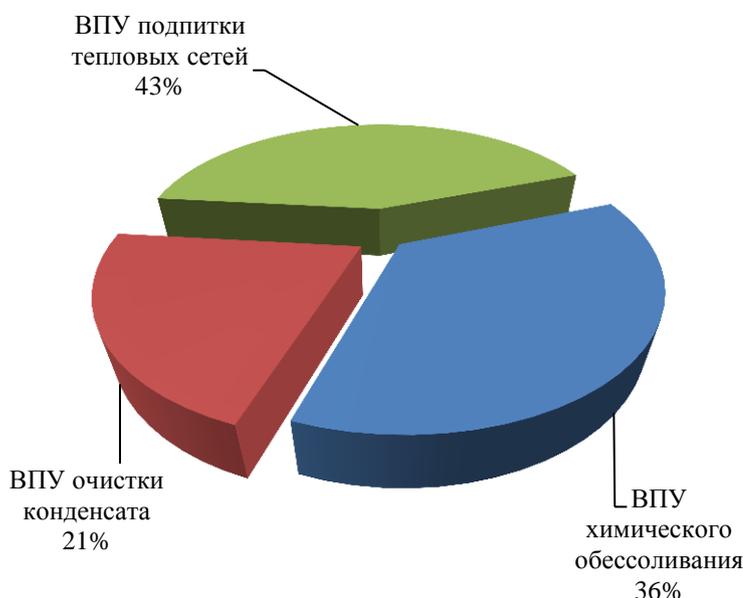


Рисунок 68.

Баланс производительности ВПУ ВТЭЦ.

ВПУ химического обессоливания воды была запроектирована и смонтирована в три очереди:

- 1 и 2 очереди общей проектной производительностью 975 м³/ч работают по схеме: известкование с коагуляцией сернокислым железом в осветлителях, осветление на механических фильтрах, обессоливание на водород-катионитных и анионитных фильтрах. Осветлители и механические фильтры расположены в здании ХВО – 1, ионообменные фильтры в здании ХВО – 2;
- 3 очередь проектной производительностью 275 м³/ч работает по схеме известкование с коагуляцией сернокислым железом, осветление на осветительных фильтрах, химическое обессоливание по схеме «цепочка». Установка размещена в здании ХВО – 3.

ВПУ очистки производственного конденсата работает по схеме Na – катионирование неохлажденного конденсата. Установка размещена в здании ХВО-1:

- Первая очередь конденсатоочистки производительностью 580 м³/ч работает по схеме двухступенчатой очистки конденсата и состоит из 4-х Na – катионитовых и 4-х обезжелезивающих фильтров.
- Вторая очередь конденсатоочистки производительностью 170 м³/ч работает по схеме двухступенчатого Na – катионирования и состоит из 4 Na – катионитовых фильтров, включаемых попарно.

ВПУ подпитки теплосети работает по схеме: обработка питьевой воды фосфатами и подщелачивание при ограничении верхнего уровня температуры в теплосети до 120 С. Установка размещена в здании ХВО-1.

Производительность установки приготовления добавочной воды котлов определяется внутренними и внешними потерями пара и конденсата.

5.2. ВТЭЦ-2.

Подготовка химически очищенной воды для подпитки паровых котлов на ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 аналогична.

Для подпитки тепловых сетей на ВТЭЦ-2 смонтированы:

- установка для омагничивания воды из 16 аппаратов АМО-200, максимальной производительностью 3200 м³/час. В настоящее время для подготовки подпиточной воды не применяется, установка находится в резерве.

- установка умягчения производительностью 3200 м³/час, состоящая из 4-х групп Na-катионитовых фильтров ФИПа 1-3,4-0,6, регенерируемых раствором хлор-сульфатонатриевых солей. С 2001 года установка находится в резерве без загрузки фильтров смолой. Причиной отказа от Na-катионирования явилась дороговизна установки за счёт ионита, реагента, засоленных стоков, ремонтных работ на оборудовании.

- С 2001 года было обеспечено круглогодичное дозирование «Опцион».

- Схема обработки подпиточной воды с 2004 года: дозирование «Опцион», деаэрация до нормативного содержания О₂-50 мкг/дм³.

Фосфорорганический антинакипин (фосфонат) «Опцион», применяется с целью предотвращения накипеобразования. Механизм действия фосфонатов заключается в их адсорбции на активных центрах образующихся зародышей кристаллов СаСО₃. В результате тормозится зарождение центров кристаллизации, рост кристаллов и, соответственно, образование накипи.

Реагент «Опцион» представляет собой раствор гидроксиэтилидендифосфонато цинк натриевой соли. Реагент является жидкостью желто-зелёного цвета с плотностью при температуре 20оС 1,2-1,3 г/см². Величина рН реагента 8-10, массовая доля цинка 4,8-5,3%. Содержание основного вещества в реагенте 25%. ПДК ОЭДФ Zn в воде хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования 5,0мг/дм³. Реагент не горюч и невзрывоопасен, 3-й класс опасности, поступает и хранится в полиэтиленовых ёмкостях V-1,0м³.

В качестве исходной воды для подпитки тепловых сетей используется вода питьевого качества, которая подаётся из сетей «Водоканала» на центральную насосную станцию (ЦНС) на всасы насосов водопроводной воды (НВВ№ 1-4). НВВ подают водопроводную воду на подогреватель водопроводной воды (ПВВ) (подогревается отборным паром турбины) до температуры 30°С и далее в химцех в баки умягчённой воды (БУВ 1;2) V-630 м³ каждый и на всас насосов умягчённой

воды (НУВ 1-4). Во всасывающий коллектор НУВ и БУВ дозируется «Опцион». Насосами УВ уже обработанная реагентом вода подаётся на вакуумные деаэраторы №1-3 подпитки теплосети водогрейной котельной, где происходит удаление из воды растворённого кислорода и свободной углекислоты, и далее в аккумуляторные баки №1;2 V-10000 м³ каждый.

Из АБ подпиточная вода подаётся НАБ №1-4 и НПТС №1-3 в трубопровод обратной сетевой воды и, смешавшись с ней, поступает в теплофикационную насосную (ТФН) на всас бустерных насосов (БН) которые с повышением давления подают воду в турбинное отделение КТЦ на подогреватели сетевой воды (ПСГ). В этих подогревателях обратная сетевая вода подогревается отработанным паром турбин. В зимнее время, при низкой температуре наружного воздуха, предусмотрен подогрев сетевой воды в пиковых бойлерах (ПБ 1;2) включенных параллельно ПСГ по сетевой воде.

Далее сетевая вода поступает на водогрейную котельную на всас летних сетевых насосов (ЛСН) или зимних сетевых насосов (ЗСН).

ЛСН работают в летнем режиме ГВС и подают сетевую воду на город помимо водогрейных котлов (ВК 1-3).

ЗСН работают в период отопительного сезона и подают воду на город и трубный завод (ВТЗ) через водогрейные котлы, предназначенные для её дополнительного подогрева. Так же предусмотрена схема работы ЗСН помимо ВК.

5.3. Котельные МКП «Тепловые сети»

На 6-ти котельных МКП "Тепловые сети" имеются системы химводоподготовки. Восполнение питательной воды для подпитки водогрейных котлов осуществляется при помощи установок натрий-катионитных фильтров непрерывного действия, служащих для умягчения воды.

Исключения составляют котельные № 5 и шк.7, водоподготовка на которых отсутствует.

Данные об установленной производительности систем химводоподготовки и расчетной величине подпитки приведены в таблице 81.

Таблица 81.

Данные о производительности ХВО котельных

№ пп	Наименование, котельной, адрес	ХВО, тип	Производительность, м3/ч	Расчетный расход воды на подпитку, м3/ч	Резерв в системе ХВО, м3/ч (%)
1	п. Краснооктябрьский, от МК-1	Установка умягчения воды непрерывного действия серии STF 1054-8500	1,2	0,26	0,94 (78,33)
2	п. Краснооктябрьский, от МК-2	Установка умягчения воды непрерывного действия серии STF 0844	0,7	0,1	0,6 (85,71)
3	п. Краснооктябрьский, от МК-3	Установка умягчения воды непрерывного действия серии STF 1665	4,4	0,55	3,85 (87,5)
4	п. Краснооктябрьский, от МК-4	Установка умягчения воды непрерывного действия серии STF 1252	2,2	0,51	1,69 (76,82)
5	п. Краснооктябрьский, от МК-5	отсутствует	-	-	-
6	п. Краснооктябрьский, от МК-7	Установка умягчения воды непрерывного действия серии STF 1252	2,2	0,33	1,87 (85)
7	п. Краснооктябрьский, от МК-8	Установка умягчения воды непрерывного действия серии STF 0844	1,7	0,05	1,65 (97,06)
8	п. Паромный МК школы № 7	отсутствует	-	-	-

Как видно из таблицы, системы химводоподготовки котельных имеют резервы и способны обеспечить подпитку тепловых сетей во всех режимах работы, включая аварийные.

Увеличение тепловой мощности котельных не предполагается. Увеличение мощностей ХВО котельных не требуется.

5.4 Баланс горячего водоснабжения ВТЭЦ.

Тепловая энергия в виде горячей воды используется в сетях централизованного теплоснабжения. Баланс потерь теплоносителя и резерв производительности ВПУ представлен в таблице 82.

Графическое изображение данных таблицы 82, приведено на рисунках 69, 70.

Таблица 82.

Баланс водоподготовительных установок ВТЭЦ (горячая вода)

Наименование	Существующее положение, т/ч	Перспективное положение, т/ч
Расход на ГВС	334,4	-
Расход из систем теплопотребления	28,4	28,4
Утечки из тепловых сетей	79,2	79,2
Всего	442,0	107,6
Производительность ВПУ	1500	1500
Резерв ВПУ	1058,0	1392,4

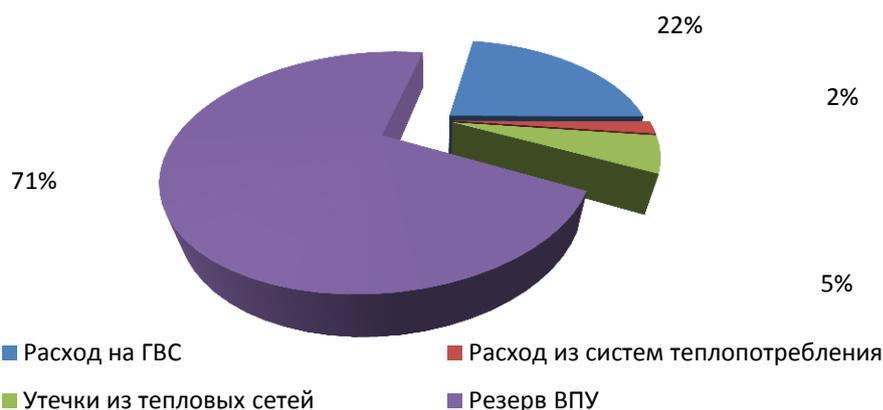


Рисунок 69.

Баланс ВПУ ВТЭЦ, существующее положение (горячая вода) теплоснабжения.

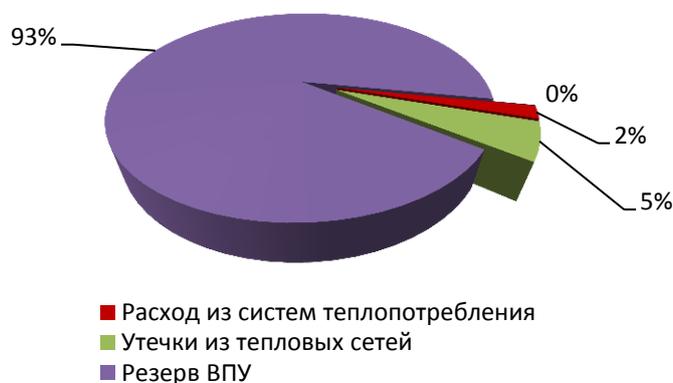


Рисунок 70.

Баланс ВПУ ВТЭЦ, перспектива (горячая вода) при переходе на закрытую схему

Основной нагрузкой водоподготовительных установок, является необходимость восполнения теплоносителя расходуемого открытой системой горячего водоснабжения. Средний расход горячей воды в системе централизованного теплоснабжения составляет 617,8 т/ч, или 62% от производительности ВПУ. Для компенсации утренних и вечерних максимумов

водоразбора, на Источнике установлены баки аккумуляторы горячей воды. Рассчитанные в РПК Zulu 7.0, расходы сетевой воды с утечками из тепловых сетей и расход утечек у потребителей, составляют 22,5 и 10,6 т/ч соответственно.

Резерв на водоподготовительных установках составляет 349,1 т/ч, т.е. 35% от установленной производительности, что достаточно для безаварийной и надежной работы системы централизованного теплоснабжения.

В соответствии с п. 10. ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О водоснабжении и водоотведении»:

- с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;
- 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.

Проектом схемы теплоснабжения города Волжский предусмотрен перевод потребителей на систему закрытого горячего водоснабжения. Перспективные балансы производительности ВПУ представлены на рисунке 72.

Резерв производительности ВПУ на рассматриваемый период составит 97%, что приведет к необходимости консервации существующих мощностей.

Ввод новых мощностей водоподготовительных установок в перспективе не требуется.

5.5 Баланс горячего водоснабжения ТЭЦ-2

Таблица 83

Баланс водоподготовительных установок ТЭЦ-2 (горячая вода)

Наименование	Существующее положение, т/ч	Перспективное положение, т/ч
Расход на ГВС	420,3	-
Расход из систем теплоснабжения	35,5	35,5
Утечки из тепловых сетей	59,1	59,1
Всего	514,9	94,6
Производительность ВПУ	1500	1500
Резерв ВПУ	985,1	1405,4



Рисунок 71.

Баланс ВПУ ВТЭЦ-2, существующее положение (горячая вода) теплоснабжения.

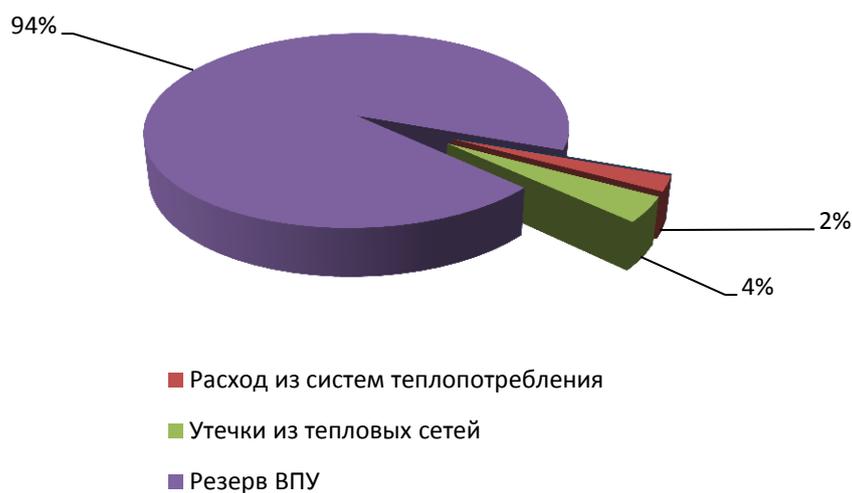


Рисунок 72.

Баланс ВПУ ВТЭЦ-2, перспектива (горячая вода) при переходе на закрытую схему

Резерв на водоподготовительных установках составляет 985,1 т/ч, т.е. 65,7 % от установленной производительности, что достаточно для безаварийной и надежной работы системы централизованного теплоснабжения.

После перевода потребителей на систему закрытого горячего водоснабжения резерв производительности ВПУ составит 93,7 %, что приведет к необходимости консервации существующих мощностей.

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

6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения

соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган

местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть

подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подключение возможно в перспективе.

С потребителями находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

6.2 Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления, при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

6.3 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Необходимость расширения зоны действия действующих источников тепловой энергии, обусловлена планами строительства новых жилых и социально-административных зданий в границах г. Волжский, согласно материалам Генерального плана города. Согласно ФЗ №190, планируемые к строительству здания должны иметь возможность централизованного теплоснабжения.

Расширение зоны теплоснабжения, с включением планируемых микрорайонов, позволит повысить надежность системы теплоснабжения в целом, а также снизить удельные потери тепловой энергии в системе.

Настоящим проектом предусмотрено расширение зоны централизованного теплоснабжения, включающее перспективные районы восточной части города кроме бывшего жилого района №14. Обеспечение теплоснабжения указанного жилого района - 79 Гкал/ч предусматривается от отдельно стоящей локальной газовой котельной и локальных источников теплоснабжения (газовые термоблоки).

6.4 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Территория строительства малоэтажных и индивидуальных жилых домов согласно Генеральному плану города Волжский, не входит в границы радиуса эффективного теплоснабжения от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2.

Индивидуальное теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых домов может быть организовано в зонах с тепловой нагрузкой менее 0,01 Гкал/ч на гектар.

Подключение таких потребителей к централизованному теплоснабжению неоправданно в виду значительных капитальных затрат на строительство тепловых сетей.

Плотность индивидуальной и малоэтажной застройки мала, что приводит к необходимости строительства тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности.

В настоящее время на рынке представлено значительное количество источников индивидуального теплоснабжения, работающих на различных видах топлива.

Настоящим проектом предусмотрена организация индивидуального теплоснабжения в границах красных линий пр. им. Ленина – ул. Медведева – верхняя бровка откоса реки Ахтуба – ул. Оломоуцкая. В соответствии с документацией: «Проект планировки и межевания жилого района городского округа – город Волжский Волгоградской области» в границах красных линий пр. им. Ленина – ул. Медведева – верхняя бровка откоса реки Ахтуба – ул. Оломоуцкая», утвержденной постановлением администрации городского округа – город Волжский Волгоградской области от 29.12.2014 № 9974, обеспечение теплоснабжения указанного жилого района – 79 Гкал/ч предусматривается от отдельно стоящей локальной газовой котельной и локальных источников теплоснабжения (газовые термоблоки). А также в п. Паромный и п. Краснооктябрьский.

6.5 Расчет радиуса эффективного теплоснабжения

Согласно п. 30, г. 2, ФЗ №190 от 27.07.2010 г.: «радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;

- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

Обеспечение тепловой энергией жилой застройки осуществляет теплоснабжающая организация ООО «Волжские тепловые сети», закупающая тепловую энергию у ООО «Тепловая генерация г. Волжского». Основные потребители тепла в виде горячей воды расположены на значительном удалении от Источника. В границах жилой застройки расположены две насосные станции, которые компенсируют гидравлические потери по магистральным сетям от источника.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо рассматривать ВТЭЦ и ВТЭЦ-2.

Перечень исходных данных для расчета радиуса эффективного теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения г. Волжский, приведен в таблице 84.

Таблица 84.

Исходные данные расчета радиуса эффективного теплоснабжения

Система теплоснабжения	Площадь зоны действия источника теплоты по площадям застройки, км ²	Тепловая нагрузка источника теплоты, Гкал/ч	Среднее число подключений	Число часов использования максимума тепловой нагрузки, ч	Стоимость электроэнергии для перекачки теплоносителя, руб/кВтч	Расчетный перепад температур, °С	Себестоимость тепла (без НДС), руб/Гкал
ВТЭЦ	9,6	460,2	1431	120	3,01	45	1116,8
ВТЭЦ-2	14,5	476,1	1347	120	3,01	45	1116,8

Стоимость выработки тепловой энергии на автономных котельных принята – 1390 руб./Гкал.

Таблица 85.

Радиус эффективного теплоснабжения

Система теплоснабжения	Среднее число абонентов на 1 км ²	Теплоплотность района, Гкал/ч на 1 км ²	Радиус эффективного теплоснабжения R _{эф.} , км
ВТЭЦ	149,063	47,938	7,001
ВТЭЦ-2	92,897	32,834	7,769

Расчёт радиуса эффективного теплоснабжения выполнен на основе методики Е.Я. Соколова предложенной в «Нормах по проектированию тепловых сетей». В разделе этого документа под названием «Технико-экономический расчет тепловых сетей» радиус эффективного теплоснабжения равен:

$$R_{эф} = (240/s^{0.4}) \cdot \varphi^{0.4} \cdot (1/V^{0.1}) (\Delta\tau/\Pi)^{0.15}$$

Где,

s - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

φ - поправочный коэффициент, зависящий от постоянной части расходов на сооружение ТЭЦ.

V - среднее число абонентов на 1 км²;

Δτ - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

Π - теплоплотность района, Гкал/ч. км²;

С учётом исходных данных:

Для ВТЭЦ:

$$R_{эф} = \left(\frac{240}{(2.5 \cdot 10^3)^{0.4}} \right) \cdot 1,3^{0.4} \cdot \left(\frac{1}{149,063^{0.1}} \right) \cdot \left(\frac{45}{47,938} \right)^{0.15} = 7,001 \text{ км.}$$

При этом предельно допустимый радиус эффективного теплоснабжения равен:

$$R_{np} = \left(\frac{p - C}{1.2 \cdot K} \right)^{2.5}$$

Где,

p - разница себестоимости тепла, выработанного на ТЭЦ и в индивидуальных котельных абонентов, руб./Гкал;

C - переменная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла, руб./Гкал;

K - постоянная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла при радиусе действия тепловой сети, равном 1 км, руб./Гкал. км.

Переменная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла, руб./Гкал:

$$C = \frac{800 \cdot \mathcal{E}}{\Delta\tau} + \frac{0.35 \cdot B^{0.5}}{\Pi} = \frac{800 \cdot 3,01}{45} + \frac{0.35 \cdot 149,063^{0.5}}{47,938} = 53.600 \text{ руб./Гкал.}$$

Где,

\mathcal{E} - стоимость электроэнергии для перекачки теплоносителя по главной тепловой магистрали, руб./кВт.ч.

Постоянная часть удельных эксплуатационных расходов при радиусе действия сети, равном 1 км, руб./Гкал·км:

$$K = \left(\frac{525 \cdot B^{0.26}}{\Pi^{0.62} \cdot \Delta\tau^{0.38}} \right) \cdot \left(s \cdot \frac{a}{n_1} + \frac{0.6\xi}{10^3} \right) + \frac{12}{\Pi} =$$

$$= \left(\frac{525 \cdot 149,063^{0.26}}{47,938^{0.62} \cdot 45^{0.38}} \right) \cdot \left(2.5 \cdot 10^3 \cdot \frac{0.05}{120} + \frac{0.6 \cdot 1116,8}{10^3} \right) + \frac{12}{47,938} = 70,790 \text{ руб./Гкал·км.}$$

Где,

a - доля годовых отчислений от стоимости сооружения тепловой сети на амортизацию, текущий и капитальный ремонты;

n_1 - число часов использования максимума тепловой нагрузки, ч/год;

ξ - себестоимость тепла, $\xi = 1116,8$ руб./Гкал.

Учитывая все выше принятые значения, можем отыскать предельно допустимый радиус эффективного теплоснабжения:

$$R_{np} = \left(\frac{(p-C)}{1.2 \cdot K} \right)^{2.5} = \left(\frac{(273-47,938)}{1.2 \cdot 70,935} \right)^{2.5} = 10.745 \text{ км.}$$

Таким образом, для **ВТЭЦ**:

$$R_{эф}^{ВТЭЦ} = 7,001 \text{ км}$$

$$R_{np}^{ВТЭЦ} = 10,745 \text{ км}$$

Для

ВТЭЦ-2

$$R_{эф} = \left(\frac{240}{(2,5 \cdot 10^3)^{0.4}} \right) \cdot 1,3^{0.4} \cdot \left(\frac{1}{92,897^{0.1}} \right) \cdot \left(\frac{45}{32,894} \right)^{0.15} = 7,769 \text{ км.}$$

При этом переменная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла, руб./Гкал:

$$C = \frac{800 \cdot \Xi}{\Delta\tau} + \frac{0.35 \cdot B^{0.5}}{\Pi} = \frac{800 \cdot 3,01}{45} + \frac{0.35 \cdot 92.897^{0.5}}{32,894} = 53.614 \text{ руб./Гкал.}$$

Постоянная часть удельных эксплуатационных расходов при радиусе действия сети, равном 1 км, руб./Гкал·км:

$$K = \left(\frac{525 \cdot B^{0.26}}{\Pi^{0.62} \cdot \Delta\tau^{0.38}} \right) \cdot \left(s \cdot \frac{a}{n_1} + \frac{0.6\xi}{10^3} \right) + \frac{12}{\Pi} =$$

$$= \left(\frac{525 \cdot 92.897^{0.26}}{32,894^{0.62} \cdot 45^{0.38}} \right) \cdot \left(2.25 \cdot 10^3 \cdot \frac{0.05}{120} + \frac{0.6 \cdot 1116,8}{10^3} \right) + \frac{12}{32,894} = 79,239$$

руб./Гкал·км.

Учитывая все выше принятые значения, можем отыскать предельно допустимый радиус эффективного теплоснабжения для ВТЭЦ-2:

$$R_{np} = \left(\frac{p-C}{1.2 \cdot K} \right)^{2.5} = \left(\frac{273-21.436}{1.2 \cdot 79,245} \right)^{2.5} = 8,104 \text{ км.}$$

Таким образом, для **ВТЭЦ-2**:

$$R_{эф}^{ВТЭЦ-2} = 7,769 \text{ км}$$

$$R_{np}^{ВТЭЦ-2} = 8,104 \text{ км}$$

Существующая жилая и социально-административная застройка находится в пределах радиуса эффективного теплоснабжения от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2. Подключение новых потребителей в границах сложившейся застройки экономически оправдано. В границах кварталов выявлены резервы тепловой мощности.

Планируемые к застройке микрорайоны находятся в пределах существующего радиуса эффективного теплоснабжения.

Радиус теплоснабжения представлен на рисунке 74.

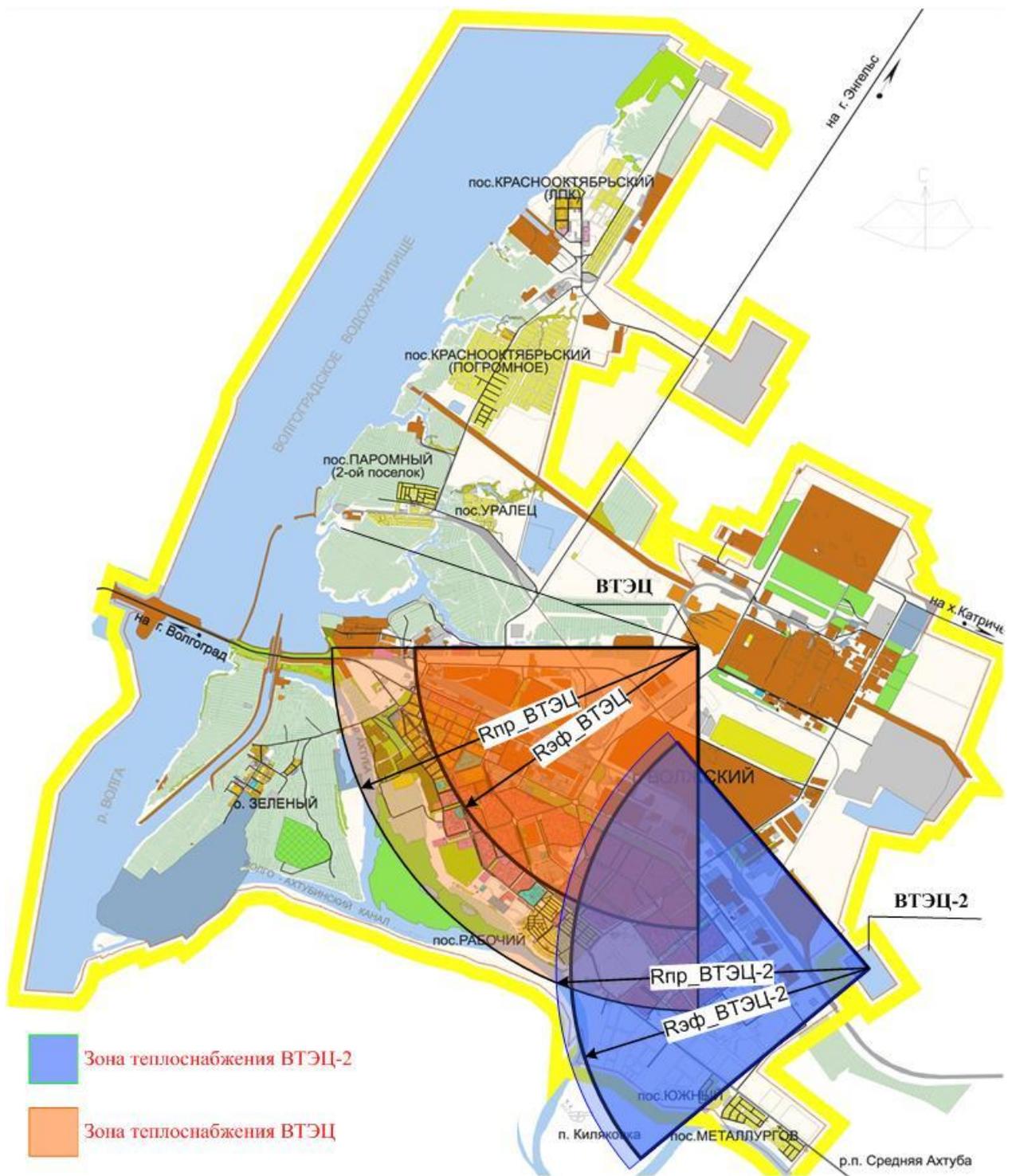


Рисунок 74.

Радиусы теплоснабжения

Как показано в Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения», строительство жилых и административных зданий планируется в восточной части города. Существующая застройка в этой части

города в настоящее время обеспечивается от ВТЭЦ-2 ООО «Тепловая генерация г. Волжского».

В таблице 86 приведены данные о подключенной нагрузке и резервах мощности на Волжских ТЭЦ и ТЭЦ-2.

Таблица 86

Подключенные нагрузки и резервы мощности ВТЭЦ и ВТЭЦ-2

Собственник	Наименование	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Подключенная нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Подключенная нагрузка в паре, Гкал/ч	Резерв мощности в горячей воде, Гкал/ч	Резерв мощности в паре, Гкал/ч
ООО «Тепловая генерация г. Волжского»	ВТЭЦ	1087,8	460,2	121,4	431,6	74,6
	ВТЭЦ-2	600,5	476,1	31,4	33,7	59,3
ИТОГО		2162	936,3	152,7	465,3	133,9

Как видно из таблицы 86, на ВТЭЦ-2 в настоящее время общий резерв мощности в горячей воде равен 33,7 Гкал/час, при этом резерв от турбин исчерпан. Такая ситуация приводит к тому, что персонал станции вынужден включать в работу ПВК, что в свою очередь, ухудшает экономику.

В тоже время, на ВТЭЦ существует резерв тепловой мощности основного оборудования, в том числе и от турбин.

Планируемый прирост нагрузок на централизованное теплоснабжения до 2028 года оценивается в 151,164 Гкал/час.

Прирост нагрузок ожидается в южной части города, в зоне теплоснабжения от ВТЭЦ-2.

Планируемый прирост нагрузок на децентрализованное теплоснабжения до 2028 года оценивается в 79 Гкал/час.

Прирост нагрузок ожидается в южной части города, вне зоны теплоснабжения от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2.

6.6 Переключение потребителей с Волжской ТЭЦ-2 на Волжскую ТЭЦ.

Переключение потребителей от Волжской ТЭЦ-2 к Волжской ТЭЦ является наиболее мало затратным мероприятием, т.к. не требует затрат на строительство новых мощностей на источнике.

Для осуществления переключения части потребителей от ВТЭЦ-2 к ВТЭЦ, потребуется увеличение пропускной способности магистральных сетей от насосной станции №1 до П-5. В настоящее время магистральные сети от насосной станции №1 до П-7 имеют диаметр Ду800. Требуется увеличение диаметров тепловых сетей до Ду1000. Увеличение диаметра магистральной сети не несет прямого экономического эффекта, но требуется для увеличения пропускной способности.

Подробно мероприятие по увеличению диаметров описано в Главе 7 «Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений».

Переключение осуществляется открытием секционирующих магистральных задвижек у 5ТК-4, и одновременным Закрытием задвижек в 21ТК-3.

Таким образом, в зоне теплоснабжения от ВТЭЦ окажутся микрорайоны с 9 по 23.

Теплоснабжение существующих микрорайонов с 24 по 32а, а также 37, 38 и планируемых к застройке микрорайонов будет осуществляться от ВТЭЦ-2.

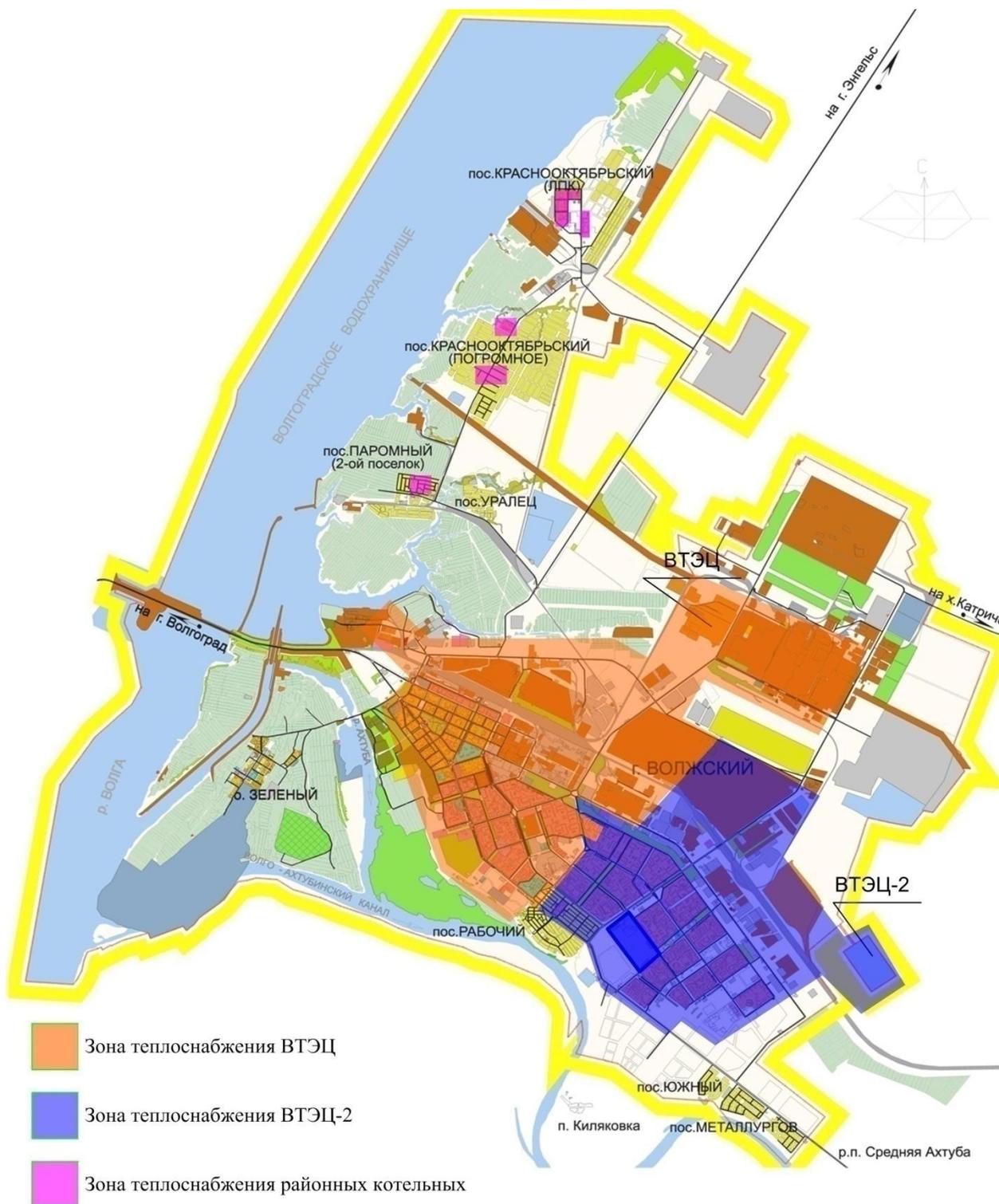


Рисунок 75
Существующие зоны теплоснабжения от ТЭЦ ООО «Тепловая генерация г. Волжского» и котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский»

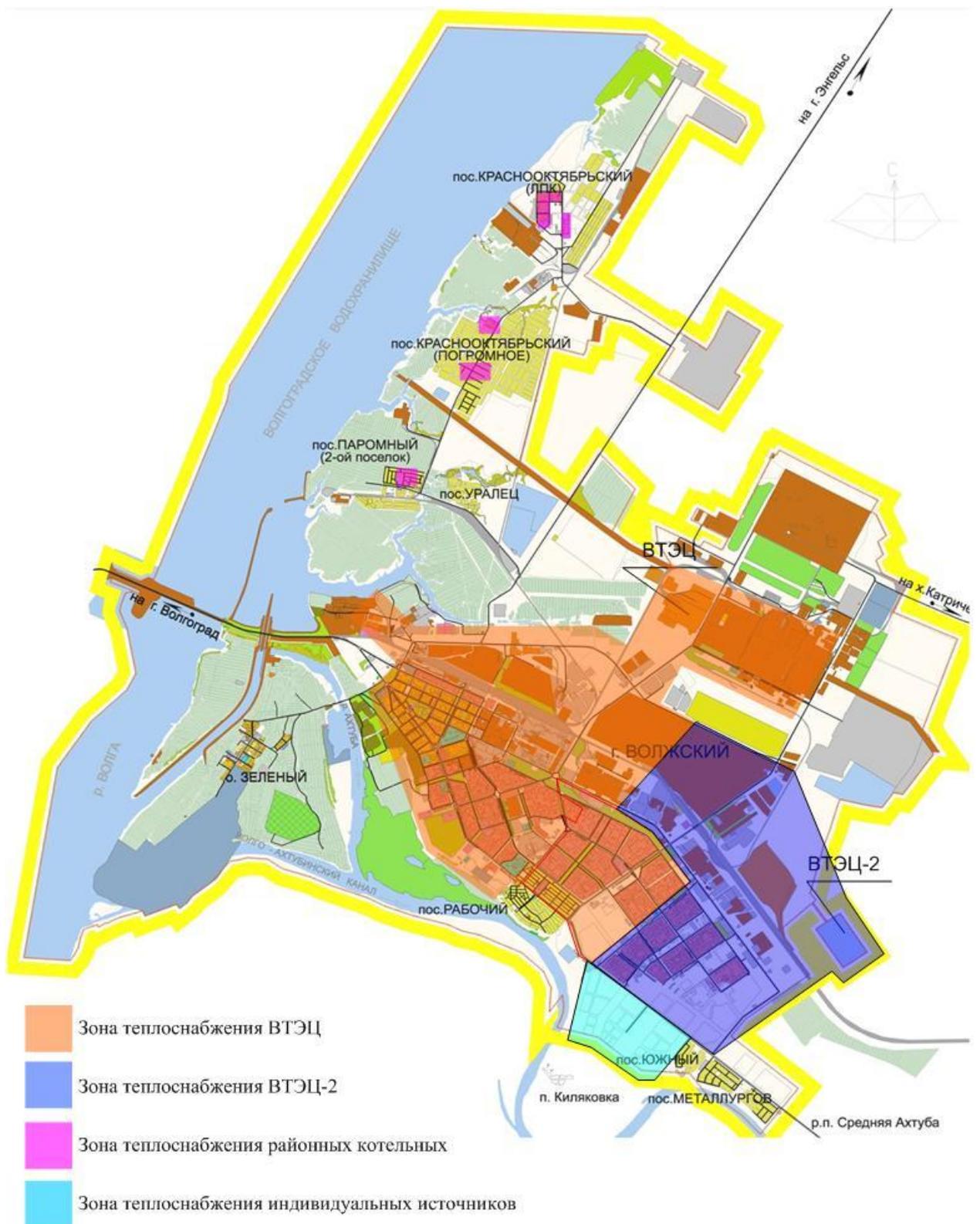


Рисунок 76

Зоны перспективного теплоснабжения от ТЭЦ ООО «Тепловая генерация г. Волжского», котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский» и индивидуальных источников теплоснабжения

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

Расчет, проведенный на электронной модели системы теплоснабжения города, показал, что на территории города Волжский нет зон с дефицитом тепловой мощности. Практически все существующие расчетные элементы, имеют запасы тепловой мощности более 1 Гкал/ч. Строительство новых источников на территории города является нерациональным, т.к. существующие источники имеют существенные резервы мощности и работают в комбинированном цикле.

Принятая в городе кольцевая схема тепловых сетей обеспечивает нормативную надежность системы теплоснабжения, однако некоторые магистральные трубопроводы имеют высокий уровень износа, а, следовательно, низкий запас надежности. Надежность системы теплоснабжения подробно описана в главе 9. Гидравлический расчет выявил избыточные запасы пропускной способности по некоторым магистральным и внутриквартальным сетям.

Таким образом, строительство новых участков необходимо для обеспечения тепловой энергией планируемых к строительству потребителей, а также для резервирования некоторых магистральных сетей. Замена существующих трубопроводов производится в связи с исчерпанием ресурса.

7.1 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную комплексную застройку во вновь осваиваемых районах города

Для обеспечения тепловой энергией потребителей и увеличения уровня надежности теплоснабжения 14, 25, 26, 27, 28, 31, 32, 32а, 37, 38, 38а, а также в перспективе 41, 42, 42а, 49 и 50 микрорайонов и многофункциональной деловой зоны от ул. 87-я Гвардейская до ул. Волжской Военной флотилии, предлагаются следующие мероприятия по строительству и реконструкции тепловых магистралей:

- Реконструкция участка тепловой магистрали от насосной №1 до 5ТК-4 с перекладкой трубопроводов Ду-1000, Ду-800 на Ду-1200, Ду-1000 протяженностью 650 м;
- Реконструкция участка тепловой магистрали от 5ТК-4 до 6ТК-6 с перекладкой трубопроводов 2Ду-600 на Ду-900 протяженностью 824 м;

- Реконструкция участка тепловой магистрали от 6ТК-6 до павильона П-7 с перекладкой подающего трубопровода Ду-800 протяженностью 914 м;
- Реконструкция участка тепловой магистрали от 22ТК-1 до 22ТК-8 с перекладкой прямой трубы с диаметра 600 мм на 700 мм и протяженностью 1140 м;
- Реконструкция участка тепловой магистрали от 14ТК-5 до 14ТК-11 с перекладкой трубопроводов 2Ду-400 на 2Ду-500 протяженностью 400 м;
- Реконструкция тепловой магистрали от 22ТК-24 до 22ТК-28 диаметрами 2Ду-400 и 2Ду-300 и протяженностью 900 м;
- Строительство тепловой магистрали от 14ТК-12 до 22ТК-28 диаметром 2Ду-500 и протяженностью 1050 м;
- Строительство тепловой магистрали от П-5 до УТ-1-3 диаметром 2Ду-700 и протяженностью 1106 м;
- Строительство тепловой магистрали от УТ-1-3 до УТ-2-3 диаметром 2Ду-400 и протяженностью 700 м;
- Строительство тепловой магистрали от УТ-2-3 до УТ-3-3 диаметром 2Ду-400 и протяженностью 1100 м;
- Строительство перемычки по ул. Дружбы диаметром 2Ду-400 и протяженностью 200 м;
- Строительство тепловой магистрали от ТК-1 38мкр.п до ТК-38мкр.п2 диаметром 2Ду-350 и протяженностью 600 м;
- Строительство тепловой магистрали от УТ-3-3 до ТК-п1 диаметром 2Ду-400 и протяженностью 340 м;
- Строительство тепловой магистрали от 22ТК-39(УТ-1) до ТК-п5 диаметром 2Ду-300 и протяженностью 3700 м;
- Строительство внутриквартальных тепловых сетей и инженерных сооружений микрорайонов №№ 14, 37, 38, 38а.

Затраты на строительство новых сетей и реконструкцию существующих (с увеличением диаметров), представлены в Главе 10.

7.2 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

7.2.1 Реконструкция тепловых сетей ООО «Волжские тепловые сети».

Основной проблемой организации качественного и надежного теплоснабжения города является износ тепловых сетей. Как было показано в главе 1.3.1, 84 % магистральных и внутриквартальных сетей на территории города проложено до 2004 года. В рассматриваемой настоящей работе перспективе (до 2028 года), такие сети исчерпают свой ресурс и будут подлежать замене.

В такой ситуации, замене сетей должно отводиться первостепенное значение.

Замену тепловых сетей целесообразно осуществлять тремя пятилетними этапами:

- Первый этап: с 2018 по 2023 годы – замена сетей введенных в эксплуатацию с 1989 по 1997 годы;
- Второй этап: с 2024 по 2028 годы – замена сетей проложенных с 1998 по 2003 годы.

Замена сетей введенных в эксплуатацию с 2003 года в рассматриваемой перспективе не требуется.

При реконструкции тепловых сетей предпочтение должно отдаваться металлическим трубам в заводской ППУ изоляции.

Затраты на реализацию реконструкции, рассмотрены в главе 10.

7.2.2 Реконструкция сетей от котельных МКП «Тепловые сети»

Тепловые сети от котельных в п. Краснооктябрьский и п. Паромный переложены после 2003 года. На рассматриваемую перспективу замена сетей не требуется.

В таблице 87 и на рисунке 77 приведены данные о протяженности тепловых сетей от котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский».

Таблица 87

Протяженность тепловых сетей от котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский»

Условный диаметр, Ду, мм	Протяженность сетей, п.м.			
	до 2008 г.	2008-2016 гг.	2017 г.	Итого
50 и менее	3672,15	2131,2	444,51	6247,86
70	1997,47	281	375	2653,48
80	2138,94	470	240,73	2849,68
100	3263,69	96	375	3734,7
125	1769,43	0	0	1769,44
150	2208,5	0	0	2208,5
200	163,3	0	0	163,3
Всего	15213,48	2978,2	1435,24	19626,92

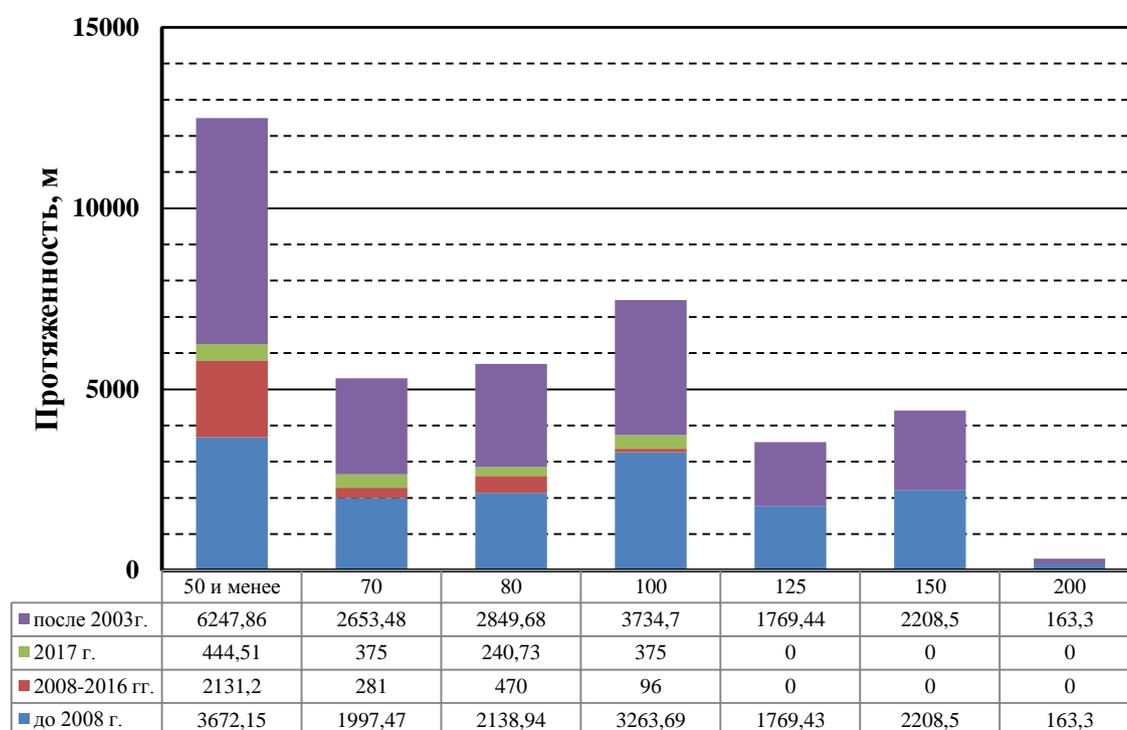


Рисунок 77

Протяженность тепловых сетей от котельных МКП «Тепловые сети»

В таблице 88 и на рисунке 78 приведены данные о способах прокладки тепловых сетей от котельных МКП «Тепловые сети г. Волжский».

Таблица 88

Способы прокладки тепловых сетей

Способы прокладки ТС					% сетей проложенных надземно
Условный диаметр, Ду	Протяженность сетей, п.м.				
	Канальная	Надземная	Подвальная	Итого	
50 и менее	561,7	5613,56	72,6	6247,86	89,85
70	138	2435,47	80	2653,47	91,78
80	427	1543,07	879,6	2849,67	54,15
100	1098	2338,69	298	3734,69	62,62
125	187	1399,43	183	1769,43	79,09
150	922,8	1285,7	0	2208,5	58,22
200	0	163,3	0	163,3	100,00
Всего	3334,5	14779,22	1513,2	19626,92	75,30

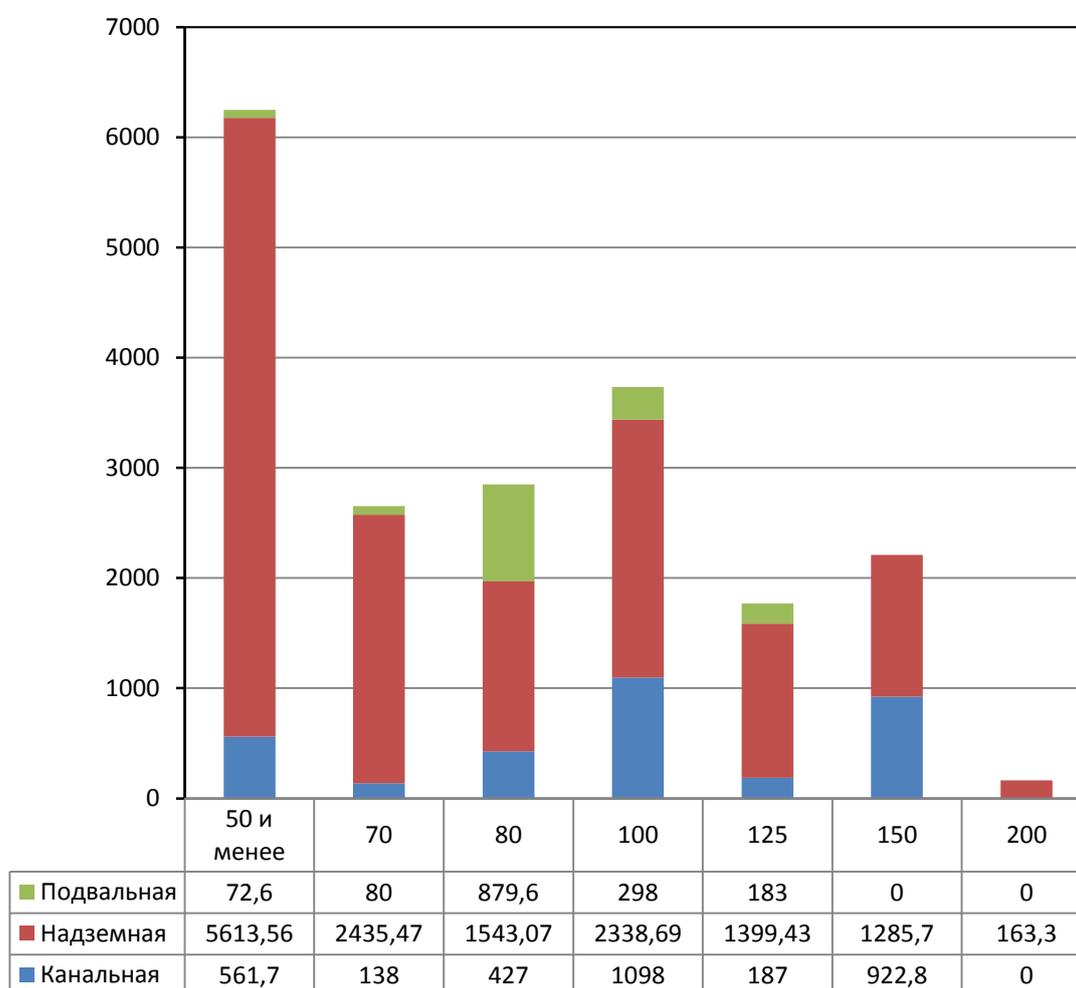


Рисунок 78.

Соотношения различных способов прокладки

Из таблицы 88 и рисунка 78 видно, что более 75,3 % тепловых сетей проложены надземно. Такой способ прокладки позволяет производить замену изоляции на тепловых сетях с минимальными затратами.

7.3 Организация закрытой схемы горячего водоснабжения

В соответствии с п. 10. ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О водоснабжении и водоотведении»:

- с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;
- 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.

Проектом схемы теплоснабжения города Волжский

- предусмотрена организация горячего водоснабжения потребителей с использованием закрытых систем теплоснабжения.

7.3.1 Организация закрытой системы ГВС по четырехтрубной схеме с квартальными ЦТП и ИТП

Горячее водоснабжение может быть осуществлено по комбинированной схеме: Установка теплообменников в существующих ЦТП и установка теплообменников в ИТП потребителей в кварталах подключенных по открытой схеме.



Рисунок 79

Схема организации закрытой системы ГВС

В настоящее время, микрорайоны 10, 11, 12, 16, 22, 23, 24, 25, 30 и частично 102 квартал имеют четырехтрубную схему прокладки тепловых сетей после ЦТП. В существующих ЦТП теплообменники для организации закрытой системы ГВС не установлены. Вода для горячего водоснабжения берется непосредственно из тепловых сетей по открытой схеме. Температура ГВС регулируется подмесом воды из обратного трубопровода в подающий.

Организация закрытой схемы ГВС может быть организована установкой пластинчатых теплообменников в существующих ЦТП.

Недостатком данного варианта является необходимость перекладки всех сетей

ГВС от ЦТП до потребителей на полимерные трубопроводы, ввиду транспортировки по ним подогретой водопроводной воды и, соответственно, возникающей ускоренной коррозии металлических трубопроводов.

В кварталах старой застройки преобладает среднеэтажная застройка (2-4 эт.). Часть жилых домов в этом районе обеспечивается горячим водоснабжением от газовых колонок. В некоторых жилых домах горячее водоснабжение отсутствует.

В этих кварталах необходимо предусматривать установку теплообменников в ИТП потребителей.

Также установку теплообменников ГВС следует предусматривать для всех промышленных предприятий, административных и социальных зданий.

Затраты на организацию закрытой системы ГВС по комбинированной схеме рассмотрены в Главе 10.

7.3.2 Организация закрытой системы ГВС по двухтрубной схеме с установкой теплообменников на ИТП потребителей.

Вторым вариантом организации горячего водоснабжения по закрытой схеме является установка ИТП с теплообменным оборудованием для всех потребителей. При таком варианте исключаются затраты на строительство зданий и сетей ГВС в границах кварталов.

Глава 8. Перспективные топливные балансы

Тепловая энергия на территории города вырабатывается в комбинированном цикле. Удельный расход топлива на отопление, определяется соотношением вырабатываемой тепловой и электрической энергии.

Данные о среднегодовых удельных расходах условного топлива на отпуск тепловой энергии ООО «Тепловая генерация г. Волжского» за 2013÷2016 годы представлены в таблице 89 и на рисунке 80.

Таблица 89.

Среднегодовой удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии.

Год	ВТЭЦ		ВТЭЦ-2	
	Норма	Факт	Норма	Факт
	кг.у.т./Гкал			
2013	151,26	151,26	143,4	143,4
2014	152,59	152,59	142,8	142,8
2015	154,08	154,08	143,5	143,5
2016*	185,01	188,85	178,7	178,0

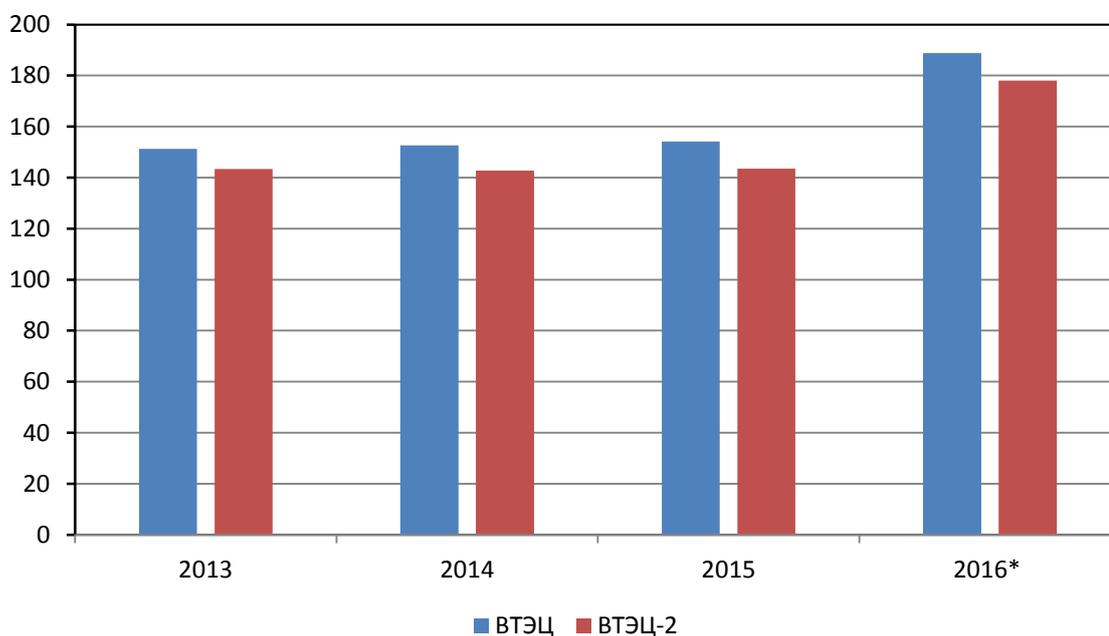


Рисунок 80.
Среднегодовой удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии.

Увеличение удельных расходов условного топлива в 2016 году по сравнению с 2013-2015 годами связано с переходом на «физический» метод отнесения затрат

топлива на выработку электрической и тепловой энергии. С 1996 года по 2015 год применялся метод «ОРГРЭС».

Данные о среднемесячных удельных расходах условного топлива на отпуск тепловой энергии ООО «Тепловая генерация г. Волжского» в разрезе 2016 года представлены в таблице 90 и на рисунке 81.

Таблица 90.

Среднемесячный удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в разрезе 2016 года.

Год	ВТЭЦ		ВТЭЦ-2	
	Норма	Факт	Норма	Факт
	кг.у.т./Гкал			
Январь	183,189	183,189	179,3	179,3
Февраль	178,847	184,684	172,5	189,4
Март	175,744	178,598	172,7	179,5
Апрель	194,273	194,651	179,9	178,2
Май	192,537	193,06	188,8	182,5
Июнь	199,814	199,961	184,3	178,7
Июль	219,997	228,637	190,2	176,7
Август	193,55	195,523	189,2	179,4
Сентябрь	209,053	213,093	182,3	176,5
Октябрь	192,594	196,142	183,3	176,9
Ноябрь	181,02	192,901	179,0	173,3
Декабрь	178,29	182,945	176,8	170,7

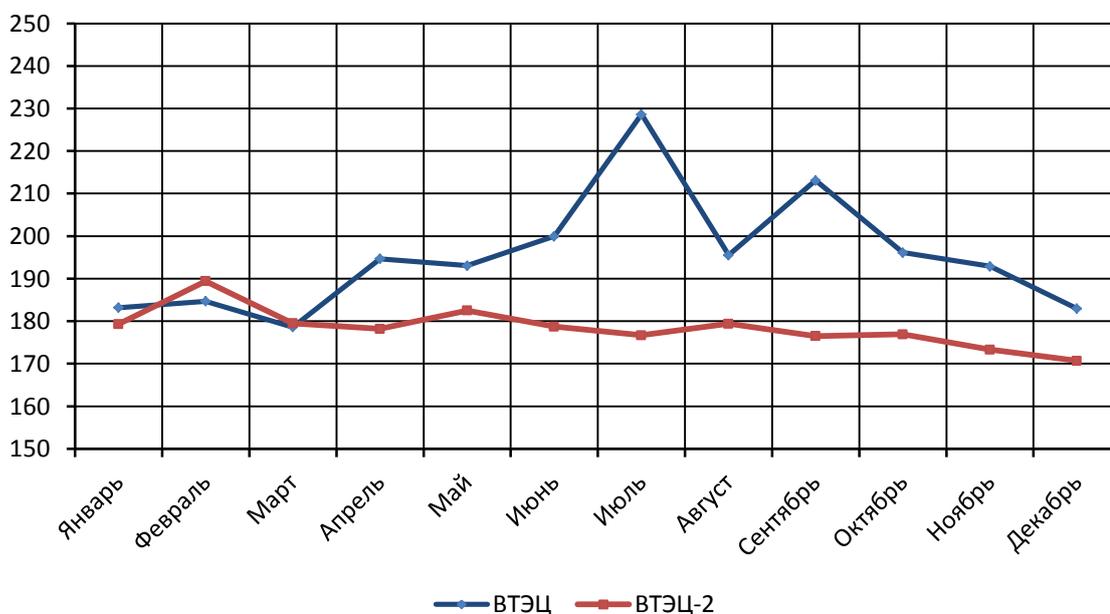


Рисунок 81.

Динамика изменения удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии в разрезе 2016 года

Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения

Описание показателей надежности теплоснабжения приведено в п. 1.9.1.

Расчет надежности системы теплоснабжения выполнен для магистральных участков сети, резервирование которых обязательно в соответствии с требованиями пп. 6.33 – 6.36 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», п. 1.3 РД – 7 – ВЭП «Расчет систем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности», п. 5.1 СП 41-110-2005 «Проектирование тепловых сетей» и других действующих в настоящее время нормативных документов. Схематичное изображение данных участков приведено на рисунке 82. Результаты расчетов приведены в таблице 91.

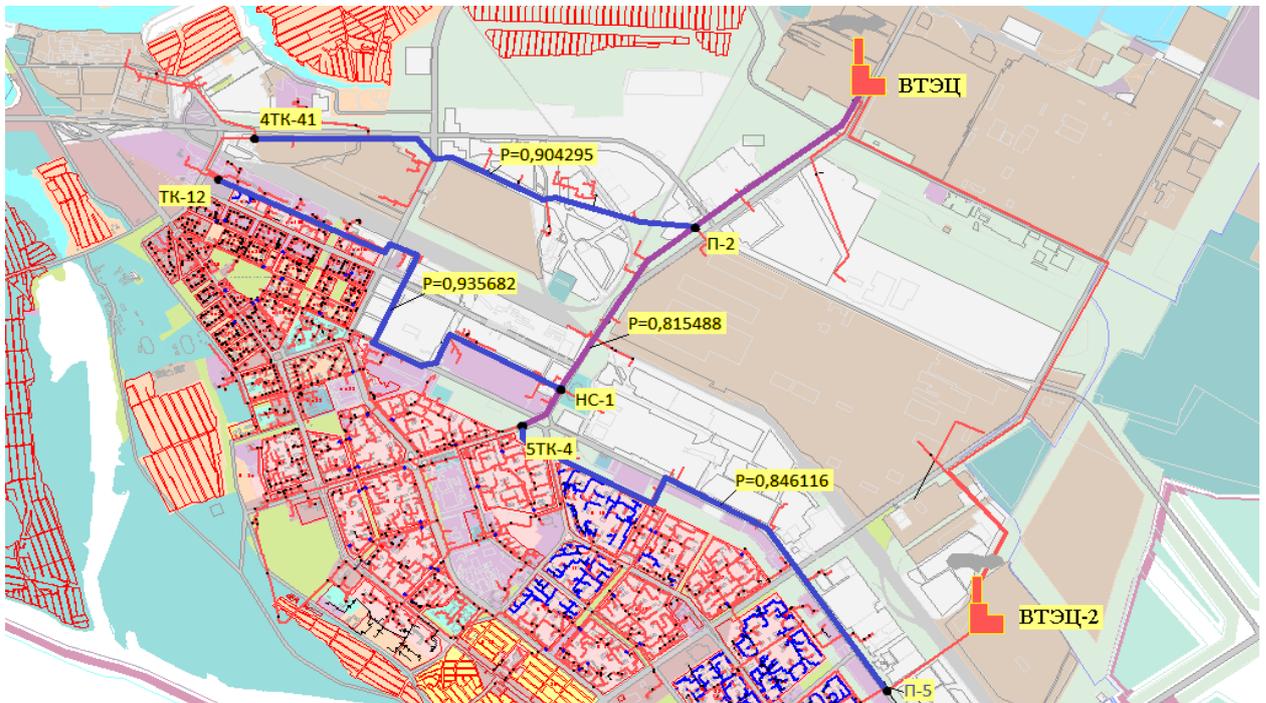


Рисунок 82.
Показатели надежности для магистральных тепловых сетей от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2

Расчет надежности системы теплоснабжения

Источник - Наименование показателя	Наименование участка			
	ВТЭЦ – 5ТК-4	НС-1 – ТК-12	П-2 – 4ТК-41	5ТК-4 – П-5
Вероятность безотказной работы [P] (тепловых сетей)	0,815488	0,935682	0,904295	0,846116
Коэффициент готовности системы [Ег]	0,79	0,91	0,879	0,82

По результатам расчета надежности системы теплоснабжения, сделаны следующие выводы:

1. Вероятность безотказной работы тепловых магистральных сетей г. Волжский не соответствует допустимой согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети». Заниженные показатели надежности в первую очередь связаны со значительным износом трубопроводов рассчитываемых сетей, а также отсутствием их резервирования;

Для более точного определения и дальнейшего поддержания показателей надежности в пределах допустимого, рекомендуется:

1. Правильное и своевременное заполнение журналов, предписанных ПТЭ, а именно:
 - А. оперативного журнала;
 - Б. журнала обходов тепловых сетей;
 - В. журнала учета работ по нарядам и распоряжениям;
2. Осуществить резервирование основных магистралей тепловых сетей;
3. Для повышения надежности системы теплоснабжения, необходимо своевременно проводить ремонты (плановые, по заявкам и пр.) основного и вспомогательного оборудования, а так же тепловых сетей и оборудования на тепловых сетях.
4. Своевременная замена изношенных участков тепловых сетей и оборудования.
5. Проведения мероприятий по устранению затопления каналов, тепловых камер и подвалов домов.

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

10.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

10.1.1 Переключением части существующих потребителей с ВТЭЦ-2 к ВТЭЦ и строительство собственных источников тепловой энергии.

Мероприятие по переключению части существующих потребителей с ВТЭЦ-2 к ВТЭЦ не требует капитальных затрат для увеличения тепловой мощности ВТЭЦ-2.

Резерв тепловой мощности на ВТЭЦ-2 для теплоснабжения перспективной застройки высвобождается по средству переключения нагрузок к ВТЭЦ.

Стоимость тепловой энергии для существующих и планируемых потребителей централизованного теплоснабжения останется на прежнем уровне.

Рост тарифа на централизованное теплоснабжение не ожидается.

10.1.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную комплексную застройку во вновь осваиваемых районах города

Для реализации мероприятия по переключению потребителей от ВТЭЦ-2 к ВТЭЦ, требуется переложить часть магистральных трубопроводов.

Перекладка тепловых сетей позволит улучшить гидравлический режим и повысит пропускную способность магистралей.

Участки, которые необходимо переложить, представлены в таблице 92.

Таблица 92.

Участки, требующие перекладки

Наименование мероприятий	Ориентировочная стоимость, млн. руб.		
	2018÷2028 г.	Исполнитель, источник финансирования	Источник возврата инвестиций
1	2	3	4
Тепломагистраль №5. Участок от нас.№1 до 5ТК-4. Переложить прямой трубопровод на диаметр – 1200, обратный трубопровод на диаметр – 1000. Длина участка 650м.	130,9	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	
Тепломагистраль №5. Участок от 5ТК-4 до 5ТК-5. Переложить прямой трубопровод на диаметр – 700, обратный трубопровод на диаметр – 700. Длина участка 225м.	24,5	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	
Тепломагистраль №6. Участок от 5ТК-4 до 6ТК-6. Переложить подающий трубопровод с Ду-600 на Ду-900 и обратный трубопровод с Ду-600 на Ду-800. Длина участка 824м.	124,17	ООО «Волжские тепловые сети», собственные средства или инвестиции	Тариф на тепловую энергию
Тепломагистраль №6. Участок тепловой магистрали от 6ТК-6 до павильона П-7 с перекладкой подающего и обратного трубопроводов с Ду-800 на Ду-800. Протяженность 914м.	166,91	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	
Тепломагистраль ТМ-14. Участок от 14ТК-5 до 14ТК-11с перекладкой трубопроводов с 2Ду400 на 2Ду500. Протяженность 400м.	24,8	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	
Тепломагистраль №22. Участок от 22ТК-8 до 22ТК-1. Переложить прямую трубу с диаметра 600 мм на 700 мм. Длина участка 1140м.	75,3	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	
Тепломагистраль №22. Участок от 22ТК-24 до 22ТК-28. Диаметры 2Ду-300 и 2Ду-400. Протяженность 900м.	44,9	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	
Тепломагистраль ТМ-21 от П-6 до П-7 на диаметр 1000мм. Длина участка 1900м.	350,8	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	
ИТОГО	942,28		

1	2	3	4
Строительство новых магистралей			
Строительство от 14ТК-12 до 28 мкр. Д-500, L-1250м	84,1	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	
Строительство ТМ-25 от П-5 до 22ТК-31, 2Ду-700, L-1280м.	120,8	Администрация городского округа, средства застройщика или городской бюджет	
Строительство ТМ-25 от 22ТК-31 до 22ТК-37, 2Ду-400, L-800м.	40,0	Администрация городского округа, средства застройщика или городской	
Строительство ТМ-25 от 22ТК-37 до 32 «а» мкр., 2Ду-400, L-2200м.	110,0	Администрация городского округа, средства застройщика или городской	
Строительство ТМ-26 по ул. Пушкина от 22ТК-31 до ул. Медведева, 2Ду-700, L-844м.	91,8	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	
Строительство ТМ-26 по ул. Медведева от ул. Пушкина до ул. Мира, 2Ду-700, L-760м.	69,8	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	
Строительство ТМ-26 от ул. Мира до ул. Карбышева, 2Ду-600, L-640м.	53,6	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	
ИТОГО	570,1		
Строительство тепловых сетей (перемычки)			
Строительство перемычки между ТМ-25 и ТМ-22 по ул. Карбышева, 2Ду-300, L-680м.	31,7	ООО «Волжские тепловые сети», собственные средства или инвестиции	Тариф на тепловую энергию
Строительство перемычки между ТМ-25 и ТМ-26 по ул. Мира, 2Ду-300, L-910м.	42,4	ООО «Волжские тепловые сети», собственные средства или инвестиции	Тариф на тепловую энергию
Строительство перемычки между ТМ-22 и ТМ-26 по ул. Ленина, 2Ду-300, L-1500м.	69,9	ООО «Волжские тепловые сети», собственные средства или инвестиции	Тариф на тепловую энергию
ИТОГО	144,0		
Строительство квартальных распределительных тепловых сетей			
Строительство внутриквартальных сетей и инженерных коммуникаций 14 мкр.	122,5	Средства застройщика или городской бюджет	
Строительство внутриквартальных сетей и инженерных коммуникаций 38 мкр.	122,7	Средства застройщика или городской бюджет	
Строительство внутриквартальных сетей и инженерных коммуникаций многофункциональной деловой зоны по ул. 87-я Гвардейская	16,0	Средства застройщика или городской бюджет	
Строительство внутриквартальных сетей и инженерных коммуникаций 28 мкр. с общественно-деловой зоной	17,262	ООО «Волжские тепловые сети», плата за подключение	

1	2	3	4
Строительство внутриквартальных сетей и инженерных коммуникаций 38 «а» мкр.	49,7	Средства застройщика или городской бюджет	
Строительство внутриквартальных сетей и инженерных коммуникаций 41 мкр.	58,2	Средства застройщика или городской бюджет	
Строительство внутриквартальных сетей и инженерных коммуникаций 42 мкр.	45,9	Средства застройщика или городской бюджет	
Строительство внутриквартальных сетей и инженерных коммуникаций 42 «а» мкр.	24,3	Средства застройщика или городской бюджет	
ИТОГО	456,562		
ВСЕГО	1398,842		

Таким образом, непосредственно для осуществления переключения потребителей между ТЭЦ, потребуются инвестиции в размере 255,07 млн. рублей.

Финансирование мероприятий может быть учтено в стоимости подключения к централизованному теплоснабжению.

Повышения тарифа на тепловую энергию для потребителей не предвидится.

10.1.4 Замена тепловых сетей ООО «Волжские тепловые сети».

В Главе 7 описаны основные предложения по строительству новых и замене существующих трубопроводов тепловых сетей.

Также показана необходимость проведения замены большего количества трубопроводов, и показаны два варианта организации закрытой системы горячего водоснабжения.

Затраты на реконструкцию тепловых сетей находящихся на балансе ООО «Волжские тепловые сети» для различных диаметров приведены в таблице 93.

Целесообразно разделить замену тепловых сетей на три этапа.

На первом этапе заменять сети, проложенные до 1988 года, т.к. в настоящий момент такие сети находятся в эксплуатации более 25 лет, что больше расчетного срока службы.

На втором этапе (2022–2025 гг.) необходимо заменять сети, проложенные до 1997 года, т.к. к рассматриваемому периоду сети исчерпают расчетный срок службы.

На третьем этапе (2026-2028 гг.) следует предусмотреть замену сетей введенных в эксплуатацию до 2003 года.

Таблица 93.

Затраты на реконструкцию

Условный диаметр тепловых сетей	Замена до 2023 г.	Замена с 2023г. до 2028 г.	Всего стоимость на рассматриваемый период, без НДС, тыс. руб
	Итого стоимость замены т/с до 2023г. без НДС, тыс. руб	Итого стоимость замены т/с с 2023г. до 2028 г. без НДС, тыс. руб	
25	29,831	62,132	91,963
32	682,687	207,775	890,462
40	703,992	281,087	985,078
50	21 942,992	15 813,355	37 756,347
70	43 490,241	33 909,969	77 400,210
80	67 218,944	40 115,687	107 334,632
100	82 892,110	61 480,017	144 372,127
125	35 650,094	18 481,856	54 131,950
150	83 480,617	63 472,808	146 953,425
200	68 732,295	48 893,027	117 625,322
250	90 109,096	57 741,095	147 850,191
300	64 020,526	75 607,822	139 628,349
350	8 743,416	9 205,517	17 948,933
400	176 333,491	100 012,101	276 345,592
500	159 226,381	71 615,531	230 841,912
600	206 451,032	252 060,334	458 511,365
700	0,000	0,000	0,000
800	50 995,755	0,000	50 995,755
900	0,000	0,000	0,000
1000	168 086,492	0,000	168 086,492
1200	0,000	0,000	0,000
ИТОГО	1 328 789,992	848 960,113	2 177 750,106
Ежегодные затраты	265 757,998	169 792,023	217 775,011

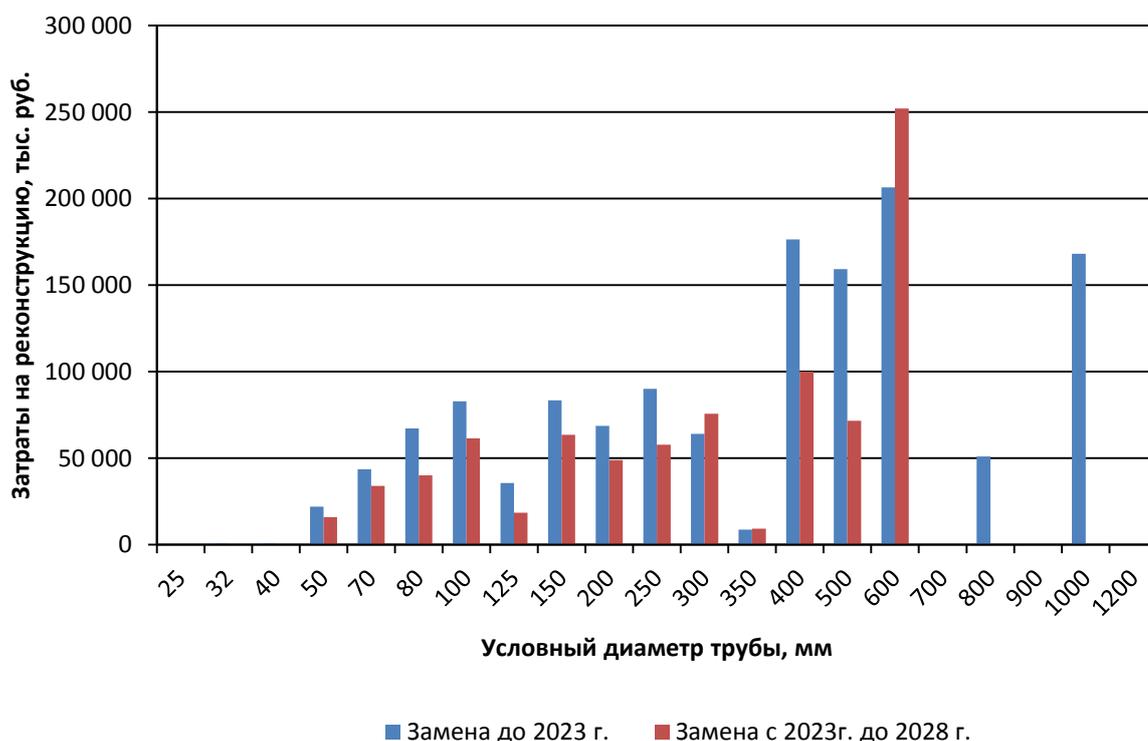


Рисунок 83.

Затраты на реконструкцию

Таким образом, на реконструкцию тепловых сетей требуется в среднем 217,775 млн. рублей в год за десятилетний период. Перекладка наиболее изношенных трубопроводов позволит снизить тепловые потери при передаче теплоносителя.

10.1.5 Организация закрытой системы ГВС по комбинированной схеме

Как описано в Главе 7, при комбинированной схеме организации закрытой системы ГВС, сети от ЦТП могут быть сохранены, однако необходимо выполнить их перекладку на полимерные трубопроводы в заводской ППУ изоляции.

Строительство установка теплообменников в 1300 ИТП и переоборудование существующих 31 ЦТП, составляет – 680 млн. рублей.

Таким образом, стоимость организации закрытой системы ГВС на территории города по комбинированной схеме – **680 млн. рублей + ориентировочно 900 млн. руб. на перекладку сетей = 1580 млн. руб.**

Затраты на ежегодное обслуживание 1300 теплообменников в ИТП и 31 в ЦТП оцениваются в 13,2 млн. рублей ежегодно, что в пересчете на один дом составляет 572 рубля в месяц.

10.2 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

Планируемые к строительству потребители, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению, за счет платы за подключение. По взаимной договоренности между теплоснабжающей организацией и застройщиком, застройщик может самостоятельно понести расходы на строительство тепловых сетей от магистрали до своего объекта. В таком случае перспективный потребитель может получать тепловую энергию по долгосрочному договору поставки по нерегулируемым ценам. Механизм подключения новых потребителей должен соответствовать ФЗ № 190 «О теплоснабжении».

Для реконструкции уже существующих сетей, могут быть применены другие механизмы:

«Трубы в кредит» предоставляются теплоснабжающей организации производителем в начале строительного сезона. Кредит предоставляется без предоплаты и под минимальный процент, с отсрочкой платежа на несколько лет.

Теплоснабжающая организация проводит строительные-монтажные работы за свой счет из денег на текущие ремонты тепловых сетей.

В следующий отопительный период у теплоснабжающей организации появляется прибыль от операционной деятельности (в первую очередь за счет существенного сокращения потерь тепла и экономии на ремонтах), из которой начинаются выплаты по кредиту поставщика.

Такая схема имеет ряд преимуществ: появление на балансе организации активов в виде новых тепловых сетей, которые могут служить объектом залога при получении кредита для дальнейшей модернизации теплосетевого хозяйства.

Новые тепловые сети будут являться реализованным инвестиционным проектом, в результате чего у теплоснабжающей организации появится возможность привлечь деньги из других источников: местный и региональный бюджеты, Государственная программа «Энергосбережение и повышение

энергетической эффективности на период до 2020 года», региональных энергосберегающих проектов из федерального бюджета, банки с государственным участием.

Другой схемой финансирования реконструкции тепловых сетей может быть реализация инвестиционной программы модернизации ТС с участием кредитного института.

При такой схеме теплоснабжающая организация, администрация субъекта и региональная энергетическая комиссия подписывают соглашение о «замораживании» тарифа на тепловую энергию для потребителей. Тариф определяется с учетом инвестиционной надбавки для реализации проекта.

Теплоснабжающая организация обращается в кредитную организацию для получения денежных средств на финансирование инвестиционного проекта.

В этом случае в залог банку могут быть переданы уже имеющиеся новые тепловые сети, или сети после сдачи в эксплуатацию.

Одновременно администрация субъекта выступает перед банком поручителем на случай недопущения неисполнения обязательств ТСО по погашению кредита.

На привлеченные денежные средства теплоснабжающая организация закупает материалы и производит строительные-монтажные работы.

Выплаты по кредиту осуществляется из операционной прибыли ТСО и с привлечением других источников (бюджеты различных уровней, государственные программы, и пр.)

Кредиты должны предоставляться на достаточно продолжительные сроки (15 – 20 лет), как и соглашения о «замораживании» тарифов на тепловую энергию.

При реализации реконструкции по такой схеме выигрывают, прежде всего, непосредственные потребители, т.к. тарифы на тепловую энергию находятся на одном уровне продолжительное время.

Глава 11. Решение по определению единой теплоснабжающей организации.

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: «Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

В соответствии со статьей 6 пунктом 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: «К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с

численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Предлагается использовать для этого нижеследующий раздел проекта.

Постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил организации теплоснабжения», предложенный к утверждению

Правительством Российской Федерации в соответствии со статьей 4 пунктом 1 Ф3-190 «О теплоснабжении»: Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

2. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

-определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

-определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

3. Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории поселения, городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории поселения, городского округа вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте поселения, городского округа, города федерального значения проекта схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного

самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа.

4. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями настоящих Правил.

5. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

6. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение

соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

7. В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

8. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

а) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;

в) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

г) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

В настоящее время предприятие ООО «Волжские тепловые сети» отвечает всем требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации в зоне действия ВТЭЦ и ВТЭЦ-2, а именно:

1) Владение на праве собственности или ином законном основании, тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой

энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации.

На балансе предприятия ООО «Волжские тепловые сети» находятся все магистральные тепловые сети от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2 в городе Волжский.

2) Статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у предприятия ООО «Волжские тепловые сети» технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами тепловых сетей от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2.

3) Предприятие ООО «Волжские тепловые сети» согласно требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации при осуществлении своей деятельности фактически уже исполняет обязанности единой теплоснабжающей организации в зоне действия ВТЭЦ и ВТЭЦ-2, а именно:

а) заключает и надлежаще исполняет договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) надлежащим образом исполняет обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

в) осуществляет контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности;

г) будет осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения, и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения.

Предприятие МКП «Тепловые сети г. Волжский» также отвечает всем вышеперечисленным требованиям и критериям по определению единой теплоснабжающей организации в зоне действия котельных Предприятия, а именно:

- п. Паромный,
- п. Краснооктябрьский.

МКП «Тепловые сети г. Волжский» владеет тепловыми сетями от котельных на правах аренды, и другом законном праве.

МКП «Тепловые сети г. Волжский» обеспечивает надежное теплоснабжение в зоне своей деятельности. Предприятие имеет технические возможности и соответствующий квалифицированный персонал для наладки, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами тепловых сетей в зоне своей деятельности.

Предприятие МКП «Тепловые сети г. Волжский» в г. Волжский, фактически уже исполняет обязанности единой теплоснабжающей организации в зоне действия котельных Предприятия, а именно:

- а) заключает и надлежаще исполняет договоры теплоснабжения с обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;
- б) надлежащим образом исполняет обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;
- в) осуществляет контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности;
- г) будет осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения, и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения.

Таким образом, на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в проекте правил организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации, определить две единые теплоснабжающие организации в городе Волжский:

- **Предприятие ООО «Волжские тепловые сети» в зоне действия ВТЭЦ и ВТЭЦ-2.**
- **Предприятие МКП «Тепловые сети г. Волжский» в зоне действия котельных на в п. Паромный и п. Краснооктябрьский.**

Список литературы

1. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения МДК 4-05.2004.
2. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России 30.12.2008 г. № 235
3. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей. – М.: Государственное энергетическое издательство, 1959.
4. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989.
5. СНиП 2.04.14-88*. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов/Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1998.
6. <http://www.energsovet.ru/nadegts.php?idd=26>
7. Гершкович В.Ф. “Сто пятьдесят... Норма или перебор? (Размышления о параметрах теплоносителя)” // Энергосбережение. – 2004 - №5, с.14-19.
8. Аргументированная срезка температурного графика и новый режим погодного регулирования //Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». 2009. №2.
9. Петрущенко В.А. Обоснование пониженного температурного графика регулирования централизованных систем теплоснабжения // Новости теплоснабжения. 2015. № 8 (180).
10. Отчет по результатам обследования и расчетно-аналитическое обоснование введения срезки 115 ОС к существующему температурному графику теплоисточников города Волжский, СПб ГТУ, 2014.



АДМИНИСТРАЦИЯ
ГОРОДСКОГО ОКРУГА – ГОРОД ВОЛЖСКИЙ
ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

**УПРАВЛЕНИЕ
МУНИЦИПАЛЬНЫМ ИМУЩЕСТВОМ**

Ленина пр., д. 21, г. Волжский,
Волгоградская область, 404130
Тел./факс (8-8443) 41-56-03
ОКПО 22405298, ОГРН 1023402012589
ИНН/КПП 3435110029/343501001, ОКОНХ 97600
E-mail: umi@admvol.ru

Председателю КЖД администрации
городского округа- город Волжский
Волгоградской области

Ю.В. Орлову

_____ 20__ г. № 18/_____

на № 15/3057-сп от 02.11.2017

О предоставлении информации

Уважаемый Юрий Викторович!

На Ваше обращение о предоставлении информации по бесхозяйным тепловым сетям сообщаем следующее.

Все, перечисленные в Вашем перечне бесхозяйные тепловые сети, являются муниципальной собственностью городского округа – город Волжский Волгоградской области и составляют муниципальную казну.

По состоянию на 01.11.2017 выявлена и поставлена на учет 12.12.2016 в Управлении Росреестра по Волгоградской области бесхозяйная сеть теплоснабжения жилого дома 82 по ул. им. С.П. Лысенко.

№ п/п	Наименование участка / Адрес нахождения	Наименование и характеристика объекта (трасса, опора, эстакада и т.д.)	Диаметр	Протяженность по участкам (пм)	Протяженно сть общая (пм)	Год постройки
1	Линейное сооружение- сеть теплоснабжения жилого дома 82 по ул. им. С.П.Лысенко, Волгоградская область, г. Волжский	Сеть теплоснабжения четырехтрубная от места врезки в сущ. трубопровод до опуска под землю	2d 89 d 57 d 50	161,51	172,46	2014
		Сеть теплоснабжения четырехтрубная от опуска под землю до ввода в жилой дом	2d 89 d 57 d 50	10,95		

Начальник управления

Е.В. Гиричева

Нина Николаевна Решетникова
21-21-75

Гидравлические режимы тепловых сетей от ВТЭЦ и ВТЭЦ-2

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-23	1	19,95	71,787	51,743
ТК-1	1	19,97	70,504	52,973
ТК-5	1	20	69,912	53,526
ТК-6	1	20,01	69,74	53,681
ТК-7	1	20,01	69,688	53,719
ТК-2	1	19,94	70,317	53,138
ТК-3	1	19,92	70,054	53,371
ТК-4	1	19,92	69,032	54,275
ТК-31	1	19,93	79,674	44,625
ТК-8	1	19,93	79,382	44,892
ТК-9	1	19,91	78,93	45,221
быв. 3ТК-48	1	20,95	118,197	45,729
быв. 5ТК-4	1	20,05	98,551	45,265
14ТК-12	2	19,26	113,85	45,093
ТК-151,ТК-1	2	19,86	117,277	43,048
23ТК-2	2	19,75	117,311	43,034
23ТК-6(ТК-168)	2	19,61	117,274	43,054
УТ-3(22ТК-1)	2	19,31	117,773	42,764
22ТК-8(ТК-7-2)	2	19,19	116,003	43,723
ТК-1а	2	19,37	115,805	43,551
22ТК-18(ТК-10-2)	2	18,99	115,141	44,183
22ТК-22(УТ-25-2)	2	18,78	108,571	47,784
ТК-32	1	20,06	78,834	45,42
ТК-1	1	20,07	78,249	45,985
ТК-2	1	20,05	77,891	46,307
ТК-3	1	20,03	77,531	46,632
ТК-4	1	20	77,097	47,013
ТК-5	1	20,02	77,02	47,201
ТК-9	1	20,1	77,766	46,457
ТК-8	1	20,08	77,17	47,05

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-10	1	20,12	77,477	46,737
TK-11	1	20,11	76,232	47,875
TK-12	1	20,1	75,759	48,3
TK-15	1	20,1	69,811	53,177
TK-16	1	20,08	68,369	54,383
TK-13	1	20,14	76,72	47,49
TK-14	1	20,14	76,221	47,987
TK-7	1	20,07	76,775	47,443
TK-6	1	20,07	76,664	47,553
4TK-2	1	19,99	86,578	38,207
4TK-4	1	20,1	83,085	41,069
4TK-5	1	20,12	82,651	41,428
TK-1	1	19,97	86,269	38,541
TK-2	1	19,96	85,933	38,846
TK-13	1	20,04	79,059	44,93
TK-1	1	20,05	69,73	52,308
TK-2	1	20,07	69,574	52,443
TK-2a	1	20,07	69,524	52,488
TK-3	1	20,09	69,205	52,773
TK-4	1	20,1	69,004	52,961
TK-5	1	20,14	68,695	53,247
TK-6	1	20,16	68,493	53,43
TK-7		20,15		
TK-10	1	20,19	68,307	53,584
TK-9	1	20,18	68,097	53,751
TK-8	1	20,17	68,052	53,77
TK-22	1	20,09	69,501	52,508
TK-23	1	20,08	69,492	52,514
TK-21	1	20,09	69,476	52,53
TK-20	1	20,1	69,37	52,627
TK-19	1	20,12	69,17	52,8
TK-18	1	20,13	69,009	52,932
TK-17	1	20,15	68,791	53,109
TK-16	1	20,17	68,457	53,379
TK-15	1	20,19	68,293	53,519
TK-14	1	20,2	68,215	53,587
TK-13	1	20,21	68,211	53,59
TK-12	1	20,22	68,194	53,605
TK-11	1	20,21	68,121	53,678
TK-12	1	20,03	79,306	44,712
TK-1	1	20,03	66,036	52,04

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-2	1	20,03	65,893	52,15
TK-3	1	20,02	65,725	52,282
TK-4	1	20	65,509	52,454
TK-5	1	19,99	64,598	53,151
TK-6	1	19,98	64,264	53,401
TK-7	1	19,98	64,02	53,584
TK-8	1	19,99	63,91	53,665
TK-9	1	19,99	63,78	53,77
TK-10	1	20	63,694	53,838
TK-11	1	20,01	64,553	53,166
TK-12	1	20,01	64,573	53,149
TK-13	1	20,01	64,715	53,038
TK-14	1			
TK-15	1	20,02	64,906	52,894
TK-16	1	20,04	64,972	52,847
TK-17	1	20,06	65,028	52,807
TK-18	1	20,07	65,149	52,718
TK-22	1	20,03	65,792	52,232
TK-21	1	20,04	65,603	52,381
TK-20	1	20,05	65,451	52,493
TK-19	1	20,06	65,292	52,612
TK-9a	1	20	79,938	44,174
TK-1	1	20	79,205	44,855
TK-2	1	20	78,774	45,285
TK-3a	1	20,01	79,068	44,982
TK-4	1	20,01	79,034	45,012
TK-5	1	20,01	78,702	45,328
TK-19	1	20	78,418	45,55
TK-17	1	20	77,127	46,724
TK-15	1	19,99	76,803	47,016
TK-16	1	19,99	76,691	47,118
TK-14	1	20,01	76,675	47,126
TK-13	1	20,02	74,46	49,289
TK-12	1	20,02	74,491	49,267
TK-11	1	20,02	74,664	49,119
TK-10	1	20,03	75,159	48,668
TK-9	1	20,03	77,006	46,937
TK-8	1	20,03	77,286	46,672
TK-7	1	20,03	77,241	46,714
TK-6	1	20,02	78,042	45,954
TK-29	1	19,92	80,229	44,108

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-11	1	19,94	72,853	50,71
TK-12	1	19,94	71,791	51,61
TK-13	1	19,94	70,532	52,753
TK-14	1	19,93	70,061	53,184
TK-15	1	19,93	69,094	53,961
TK-16	1	19,93	68,676	54,263
TK-17	1	19,94	71,04	52,211
TK-18	1	19,93	70,742	52,429
TK-19	1	19,94	68,856	54,143
TK-20	1	19,93	63,921	58,339
TK-21	1	19,92	63,746	58,477
TK-1	1	19,95	72,696	50,853
TK-2	1	19,95	71,857	51,605
TK-2	1	19,95	71,653	51,798
TK-2a	1	19,95	71,489	51,942
TK-3	1	19,96	71,122	52,28
TK-4	1	19,96	70,971	52,416
TK-5	1	19,96	70,77	52,593
TK-6	1	19,96	70,551	52,786
TK-7	1	19,95	70,401	52,91
TK-8	1	19,97	63,585	58,153
TK-9	1	19,98	63,188	58,487
TK-10	1	19,97	63,033	58,588
TK-1	1	19,91	80,196	44,14
TK-8	1	20,01	80,198	43,944
TK-7a	1	20,02	80,376	43,787
TK-21		20,03		
TK-20	1	20,03	62,408	54,114
TK-8	1	20,03	62,409	54,114
TK-9	1	20,04	62,31	54,174
TK-7	1	20,03	62,614	53,974
TK-6	1	20,03	62,957	53,728
TK-5	1	20,02	63,119	53,612
TK-4	1	20,02	63,477	53,366
TK-3	1	20,02	63,678	53,233
TK-2	1	20,02	63,855	53,112
TK-9	1	20	80,003	44,116
TK-1	1	20,02	63,897	53,083
TK-19	1	20,03	63,516	53,448
TK-18	1	20,04	63,312	53,641
TK-17	1	20,05	63,183	53,762

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-16	1	20,05	62,527	54,41
TK-14	1	20,05	62,362	54,573
TK-15	1	20,05	62,307	54,627
TK-10	1	20,04	62,159	54,254
TK-11	1	20,05	61,355	54,873
TK-12	1	20,06	61,257	54,969
TK-13	1	20,06	62,319	54,616
TK-3	1	20,01	78,596	45,451
4TK-35	1	20,11	74,7	48,026
TK-1A	1	20,1	72,557	49,12
TK-1	1	20,1	70,077	51,209
TK-2	1	20,1	69,142	51,269
4TK-38	1	20,08	74,094	48,518
4TK-38A	1	20,07	74,193	48,437
TK-8	1	20,08	74,026	48,568
TK-7	1	20,09	73,091	49,251
4TK-47A(TK-10)	1	20,18	73,981	48,62
TK-9	1	20,2	73,875	48,685
TK-1	1	19,95	72,655	50,891
TK-3	1	19,95	66,081	51,994
TK-4	1	19,94	65,096	52,878
TK-5	1	19,94	64,063	53,813
TK-6	1	19,94	63,89	53,969
TK-7	1	19,94	63,834	54,019
TK-8	1	19,95	63,622	54,207
TK-9	1	19,95	63,353	54,463
TK-10	1	19,95	62,98	54,809
TK-11	1	19,96	66,658	52,064
TK-12	1	19,96	65,623	52,971
TK-13a	1	19,97	64,325	54,085
TK-13	1	19,97	64,305	54,104
TK-14	1	19,97	64,467	53,98
TK-15	1	19,97	63,33	54,953
TK-17	1	19,97	63,121	55,11
TK-16	1	19,98	62,971	55,287
TK-11	1	19,98	79,841	44,256
TK-29a	1	19,94	81,031	43,369
TK-1	1	19,98	64,617	56,051
TK-2	1	19,98	63,859	56,801
TK-31	1	20,13	75,803	47,107

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-1	1	20,14	75,6	47,236
TK-5	1	20,1	74,585	48,089
TK-1	1	20,11	71,896	50,385
TK-2	1	20,1	70,931	51,222
4TK-7	1	20,19	79,527	44,032
4TK-35A	1	20,1	74,63	48,084
4TK-41	1	20,25	73,933	48,665
TK-23a	1	19,93	71,799	51,732
TK-1	1	19,92	71,017	52,477
TK-2	1	19,92	70,797	52,682
TK-6	1	19,91	70,214	53,274
TK-3	1	19,94	68,731	54,644
TK-4	1	19,99	66,509	56,678
TK-5	1	20	66,177	56,962
TK-7a	1	19,91	70,246	53,191
TK-9	1	19,91	70,336	53,104
TK-10	1	19,9	70,087	53,343
TK-24	1	20,04	78,821	45,412
TK-1	1	20,07	63,871	54,242
TK-2	1	20,06	63,833	54,278
TK-3	1	20,03	63,767	54,341
TK-4	1	20	63,68	54,424
TK-15	1	20,01	63,11	54,811
TK-16	1	20,04	63,128	54,796
TK-20	1	20,09	63,863	54,25
TK-19	1	20,1	63,862	54,251
TK-5	1	20	63,63	54,471
TK-6	1	19,97	63,577	54,521
TK-7a	1	19,94	63,525	54,57
TK-7	1	19,92	63,422	54,666
TK-8	1	19,9	63,341	54,743
TK-9	1	19,89	63,256	54,824
TK-10	1	19,86	62,403	55,669
TK-12	1	19,89	63,245	54,835
TK-11	1	19,88	63,249	54,83
TK-13	1	19,93	63,239	54,84
TK-14	1	19,97	63,088	54,83
TK-17	1	20,07	63,12	54,801
TK-18	1	20,08	63,118	54,802
K-20	1	19,83	72,136	51,418
TK-1	1	19,82	60,176	52,315

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-13	1	19,83	59,399	53,048
TK-12	1	19,83	59,285	53,154
TK-11	1	19,82	59,158	53,272
TK-10	1	19,81	59,063	53,36
TK-9	1	19,81	59,031	53,389
TK-8	1	19,79	58,859	53,545
TK-7	1	19,79	58,828	53,573
TK-6	1	19,79	58,795	53,606
TK-5	1	19,79	58,482	53,915
TK-4	1	19,79	58,48	53,917
TK-3		19,81		
TK-2	1	19,82	60,17	52,32
TK-22	1	19,85	71,985	51,556
TK-1	1	19,84	61,75	52,673
TK-12	1	19,84	61,651	52,751
TK-11	1	19,82	61,296	53,016
TK-2	1	19,84	60,941	53,456
TK-3	1	19,83	59,774	54,579
TK-4	1	19,82	59,631	54,721
TK-6	1	19,81	58,719	55,624
TK-7	1	19,8	58,593	55,747
TK-8	1	19,8	60,483	53,61
TK-11a	1	19,82	61,291	53,019
TK-10	1	19,81	60,662	53,457
TK-9	1	19,81	60,577	53,516
TK-5	1	19,81	59,584	54,772
TK-1	1	19,86	59,772	52,293
TK-3	1	19,87	59,621	52,393
TK-2	1	19,86	54,556	54,442
TK-25	1	19,81	71,542	51,96
TK-1	1	19,8	71,254	52,213
TK-21	1	19,8	70,357	52,952
TK-20	1	19,79	70,231	53,051
TK-22	1	19,77	69,791	53,384
TK-19	1	19,76	69,746	53,42
TK-17	1	19,74	68,435	54,435
TK-16	1	19,74	68,415	54,449
TK-18	1	19,74	68,172	54,655
TK-15	1	19,73	68,384	54,471
TK-2	1	19,8	70,682	52,764
TK-3	1	19,8	70,414	53,02

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-4	1	19,78	69,96	53,446
ТК-5	1	19,77	69,496	53,875
ТК-6	1	19,77	69,258	54,091
ТК-7	1	19,76	69,055	54,281
ТК-8	1	19,75	68,975	54,353
ТК-9	1	19,75	68,946	54,381
ТК-4	1	19,72	85,791	57,185
ТК-5	1	19,72	85,79	57,186
ТК-11	1	19,73	85,772	57,202
ТК-122г	1	19,7	85,794	57,182
ТК-10	1	19,74	85,764	57,21
ТК-12	1	19,73	85,713	57,255
ТК-13	1	19,73	85,666	57,297
ТК-14	1	19,73	68,38	54,474
ТК-1	1	20,05	73,784	48,671
ТК-122в	1	19,7	85,811	57,169
ТК-122б		19,7		
ТК-122е	1	19,66	84,719	57,914
УТ-2	1	19,66	82,391	60,13
ТК-122д	1	19,68	81,384	61,521
ТК-18	1	19,82	72,669	50,931
ТК-19	1	19,82	72,384	51,192
ТК-19а	1	19,83	72,225	51,337
ТК-2	1	19,82	72,015	51,558
ТК-1	1	19,82	72,353	51,223
ТК-1	1	19,8	63,75	54,781
ТК-19	1	19,8	63,534	54,983
ТК-18	1	19,8	63,368	55,138
ТК-17	1	19,8	63,098	55,391
ТК-16	1	19,8	62,977	55,505
ТК-15	1	19,8	62,684	55,786
ТК-14	1	19,79	62,204	56,241
ТК-13	1	19,78	61,815	56,606
ТК-12	1	19,77	61,264	57,123
ТК-11	1	19,76	61,233	57,151
ТК-10	1	19,76	61,045	57,311
ТК-2	1	19,79	63,595	54,928
ТК-3	1	19,78	63,134	55,356
ТК-4	1	19,78	62,658	55,792
ТК-5	1	19,77	61,758	56,656
ТК-6	1	19,76	61,545	56,86

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-7	1	19,76	61,459	56,941
TK-8	1	19,75	61,388	57,011
TK-9	1	19,75	61,159	57,238
TK-1	1	19,81	71,728	51,819
TK-2	1	19,8	71,291	52,229
TK-3	1	19,8	71,138	52,373
TK-1	1	19,79	64,58	54
TK-2	1	19,79	64,458	54,116
TK-25a	1	19,81	71,794	51,731
TK-25б	1	19,81	71,968	51,572
TK-26	1	19,82	72,262	51,303
TK-3	1	19,79	64,279	54,277
TK-4	1	19,79	64,268	54,293
TK-5	1	19,79	63,808	54,711
TK-21	1	19,78	64,02	54,533
TK-20	1	19,77	63,698	54,843
TK-22	1	19,78	63,705	54,812
TK-19	1	19,76	63,269	55,244
TK-18	1	19,75	63,236	55,274
TK-16	1	19,75	63,2	55,305
TK-17	1	19,75	63,026	55,437
TK-15	1	19,74	63,093	55,412
TK-14	1	19,74	63,075	55,429
TK-6	1	19,78	63,515	54,971
TK-6A	1	19,78	63,351	55,088
TK-7	1	19,78	63,422	55,055
TK-8	1	19,77	63,351	55,119
TK-9	1	19,76	62,852	55,58
TK-10	1	19,75	62,517	55,884
TK-11	1	19,75	62,423	55,978
TK-12	1	19,74	62,48	55,916
TK-13	1	19,74	62,414	55,981
TK-1	1	19,85	63,539	54,055
TK-2	1	19,85	62,761	54,782
TK-2	1	19,86	78,831	44,193
TK-3	1	19,84	76,024	46,793
TK-1	1	19,87	79,198	43,848
TK-17	1	19,86	73,293	50,354
TK-4	1	19,84	75,183	47,536
TK-5	1	19,84	74,206	48,395
TK-6	1	19,84	68,007	54,123

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-7	1	19,84	63,196	58,567
ТК-23	1	19,86	61,707	52,825
ТК-22	1	19,86	61,562	52,945
ТК-21	1	19,86	61,536	52,968
ТК-19	1	19,85	61,37	53,114
ТК-18	1	19,84	61,337	53,142
ТК-17	1	19,83	60,919	53,472
ТК-16	1	19,83	60,816	53,553
ТК-15	1	19,83	60,763	53,597
ТК-15а	1	19,83	60,645	53,696
ТК-14	1	19,83	60,578	53,752
ТК-13	1	19,82	60,494	53,817
ТК-7	1	19,82	60,194	54,022
ТК-6	1	19,82	59,224	54,74
ТК-4	1	19,81	59,159	54,779
ТК-3	1	19,81	58,523	55,159
ТК-20	1	19,85	60,166	54,281
ТК-12	1	19,84	59,423	55,008
ТК-11	1	19,85	59,185	55,241
ТК-10	1	19,85	58,729	55,686
ТК-9	1	19,84	58,638	55,776
ТК-8	1	19,84	58,607	55,806
ТК-5	1	19,84	58,518	55,895
ТК-2	1	19,84	59,57	53,834
ТК-1	1	19,85	59,785	53,768
ТК-16	1	19,91	82,649	41,825
ТК-16Б	1	19,9	81,741	42,645
ТК-17Б	1	19,88	80,982	43,331
ТК-1	1	19,9	82,529	41,938
ТК-7	1	19,88	81,255	43,179
ТК-17А	1	19,86	80,619	43,663
ТК-9	1	19,88	64,321	52,246
ТК-8	1	19,89	64,203	52,317
ТК-10	1	19,88	58,065	55,686
ТК-2	1	19,9	70,501	51,268
ТК-3	1	19,9	69,725	51,999
ТК-3А	1	19,9	69,699	52,023
ТК-4	1	19,9	67,984	53,651
ТК-5	1	19,91	67,372	54,216
ТК-6	1	19,89	66,965	54,584
ТК-6	1	20,05	82,519	41,883

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-1a	1	20,06	82,083	42,247
TK-1	1	20,06	59,213	49,711
TK-2	1	20,05	59,105	49,795
TK-15	1	20,05	59,061	49,827
TK-14	1	20,04	59,019	49,857
TK-13	1	20,04	58,988	49,879
TK-12	1	20,04	58,883	49,956
TK-11	1	20,05	58,694	50,095
TK-3	1	20,06	58,812	50,024
TK-4	1	20,07	58,553	50,225
TK-5	1	20,07	58,37	50,369
TK-6	1	20,08	58,279	50,426
TK-7	1	20,08	58,236	50,45
TK-8	1	20,07	58,215	50,496
TK-9	1	20,07	57,703	50,905
TK-10	1	20,06	57,691	50,915
TK-13	1	20,07	60,055	49,07
TK-12	1	20,08	59,795	49,274
TK-11	1	20,09	59,67	49,37
TK-10	1	20,09	59,528	49,475
TK-9	1	20,1	59,461	49,518
TK-8	1	20,1	59,452	49,525
TK-7	1	20,09	59,448	49,527
TK-6	1	20,08	59,363	49,618
TK-5	1	20,07	59,368	49,617
TK-14	1	20,06	59,896	49,205
TK-1	1	20,05	59,696	49,375
TK-2	1	20,06	59,571	49,473
TK-2a	1	20,06	59,569	49,476
TK-3	1	20,06	59,436	49,578
TK-4	1	20,07	59,416	49,59
TK-3	1	19,96	85,74	39,022
TK-4a	1	20,01	84,928	39,759
TK-1	1	20,02	60,834	49,117
TK-12	1	20,02	59,397	50,536
TK-11	1	20,03	58,288	51,631
TK-10	1	20,05	57,998	51,918
TK-9	1	20,05	57,906	52,008
TK-8	1	20,04	57,821	52,092
TK-2	1	20,01	58,602	51,325
TK-3	1	20,01	58,505	51,42

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-4	1	20,02	58,361	51,563
TK-5	1	20,03	58,264	51,659
TK-6	1	20,04	58,149	51,773
TK-7	1	20,04	56,894	53,016
TK-27A	1	20	84,571	40,098
TK-4	1	19,99	67,986	48,006
TK-3	1	20	67,9	48,091
TK-2	1	19,98	67,884	48,107
TK-1	1	19,97	59,863	48,075
TK-10	1	19,96	59,517	48,416
TK-9	1	19,96	59,323	48,608
TK-8	1	19,97	59,005	48,923
TK-7	1	19,98	58,948	48,979
TK-6	1	19,99	67,31	48,677
TK-5	1	19,99	67,758	48,231
TK-27	1	19,99	83,731	40,878
TK-12	1	19,97	72,411	51,51
TK-9	1	19,97	72,274	51,645
TK-8	1	19,98	72,12	51,798
TK-7	1	19,98	63,026	60,745
TK-10	1	19,97	72,21	51,708
TK-11	1	19,96	72,176	51,742
TK-1	1	19,95	61,822	48,022
TK-14	1	19,94	84,868	39,814
TK-2	1	19,94	61,07	48,764
TK-3	1	19,94	60,518	49,318
TK-4	1	19,96	59,934	49,895
TK-5	1	19,96	59,924	49,905
TK-6	1	19,97	59,807	50,02
TK-7	1	20,03	81,019	43,217
TK-1	1	20,02	63,662	50,083
TK-2	1	20,03	58,836	54,481
TK-3	1	20,03	58,231	55,078
TK-4	1	20,02	58,526	54,754
TK-5	1	20,01	57,941	55,259
TK-10	1	20,01	57,016	56,135
TK-9	1	19,99	57,06	56,093
TK-8	1	19,99	57,358	55,8
TK-6	1	20	57,449	55,711
TK-7	1	20	57,375	55,768
TK-15A	1	19,92	83,59	40,972

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-16A	1	19,91	82,013	42,4
TK-28	1	19,95	81,552	42,902
TK-3	1	19,95	63,871	50,002
TK-2	1	19,94	62,923	50,94
TK-1	1	19,93	62,744	51,118
TK-11	1	19,94	63,756	50,115
TK-10	1	19,92	63,58	50,288
TK-9	1	19,92	62,849	51,012
TK-8	1	19,92	61,968	51,884
TK-7	1	19,93	61,651	52,198
TK-6	1	19,94	61,527	52,32
TK-5	1	19,95	61,27	52,574
TK-4	1	19,96	60,422	53,412
TK-3	1	20	59,671	51,313
TK-2	1	20	59,166	51,8
TK-1	1	20	58,834	52,128
TK-1A	1	19,99	58,466	52,491
TK-15	1	19,98	59,146	51,817
TK-16	1	19,97	58,051	52,901
TK-17	1	19,97	57,884	53,067
TK-18	1	19,96	57,955	52,997
TK-4	1	20,01	58,922	51,958
TK-5	1	20,01	58,797	52,065
TK-6	1	20	58,711	52,129
TK-6A	1	20	58,578	52,26
TK-14A	1	19,99	58,2	52,495
TK-14	1	19,99	58,165	52,53
TK-13	1	19,98	58,09	52,603
TK-12	1	19,98	58,05	52,643
TK-11		19,98		
TK-10	1	19,98	58,294	52,561
TK-7	1	20,01	58,542	52,316
TK-8	1	20,01	58,434	52,422
TK-9	1	20	58,385	52,471
TK-4	1	20,01	85,108	39,599
TK-5	1	20,06	84,447	40,183
TK-10	1	19,99	79,921	44,189
TK-15	1	19,93	84,264	40,361
TK-21	1	19,84	72,012	51,531
TK-1	1	19,92	92,77	50,857
TK-13	1	19,89	91,205	52,181

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-3	1	19,91	92,84	50,799
TK-4	1	19,92	92,838	50,799
TK-5	1	19,92	92,88	50,765
TK-6	1	19,92	92,955	50,704
TK-8	1	19,92	93,401	50,343
TK-17	1	19,92	93,215	50,493
TK-16	1	19,92	93,204	50,502
TK-7	1	19,93	93,092	50,592
TK-12	1	19,92	92,932	50,721
TK-11	1	19,9	92,833	50,795
TK-18		19,92		
TK-14	1	19,87	89,361	53,803
TK-15	1	19,87	86,348	55,171
TK-3(9)	1	19,94	93,705	50,099
TK-4(10)	1	19,93	94,004	49,859
TK-103	1	19,91	94,35	49,579
TK-122'	1	19,75	87,589	55,654
TK-1		19,71		
TK-4		19,72		
TK-2	1	19,7	80,905	61,523
TK-3	1	19,68	80,887	61,321
TK-115	1	19,89	94,157	49,754
TK-116a	1	19,87	92,55	51,2
TK-24	1	19,87	92,382	51,359
TK-25	1	19,89	90,842	52,738
TK-23	1	19,86	89,267	54,434
TK-22	1	19,87	88,202	55,48
TK-18	1	19,89	86,547	57,102
TK-19	1	19,89	86,046	57,599
TK-20	1	19,91	85,704	57,938
TK-21	1	19,91	85,501	58,14
TK-17	1	19,88	85,797	57,83
TK-16	1	19,88	85,003	58,619
TK-15	1	19,87	83,918	59,696
TK-117	1	19,84	92,052	51,646
TK-118a	1	19,82	90,673	52,879
TK-118	1	19,82	90,637	52,91
TK-119	1	19,81	90,2	53,302
TK-1	1	19,81	90,186	53,312
TK-2	1	19,83	89,558	53,735
TK-3	1	19,84	89,206	53,973

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-120а	1	19,78	88,968	54,413
ТК-4	1	19,78	88,063	55,304
ТК-5	1	19,79	87,823	55,54
ТК-6	1	19,79	87,312	56,046
ТК-8	1	19,8	86,9	57,164
ТК-9	1	19,8	84,764	59,279
ТК-10	1	19,81	83,042	60,988
ТК-12	1	19,82	81,87	62,149
ТК-13	1	19,84	80,322	63,687
ТК-14	1	19,84	79,833	64,173
ТК-11	1	19,81	82,976	61,054
ТК-113	1	19,59	89,973	51,018
7ТК-11	1	19,59	90,333	50,793
ТК-1	1	19,58	79,579	60,58
ТК-2	1	19,58	79,544	60,594
ТК-3	1	19,56	79,464	60,627
ТК-4	1	19,55	79,431	60,642
ТК-4а	1	19,54	79,421	60,647
ТК-5	1	19,52	79,394	60,661
быв. 7ТК-13	1	19,46	90,207	50,874
ТК-9	1	19,44	77,438	62,44
ТК-8	1	19,47	77,375	62,463
ТК-7	1	19,48	77,347	62,473
ТК-6	1	19,49	77,33	62,479
ТК-10	1	19,44	77,422	62,449
ТК-11	1	19,43	77,334	62,497
ТК-12	1	19,43	77,286	62,519
ТК-13	1	19,42	77,219	62,548
ТК-14	1	19,42	77,207	62,553
ТК-15	1	19,43	77,096	62,589
ТК-16	1	19,43	76,893	62,656
ТК-17	1	19,43	76,771	62,698
ТК-18	1	19,44	76,736	62,707
бывш. 7ТК-9	1	19,66	90,506	50,676
ТК-7р	1	19,51	84,833	55,535
7ТК-10	1	19,61	90,383	50,761
К-104	1	19,72	92,457	49,878
ТК-1	1	19,71	76,657	58,743
ТК-2а	1	19,7	75,636	59,469
ТК-2	1	19,7	75,508	59,561

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-3	1	19,68	74,551	60,218
TK-4	1	19,66	73,892	60,691
TK-5	1	19,65	73,59	60,923
TK-6	1	19,7	75,923	59,286
K-105	1	19,76	91,084	50,93
TK-14	1	19,72	74,758	62,707
TK-7	1	19,72	74,669	62,772
TK-15	1	19,71	74,557	62,832
TK-8	1	19,7	74,23	63,037
TK-16	1	19,69	73,288	63,576
TK-13	1	19,73	77,36	61,028
TK-12	1	19,72	77,146	61,182
TK-11	1	19,71	77,076	61,23
TK-10	1	19,7	77,055	61,245
TK-9	1	19,7	74,132	63,513
TK-111	1	19,57	89,448	51,471
TK-112	1	19,56	89,464	51,46
TK-5	1	19,56	89,462	51,462
TK-7	1	19,5	86,859	53,176
TK-110	1	19,61	89,406	51,422
TK-1	1	19,61	78,606	61,625
TK-2	1	19,59	78,572	61,645
TK-3	1	19,59	78,553	61,656
TK-4	1	19,57	78,543	61,662
TK-109	1	19,65	89,482	51,374
СК	1	19,64	89,479	51,376
УТ-1	1	19,64	89,478	51,377
TK-108	1	19,67	89,663	51,242
УТ-3	1	19,66	89,636	51,253
TK-107	1	19,72	89,84	51,116
TK-6	1	19,66	78,197	61,976
УТ-8	1	19,65	78,148	61,987
TK-4	1	19,72	79,08	62,874
TK-1	1	19,65	89,33	51,505
TK-16	1	19,64	88,955	51,834
TK-1a	1	19,66	88,332	52,336
TK-2	1	19,67	87,61	52,863
K-100	1	19,69	92,817	49,592
TK-3	1	19,71	79,043	60,06
TK-6	1	19,74	74,514	63,424
K-92	1	19,79	94,679	48,244

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-5	1	19,8	77,796	58,8
TK-7	1	19,78	75,378	59,876
TK-4	1	19,78	84,314	58,665
TK-1	1	19,78	82,63	60,191
TK-3	1	19,79	82,37	60,421
TK-6	1	19,79	82,284	60,505
TK-2	1	19,79	82,12	60,686
TK-120	1	19,78	88,867	54,5
TK-1	1	19,77	88,756	54,595
TK-2	1	19,77	88,306	54,961
TK-3	1	19,76	87,48	55,634
TK-3a	1	19,75	87,092	55,938
TK-4	1	19,74	86,741	56,214
TK-1	1	19,77	75,913	60,98
TK-105a	1	19,77	91,047	50,966
TK-2	1	19,77	88,884	53,118
TK-105b		19,8		
TK-106a	1	19,84	94,223	49,335
7TK-14	1	19,42	90,173	50,897
УТ-2	1	19,41	90,165	50,9
УТ-3	1	19,39	90,156	50,903
УТ-4	1	19,39	90,156	50,904
УТ-5	1	19,36	90,154	50,905
УТ-1'	1	19,34	90,115	50,923
УТ-8	1	19,36	90,155	50,904
УТ-10	1	19,43	90,091	50,924
УТ-11	1	19,44	89,995	50,952
TK-106	1	19,84	94,212	49,343
TK-105б	1	19,82	94,037	49,476
TK-4	1	19,82	93,973	49,535
TK-3	1	19,79	93,651	49,806
TK-93	1	19,77	94,487	48,384
TK-94	1	19,73	94,054	48,698
TK-95	1	19,71	92,943	49,506
TK-95'	1	19,71	92,929	49,516
TK-37	1	19,71	82,342	57,971
TK-36a	1	19,7	82,409	57,905
TK-36	1	19,69	82,557	57,763
TK-41	1	19,69	82,508	57,812
TK-35	1	19,68	83,233	57,113
TK-34	1	19,66	83,903	56,467

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-33	1	19,63	82,232	57,92
ТК-26	1	19,58	86,678	54,023
ТК-27	1	19,56	87,372	53,212
ТК-30(ТК-2)	1	19,54	87,527	53,122
ТК-29	1	19,56	87,472	53,154
ТК-28	1	19,56	87,417	53,186
ТК-32	1	19,61	87,128	53,487
ТК-31	1	19,61	87,259	53,366
ТК-41	1	19,53	87,545	53,107
ТК-99а	1	19,56	87,301	53,314
ТК-1	1	19,57	87,227	53,374
ТК-3	1	19,57	87,21	53,389
ТК-1'	1	19,56	87,165	53,4
ТК-2	1	19,56	87,152	53,404
ТК-98	1	19,6	91,315	50,629
ТК-98а		19,6		
ТК-7	1	19,61	90,907	50,952
К-99	1	19,56	87,298	53,316
ТК-4	1	19,57	87,259	53,345
ТК-6	1	19,6	87,245	53,351
ТК-5	1	19,58	87,249	53,349
ТК-98б	1	19,59	90,648	51,032
ТК	1	19,59	90,488	51,096
ТК-42	1	19,49	87,719	52,956
ТК-43	1	19,47	87,966	52,737
ТК-2	1	19,46	81,781	58,867
УТ-5	1	19,47	88,007	52,702
ТК-44	1	19,39	88,483	52,294
ТК-45	1	19,29	88,926	51,916
ТК-46	1	19,47	89,289	51,606
ТК-23	1	19,6	86,716	53,83
ТК-25	1	19,62	85,886	54,547
ТК-21	1	19,58	90,027	51,648
ТК-22	1	19,57	89,795	51,828
ТК-20	1	19,59	90,077	51,611
ТК-19	1	19,6	90,218	51,499
ТК-18	1	19,62	90,501	51,274
ТК-9	1	19,63	89,913	51,725
ТК-10	1	19,64	88,936	52,505
ТК-11	1	19,63	89,446	52,064

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-12	1	19,64	88,853	52,51
ТК-13	1	19,65	87,524	53,556
ТК-14	1	19,66	87,381	53,643
ТК-15	1	19,64	86,992	54,007
ТК-16	1	19,64	86,801	54,161
ТК-17	1	19,65	86,238	54,616
ТК-38	1	19,68	81,782	58,521
УТ	1	19,41	90,019	50,947
7ТК-15	1	19,54	89,471	51,451
УТ-20	1	19,34	90,171	50,897
УТ-21		19,31		
УТ-22		19,32		
УТ-23		19,32		
ТК-39	1	19,67	81,7	58,602
ТК-40	1	19,67	81,382	58,916
ТК-40а	1	19,66	81,177	59,12
ТК-ВТЭЦ38мкр.	2	18,68	84,423	48,961
ТК-2	2	18,64	84,415	48,965
ТК-3 сущ.	2	18,64	84,415	48,965
ТК-4	2	18,63	84,245	49,084
22ТК-37	2	18,83	115,799	43,837
УТ-2(ТК-5)		18,76		
КТ-1	2	18,62	84,414	48,965
КТ-2	2	18,62	84,414	48,965
КТ-3	2	18,61	84,414	48,965
КТ-4	2	18,61	84,414	48,965
КТ-34	2	18,56	84,41	48,966
7ТК-16(УТ-19)	1	19,38	90,172	50,897
УТ-24		19,29		
УТ-31		19,32		
УТ-33		19,35		
УТ-36		19,37		
7ТК-16*(УТ-19*)		19,36		
7ТК-17(УТ-14)		19,33		
УТ-15		19,31		
УТ-16		19,27		

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
УТ-18		19,26		
УТ-25		19,26		
УТ-28		19,25		
УТ-29		19,24		
УТ-30		19,22		
УТ-26		19,24		
УТ-27		19,23		
ТК	2	18,63	84,392	48,969
ТК	2	18,59	84,189	49,013
ТК-22	2	18,7	84,636	48,866
ТК-13	2	18,68	84,97	48,724
ТК-12	2	18,73	85,792	48,363
ТК-11	2	18,74	86,025	48,256
ТК-9	2	18,79	87,081	47,632
ТК-14	2	18,73	84,939	49,101
ТК-15	2	18,72	84,857	49,158
ТК-10	2	18,77	86,778	47,801
ТК-7	2	18,8	87,215	47,554
ТК-8	2	18,82	87,074	47,624
ТК-6	2	18,81	87,401	47,446
ТК-5	2	18,83	87,573	47,346
ТК-4	2	18,83	88	47,101
ТК-16	2	18,82	87,996	47,103
ТК-20	2	18,79	87,973	47,113
ТК-21	2	18,77	87,957	47,125
ТК-3,3'	2	18,86	88,308	46,926
ТК-19	2	18,9	88,244	46,953
ТК-17	2	18,83	88,164	47,032
ТК-2	2	18,86	88,312	46,924
ТК-1	2	18,88	88,373	46,889
22ТК-24(ТК-14-2)	2	18,78	114,97	44,263
22ТК-26		18,9		
22ТК-28		19,07		
УТ-2-3/1	2	18,84	115,799	43,837
УТ-32		19,3		
УТ-34		19,32		
22ТК-30(УТ-29-2)	2	18,73	114,391	44,58
22ТК-29	2	18,65	114,609	44,328

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
22ТК-31(УТ-1-3)		19,04		
ТК-3	1	20,01	81,966	68,726
ТК-2	1	20,01	81,816	68,867
ТК-1	1	19,98	81,755	68,928
К-140(8ТК-6)	2	19,77	113,788	45,189
ТК-9	2	19,8	113,7	45,25
ТК-7	2	19,83	85,805	66,408
ТК-5	2	19,83	85,798	66,415
ТК-6	2	19,83	85,425	66,665
ТК-8	2	19,84	85,649	66,562
ТК-11	2	19,82	85,572	66,638
ТК-12	2	19,83	85,539	66,671
ТК-13	2	19,85	85,517	66,693
ТК-14	2	19,87	85,425	66,783
ТК-15	2	19,88	85,393	66,814
ТК-16	2	19,89	85,372	66,836
ТК-17	2	19,91	85,137	67,067
ТК-18	2	19,93	84,847	67,354
8ТК-1	2	19,88	114,837	44,551
ТК-4	2	19,9	87,315	73,352
ТК-10	2	20,07	114,74	44,406
7ТК-15а	1	19,51	89,547	51,39
ТК-1а	1	19,91	88,839	57,977
ТК-2	1	19,91	88,77	58,026
ТК-20	1	19,91	88,307	58,345
ТК-19	1	19,9	88,7	58,073
ТК-18	1	19,89	88,672	58,091
ТК-3	1	19,92	88,391	58,295
ТК-7	1	19,93	87,42	58,969
ТК-8	1	19,95	85,755	60,098
ТК-9	1	19,95	85,101	60,527
ТК-10	1	19,95	84,463	60,944
ТК-4	1	19,95	87,023	59,264
ТК-5	1	19,97	86,544	59,593
ТК-21	1	19,99	86,163	59,836
ТК-6	1	19,99	85,895	60,022
ТК-15	1	19,87	94,668	48,788
ТК-16	1	19,9	92,603	50,472
ТК-17	1	19,85	93,505	49,733
ТК-14	1	19,9	79,754	59,942

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-13	1	19,91	79,733	59,956
ТК	1	19,99	83,16	61,832
ТК-11	1	19,93	83,011	61,857
ТК-12	1	19,92	82,912	61,911
ТК-2	2	19,89	76,854	59,89
ТК-1	2	19,95	76,679	59,979
14ТК-3	2	19,88	114,91	44,494
ТК-3	2	19,88	76,879	59,88
ТК-4	2	19,86	76,632	59,984
ТК-5	2	19,82	76,456	60,066
ТК-20	2	18,78	108,513	47,817
ТК-1	2	18,72	108,37	47,902
ТК-2	2	18,7	76,646	58,763
ТК-3	2	18,69	76,614	58,783
ТК-4	2	18,68	76,582	58,797
ТК-5	2	18,66	76,568	58,803
ТК-6	2	18,64	76,514	58,822
ТК-7	2	18,64	76,186	59,06
ТК-3	2	19,3	77,219	61,395
ТК-2	2	19,32	77,274	61,363
ТК-1	2	19,33	77,328	61,33
8ТК-9	2	19,4	113,573	45,252
ТК-4	2	19,26	76,523	61,961
ТК-6	2	19,23	76,805	61,71
ТК-5	2	19,21	76,738	61,771
ТК-7	2	19,19	76,678	61,827
ТК-8	2	19,18	76,677	61,827
ТК-9	2	19,16	76,469	61,946
ТК-19	2	18,79	108,455	47,848
ТК-18	2	18,82	108,18	47,994
ТК-10	2	18,82	108,16	48,005
ТК-9	2	18,9	107,582	48,327
ТК-3	2	18,93	107,431	48,397
22ТК-16	2	18,97	115,804	43,833
ТК-2		18,95		
ТК-4	2	18,92	82,903	58,943
ТК-5	2	18,89	82,87	58,959
ТК-21(ТК-5')	2	18,88	82,822	58,989
ТК-17	2	18,75	82,204	59,066
ТК-6	2	18,87	82,787	58,988

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-7	2	18,85	82,744	59,003
ТК-8	2	18,82	82,722	59,015
ТК-11	2	18,81	82,762	58,849
ТК-22(ТК-11*)	2	18,8	82,679	58,888
ТК-12	2	18,79	82,531	58,955
ТК-13	2	18,77	82,467	58,979
ТК-14	2	18,75	82,411	58,999
ТК-15	2	18,72	82,237	59,055
ТК-23	2	18,69	82,116	59,081
ТК-24	2	18,69	82,062	59,086
ТК-16	2	18,73	82,23	59,057
8ТК-4	2	19,73	114,638	44,668
8ТК-5	2	19,75	113,926	45,097
8ТК-8	2	19,45	113,586	45,245
ТК-1	2	19,75	79,713	64,181
ТК-3	2	19,59	80,169	69,529
ТК-6	2	19,68	80,169	69,532
ТК-2	2	19,7	81,289	68,416
ТК-4	2	19,68	80,939	68,766
ТК-5	2	19,64	80,532	69,166
ТК-8	2	19,47	113,47	45,307
ТК-14	2	19,47	113,449	45,319
ТК-7	2	19,48	113,13	45,475
ТК-13	2	19,49	113,109	45,484
14ТК-9	2	19,44	113,913	45,049
КТ-1	2	19,41	113,571	45,253
ТК-12	2	19,43	113,568	45,254
КТ-2	2	19,42	113,561	45,258
ТК-5	2	19,43	113,519	45,284
ТК-11	2	19,48	80,407	69,583
ТК-10	2	19,49	80,124	69,861
ТК-1	2	19,58	69,809	60,509
ТК-2	2	19,59	69,805	60,51
ТК-6р	1	19,45	80,9	59,439
УТ-10		19,43		
ТК-3	2	19,39	113,56	45,259
ТК-12р	1	19,37	80,893	59,444
ТК-8р		19,39		
ТК	1	19,47	80,901	59,439
ВТЭЦввод 30 мкр.	2	19,18	117,382	42,981

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-9	2	19	116,537	43,369
ТК-8	2	19	90,941	75,131
ТК-5	2	18,97	82,914	72,231
ТК-10	2	18,93	89,982	76,366
ТК-6	2	18,96	82,795	72,343
ТК-7	2	18,91	81,682	73,369
ТК-4	2	18,97	82,835	72,308
2 ввод 30 мкр.	2	19,14	117,306	43,026
ТК-3	2	19,1	79,077	62,833
ТК-11	2	19,09	78,774	63,293
ТК-2	2	19,09	78,861	63,051
23ТК-11	2	19,54	116,619	43,242
ТК-1	2	19,52	87,485	69,436
ТК-2	2	19,48	87,205	69,711
ТК-3	2	19,45	86,411	70,491
ТК-4	2	19,4	85,511	71,383
23ТК-12	2	19,44	116,037	43,444
ТК-5	2	19,4	90,313	79,945
ТК-6	2	19,41	90,198	80,054
ТК-13	2	19,4	90,192	80,061
ТК-7	2	19,38	89,928	80,314
ТК-8	2	19,39	89,827	80,414
ТК-19	2	19,41	89,566	80,672
ТК-10	2	19,35	89,445	80,771
ТК-11	2	19,34	89,317	80,889
ТК-12	2	19,26	88,196	81,707
УТ-4	2	19,31	88,892	81,31
УТ-1	2	19,34	89,311	80,895
УТ-2	2	19,35	89,247	80,958
УТ-3	2	19,35	89,103	81,101
ТК-9	2	19,36	89,922	80,32
ТК-14(9*)	2	19,33	89,873	80,368
ТК-1	1	19,4	80,515	57,789
ТК-48	1	19,52	89,37	51,537
УТ-2	1	19,45	89,193	51,688
УТ-3	1	19,49	89,13	51,742
УТ-1	1	19,49	89,127	51,744
ТК-9	2	19,51	117,132	43,139
ТК-10	2	19,47	117,117	43,15
ТК-11	2	19,43	117,109	43,155

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-8	2	19,5	83,309	64,961
TK-7	2	19,51	83,165	65,092
TK-6	2	19,51	82,891	65,341
TK-4	2	19,5	82,62	65,602
TK-5	2	19,48	82,134	66,07
TK-3	2	19,53	82,733	65,432
TK-12	2	19,65	117,033	43,099
23TK-9(К-157)	2	19,65	117,152	43,037
TK-1	2	19,61	85,591	69,244
TK-2	2	19,62	85,528	69,305
21TK-4	2	19,59	117,73	42,795
23TK-10	2	19,6	117,169	43,027
TK-13	2	19,66	115,517	44,143
TK-17	2	19,61	82,866	71,978
УТ-2	2	19,62	82,411	72,429
TK-82А	1	19,82	90,095	50,952
TK-4	1	19,83	90,002	51,026
TK-3	1	19,83	89,893	51,106
TK-1	1	19,85	87,308	53,208
TK-2	1	19,88	84,5	55,656
TK-15	2	19,8	117,536	42,922
TK-14	2	19,81	117,548	42,91
21TK-8А(УТ-1)	2	19,76	117,569	42,891
TK-17	2	19,59	117,799	42,76
21TK-3	2	19,56	117,813	42,747
TK-18	2	19,57	117,762	42,794
TK-6	2	19,43	79,429	61,43
14TK-11	2	19,34	113,857	45,088
TK-9	2	19,34	78,339	59,34
TK-10	2	19,33	78,318	59,352
TK-11	2	19,32	78,304	59,357
TK-7	2	19,31	78,298	59,364
TK-8	2	19,29	78,263	59,379
TK-12	2	19,28	113,784	45,141
TK-20	2	19,27	77,269	59,27
TK-13	2	19,27	77,249	59,283
TK-14	2	19,26	77,188	59,324
TK-15	2	19,3	113,63	59,3
TK-16	2	19,27	79,072	59,466
TK-18	2	19,26	79,058	59,476

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-17	2	19,27	79,002	59,515
TK-19	2	19,29	78,377	59,96
14TK-7	2	19,4	113,615	45,188
TK-1	2	19,37	81,368	59,37
TK-21	2	19,28	79,268	59,579
TK-22	2	19,28	79,177	59,584
TK-2	2	19,39	81,313	59,397
TK-3	2	19,39	81,302	59,409
TK-5	2	19,4	79,308	61,482
TK-4	2	19,39	79,427	61,431
TK-7	2	19,44	113,912	45,049
14TK-5	2	19,51	113,96	45,02
14TK-6a	2	19,42	113,705	45,143
TK-23	2	19,44	113,51	45,222
TK-24	2	19,44	113,514	45,221
TK-8	2	19,41	75,263	59,489
TK-4	2	19,4	74,622	59,835
TK-5	2	19,42	74,441	59,909
TK-6	2	19,44	74,386	59,928
TK-9	2	19,45	74,334	59,944
TK-10	2	19,47	74,311	59,947
TK-7	2	19,45	75,133	59,551
TK-3	2	19,46	75,111	59,562
TK-2	2	19,51	74,901	59,665
TK-20	2	19,61	74,75	59,762
TK-1	2	19,54	74,889	59,671
14TK-4	2	19,6	114,123	44,933
TK-21	2	19,59	114,07	44,963
TK-18	2	19,59	77,588	57,59
TK-17	2	19,58	77,565	57,603
TK-19	2	19,57	77,307	57,758
TK-16	2	19,55	77,32	57,74
TK-15	2	19,54	77,177	57,827
TK-14	2	19,52	77,119	57,856
TK-13	2	19,51	76,736	58,031
TK-12	2	19,62	76,019	58,515
TK-11	2	19,64	75,051	59,171
TK-22	2	19,59	74,175	59,756
УТ-1	2	19,59	73,45	60,367
TK-5	2	19,87	89,856	57,87
TK-18	2	19,86	89,633	57,955

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-6	2	19,85	89,527	57,996
TK-7	2	19,82	89,146	58,309
TK-8	2	19,8	88,773	58,605
TK-4	2	19,84	89,443	58,022
TK-1	2	19,75	89,271	58,074
TK-2	2	19,73	89,234	58,085
TK-3	2	19,71	89,212	58,091
TK-11	2	19,7	88,864	58,179
TK-10	2	19,69	88,913	58,166
TK-15	2	19,71	89,024	58,157
TK-12	2	19,71	88,81	58,193
TK-13	2	19,71	88,311	58,333
TK-14	2	19,72	88,204	58,361
TK-16	2	19,7	83,665	71,925
TK-17	2	19,68	83,458	72,13
TK-9	2	19,8	85,783	72,304
опуск	2	19,84	116,928	43,196
TK-12	2	19,62	117,227	43,076
TK-13	2	19,63	74,625	51,63
TK-11	2	19,63	74,62	51,632
TK-10	2	19,61	74,433	51,741
TK-5	2	19,68	74,592	51,639
TK-14	2	19,67	74,426	51,719
TK-15	2	19,69	74,356	51,749
TK-16	2	19,74	74,153	51,852
TK-2	2	19,78	75,884	48,25
TK-3	2	19,75	75,701	48,337
TK-4	2	19,7	75,259	48,593
TK-6	2	19,66	74,337	49,147
TK-7	2	19,64	74,013	49,351
TK-8	2	19,66	73,794	49,437
TK-9	2	19,67	73,739	49,457
TK-13	1	19,88	82,879	57,88
TK-11	1	19,91	82,419	58,051
7TK-3(К-141)	1	19,86	93,759	48,464
TK-12	1	19,91	82,63	58,038
TK-10	1	19,91	82,497	58,125
TK-9	1	19,96	81,968	58,468
TK-8	1	19,97	81,887	58,522
TK-7	1	19,98	81,767	58,601

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-18a	1	19,86	94,836	47,933
TK-18	1	19,88	83,875	68,881
СК-1	1	19,84	94,306	48,347
СК-2	1	19,84	94,277	48,37
TK-20	1	19,77	92,489	49,331
TK-19	1	19,8	92,322	49,486
7TK-4(К-173)	1	19,76	92,53	49,293
TK-17	1	19,89	83,701	68,986
TK-16	1	19,92	81,135	70,301
TK-15	1	19,94	80,169	70,732
TK-14	1	19,96	79,95	70,821
TK-1	1	19,98	80,978	53,98
5TK-5a	1	20,01	97,581	46,014
TK-2	1	19,99	80,889	54,025
TK-3	1	20	80,799	54,068
TK-1	2	19,35	115,765	43,57
TK-2	2	19,29	115,583	43,655
TK-3	2	19,28	115,558	43,663
TK-15	2	19,23	115,267	43,823
TK-9(1a)	2	19,33	89,143	79,296
TK-10	2	19,36	89,008	79,43
TK-11	2	19,38	88,938	79,498
TK-13	2	19,25	90,159	76,162
TK-12	2	19,27	90,12	76,198
TK-29(12a)	2	19,27	90,117	76,201
TK-14	2	19,23	90,154	76,17
TK-23	2	19,16	88,085	78,217
TK-22	2	19,23	89,986	76,326
TK-18	2	19,16	88,93	77,3
TK-17	2	19,18	75,592	53,365
TK-19	2	19,14	91,119	79,512
TK-5	2	19,28	90,208	78,885
TK-6	2	19,28	89,867	79,218
TK-7	2	19,3	89,487	79,59
TK-8	2	19,32	88,973	80,093
TK-24	2	19,12	90,802	79,828
ИТП	2	19,18	90,119	80,506
TK-20	2	19,18	89,996	80,628
TK-21	2	19,19	89,976	80,647
УТ-4				

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-4	2	19,22	90,232	78,861
TK-28	2	19,22	90,204	78,889
TK-1	2	18,72	80,718	58,452
TK-2	2	18,71	80,692	58,47
TK-5	2	18,74	80,597	58,522
TK-3	2	18,69	80,575	58,545
TK-4	2	18,66	80,444	58,629
TK-6	2	18,65	79,922	58,909
TK-10	2	18,66	80,156	58,842
TK-15	2	18,68	79,459	59,436
TK-7	2	18,64	80,397	58,659
TK-11	2	18,65	80,377	58,669
TK-16	2	18,61	80,376	58,669
TK-12	2	18,67	80,225	58,746
TK-13	2	18,66	80,134	58,8
TK-14	2	18,7	79,928	58,875
TK-20	2	18,76	78,892	59,144
TK-21	2	18,75	78,586	59,251
TK-8	2	18,62	80,314	58,722
TK-9	2	18,62	80,304	58,726
TK-17	2	18,61	80,219	58,795
TK-18	2	18,59	80,207	58,802
TK-19	2	18,57	80,195	58,81
TK-22	2	18,6	114,438	44,359
TK-23	2	18,59	114,399	44,365
TK-24	2	18,57	114,243	44,395
TK-25	2	18,54	113,961	44,444
22TK-20	2	18,9	110,69	46,632
TK-1	2	18,89	80,889	58,89
TK-2	2	18,83	80,646	59,04
22TK-21A	2	18,81	109,082	47,501
TK-12	2	18,79	109,079	47,501
TK-3	2	18,82	80,527	59,112
TK-5	2	18,82	80,486	59,132
TK-6	2	18,82	80,418	59,168
TK-9	2	18,85	80,402	59,176
TK-11	2	18,8	80,282	59,235
TK-7	2	18,86	80,361	59,199
TK-8	2	18,84	80,354	59,203
TK-4	2	18,8	80,431	59,176
TK-10	2	18,7	80,231	59,313

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
22ТК-14	2	19,11	115,818	43,822
ТК-19(1')	2	19,1	115,806	43,829
ТК-20	2	19,1	115,796	43,834
ТК-1	2	19,06	115,691	43,889
ТК-2	2	19,11	89,053	71,906
ТК-3	2	19,1	88,989	71,957
ТК-6	2	19,02	115,632	43,918
ТК-9	2	19,05	115,53	43,969
ТК-7	2	19,01	115,561	43,954
ТК-21	2	18,98	115,483	43,996
ТК-4	2	19,03	89,979	75,081
ТК-5	2	19,03	89,916	75,135
ТК-10	2	19,03	90,965	77,651
ТК-18(11)	2	19,02	90,678	77,934
ТК-11	2	19	90,848	77,766
ТК-12	2	18,99	90,836	77,778
ТК-13	2	19	90,507	78,104
ТК-22	2	18,92	87,661	72,33
ТК-8	2	18,92	87,654	72,337
22ТК-21	2	18,84	109,599	47,219
ТК-15	2	18,85	109,54	47,236
ТК-16	2	18,91	110,639	46,661
УТ-1	2	18,91	110,145	47,084
УТ-2	2	18,9	109,824	47,39
ТК-17	2	18,91	110,623	46,664
ТК-1	1	19,76	85,748	57,411
ТК-2	1	19,77	85,369	57,672
ТК-2А	1	19,77	85,077	57,951
ТК-3	1	19,78	84,714	58,297
ТК-5	1	19,77	83,676	59,327
ТК-6	1	19,76	83,005	59,993
ТК-7	1	19,75	82,271	60,722
ТК-8	1	19,74	81,059	61,923
ТК-9	1	19,73	80,498	62,478
ТК-10	1	19,71	80,417	62,559
ТК-16	1	19,73	86,282	56,784
ТК-15	1	19,74	85,125	57,669
ТК-14	1	19,75	84,157	58,36
ТК-11	1	19,76	83,999	58,465
ТК-12	1	19,75	83,818	58,579
ТК-21	1	19,74	83,342	58,945

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
TK-13	1	19,74	82,59	59,693
TK-22	1	19,72	82,623	59,189
TK-17	1	19,73	84,869	58,183
TK-18	1	19,72	84,36	58,688
TK-19	1	19,71	82,999	60,036
TK-20	1	19,69	81,063	61,966
5TK-10	1	19,85	95,145	47,908
5TK-11	1	19,82	95,029	47,992
TK-89	1	19,75	90,109	50,941
TK-10	1	19,65	79,519	60,768
TK-9	1	19,66	79,496	60,772
TK-8	1	19,65	79,491	60,774
TK-7		19,64		
TK-1	1	19,63	78,876	63,084
TK-2	1	19,63	78,35	63,418
TK-3	1	19,58	79,362	62,744
TK-5	1	19,57	89,07	51,735
TK-6A	1	19,61	77,596	63,935
TK-16	2	19,05	114,454	44,941
22TK-176	2	19,03	115,227	44,173
TK-26	2	19,32	112,888	45,813
TK-27	2	19,31	112,834	45,86
TK-25	2	19,24	112,173	46,429
TK-12	1	20,27	73,518	49,052
УТ-1А(ТК-3)	1	20,37	118,238	45,69
УТ-2	1	20,34	118,284	45,647
УТ-3	1	20,35	118,307	45,626
TK-1	2	19,26	117,475	42,951
TK-2	2	19,21	117,268	43,068
TK-11	2	19,29	88,243	68,869
TK-10	2	19,29	88,178	68,925
TK-9	2	19,29	88,164	68,937
TK-14	2	19,27	88,097	68,991
TK-15	2	19,2	87,901	69,091
TK-16	2	19,2	87,899	69,092
TK-17	2	19,31	88,156	68,963
TK-18	2	19,33	87,533	69,576
TK-26	2	19,35	86,967	70,138
TK-19	2	19,36	86,951	70,154
TK-20	2	19,22	90,55	74,083

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-3	2	19,22	91,05	73,598
ТК-4	2	19,28	89,607	75,02
ТК-5	2	19,16	85,104	66,778
ТК-23(5')	2	19,16	85,031	66,851
ТК-12	2	19,18	83,245	68,618
ТК-13	2	19,2	83,126	68,735
ТК-6	2	19,17	85,128	66,67
ТК-7	2	19,14	84,615	67,173
ТК-8	2	19,15	84,531	67,256
ТК-8'(25)	2	19,15	84,455	67,33
23ТК-3	2	19,75	117,31	43,035
ТК-1		19,97		
4ТК-12	1	20	89,84	66,967
ТК-1	1	20,49	118,825	45,15
Насосная база	1	20,14	95,126	53,916
7ТК-6	1	19,73	92,252	49,483
23ТК-1	2	19,79	117,37	43,006
ТК-2	1	19,95	94,321	49,601
УТ-1	1	20,1	73,685	48,978
УТ-2	1	20,12	71,264	51,393
22ТК-17а	2	19,17	115,621	43,931
ТК-6	1	19,67	81,506	62,921
ТК-6'	1	19,68	81,579	62,875
ТК	1	20,43	111,405	52,116
ТК	1	20,48	110,203	53,218
ТК	2	18,97	116,843	43,423
УТ-1	1	19,76	81,757	62,76
ТК-2	1	19,96	85,912	38,866
ТК-6	1	19,73	81,702	62,794
ТК-7	1	19,72	81,654	62,825
СК-1	1	19,7	81,62	62,847
ТК-5	1	19,63	81,464	62,942
ТК-4	1	19,6	81,408	62,972
ТК-2	1	19,55	81,258	63,051
ТК-2А	1	19,55	81,253	63,054
бывш. 4ТК-36	1	20,09	74,415	48,258
5ТК-8	1	19,92	96,378	46,939
УТ-19		18,54		
УТ-20		18,53		
УТ-21		18,52		

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
УТ-22		18,51		
УТ-62		18,49		
УТ-63		18,48		
УТ-24		18,49		
УТ-25		18,49		
УТ-26		18,51		
УТ-27		18,51		
УТ-64		18,48		
УТ-55		18,48		
УТ-56		18,46		
УТ-44		18,52		
УТ-13		18,56		
УТ-52		18,51		
УТ-50		18,55		
УТ-57		18,43		
УТ-58		18,42		
УТ-42		18,54		
УТ-45		18,52		
УТ-54		18,5		
УТ-51		18,52		
УТ-16		18,58		
УТ-10		18,59		
УТ-15		18,58		
УТ-6		18,62		
УТ-11		18,58		
УТ-14		18,57		
УТ-7		18,62		
УТ-5		18,6		
УТ-47		18,56		
УТ-41		18,56		
УТ-40		18,56		
КТ-33	2	18,57	84,412	48,966
ТК	2	19,65	113,203	46,297
УТ-3	2	19,47	113,299	45,263
УТ-4	2	19,45	113,37	45,248
21ТК-3А	2	19,58	117,749	42,783
22ТК-15	2	19	115,806	43,831
6ТК-6	2	20,06	115,299	44,285
ТК-15	2	19,55	117,352	42,95
ТК-16	2	19,58	116,503	43,791
ТК-21	2	19,32	117,665	42,849

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-22	2	19,28	117,531	42,921
ТК-24	2	19,17	84,852	67,03
22ТК-23а	2	18,83	115,011	44,244
22ТК-13		19,36		
8ТК-7	2	19,71	114,588	44,694
ТК-13	1	20,25	73,625	48,919
ТК-14	1	20,31	73,578	48,965
ТК-15	1	20,33	73,557	48,986
ТК-5	1	20,11	73,118	49,595
ТК-4	1	20,12	73,028	49,685
ТК-2	1	20,12	75,024	47,759
ТК-6	1	20,11	73,272	49,439
ТК-3	1	20,12	72,652	50,059
ТК-14Б	1	20	57,859	52,604
4ТК-6	1	20,2	80,365	43,34
ТК-5	1	19,91	93,647	49,828
ТК-17	1	19,88	94,55	49,138
быв. 6ТК-4	1	20,05	96,951	46,343
ТК-82	1	19,82	95,019	47,999
ТК-122а	1	19,67	86,854	56,273
ТК-123	1	19,66	86,846	56,279
ТК-124	1	19,64	86,843	56,281
ТК-125	1	19,62	86,839	56,285
ТК-126	1	19,6	86,834	56,289
ТК-1	1	19,96	85,919	38,859
опуск	1	20,33	100,529	61,5
опуск	1	20,34	100,213	61,812
12ТК-6	1	20,35	100,094	61,93
УТ-2	2	19,83	111,487	48,829
ТК	1	20,93	117,94	45,986
ТК-2	1	20,49	118,819	45,156
УТ-1	2	19	116,981	43,293
УТ-2	2	19,01	116,961	43,312
ТК	1	19,85	93,609	48,564
ТК-1	1	19,29	89,653	51,22
4ТК-3	1	20,07	83,625	40,606
7ТК-2	1	19,93	94,546	47,939
5ТК-5	1	20,01	97,906	45,766
5ТК-7	1	19,94	96,691	46,698
5ТК-6	1	19,98	97,295	46,235

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
5ТК-9	1	19,89	96,169	47,103
5ТК-12	1	19,85	95,075	48,052
24ТК-1	2	20,36	119,292	42,061
УТ-4	1	19,54	89,423	51,492
опуск	2	19,54	113,738	45,162
опуск	2	19,52	113,699	45,183
К-14	1	20,71	114,873	47,482
н.о.-10	1	20,89	116,612	45,872
н.о.-16	1	20,11	94,225	57,569
опуск	1	19,82	93,07	48,929
опуск	1	19,86	93,686	48,513
7ТК-7	1	19,67	90,59	50,619
верт. комп. ч/з дорогу	1	21,11	119,14	45,015
верт. комп. ч/з дорогу	1	21,08	118,986	45,213
опуск	1	20,33	100,273	61,752
н.о.-9	1	20,96	120,303	43,762
н.о.-6(22ТК-4)	2	19,42	117,082	43,138
22ТК-40(УТ-2)	2	18,59	114,364	44,582
ТК-1(УТ-3)	2	18,54	114,318	44,587
ТК-2(УТ-4)	2	18,53	114,268	44,59
ТК-3(УТ-5)	2	18,52	114,246	44,591
УТ	1	19,44	89,784	51,016
УТ-1	1	19,39	90,134	50,91
УТ	1	19,42	90,093	50,924
ТК-17	2	19,75	75,699	48,338
ТК-16	2	19,48	117,119	43,149
7ТК-19(УТ-9.4)		19,45		
УТ-11		19,32		
УТ-12		19,32		
7ТК-18(УТ-9.6)		19,36		
УТ-1	1	19,36	90,135	50,904
22ТК-39(УТ-1)	2	18,65	114,371	44,581

Наименование узла	Номер источника	Геодезическая отметка, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м
ТК-1	1	19,92	96,376	46,94
ТК-122	1	19,75	87,632	55,615
7ТК-5	1	19,74	92,274	49,468
ТК-14	2	18,99	90,476	78,134



АДМИНИСТРАЦИЯ
ГОРОДСКОГО ОКРУГА – ГОРОД ВОЛЖСКИЙ
ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

**УПРАВЛЕНИЕ АРХИТЕКТУРЫ
И ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВА**

Ленина пр., д. 19, г. Волжский,
Волгоградская область, 404130
Тел. (8-8443) 21-22-52, тел./факс (8-8443) 42-13-22
ОКПО 22389292, ОГРН 1023402020113
ИНН/КПП 3435110090/343501001
E-mail: uaig@admvol.ru

Председателю комитета по обеспечению
жизнедеятельности города
администрации городского округа –
город Волжский Волгоградской области

Ю.В. Орлову

Уважаемый Юрий Викторович!

Рассмотрев Ваше обращение о предоставлении информации для актуализации схемы теплоснабжения городского округа – город Волжский Волгоградской области сообщаем следующее.

В соответствии с подразделом 3.9.3. «Теплоснабжение» Городского Положения от 05.12.2007 № 274-ВГД «Генеральный план городского округа - город Волжский Волгоградской области (основные положения о территориальном планировании)» (далее Генплан) предусмотрены следующие мероприятия.

Для обеспечения эффективной работы систем теплоснабжения города и улучшения состояния окружающей среды Генеральным планом определены следующие основные направления:

- поэтапная замена морально и физически устаревшего оборудования на основных источниках на автоматизированные котлоагрегаты нового поколения с высокими техническими и экологическими характеристиками;
- использование автономных теплогенераторов современных модификаций для 100-процентного теплоснабжения существующих и перспективных потребителей I категории (больницы с операционными, детские дома, интернаты, дома престарелых и т.д.), предусмотреть резервные переемы между тепломагистралями от ВТЭЦ-1, ВТЭЦ-2;
- строительство новых и замена изношенных теплосетей;
- организация учета тепла у потребителя.

Покрытие тепловых нагрузок в городе Волжском на период 2006 - 2022 гг. будет обеспечиваться от двух крупных источников тепловой энергии - ТЭЦ-1, ТЭЦ-2. В связи с размещением перспективных объектов жилого и общественного назначения в ж.р. Краснооктябрьский (пос. Краснооктябрьский) предусматривается:

- теплоснабжение перспективных зданий и существующих объектов (зона действия котельных № 1, № 3, № 4) от реконструируемых котельных № 1, № 3, № 4 в связи с присоединением к ним перспективной тепловой нагрузки;
- теплоснабжение дома-интерната для престарелых от реконструируемой котельной № 4 (основной источник), резервное теплоснабжение - от реконструируемой котельной № 3.

В районах малоэтажной и коттеджной застройки организация теплоснабжения предусматривается от автономных источников тепла, работающих на газе.

Кроме того строительство микрорайонов №№ 41, 42, 42а, 49, 50 не планируется, т.к. в соответствии с Картой функциональных зон Генплана, территория, на которой предполагалось размещение указанных микрорайонов, из зоны жилой застройки переведена в производственно-

деловую зону.

На территории бывшего жилого района № 14 (29, 34, 35, 36, 39, 40, 43, 44, 45 мкр.) в настоящее время осуществляется строительство жилого района городского округа-город Волжский Волгоградской области в границах красных линий пр. им. Ленина – ул. Медведева – верхняя бровка откоса реки Ахтуба – ул. Оломоуцкая. В соответствии с документацией: «Проект планировки и межевания жилого района городского округа – город Волжский Волгоградской области в границах красных линий пр. им. Ленина – ул. Медведева – верхняя бровка откоса реки Ахтуба – ул. Оломоуцкая», утвержденной постановлением администрации городского округа – город Волжский Волгоградской области от 29.12.2014 № 9974, обеспечение теплоснабжения указанного жилого района – 79 Гкал/ч предусматривается от отдельно стоящей локальной газовой котельной и локальных источников теплоснабжения (газовые термоблоки).

В соответствии с информацией, содержащейся в письме от 25.07.2016 № 06/5264-сп, на территории кварталов А, Б, В, Г, Д, Е отсутствуют многоквартирные дома, отнесенные к ветхим или аварийным.

Кроме того на площади Труда в настоящее время не планируется строительство объекта: Ледовый дворец. Территория, на которой ранее планировалось строительство Ледового дворца, в настоящее время занята многоквартирными домами, расположенными по адресам: бульвар Профсоюзов, 19, 19а, 19 б. Указанные многоквартирные дома введены в эксплуатацию.

Информация о планируемых ежегодных приростах нагрузок на отопление и ГВС потребителей в распоряжении управления архитектуры отсутствует.

Начальник управления

И.А. Поступаев

Владимир Евгеньевич Бондаренко
21-22-60

15/3058-сп