



**Схема теплоснабжения
города Волгодонска
на период 2021 – 2040 гг.
(актуализация на 2022 год)**

Обосновывающие материалы

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



РАЗРАБОТЧИК:

Генеральный директор
ООО «Невская Энергетика»

УТВЕРЖДАЮ:

Директор
МКУ «Департамент строительства
и городского хозяйства»

_____ Е.А. Кикоть

_____ А.М. Маркулес

«__» _____ 2021 г.

«__» _____ 2021 г.

Схема теплоснабжения города Волгодонска на период 2021 – 2040 гг. (актуализация на 2022 год)

Обосновывающие материалы

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

г. Санкт-Петербург

2021 год



СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, включают следующие главы:

- Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения";
- Глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения";
- Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения города";
- Глава 4 "Существующее и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей";
- Глава 5 "Мастер-план развития систем теплоснабжения города";
- Глава 6 "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах";
- Глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии";
- Глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей";
- Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»;
- Глава 10 "Перспективные топливные балансы";
- Глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения";
- Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию ";
- Глава 13 "Индикаторы развития систем теплоснабжения города";
- Глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия";
- Глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций";
- Глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения";
- Глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения".

Оглавление

СОСТАВ ДОКУМЕНТА.....	3
Оглавление	4
Определения.....	9
Перечень принятых обозначений.....	11
Глава 1.СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	12
Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	12
Часть 2. Источники тепловой энергии	17
1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования	17
1.2.1.1. Волгодонская ТЭЦ-2.....	17
1.2.1.2. Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	34
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	49
1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности	49
1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.....	51
1.2.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	51
1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).....	52
1.2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	56
1.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования	57
1.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	57
1.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	61
1.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	62
1.2.12. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, которые отнесены к	

объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	62
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	63
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения	63
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе	64
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким условиям	66
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	98
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов	98
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	99
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети ...	102
1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей	103
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет	107
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей	108
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	111
1.3.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	116
1.3.13. Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения – плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	122
1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	126

1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	126
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	126
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	128
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	129
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	130
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	130
1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	131
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	134
Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	135
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	138
1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	138
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	141
1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	142
1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	144
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	145
1.5.6. Описание сравнения величин договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	148
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.....	149
1.6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии	149
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии	151

1.6.3.	Описание гидравлических режимов, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю	153
1.6.4.	Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения	153
1.6.5.	Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	154
Часть 7.	Балансы теплоносителя	155
Часть 8.	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	159
1.8.1.	Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	159
1.8.2.	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	161
1.8.3.	Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки	164
1.8.4.	Описание использования местных видов топлива	164
1.8.5.	Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	165
1.8.6.	Описание преобладающего в городе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городе	165
1.8.7.	Описание приоритетного направления развития топливного баланса города ...	165
Часть 9.	Надежность теплоснабжения	166
1.9.1.	Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей	166
1.9.2.	Частота отключений потребителей	166
1.9.3.	Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения	166
1.9.4.	Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)	166
1.9.5.	Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации	

от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"	168
1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.....	168
Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	169
Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	179
1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет	179
1.11.2. Описание структур цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	181
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения.....	182
1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	182
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города.....	183
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	183
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения города (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	184
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	185
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	186
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	186

Определения

В настоящей главе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок
Тепловая мощность (далее - мощность)	Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени
Потребитель тепловой энергии (далее потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в

Термины	Определения
энергии	эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения

Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	БМК	Блочно-модульная котельная
2	ВПУ	Водоподготовительная установка
3	ГВС	Горячее водоснабжение
4	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
5	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
6	ИП	Инвестиционная программа
7	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
8	МК, КМ	Муниципальная котельная
9	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
10	НВВ	Необходимая валовая выручка
11	НДС	Налог на добавленную стоимость
12	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
13	НС	Насосная станция
14	НТД	Нормативная техническая документация
15	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
16	ОВ	Отопление и вентиляция
17	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
18	ПИР	Проектные и изыскательские работы
19	ПНС	Повысительно-насосная станция
20	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
21	ППУ	Пенополиуретан
22	СМР	Строительно-монтажные работы
23	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
24	ТЭ	Тепловая энергия
25	ХВО	Химводоочистка
26	ХВП	Химводоподготовка
27	ЦТП	Центральный тепловой пункт
28	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения г. Волгодонск

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

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

Город Волгодонск в настоящее время является крупным промышленным и научным центром юго-востока Ростовской области.

В границах муниципального образования «город Волгодонск» свою деятельность в рамках централизованного снабжения тепловой энергией осуществляют следующие организации:

- Общество с ограниченной ответственностью «Волгодонские тепловые сети» (далее – ООО «Волгодонские тепловые сети»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Волгодонская тепловая генерация» (далее – ООО «Волгодонская тепловая генерация»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Волгодонская ТЭЦ-1» (далее – ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»). Ранее услуги теплоснабжения предоставляла организация ООО «ТЭЦ-1».

Основным видом деятельности ООО «Волгодонские тепловые сети» является обеспечение бесперебойного теплоснабжения потребителей города Волгодонска. Потребителями тепловой энергии являются население, бюджетные и муниципальные предприятия, а также промышленные потребители. На балансе предприятия находятся магистральные и внутриквартальные тепловые сети в границах жилой и социально-административной постройки города, за исключением сетей старой части города, эксплуатируемых ООО «Волгодонская ТЭЦ-1».

Теплоснабжение г. Волгодонска осуществляется централизованно от двух источников тепловой энергии - Волгодонской ТЭЦ-2, состоящей на балансе ООО «Волгодонская тепловая генерация», и котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1», находящейся в эксплуатации ООО «Волгодонская ТЭЦ-1». Отпуск тепловой энергии осуществляется на нужды отопления, вентиляции, горячего водоснабжения (далее - ГВС), а также для покрытия технологических нагрузок промышленных предприятий.

Во избежание банкротства ООО «ТЭЦ-1», собственником имущества ООО «ЮСКОМ», принято решение о передачи имущества в аренду новой организации ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» (дата регистрации организации - 16.07.2019 г.).

Теплоснабжение потребителей Старого города осуществляет ООО «Волгодонская ТЭЦ-1», в эксплуатации которого находится как источник теплоснабжения - котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1», так и тепловые сети от него.

Волгодонская ТЭЦ-2 осуществляет теплоснабжение Юго-западного района, Нового города и промышленной зоны.

В настоящее время, теплоснабжение потребителей на нужды ГВС в летний период осуществляется на Волгодонской ТЭЦ-2 и котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1». Подпитка системы теплоснабжения на нужды горячего водоснабжения потребителей и технологические потери теплоносителя осуществляется системой водоподготовки, установленной на Волгодонской ТЭЦ-2.

Общие сведения об основных источниках теплоснабжающих организаций по состоянию на 01.01.2021г. представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Общие сведения об основных источниках г. Волгодонска (по состоянию на 01.01.2021г.)

Наименование населенного пункта	Наименование системы теплоснабжения	Наименование источника теплоснабжения	Фактическая установленная тепловая мощность источника	Располагаемая тепловая мощность источника
			Гкал/ч	Гкал/ч
г. Волгодонск	СЦТ-1	ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	100	100
		Волгодонская ТЭЦ-2	670	600
		Источники тепловой энергии других ЭСО	0	0
Всего по ЭСО (ТСО)			770	700

Перечень индивидуальных источников теплоснабжения, расположенных на территории города, представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень индивидуальных источников теплоснабжения на территории МО

№ п/п	Адрес	Источник теплоснабжения	Наименование управляющей организации
МКД с общедомовыми котельными			
1	ул. Весенняя, д.4	общедомовая котельная	ООО «ЖЭК-3»
2	пер. Вокзальный, д. 56	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
3	пер. Вокзальный, д. 58	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
4	ул. Волгодонская, д. 10	общедомовая котельная	ООО «ЖРЭУ-5»
5	ул. Волгодонская, д. 26	общедомовая котельная	ТСН- «ТСЖ Роза ветров»
6	ул. Гагарина, д.24 строение 1	общедомовая котельная	ТСН «ЭКОПАРК 1»
7	ул. Дружбы, д. 12а	общедомовая котельная	ООО «Энергосбережение»
8	ул. Дружбы, д. 5б	общедомовая котельная	ООО «МГС-Сервис»
	ул. Дружбы, д. 5б строение 1		ТСЖ «Квант»
	ул. Дружбы, д. 5б строение 2		ТСЖ «Квант»
9	ул. Кадолина, д.15	общедомовая котельная	ООО «ЖРЭУ-5»
10	ул. К. Маркса, д. 12 корпус 1	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
	ул. К. Маркса, д. 12 корпус 2		
11	просп. Курчатова, 22 а	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
12	просп. Курчатова, 45	общедомовая котельная	
13	ул. Ленинградская, д. 9 в	общедомовая котельная	ООО «УК МОЙ ДОМ»
14	ул. М.Горького, д. 7	общедомовая котельная	ООО «Первая оконная ЖЭК»
15	ул. М.Горького, д. 11	общедомовая котельная	ООО «Волгодонская управляющая компания»
16	просп. Мира, д. 60а	общедомовая котельная	ООО УК «РиСОЖ-2»
17	просп. Мира, д. 60е	общедомовая котельная	ООО УК «РиСОЖ-2»
18	просп. Мира, д. 60/11	общедомовая котельная	ООО УК «РиСОЖ-2»
19	ул. Молодежная, д. 1б строение 1	общедомовая котельная	ООО «УК МОЙ ДОМ»
	ул. Молодежная, д. 1б строение 2		
20	ул. Портовая, д. 2	общедомовая котельная	ООО «ЖРЭУ-5»
21	ул. Степная, д. 75	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
22	ул. Степная, д. 77	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
23	ул. Степная, д. 79	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
24	ул. Степная, д. 79а	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
25	ул. Степная, д. 86	общедомовая котельная	ТСЖ «Степная 86»
26	ул. Энтузиастов, д. 8	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
27	ул. Энтузиастов, д. 8а	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
МКД с индивидуальными котлами			
1	ул. Волгодонская, д. 24 б	индивидуальные котлы	ООО УК «РиСОЖ-2»
2	ул. Гагарина, д. 15	индивидуальные котлы	ТСН «Гагарина 15»
3	ул. Гагарина, д. 24 строение 2	индивидуальные котлы	ТСН «ЭКОПАРК 1»
4	просп. Курчатова, д. 36 ж	индивидуальные котлы	ООО «УЮТ-1»
5	ул. Ленинградская, д.9	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
6	ул. Ленинградская, д. 9 Б	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-ЖЭК-2»
7	ул. Ленинградская, д.9 г	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
8	ул. Маршала Кошевого, д.25 строение1	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-Жэк-2»
9	ул. Маршала Кошевого, д.25 строение 2	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-Жэк-2»
10	ул. Маршала Кошевого, д.25 строение 3	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-Жэк-2»
11	ул. Маршала Кошевого, д.51	индивидуальные котлы	ООО «Уют»
12	просп. Мира, д. 31б строение 1	индивидуальные котлы	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
13	просп. Мира, д. 31б строение 2	индивидуальные котлы	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
14	просп. Мира, д. 60в	индивидуальные котлы	ООО «УЮТ-1»
15	просп. Мира, д. 60в корпус 1	индивидуальные котлы	ООО «УК МОЙ ДОМ»
16	просп. Мира, д. 60д	индивидуальные котлы	ООО УК «РиСОЖ-2»

№ п/п	Адрес	Источник теплоснабжения	Наименование управляющей организации
17	ул. М. Горького, д. 153а	индивидуальные котлы	ООО «УЮТ-2»
18	ул. Молодежная, д. 1в	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
19	ул. Молодежная, д. 1г	индивидуальные котлы	ООО УК «РиСОЖ-2»
20	ул. Пионерская, д. 136/5	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
21	ул. Советская, д. 12а	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»
22	ул. Солнечная, д. 1	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»
23	ул. Степная, д. 67а	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»
24	ул. Степная, д. 77а	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»
МКД с печным отоплением			
1	ул. Морская, д. 17в	печное отопление	непосредственная форма управления

Границы зон действия основных источников теплоснабжения на территории Муниципального образования представлены на рисунке 1.

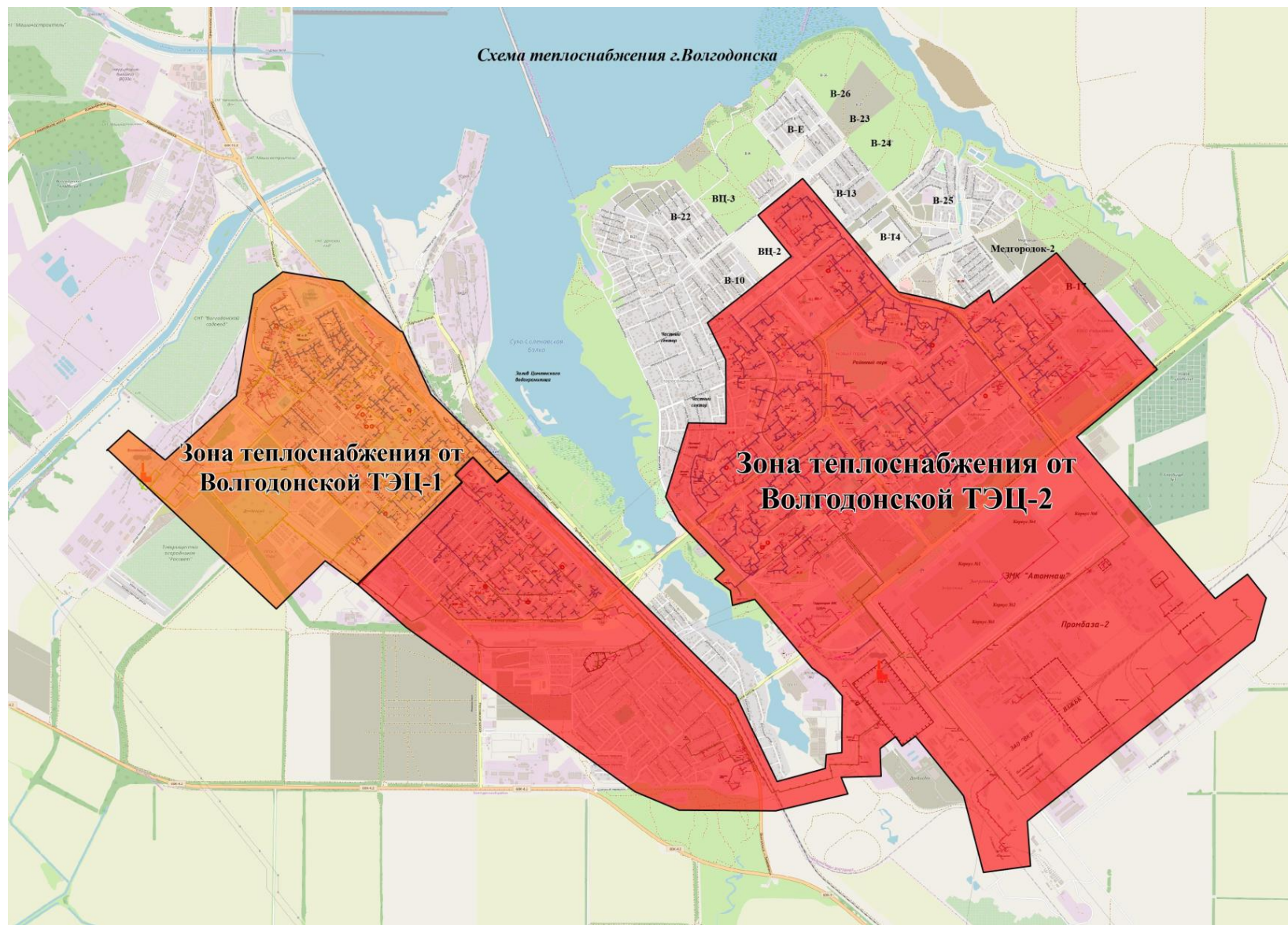


Рисунок 1. Зоны действия источников теплоснабжения

Часть 2. Источники тепловой энергии

1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

1.2.1.1. Волгодонская ТЭЦ-2

Волгодонская ТЭЦ-2 – является источником комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Волгодонская ТЭЦ-2 построена по проекту «ГЛАВНИИПРОЕКТа» и Всесоюзного государственного научно-исследовательского и проектно-конструкторского института «ВНИПИЭНЕРГОПРОМ», Северо-западное отделение, г. Ленинград.

Общий вид Волгодонской ТЭЦ-2 представлен на рисунке 2.



Рисунок 2. Внешний вид Волгодонской ТЭЦ-2

Установленная тепловая мощность Волгодонской ТЭЦ-2 по состоянию на 01.01.2021г. составляет 670 Гкал/ч.

Краткая история источника

Волгодонская ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию в декабре 1977 года с пуском первого энергоблока 60 МВт. Турбоагрегаты № 2 и № 3 мощностью 110 МВт были введены в июне 1979 года и в августе 1980 года. Турбоагрегат № 4 мощностью 140 МВт - в 1989 году.

Перечень установленного на Волгодонской ТЭЦ-2 энергетического оборудования представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень энергетического оборудования Волгодонской ТЭЦ-2 (по состоянию на 01.01.2021г.)

Вид оборудования	Тип, марка
Турбины:	2хТ-110/120-130 № 2, 3
	ПТ-140/165-130/15 № 4
Котлы:	
- энергетические:	5хБКЗ-420-140-НГМ

В 2012 году была завершена реконструкция 274-метровой дымовой трубы №2.

Технические характеристики турбоагрегатов

В связи с истощением паркового ресурса турбоагрегата ПТ-60-130-13 (ст.№1) Волгодонской ТЭЦ-2, с 01.01.2021г. данное оборудование источника было выведено из эксплуатации.

1. Турбина типа Т-110/120-130 (№ 2, 3):

Завод-изготовитель – ПО ТМЗ.

Турбина рассчитана на работу со следующими параметрами пара:

- давление перед турбиной – 130 кгс/см²;
- температура пара перед турбиной – 555 °С;
- диапазон изменения давления в верхнем теплофикационном отборе – 0,6 - 2,5 кгс/см²;
- диапазон изменения давления в нижнем теплофикационном отборе – 0,5 - 2,0 кгс/см²;
- давление пара в конденсаторе – 0,05 кгс/см²;
- номинальный расход пара на турбину составляет – 470 т/ч, максимальный – 485 т/ч.

Максимальный отпуск тепла на одноступенчатом подогреве сетевой воды – 160 Гкал/ч, на двухступенчатом режиме – 180 Гкал/ч.

Конденсатор типа КГ2-6200-111 с площадью поверхности охлаждения 6220 м² и расчетным расходом охлаждающей воды – 16000 м³/ч.

2. Турбина типа ПТ-140/165-130/15 (№ 4):

Завод-изготовитель – ПО ТМЗ.

Турбина рассчитана на работу со следующими параметрами пара:

- давление перед турбиной – 130 кгс/см²;
- температура пара перед турбиной – 555 °С;
- давление в производственном отборе – 10 - 18 кгс/см²;
- диапазон изменения давления в верхнем теплофикационном отборе – 0,6 - 2,5 кгс/см²;
- диапазон изменения давления в нижнем теплофикационном отборе – 0,5 - 2,0 кгс/см²;
- давление пара в конденсаторе – 0,064 кгс/см²;
- номинальный расход пара на турбину составляет – 750 т/ч, максимальный – 760 т/ч.

Максимальный отбор пара на производство – 415 т/ч, максимальный отбор тепла на теплофикацию - 115 Гкал/ч.

Конденсатор типа К2-6000-1 с площадью поверхности охлаждения 6000 м² и расчетным расходом охлаждающей воды – 12400 м³/ч.

В 2007 – 2008 году на турбоагрегате проведена реконструкция проточной части низкого давления. Заводом изготовителем пересчитана и изменена конструкция проточной части низкого давления:

- заменен дефектный ротор ЧНД;
- уменьшено количество ступеней (24 ступени вместо 25);
- изменена высота рабочих лопаток последней ступени (660 мм. вместо 830 мм.);
- в связи с изменением высоты лопаток последней ступени для изменения

направления потока пара вместо диафрагмы установлен диффузор.

Основные технические характеристики турбоагрегатов, конденсаторов и циркуляционных насосов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные характеристики турбоагрегатов Волгодонской ТЭЦ-2

№ п/п	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, МВт		Параметры свежего пара		Расход свежего пара, т/ч		Отбор П						Отбор Т			
			Номинальная	Максимальная	Давление, кгс/см²	Температура, °C	Номинальная	Максимальная	Давление, кгс/см²	Производительность				Давление, кгс/см² (ВТО/НТО)	Производительность			
										Номинальная		Максимальная			Номинальная		Максимальная	
										Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч
1	Т-110/120-130	1979	110	120	130 (125)	555 (545)	470	485	-	-	-	-	-	(0,6-2,5)/(0,5-2)	-	-	НТ 160 ВТ 175	НТО 290 ВТО 320
2	Т-110/120-130	1980	110	120	130 (125)	555 (545)	470	485	-	-	-	-	-	(0,6-2,5)/(0,5-2)	-	-	НТ 160 ВТ 175	НТО 290 ВТО 320
3	ПТ-140/165-130/15	1990	140	165	130 (125)	555 (545))	750	760	16	-	-	260	415	(0,6-2,5)/(0,5-2)	-	-	115	210

Продолжение таблицы 4

№ п/п	Тип, модификация	Конденсатор				Насосная НС-1				Насосная НС-2			
		Тип	Ном. расход пара, т/ч	Пов. охлаждения, м ²	Расч. кол-во л. воды, м ³ /ч	Тип	Количество	Подача, м ³ /ч	Напор, м.вод.ст.	Тип	Количество	Подача, м ³ /ч	Напор, м.вод.ст.
1	Т-110/120-130	КГ-2-6200-111	350	6220	16000	Д12500-24	4	12500	24	Д12500-24-У3	3	12500	24
2	Т-110/120-130	КГ-2-6200-111	350	6220	16000								
3	ПТ-140/165-130/15	К2-6000-1	350	6000	12400								

Технические характеристики котлов

Энергетические котлы

Котел БКЗ-420-140 НГМ производства Барнаульского котельного завода. Котел газомазутный с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, работающий под наддувом.

Характеристика: паропроизводительность котла – 420 т/ч, газоплотный, одnobарабанный, вертикально – водотрубный, с естественной циркуляцией.

Объем призматической топочной камеры открытого типа равен 1427 м³. На фронтальной стене топочной камеры расположены в 2 яруса восемь газомазутных унифицированных горелок ПО «Сибэнергомаш» (котлы ст.№ 1, 2, 3) на котле №4 установлены газомазутные прямоточно-вихревые горелки типа ГМПВ-40 (Экотоп), на котле № 5 установлены горелки типа ГМУ-45-11 производства завода «Ильмарине». Горелки рассчитаны на раздельное сжигание мазута и природного газа.

Для питания котлов используются пять питательных насосов типа ПЭ-580-185 производительностью 580 м³/ч, напором 185 кгс/см², мощностью электродвигателя 4000 кВт и частотой вращения 2985 об/мин.

Основные технические характеристики энергетических котлоагрегатов, установленных на Волгодонской ТЭЦ-2, приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные характеристики котлоагрегатов Волгодонской ТЭЦ-2

Станционный номер	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель	Производительность, т/ч, (Гкал/ч ПВК), ном/макс	Параметры пара за котлом		Проектное топливо					ВГД			Дымосос			Дутьевой вентилятор			
					Давление, кгс/см²	Температура, °C	Бассейн, месторождение	Q ^p _н	A ^p	W ^p	С ^p	Расход на котел, т/ч/ тыс.м³/ч	Тип	Количество	Производительность, м³/ч	Тип	Количество	Производительность, м³/ч	Тип	Количество	Производительность, м³/ч
Котлы энергетические																					
1	БКЗ-420-140-НГМ	31.12.1977	БКЗ	420/450	140	560	Мазут М-100, газ	9400 (7950)	0,3 ·	3	2,2	28,5/30,2	ВГД-17	2	10950	ДОД-28,5 ГМ	1	61400	ВДН-25*2	1	43700
2	БКЗ-420-140-НГМ	30.06.1979	БКЗ	420/450	140	560	Мазут М-100, газ	9400 (7950)	0,3 ·	3	2,2	28,5/30,2	ВГД-17	2	10950	ДОД-28,5 ГМ	1	61400	ВДН-25*2	1	43700
3	БКЗ-420-140-НГМ	10.08.1980	БКЗ	420/450	140	560	Мазут М-100, газ	9400 (7950)	0,3 ·	3	2,2	28,5/30,2	ВГД-17	2	10950	ДОД-28,5 ГМ	1	61400	ВДН-25*2	1	43700

Станционный номер	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель	Производительность, т/ч, (Г кал/ч ПВК), ном/макс	Параметры пара за котлом		Проектное топливо						ВГД			Дымосос			Дутьевой вентилятор		
					Давление, кгс/см²	Температура, °C	Бассейн, месторождение	Q ^p , т/ч	A ^p	W ^p	Σ ^p	Расход на котел, т/ч/ тыс.м³/ч	Тип	Количество	Производительность, м³/ч	Тип	Количество	Производительность, м³/ч	Тип	Количество	Производительность, м³/ч
4	БКЗ-420-140-НГМ	31.12.1986	БКЗ	420/450	140	560	Мазут М-100, газ	9400 (7950)	0,3 -	3	2,2	28,5/30,2	ВГД-17	2	10950	ДОД-28,5 ГМ	1	61400	ВДН-25*2	1	43700
5	БКЗ-420-140-НГМ	31.12.1989	БКЗ	420/450	140	560	Мазут М-100, газ	9400 (7950)	0,3 -	3	2,2	28,5/30,2	ВГД-17	2	10950	ДОД-28,5 ГМ	1	61400	ВДН-25*2	1	43700

Основные характеристики оборудования теплофикационной части Волгодонской ТЭЦ-2 приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные характеристики теплофикационного оборудования

№ п.п.	Наименование оборудования	Тип	Поверхность теплообмена, м²	Производительность по воде, т/ч, по теплу, Гкал/ч	Количество, шт.
Бойлеры					
1.	Сетевые подогреватели: Вертикальные Горизонтальные ОБ 1, 2 ПБ – 4а, 4б; ПБ ПВК	ПСВ-200-13-23 ПСГ-	200	Д = 1800/Q = 57,5	2
		2300-(ТГ 2, 3)	2300	Д = 3500/Q = 87,5	4
		ПСГ-1300-(ТГ 4)	1300	Д = 2300/Q = 57,5	2
		ПСВ-500-3-23	500	Д = 1800/Q = 60,0	2
		ПСВ-500-14-23	500	Д = 1800/Q = 75,0	3
Насосное оборудование					
2.	Сетевые насосы	СЭ 1250-140	-	Д = 1250	4
		№№ 1, 2, 3, 4		Д = 2500	6
		СЭ 2500-180			
		№№ 5, 6, 9, 10, 11, 12			

Время нахождения в работе, в резерве и время, потраченное на ремонт основного оборудования в отчетном году, представлено в таблицах 7 - 8.

Таблица 7 – Время нахождения в работе, в резерве и время на ремонт основного котельного оборудования в 2020 году

Наименование оборудования	Пуски	Работа, ч	Резерв, ч	Кап. ремонт, ч	Средний ремонт, ч	Текущий ремонт, ч	Аварийный ремонт, ч	Консервация, ч
Котел №1	10	2720	5488	0	0	576	0	0
Котел №2	7	1667	7117	0	0	0	0	0
Котел №3	9	4779	2901	0	0	1104	0	0
Котел №4	7	3182	5026	0	0	576	0	0
Котел №5	9	4073	4087	0	0	0	0	0

Таблица 8 – Время нахождения в работе, в резерве и время на ремонт основного турбинного оборудования в 2020 году

Наименование оборудования	Пуски	Работа, ч	Резерв, ч	Кап. ремонт, ч	Средний ремонт, ч	Текущий ремонт, ч	Аварийный ремонт, ч	Консервация, ч
ТГ-1	6	4317	3732	0	0	735	0	0
ТГ-2	15	4254	4272	0	0	258	0	0
ТГ-3	10	2330	6262	0	0	192	0	0
ТГ-4	3	1160	7432	0	0	192	0	0

Топливоснабжение

Основным топливом для первой очереди Волгодонской ТЭЦ-2 (энергетические котлы № 1, 2, 3) установлен топочный мазут.

В письме Госплана СССР № АЛ-633/13-651 от 01.11.1983 г. «О топливном режиме Волгодонской ТЭЦ-2» указывалась возможность использования природного газа на указанной части Волгодонской ТЭЦ-2 в связи с необходимостью сокращения расхода мазута и неполной загруженностью газопровода по согласованию с Министерством экономического развития.

Для расширяемой части (третьей очереди) Волгодонской ТЭЦ-2 (энергетические котлы № 4, 5) в качестве основного топлива определен природный газ. Резервным топливом является топочный мазут - письмо Госплана СССР № АЛ-602/13-436 от 15.09.1981г. «О топливном режиме Волгодонской ТЭЦ-2».

Реальная обеспеченность Волгодонской ТЭЦ-2 природным газом ограничена пропускной способностью двух газопроводов диаметром 325 мм. ГРС г. Волгодонска - Волгодонская ТЭЦ-2, от которых газом снабжаются также г. Волгодонск и его промышленная зона, которая составляет до 95 тыс. м³/ч, а при пиковых значениях пропускной способности достигает 105 тыс. м³/ч.

Один газопровод, протяженностью 6559 м и диаметром 325 мм, является собственностью ООО «Волгодонская тепловая генерация», введен в эксплуатацию в 1995 г., а второй принадлежит АО «Волгодонскмежрайгаз». Техническое обслуживание газопроводов на договорных условиях осуществляет АО «Волгодонскмежрайгаз».

Доставка мазута на Волгодонскую ТЭЦ-2 осуществляется в железнодорожных цистернах. Для приемки, хранения и подготовки мазута к сжиганию предусмотрено мазутное хозяйство, состоящее из:

- двух сливных эстакад на 64 цистерны;
- двух подземных железобетонных емкостей по 1000 м³ каждая;
- двух наземных металлических резервуаров емкостью по 20000 м³ каждый;
- мазутонасосной с пятью насосами 1 подъема (2×НК-200/120-70 и 3×6НК1) и семью насосами 2 подъема (2×НПС-65/35 и 5×НПС-120/750).

Условия технического водоснабжения

Система технического водоснабжения Волгоградской ТЭЦ-2 состоит из двух насосных станций (ЦНС-1, ЦНС-2) и трех башенных градирен.

Система водоснабжения ЦНС-1 - оборотная с двумя башенными градирнями типа БГ-1600-70-1 площадью орошения по 1600 м² каждая с расчетной производительностью по 16400 м³/ч, четырьмя циркуляционными насосами типа Д-12500-24 и двумя насосами теплового режима типа 400 Д-190 Ф.

Система водоснабжения ЦНС-2 оборотная с одной башенной градирней проекта ЛО института «Теплоэлектропроект» площадью орошения 2300 м² и расчетной производительностью 22000 м³/ч, тремя циркуляционными насосами типа Д-12500-24 УХЛ-4 и тремя насосами технической воды.

Основной потребитель ЦНС-1 – конденсаторы турбин ПТ-60-130 ст. № 1, Т-110/120-130 ст. № 2 и Т-110/120-130 ст. № 3.

Основной потребитель ЦНС-2 – конденсатор турбины ПТ-140/165-130/15 № 4.

Возможна работа обоих ЦНС по следующим схемам:

Схема 1

Система водоснабжения: от ЦНС-1 на конденсатор ТГ ПТ-60-130 ст. № 1, конденсатор ТГ Т-110/120-130 ст. № 2, конденсатор ТГ Т-110/120-130 ст. № 3. Система водоснабжения: от ЦНС-2 - на конденсатор ТГ ПТ-140/165-130/15 ст. № 4.

Схема 2

Система водоснабжения: от ЦНС-1 на конденсатор ТГ ПТ-60-130 ст. № 1, конденсатор ТГ Т-110/120-130 ст. № 2, половину конденсатора ТГ Т-110/120-130 ст. № 3. Система водоснабжения: от ЦНС-2 - на конденсатор ТГ ПТ-140/165-130/15 ст. № 4 и половину конденсатора ТГ Т-110/120-130 ст. № 3.

Схема 3

Система водоснабжения: от ЦНС-1 на конденсатор ТГ ПТ-60-130 ст. № 1, конденсатор ТГ Т-110/120-130 ст. № 2. Система водоснабжения: от ЦНС-2 на конденсатор ТГ ПТ-140/165-130/15 ст. № 4 и конденсатор ТГ Т-110/120-130 ст. № 3.

Фактический охлаждающий эффект градирен №№1,2 хуже нормативных значений на 1,6-2,6 °С. Для приведения градирен №№1,2 в состояние близкое к нормативным характеристикам, а также с целью снижения ограничений

располагаемой электрической мощности, необходимо выполнить модернизацию градирен №№1, 2.

На станции установлены узлы учета расхода хозяйственной и технической воды – ультразвуковые расходомеры-счетчики жидкости US800: 3 прибора учета на трубопроводах хозяйственной воды ХПВ 1, ХПВ 2 и ХПВ 3; 2 прибора – на трубопроводах технической воды.

В состав каждого ультразвукового расходомера-счетчика жидкости US800 входят:

- электронный измерительный блок №2811 с исполнением 33-А-Р;
- ультразвуковой преобразователь расхода (УПР).

Дата выпуска счетчиков (дата поверки) - 09.08.2018г.; межповерочный интервал – 4 года.

Особенности тепловой схемы станции

На Волгодонской ТЭЦ-2 предусмотрена тепловая схема с поперечными связями.

Перегретый пар после котлов поступает в общий коллектор, затем пар распределяется между работающими турбоагрегатами.

Пар на собственные нужды обеспечивается производственными отборами турбоагрегатов ст. № 1, 4 (при выводе в резерв турбоагрегатов ст. № 1, 4 - от БРОУ 140/15).

В отопительный период используется пар верхних теплофикационных отборов. При похолоданиях имеется возможность включения в пиковом режиме ПСВ-500 в качестве 2-й ступени теплофикации.

Система теплофикации - с открытым водоразбором. В летний период используется одноступенчатая схема подогрева сетевой воды с отбором пара от нижних теплофикационных отборов турбин.

Охлаждение конденсаторов турбоагрегатов осуществляется одновременным пропуском оборотной воды через основные пучки и подпиточной воды (питьевого качества) через встроенные пучки конденсаторов.

Регенеративная подогревательная установка каждой турбины состоит из трех ПВД, одного деаэратора 6 ата (для ТГ ст. № 4 предусмотрено два деаэратора) и четырех ПНД.

Для питания котлов используются пять питательных насосов типа ПЭ-580-185 производительностью 580 м³/ч, напором 185 кгс/см², мощностью электродвигателя 4000 кВт и частотой вращения 2985 об/мин.

Система теплоснабжения Волгодонской ТЭЦ-2 включает в себя:

- тепловые выводы (I т.в., II т.в., ЮЗР) с трубопроводами прямой, обратной сетевой воды, подкачивающую насосную станцию (ПНС), подогреватели сетевой воды турбин главного корпуса, сетевые насосы водогрейной котельной, сетевой подогреватель ПСВ - 500 водогрейной котельной, а также оборудование схемы подпитки тепловой сети к которому относятся:

- насосы сырой воды водогрейной котельной ст. № 1, 2, 3, 4, 5 с хозяйственными трубопроводами В-4 (два трубопровода), В-31 (один трубопровод);

- встроенные пучки конденсаторов турбин;

- трубопроводы подпиточной воды;

- оборудование объединенного вспомогательного корпуса (ОВК) баки декарбонизированной воды, НДВ в количестве 4 шт.;

- деаэраторы ст. № 1, 2, 3, 4, 5, эжекторы ст. № 1, 2, 3, 4, 5 на водогрейной котельной;

- подогреватели (ПСВ-200, 2ПСВ-200) греющей воды и ПСВ-500 (при работе только на греющую воду);

- насосы подпиточной воды ст. № 1, 2, 3, 4, 5 ВК;

- регулирующие насосы ВК ст. № 1, 2 (РН) и ПНС ст. № 1, 2, 3 (РНП);

- аккумуляторные баки ст. № 1, 3, 4.

В отопительном режиме сетевая вода из тепловых сетей города через трубопроводы I т.в., II т.в., ЮЗР поступает на насосы ПНС, туда же подается подпитка насосами НПВ. После насосов ПНС сетевая вода с давлением 5 - 8 кгс/см² поступает на ПСГ ТГ-2,3,4, основные бойлеры (ОБ) ТГ-1, пиковые бойлеры (ПБ) ТГ-4.

Пройдя подогреватели главного корпуса, сетевая вода поступает на сетевые насосы (СН) на промышленной площадке Волгодонской ТЭЦ-2. Сетевые насосы прокачивают сетевую воду через напорный коллектор, из которых вода далее через перепуск поступает в коллектор сетевой воды I, II вывода и ЮЗР.

В летний период ПНС не работает, поэтому обратная сетевая вода от I и II теплового вывода не поступает на насосы ПНС. Минуя насосы ПНС, обратная сетевая вода подается на подогреватели главного корпуса (ОБ, ПСГ, ПБ). Дальнейшая работа схемы аналогична зимнему режиму.

В главном корпусе существует возможность перепуска сетевой воды минуя ПСГ полностью или частично. Подпиточная вода после ДСВ № 2 - 5 может подаваться на насосы ПНС, либо непосредственно на сетевые насосы, при этом расход сетевой воды через ПСГ уменьшается.

Подача сетевой воды на сетевые насосы применяется при отключении подогревателей главного корпуса, а также при гидравлических испытаниях теплосети, в случае, когда температура подпиточной воды значительно выше температуры обратной сетевой воды или в аварийных случаях. Подпиточная вода после ДСВ № 1 направляется в коллектор обратной сетевой воды.

Схема подпитки тепловой сети работает следующим образом:

Вода питьевого качества поступает из городского водопровода по трем трубопроводам В-4 (2 шт.) Ду-400 мм., В-31 (1 шт.) Ду-400 мм. с давлением в трубопроводах не менее 3,0 кгс/см². Вода питьевого качества подается на встроенные пучки конденсаторов турбин для подогрева насосами сырой воды (НСВ - 1, 2, 3, 4, 5) водогрейной котельной, после чего поступает в ОВК по трем трубопроводам.

Дозирование ингибитора «Опцион-13» обеспечивается непосредственно в трубопроводах ХПВ для снижения карбонатной жесткости и снижения количества карбонатных отложений на поверхностях нагрева. После этого вода поступает в декарбонизаторы, где удаляется свободная углекислота. Остатки углекислоты после декарбонизаторов связываются подщелачиванием воды в баке декарбонизированной воды.

После декарбонизаторов вода направляется в баки декарбонизированной воды и затем насосами декарбонизированной воды (НДВ) перекачивается на деаэраторы по двум трубопроводам химически очищенной воды (ХОВ), на ДСВ №1 и по двум трубопроводам ХОВ на ДСВ № 2 ÷ 5. Производительность ОВК по подпиточной воде равна 2850 т/ч, производительность НДВ - 1250 т/ч, количество насосов - 4 шт.

Суммарный объем баков декарбонизированной воды составляет 800 м³. В деаэраторах водогрейной котельной в воде окончательно удаляется углекислота и

снижается содержание кислорода, после чего она насосами НПВ перекачивается на подпитку тепловой сети. Суточные колебания расхода подпиточной воды на горячее водоснабжение сглаживается за счет заполнения-опорожнения аккумуляторных баков.

1.2.1.2. Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»

Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» – является источником выработки тепловой энергии.

Краткая история источника

Строительство Волгодонской ТЭЦ-1 начато совместно со строительством Волгодонского химического завода «Кристалл» в 1954 году (далее – ОАО «ВХЗ «Кристалл»).

Основное назначение Волгодонской ТЭЦ-1 заключалось в обеспечении паром ОАО «ВХЗ «Кристалл» и отопления жилого поселка работников этого завода.

Волгодонская ТЭЦ-1 построена по проекту Государственного проектного института «Гипросахар» в 1954 - 1960 гг.

В 1978 г. по проекту «ВНИПИэнергопром» выполнено расширение с установкой двух водогрейных котлоагрегатов ПТВМ-50.

В 1988 г. проведена реконструкция ТЭЦ с переводом на сжигание природного газа по проекту «ГипроНИИгаз» г. Саратов.

В настоящее время на котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» установлено:

– два водогрейных котла типа ПТВМ-50-2 ст. № 8, 9 производительностью 50 Гкал/ч каждый.

Технические характеристики котлов

1. Водогрейные котлы

Водогрейные котлы типа ПТВМ-50-2 производства Дорогобужского котельного завода, газомазутные, работающие на естественной тяге, водотрубные, прямоточные с принудительной циркуляцией.

Расчетное давление воды на входе в котел – 25 кгс/см², расчетная температура воды на выходе из котла – 150 °С, водяной объем – 15 м³ (сетевые насосы типа СЭ 1250х140 – 3 шт., электродвигатели мощностью 630 кВт). Еще один сетевой насос СЭН-1 выведен из эксплуатации и разукомплектован.

Ранее на котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» были установлены паровые котлы «Бруйон» (ст. №1, ст. №2, ст. №3 и ст. №4) и БКЗ-75-39 (ст. №5, ст. №6 и ст. №7), которые в соответствии с письмом Министерства энергетики РФ от 25.08.2010 № АШ-7307/10 «О согласовании вывода из эксплуатации энергооборудования» и согласованием с Администрации города Волгодонска (в

соответствии со статьей 21 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»), были выведены из эксплуатации с целью их последующей ликвидации.

Основные технические характеристики водогрейных котлоагрегатов приведены в таблице 9. Схема теплофикационной установки котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» представлена на рисунке 3.

Таблица 9 – Основные характеристики оборудования водогрейной котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»

Стационарный номер котла	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Параметры воды за котлом		Основное топливо (газ)		Дымососы				Дутьевые вентиляторы				Горелочные устройства		
					Давление, МПа	Температура, °C	Q_p , ккал/м ³	Расход газа на котел, м ³ /час	Тип	Количество	Производительность, тыс. м ³ /ч	Мощность электропривода, кВт	Тип	Количество	Производительность, тыс. м ³ /ч	Мощность электропривода, кВт	Тип	Количество	Мощность горелки, Гкал/ч (МВт)
8	ПТВМ-50-2	1976	ДКЗ	50	0,8	110/150	8130	6705	Не установлены				Ц14-46 №4	12	7	5,5	А-6423-3	12	5,61
9	ПТВМ-50-2	1978	ДКЗ	50	0,8	110/150	8130	6771					Ц14-46 №4	12	7	5,5	А-6432-3	12	5,61

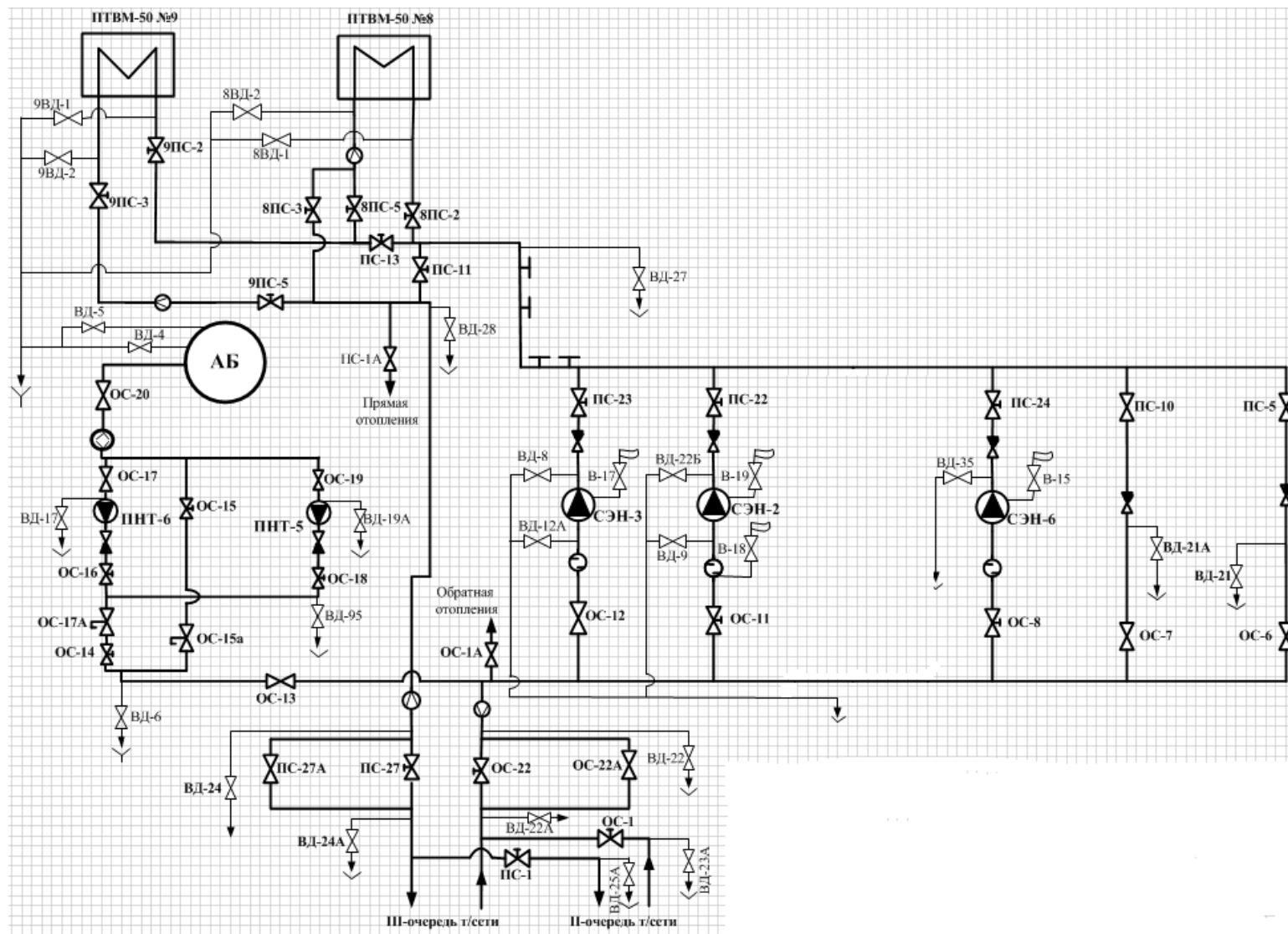


Рисунок 3. Схема теплофикационной установки котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»

Время нахождения в работе, в резерве и время, потраченное на ремонт основного оборудования в отчетном году, представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Время нахождения в работе, в резерве и время на ремонт основного оборудования котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»

Период	Наработка, ч		Время в резерве, ч	
	БК №8	БК №9	БК №8	БК №9
Январь- апрель 2016 г. (ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)	351	2424	2529	480
Май-декабрь 2016 г. (ООО «ТЭЦ-1»)	1421	897	787	1311
2016 год	1772	3321	3316	1791
2017 год	2663	2386	6097	6374
2018 год (ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»)	2049	2552	6711	6208
2019 год	2928	1338	5832	7422
2020 год	2452	1939	6332	6845

Топливоснабжение

Основным видом топлива водогрейных котлоагрегатов котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» является природный газ. Резервное топливо на котельной отсутствует.

Природный газ в котельную ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» подается по одному газопроводу от ГРС г. Волгодонска к ГРП. Газопровод имеет протяженность 3270 п.м., в том числе: подземная прокладка 2921,11 п.м. от перекрестка пер. Маяковского и ул. Пионерской до забора ВХЗ, надземная часть прокладки составляет 348,89 п.м. от забора ВХЗ до ГРП. Газопровод введен в эксплуатацию в 1988 году.

Пропускная способность ГРП - 53542 м³/час. Предел регулирования давления газа 6 - 0,35 кгс/см². В соответствии с назначением в состав ГРП входят следующие элементы:

- регулятор давления РДУК-2Н-200/140 - 4 шт. с регуляторами управления (пилотами) типа КН-2 - для понижения Р газа и поддержания его в контролируемой точке на уровне 0,35 кгс/см²;
- предохранительно-сбросные клапана ПСК-50 - 13 шт. СППК 4р-16 – 2 шт, предохраняющие газопровод от превышения давления;
- фильтр ФГ-80-300-6 - 2 шт. для очистки газа от механических примесей;
- средства измерения, показывающие и самопишущие для контроля и учета параметров газа - Р, t, расхода, перепада давления на фильтрах.

ГРП состоит из одной нитки производительностью 12900 м³/час, через которую осуществляется подача газа на котельную.

Условия технического водоснабжения

В соответствии с планом строительства котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» все коммуникации станции закладывались и проходят по территории бывшего ОАО «ВХЗ «Кристалл».

Водоснабжение производится в размере, установленном техническим расчетом на основании производственной программы производства тепловой энергии. Учет количества израсходованной воды производится по показаниям коммерческих приборов учета, установленных на источнике. Определение количества сточных вод производится расчетным методом по балансу между полученной и учтенной приборами водой и подпиточной воды тепловой сети, учтенной коммерческими узлами учета.

Сброс канализации осуществляется по 2 выпускам диаметром 200 мм и шламопроводу диаметром 100 мм.

Объем производства продукции

Общий баланс производства тепловой энергии за период 2016 – 2020 гг. представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Общий баланс производства тепловой энергии за период 2016 – 2020 гг.

Наименование	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.		
					Всего	ООО «Волгодонская тепловая генерация»	ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»
Выработка тепловой энергии, тыс.Гкал	1107,78	1 044,15	1117,54	999,718	971,54	854,95	116,58
Потери тепловой энергии по территории, тыс.Гкал	0,53	0,55	0,553	0,551	0,552	0,481	0,071
Потери тепловой энергии по территории, %	0,047%	0,053%	0,052%	0,055%	0,057%	0,056%	0,061%
Расход на производственные и хозяйственные нужды, тыс.Гкал	2,22	1,85	2,274	1,923	2,044	2,019	0,025
Полезный отпуск тепловой энергии, тыс.Гкал	1105,03	1 041,74	1114,71	997,243	968,94	852,447	116,49

Динамика изменения объемов полезного отпуска тепловой энергии в тепловые сети за период 2016 – 2020 гг. показана на рисунке 4.



Рисунок 4. Динамика изменения объемов полезного отпуска за период 2016 – 2020 гг.

Сведения по балансу потребления энергетических ресурсов источниками тепловой энергии и его изменение представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Общее потребление энергоносителей за период 2016 – 2020 гг.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.		
							Всего	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»
1.	Расход электрической энергии на собственные нужды	млн. кВт ч	116,594	114,5	111,064	105,97	97,09	94,6	2,53
2.	Расход топлива на производство энергии	т.у.т.	505812,0	465908,0	447922,9	401013,10	383487,83	366446,1	17041,76
2.1.	Расход топлива на производство тепловой энергии	т.у.т.	192235,69	186219,2	194310,9	173040,74	171356,69	154314,9	17041,76
2.1.1.	газ лимитный	т.у.т.	402940,1	463838,3	441663,9	399895,68	374375,19	358092,1	16283,08
2.1.2.	газ сверхлимитный	т.у.т.	3647,3	447,2	441,5	96,25	758,69	-	758,69
2.1.3.	газ коммерческий	т.у.т.	92943,9	-	-	-	-	-	-
2.1.4.	мазут	т.у.т.	6280,6	1623	5767	1021,16	8353,95	8353,9	-
2.2.	Расход топлива на производство электрической энергии	т.у.т.	313576,3	279688,8	253611,9	227972,36	212131,13	212131,1	-

Расход топлива на производство тепловой энергии за 2020 год составил 44,68 % от общего объема потребленного топлива. В структуре по видам топлива 97,8 % приходится на природный газ.

Динамика изменения потребления топлива за период с 2016 по 2020 гг. показана на рисунке 25.

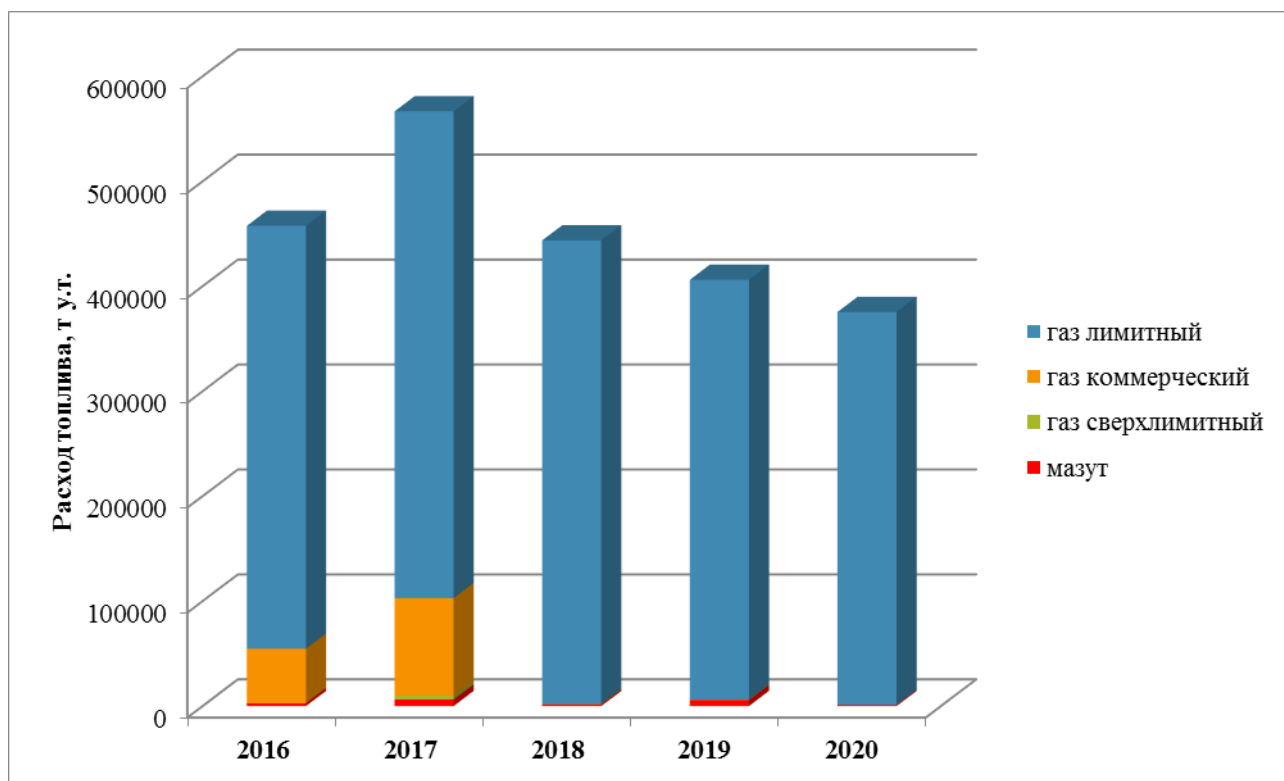


Рисунок 5. Расход топлива за период с 2016 по 2020 гг.

Наибольший расход топлива приходится на 2017 год, что связано с наибольшей величиной выработки электрической энергии за рассматриваемый период.

Характеристика основного оборудования котельных, предназначенных для теплоснабжения организаций и многоквартирных домов на территории МО «Город Волгодонск» представлена в таблице 13.

Перечень основных промышленных предприятий г. Волгодонска с индивидуальными источниками теплоснабжения и промышленными установками, сжигающими природный газ представлен в таблице 14.

Таблица 13 – Характеристика основного оборудования общедомовых котельных г.Волгодонска

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Дата ввода в эксплуатацию котельной	Тип котельного оборудования	Основной/резервный	Год ввода	Мощность	Вид топлива	Дата ремонта/замены
1	ул. Весенняя, 4	2016	Lovato 800	основной	2016	0,678 Гкал/час	природный газ	-
		2016	Lovato 800	основной	2016	0,678 Гкал/час	природный газ	-
2	пер.Вокзальный, 56	2011	Proterm grizly 50 klo	основной	2011	0,042 Гкал/час	природный газ	-
		2011	Proterm grizly 50 klo	основной	2011	0,042 Гкал/час	природный газ	-
		2011	Proterm grizly 50 klo	резервный	2011	0,042 Гкал/час	природный газ	-
		2011	Proterm grizly 50 klo	резервный	2011	0,042 Гкал/час	природный газ	-
		2011	Proterm grizly 50 klo	резервный	2011	0,042 Гкал/час	природный газ	-
3	пер.Вокзальный, 58	2016	АОГВ-50	основной	2016	0,042 Гкал/час	природный газ	-
		2016	АОГВ -50	основной	2016	0,042 Гкал/час	природный газ	-
		2016	АОГВ-50	резервный	2016	0,042 Гкал/час	природный газ	-
		2016	АОГВ -50	резервный	2016	0,042 Гкал/час	природный газ	-
4	ул. Волгодонская, 10	2012	BAXI SPA	основной	2012	62,2 кВт	природный газ	-
			SLIM 1/620 IN					
		2012	BAXI SPA	основной	2012	62,2 кВт	природный газ	-
			SLIM 1/620 IN					
5	ул. Волгодонская, 26	2014	Alphatherm Beta AG 50	основной	2014	50 кВт	природный газ	-
		2014	Alphatherm Beta AG 50	основной	2014	50 кВт	природный газ	-
		2014	Alphatherm Beta AG 50	основной	2014	50 кВт	природный газ	-
6	ул. Гагарина, 24	2015	Ferrol Pegasus F3 153 2S	основной	2015	17,9 м3/час	природный газ	-
	строение 1	2015	Ferrol Pegasus F3 153 2S	основной	2015	10,07 м3/час	природный газ	-
7	ул. Дружбы, 12 а	2014	Proterm grizly 100 klo	основной	2014	0,85 Гкал/час	природный газ	-
8	ул. Дружбы, д. 5б	2014	Beretta POWER PLUS	основной	2014	90 кВт	природный газ	-
	ул. Дружбы, д. 5б строение 1		Beretta POWER PLUS	основной	2014	90 кВт	природный газ	-
	ул. Дружбы, д. 5б строение 2		Beretta POWER PLUS	основной	2014	90 кВт	природный газ	-
			Beretta POWER PLUS	основной	2014	90 кВт	природный газ	-
			Beretta POWER PLUS	основной	2014	90 кВт	природный газ	-
			Beretta POWER PLUS	основной	2014	90 кВт	природный газ	-
			Beretta POWER PLUS	основной	2014	90 кВт	природный газ	-
			Beretta POWER PLUS	основной	2014	90 кВт	природный газ	-
			Beretta POWER PLUS	основной	2014	90 кВт	природный газ	-
9	ул. Кадолина, 15	2015	Protherm - 50	основной	2014	50 кВт	природный газ	-
		2015	Protherm - 50	основной	2014	50 кВт	природный газ	-

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Дата ввода в эксплуатацию котельной	Тип котельного оборудования	Основной/резервный	Год ввода	Мощность	Вид топлива	Дата ремонта/замены
		2015	Protherm - 50	основной	2014	50 кВт	природный газ	-
		2015	Protherm - 50	основной	2014	50 кВт	природный газ	-
10	ул. К. Маркса, д. 12 корпус 1 ул. К. Маркса, д. 12 корпус 2	2017	КСВО-500/2 с атмосферной горелкой	основной	2017	0,42992 Гкал/час	природный газ	-
11	просп. Курчатова, 22А	2021	Buderus Logano SK655-300	основной	2021	0,043 м3/ч	природный газ	-
			(горелки BALTUR TBG 35P)					
		2021	Buderus Logano SK655-300	основной	2021	0,043 м3/ч	природный газ	-
			(горелки BALTUR TBG 35P)					
12	просп. Курчатова, 45	2016	RS - A300	основной	2016	0,22 Гкал/час	природный газ	-
		2016	RS - A300	резервный	2016	0,22 Гкал/час	природный газ	-
13	ул. Ленинградская, д. 9 в	2017	Rossen RS-H800	основной	2017	0,8 МВт	природный газ	-
14	ул. М.Горького, 7	2014	Protherm 50	основной	2014	0,43 Гкал/час	природный газ	-
15	ул.М.Горького, 11	2011	Proterm grizly 50 klo	основной	2011	0,042 Гкал/час	природный газ	-
		2011	Proterm grizly 50 klo	основной	2011	0,042 Гкал/час	природный газ	-
		2011	Proterm grizly 50 klo	резервный	2011	0,042 Гкал/час	природный газ	-
16	просп. Мира, 60 а	2016	RS-H	основной	2016	0,344 Гкал/час	природный газ	-
17	просп. Мира, 60 е	2016	RS-H 400	основной	2016	0,343 Гкал/час	природный газ	-
		2016	RS-H 400	резервный	2016	0,343 Гкал/час	природный газ	-
18	просп. Мира, 60/11	2016	RS-H	основной	2016	0,344 Гкал/час	природный газ	-
18	ул. Молодежная, 1 б строение 1, строение 2	2016	RS-H 400	основной	2016	0,343 Гкал/час	природный газ	-
		2016	RS-H 400	резервный	2016	0,343 Гкал/час	природный газ	-
20	ул. Портовая, 2	2007	АОГВ-96	основной	2007	96 кВт	природный газ	-
		2007	АОГВ-96	основной	2007	96 кВт	природный газ	-
		2007	АОГВ-96	основной	2007	96 кВт	природный газ	-
21	ул. Степная, 75	2008	Navien ACE-35	основной	2008	0,012 Гкал/час	природный газ	-
22	ул. Степная, 77	2007	Ишма 100	основной	2006	0,081 Гкал/час	природный газ	-
		2007	Ишма 100	резервный	2006	0,081 Гкал/час	природный газ	-
23	ул. Степная, 79	2007	Ишма 100	основной	2007	0,081 Гкал/час	природный газ	-
		2007	Ишма 100	резервный	2007	0,081 Гкал/час	природный газ	-
24	ул. Степная, 79а	2007	Ишма 100	основной	2007	0,081 Гкал/час	природный газ	-
		2007	Ишма 100	резервный	2007	0,081 Гкал/час	природный газ	-
25	ул. Степная, 86	2011	Protherm 50 – 4 шт.	основной	2011	49 кВт	природный газ	-

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Дата ввода в эксплуатацию котельной	Тип котельного оборудования	Основной/ резервный	Год ввода	Мощность	Вид топлива	Дата ремонта/замены
		2011	KLOM – 1 шт.	резервный	2011		природный газ	-
		2011	Navien ACE-35K / настенный	основной (для офисов)	2011	35 кВт	природный газ	-
26	ул. Энтузиастов, 8	2015	ТТ 50	основной	2015	0,415 Гкал/час	природный газ	-
27	ул. Энтузиастов, 8а	2015	ТТ 50	резервный	2015	0,415 Гкал/час	природный газ	-

Таблица 14 – Перечень основных промышленных предприятий г. Волгодонска с индивидуальными источниками теплоснабжения и промышленными установками сжигающими природный газ

№ п/п	Потребитель	Адрес	Установленное оборудование	Проектная мощность, м³/час
1.	Открытое акционерное общество "Инжиниринговая компания "АЭМ-технологии"	г. Волгодонск, Жуковское шоссе, 10	Котел паровой БЭМ 4-1,3-210 ГМ-2шт	320
			котел водогрейный КВ-ГМ-23,3-150-3шт	2600
			Газовая печь ВД-6Т-2шт.	1008
			Газовая печь ВД-5Т -3шт.	882
			Газовая печь -3шт.	320
			Газовая печь	156
			Газовая печь	39
			Газовая печь	15
			Газовая печь Манесман ВД 118	1292
			Газовая печь Манесман ВД 120	1292
			Газорезательная машина Omnimat - 13 шт.	3
			ПГУ5 -21 шт.	5
2.	Общество с ограниченной ответственностью "Ванта"	г. Волгодонск, ул. Химиков, 21,31	АОГВ-49	4,5
			АОГВ-50-2шт.	5
			Котел водогрейный "Immergaz" - 2шт	3
			Котел водогрейный "СТГ Классик"	20
			ВПП "Bosh-45"-4шт.	5
			АОГВ-50 (резервн.)-3шт.	5
			Печь "Revent"-26 шт.	10
			Печь "РРР"	90
			Печь "ТП"	65
			Парогенератор ВХ 200	35
			Парогенератор ВХ 200	15
3.	Открытое акционерное общество "Волгодонский завод металлургического и энергетического оборудования"	г. Волгодонск, ул. Индустриальная, 10	Котел ПВ 400	43
			Котел ПВ 400	43
			Котел ПВ 400	43
			Омнимат "Комета"	2,16
			Омнимат "Комета"	2,16
4.	Общество с ограниченной ответственностью "Волгодонский комбинат древесных плит"	г. Волгодонск, ул. Портовая, 1	Котельная термомасла № 1 фирмы "Конус-Кессель"	208
			Топка №1 сушильного отделения "Бизон	760
			Топка №2 сушильного отделения "Бизон	760
			Топка № 4 "Прогресс"	580

№ п/п	Потребитель	Адрес	Установленное оборудование	Проектная мощность, м³/час
			Топка № 5 "Прогресс"	580
			Котел ДКВР-10-13	640
			Котел ДКВР-10-13	832
			Котел ДЕ-25-14	1251
			Котел ДЕ-25-14	1457
			Котельная термомасла № 2, Bertrams	66,9
			Котельная термомасла № 3, Witermo	79,2
			Котельная термомасла № 4, HELSA	33
			Печь нагревательная ГПН-5	25
			ВГС-0,15	15
			ВГС-0,15	15
			Инфр.излучатель ГИИ-ТМ-401. -18 шт.	3,91
5.	Общество с ограниченной ответственностью "Волгодонское ДСУ"	г. Волгодонск, ул. Химиков 60/3	Установка АНТ-50 горелка G-5	90,8
			Котел-парообразователь кПа-0,9Гн(горелка ГБГ-0,8)	86
			Котел КОВ-ЮОСТ	11,9
			ВПП "Ariston"	1,069
			Сушильный барабан	965
6.	Закрытое акционерное общество "Гофротара"	г. Волгодонск, ул. Химиков, 60/12	Е-2,5-1,4Г(ДСЕ-2,5-14Г)	238
7.	Закрытое акционерное инженерный центр "Грант"	г. Волгодонск, ул. Степная, 16	КС-П100 (Дон-100)-4шт.	12
			КС-ТГ-40	5
			КС-ТГ-40	5
			ВГС-0,7	7
8.	Открытое акционерное общество "Завод КПД 210"	г. Волгодонск, ул. 6-я Заводская 10	Котел ДЕ-6.5-14ГМ	500
			Е-1,6-0,9 ГН	130
			VK-105 "Вулкан"	6
9.	Открытое акционерное общество "Волгодонский химический завод "Кристалл"	г. Волгодонск, ул. Химиков, 60/5	Газогенераторная печь	750
			Котел ДСЕ-2,5-14Г	195
10.	Закрытое акционерное общество "ЛеПЛ"	г. Волгодонск, ул. Химиков, 60	КСУВ-100	11,4
			КСУВ-40	4
11.	Закрытое акционерное общество "Волгодонский молочный комбинат"	г. Волгодонск, ул. Портовая, 17	печь МТА 30	16
			Котел ДЕ-4-14ГМ	350
			Котел ДЕ-6.5-14ГМ	472
12.	Закрытое акционерное общество "Научно-производственная компания ОНИКС"	г. Волгодонск, ул. Химиков, 60	КСУВ-300	33
			КСУВ-150	16

№ п/п	Потребитель	Адрес	Установленное оборудование	Проектная мощность, м³/час
			КСУВ-100	11,4
			Дон-31,5	3,5
13.	Общество с ограниченной ответственностью "Технодон"	г. Волгодонск, ул. Шлюзовская, 1	Горелка ГБ-1,5	150
			Горелка ГБ-0,85	85
14.	Общество с ограниченной ответственностью "Волгодонской элеватор"	г. Волгодонск, ул. Портовая, 1 а	ГГБ-2Н	425
			ВПП"Протон"2	9
			Хопер-100	12
			Хопер-100	12
			Хопер-100	12
			Хопер-100	12
			Хопер-100	12
			Хопер-100	12

1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Установленная тепловая мощность Волгодонской ТЭЦ-2 по состоянию на 01.01.2021г. – 670 Гкал/час. Установленная тепловая мощность котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» составляет 100 Гкал/час.

1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

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

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

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

Показатели установленной и располагаемой тепловой мощности источников теплоснабжения представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности источников теплоснабжения

№ п/п	Источник тепловой энергии	Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч
1	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»	670	600
2	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	100	100
3	МКД ул. Весенняя, 4	1,356	1,356
4	МКД пер. Вокзальный, 56	0,168	0,168

№ п/п	Источник тепловой энергии	Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч
5	МКД пер. Вокзальный, 58	0,168	0,168
6	МКД ул. Волгодонская, 10	0,107	0,107
7	МКД ул. Волгодонская, 26	0,129	0,129
8	МКД ул. Гагарина, 24 строение 1	0,263	0,263
9	МКД ул. Дружбы, 12 а	0,85	0,85
10	ул. Дружбы, д. 5 б	0,696	0,696
11	МКД ул. Кадолина, 15	0,172	0,172
12	МКД просп. Курчатова, 45	0,44	0,44
13	МКД ул. М.Горького, 7	0,43	0,43
14	МКД ул. М.Горького, 11	0,126	0,126
15	МКД просп. Мира, 60/11	0,344	0,344
16	МКД просп. Мира, 60 а	0,344	0,344
17	МКД просп. Мира, 60 е	0,686	0,686
18	МКД ул. Молодежная, 1 б	0,686	0,686
19	Портовая, 2	0,248	0,248
20	МКД ул. Степная, 75	0,012	0,012
21	МКД ул. Степная, 77	0,162	0,162
22	МКД ул. Степная, 79	0,162	0,162
23	МКД ул. Степная, 79а	0,162	0,162
24	МКД ул. Степная, 86	0,115	0,115
25	МКД ул. Энтузиастов, 8	0,415	0,415
26	МКД ул. Энтузиастов, 8а	0,415	0,415
27	ул. К. Маркса, д. 12 корпус 1	0,42992	0,42992
	ул. К. Маркса, д. 12 корпус 2		
28	ул. Ленинградская, д. 9 в	0,688	0,688

Долевое деление существующей располагаемой мощности источников тепловой энергии на территории муниципального образования представлено на рисунке 6.



Рисунок 6. Располагаемая тепловая мощность источников тепловой энергии

Как видно из рисунка, 85 % суммарной тепловой мощности муниципального образования приходится на источник тепловой энергии – Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация».

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников г. Волгодонск представлены в таблицах 16 и 17.

Таблица 16 – Объем потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды источников

Наименование	Ед. изм.	2018	2019	2020
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»				
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	130,602	115,143	116,588
Расход на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,026	0,024	0,025
То же, но %	%	0,02	0,02	0,02
Волгодонская ТЭЦ-2 «Волгодонская тепловая генерация»				
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	986,931	884,575	854,947
Расход на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	2,248	1,899	2,019
То же, но %	%	0,2	0,2	0,2

Таблица 17 – Балансы тепловой мощности источников энергии

Источник тепловой энергии	Установленная мощность источника	Располагаемая мощность источника	Собственные нужды источника	Мощность источника энергии нетто
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» (по состоянию на 01.01.2021г.)	670	600	48,19	551,81
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	100	100	0,25	99,75

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

Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии приведены ранее, в таблицах 4 и 9.

1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

На рисунке 7 показаны схемы выдачи тепловой мощности от источника комбинированной выработки тепловой энергии – Волгодонская ТЭЦ-2.

Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть от Волгодонской ТЭЦ-2 осуществляется по трем тепломагистралям:

1. I вывод в «Новый город»;
2. II вывод в «Новый город»;
3. Вывод на «ЮЗР».

Структура и характеристика теплофикационных установок источника комбинированной выработки тепловой энергии представлена в Части 2.

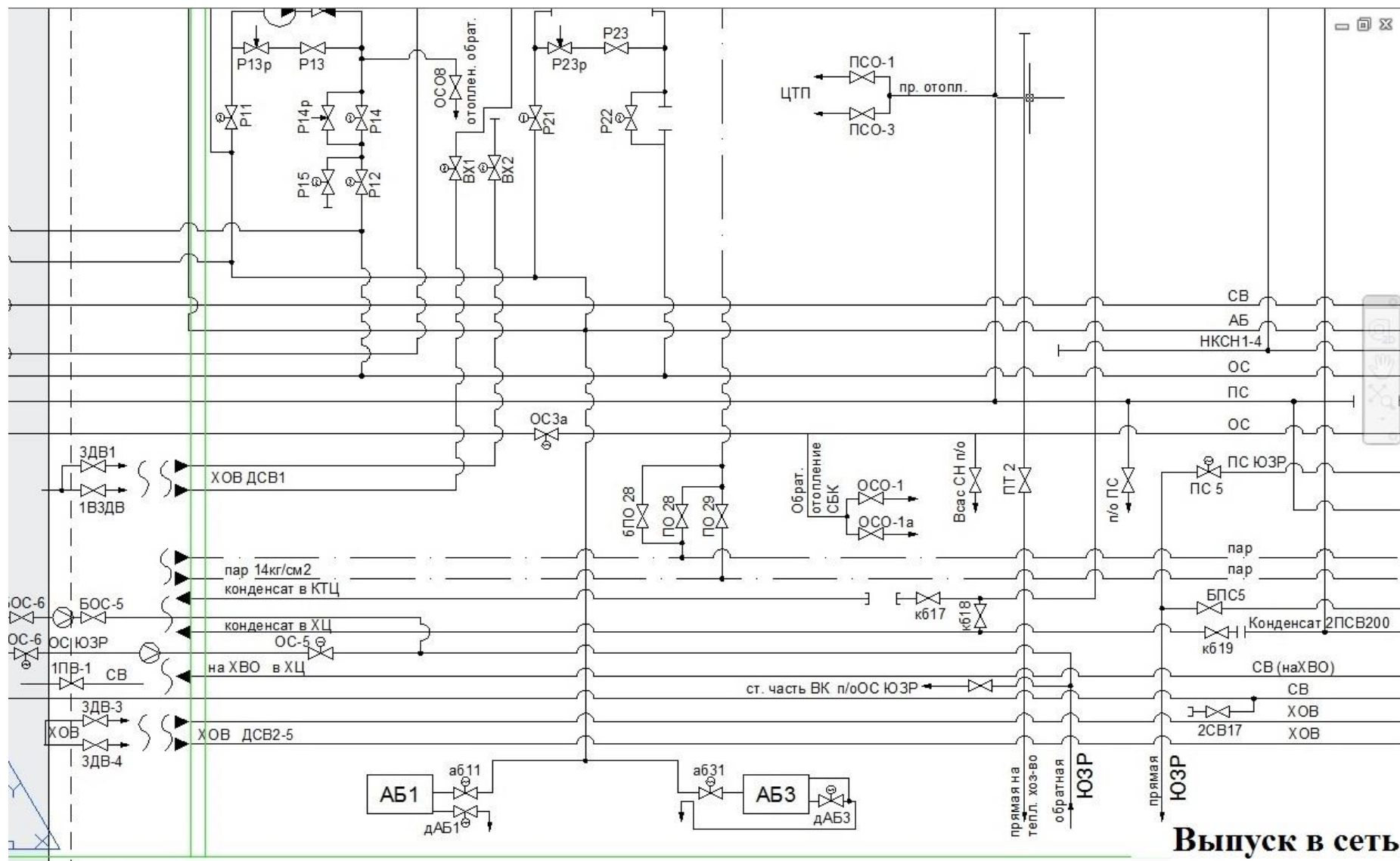


Рисунок 7. Схемы выдачи тепловой мощности от источника комбинированной выработки тепловой энергии

1.2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» и котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»

Система теплоснабжения г. Волгодонска – открытая с непосредственным водоразбором сетевой воды на нужды горячего водоснабжения.

Регулирование отпуска теплоты – центральное качественное, путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе.

Потребителями тепловой энергии являются жилые, общественно бытовые и административные здания города.

Отпуск тепловой энергии от Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» осуществляется по температурному графику 104 – 59 °С.

Отпуск тепловой энергии от котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» осуществляется по температурному графику 114 – 60 °С.

Сведения, предоставленные Ростовским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды – Филиал ФГБУ «Северо-Кавказское УГМС» (Ростовский ЦГМС), о средних температурах наружного воздуха за пятилетний период на территории муниципального образования представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Среднемесячные температуры наружного воздуха

Период	Температура наружного воздуха				
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
январь	-4,4	-3,5	-3	-2,2	0,4
февраль	2,6	-4,0	-3,2	-1,4	0,3
март	4,7	4,6	-1,3	4,4	6,6
апрель	12,4	9,7	10,8	10,8	8,8
май	16,7	15,6	19,4	18,5	15,1
июнь	22,9	20,9	23,6	25,5	23,7
июль	24,9	24,9	25,7	22,9	26,4
август	26,6	26,5	24,6	23,3	23,4
сентябрь	16,1	19,5	19,6	17,2	19,9
октябрь	8,1	10,0	12,9	12,7	14,4
ноябрь	2,3	4,2	1,4	3,9	3,3
декабрь	-4,9	2,7	-1,3	1,8	-4

На основании данных ООО «Волгодонские тепловые сети» - отклонения от температурного графика отсутствуют.

1.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования источников представлены ранее в таблицах 7 и 10.

1.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Определение объема фактически отпущенной тепловой энергии, осуществляется коммерческими приборами (узлами) учета тепловой энергии (далее – УУТЭ), которые находятся на балансе ООО «Волгодонская тепловая генерация».

Коммерческие УУТЭ на балансе ООО «Волгодонские тепловые сети» отсутствуют.

В таблице 19 представлены данные по оснащённости УУТЭ на источниках тепловой энергии.

Таблица 19 – Оснащённость приборами учета на источниках тепловой энергии

Наименование трубопровода	Измеряемая среда	Наружный диаметр, мм	Способ учета
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»			
ТМ III очереди	сетевая вода	720	Тепловычислитель ВТД-В
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»			
I вывод в «Новый город»	сетевая вода	1220	Коммерческий счетчик СТД № 2091
II вывод в «Новый город»	сетевая вода	1220	Коммерческий счетчик СТД № 2091
Вывод на «ЮЗР»	сетевая вода	720	Коммерческий счетчик СТД № 2090
На тепловых выводах трубопроводов собственных нужд и подпитки Волгодонская ТЭЦ-2	-	-	Счетчик СТД № 2093

Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ростовской области» (ФБУ «Ростовский ЦСМ») выданы свидетельства о поверке средств измерения:

1. Свидетельство о поверке № 01.018017.18 (действительно до 22.09.2022 г.) счетчика СТД заводской номер № 2093. На основании периодической поверки прибор признан пригодным к применению;

2. Свидетельство о поверке № 01.018016.18 (действительно до 25.09.2022 г.) счетчика СТД заводской номер № 2091. На основании периодической поверки прибор признан пригодным к применению;

3. Свидетельство о поверке № 01.018015.18 (действительно до 25.09.2022 г.) счетчика СТД заводской номер № 2090. На основании периодической поверки прибор признан пригодным к применению.

Перечень средств измерений, входящих в состав тепловычислителя СТД № 2091 для учета тепловой энергии на 1, 2-ом тепловом выводе Нового города Волгодонская ТЭЦ-2 представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень средств измерений, входящих в состав тепловычислителя СТД № 2091

№ п/п	Наименование СИ	Тип СИ	Заводской номер
1.	Тепловычислитель	ВТД	2091
2.	Расходомер ультразвуковой в подающем трубопроводе 1-го вывода	UFM-001	7240636
3.	Расходомер ультразвуковой в обратном трубопроводе 1-го вывода	UFM-001	7240637
4.	Расходомер ультразвуковой в подающем трубопроводе 2-го вывода	UFM-001	7240639
5.	Расходомер ультразвуковой в обратном трубопроводе 1-го вывода	UFM-001	7240640
6.	Датчик температуры в подающем тр-де 1-го вывода	ТСП 012.02	1174
7.	Датчик температуры в обратном тр-де 1-го вывода	ТСП 012.02	1180
8.	Датчик температуры в подающем тр-де 2-го вывода	ТСП 012.02	1176
9.	Датчик температуры в обратном тр-де 2-го вывода	ТСП 012.02	1179
10.	Датчик температуры холодной воды для подпитки	ТСП 012.02	1186
11.	Датчик давления в подающем тр-де 1-го вывода	Метран-55-ДИ	1065553
12.	Датчик давления в обратном тр-де 1-го вывода	Метран-55-ДИ	1065554
13.	Датчик давления в подающем тр-де 2-го вывода	Метран-55-ДИ	1065555
14.	Датчик давления в обратном тр-де 2-го вывода	Метран-55-ДИ	1221530

Перечень средств измерений, входящих в состав тепловычислителя СТД № 2090 для учета тепловой энергии на тепловых выводах ЮЗР Волгодонская ТЭЦ-2 представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень средств измерений, входящих в состав тепловычислителя СТД № 2090

№ п/п	Наименование СИ	Тип СИ	Заводской номер
1.	Тепловычислитель	ВТД	2090
2.	Расходомер ультразвуковой в подающем трубопроводе ЮЗР	UFM-001	7240642
3.	Расходомер ультразвуковой в обратном трубопроводе ЮЗР	UFM-001	7240643
6.	Датчик температуры в подающем тр-де ЮЗР	ТСП 012.02	1181
7.	Датчик температуры в обратном тр-де ЮЗР	ТСП 012.02	1184
10.	Датчик температуры холодной воды для подпитки	ТСП 012.02	1188
11.	Датчик давления в подающем тр-де ЮЗР	Метран-55-ДИ	1065557
12.	Датчик давления в обратном тр-де ЮЗР	Метран-55-ДИ	1065558

Перечень средств измерений, входящих в состав тепловычислителя СТД № 2093 для учета тепловой энергии на тепловых выводах трубопроводах собственных нужд и подпитки представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень средств измерений, входящих в состав тепловычислителя СТД № 2093

№ п/п	Наименование СИ	Тип СИ	Заводской номер
1.	Тепловычислитель	ВТД	2093
2.	Расходомер ультразвуковой в подающем трубопроводе собственных нужд	UFM-001	7170279
3.	Расходомер ультразвуковой в обратном трубопроводе собственных нужд	UFM-001	7170280
4.	Расходомер ультразвуковой в трубопроводе декарбонизированной воды ВД-2-5	UFM-001	7240644
5.	Датчик температуры в подающем тр-де собственных нужд	ТСП 012.02	1195
6.	Датчик температуры в обратном тр-де собственных нужд	ТСП 012.02	1198
7.	Датчик температуры в тр-де декарбонизированной воды ВД-2-5	ТСП 012.02	1189
8.	Датчик температуры холодной воды для подпитки	ТСП 012.02	1194
9.	Датчик давления в подающем тр-де собственных нужд	Метран-55-ДИ	1065561
10.	Датчик давления в обратном тр-де собственных нужд	Метран-55-ДИ	1221528
11.	Датчик давления в тр-де декарбонизированной воды ВД-2-5	Метран-55-ДИ	1065562

Свидетельства о поверке приборов учета и сертификаты об утверждении типа средств измерений представлены в Приложении 6.

Необходимость оснащения приборами учета тепловой энергии и теплоносителя источников теплоснабжения регламентируется Федеральным Законом № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении

изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (Статья 13, п.1, 2):

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

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

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

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

Статья 13, п. 5 «До 1 июля 2012 года, а для Республики Крым и города федерального значения Севастополя до 1 января 2019 год асобственники жилых домов, за исключением указанных в части 6 настоящей статьи, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона, обязаны обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию».

Необходимость оснащения приборами учета тепловой энергии и теплоносителя на границах раздела балансовой принадлежности регламентируется статьей 13 п. 6 «До 1 июля 2012 года, а для Республики Крым и города федерального значения Севастополя до 1 января 2019 года собственники введенных в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона жилых домов, дачных домов или садовых домов, которые объединены принадлежащими им или созданным ими организациям (объединениям) общими сетями инженерно-технического обеспечения, подключенными к электрическим сетям централизованного электроснабжения, и (или) системам централизованного теплоснабжения, и (или) системам централизованного водоснабжения, и (или) системам централизованного газоснабжения, и (или) иным системам централизованного снабжения энергетическими ресурсами, обязаны обеспечить установку коллективных (на границе с централизованными системами) приборов учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию».

С целью повышения эффективности использования энергетических ресурсов, повышения энергетической эффективности систем коммунальной инфраструктуры и сокращение расходов на оплату энергоресурсов, необходимо предусмотреть установку приборов учета.

1.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварий и отказов оборудования на источниках тепловой энергии г. Волгодонска за 2016-2020 гг. не зафиксировано.

1.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

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

1.2.12. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

В настоящее время на территории г. Волгодонска источником, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, является Волгодонская ТЭЦ-2.

Другие источники тепловой энергии и (или) оборудование, входящее в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых могла бы поставляться в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей на территории МО отсутствуют.

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

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

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

Систему теплоснабжения г. Волгодонска можно условно разделить на две части: зона теплоснабжения котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» и зона теплоснабжения Волгодонская ТЭЦ-2. Точкой раздела тепловых сетей, относящихся к котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» и Волгодонская ТЭЦ-2, являются тепловой узел ШО-III-1 и тепловая камера III-23.

В отопительный период оба источника тепловой энергии работают каждый на свой контур.

Подпитка тепловой сети осуществляется системой водоподготовки, установленной на Волгодонской ТЭЦ-2. Подпитка тепловых сетей зоны теплоснабжения котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» осуществляется из тепловой сети зоны теплоснабжения Волгодонской ТЭЦ-2 путём открытия задвижек на байпасной линии обратного трубопровода в тепловом узле ШО-III-1. Учет поставки теплоносителя осуществляется посредством водосчетчика ВСГН-100, установленного на байпасной линии запорной секционной арматуры на обратном трубопроводе тепловых сетей, находящихся на балансе ООО «ВТС». Установка водосчетчика выполнена на основании внесения изменений к рабочему проекту В2.771.00.00 А.УТ-И «Узлы учета тепловой энергии теплоносителя тепловых выводов I; II; ЮЗР» для выполнения взаиморасчетов в отопительный период.

Для осуществления взаимных финансовых расчетов между ООО «ТЭЦ-I» (ныне ООО «Волгодонская ТЭЦ-1») и ООО «Волгодонская тепловая генерация», а также осуществления контроля и сведения баланса работы коммерческого узла учета «ВдТЭЦ2. Вывод ЮЗР» при проведении подпитки, ООО «ТЭЦ-I» выданы технические условия на проектирование и монтаж узла учета тепловой энергии и

теплоносителя в межотопительный период в ШО-III-1 (ул. Маяковская) и ТК-III-23 (ул. Ленина). С 16.09.2019 г., на основании актов №1 и №2 ввода в эксплуатацию, расчет за потребленную тепловую энергию и теплоноситель между ООО «Волгодонские тепловые сети» и ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» осуществляется по установленным приборам учета.

Передача тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в УУТЭ и Т на границе смежных тепловых сетей между ООО «Волгодонские тепловые сети» и новообразованной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» осуществляется по договору №112/2019 ВТС от 08.10.2019 г.

1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Схема тепловых сетей в границах застройки муниципального образования «Город Волгодонск» представлена на рисунке 8.

Характеристика магистральных и квартальных тепловых сетей по всему муниципальному образованию представлена в Приложении 1.

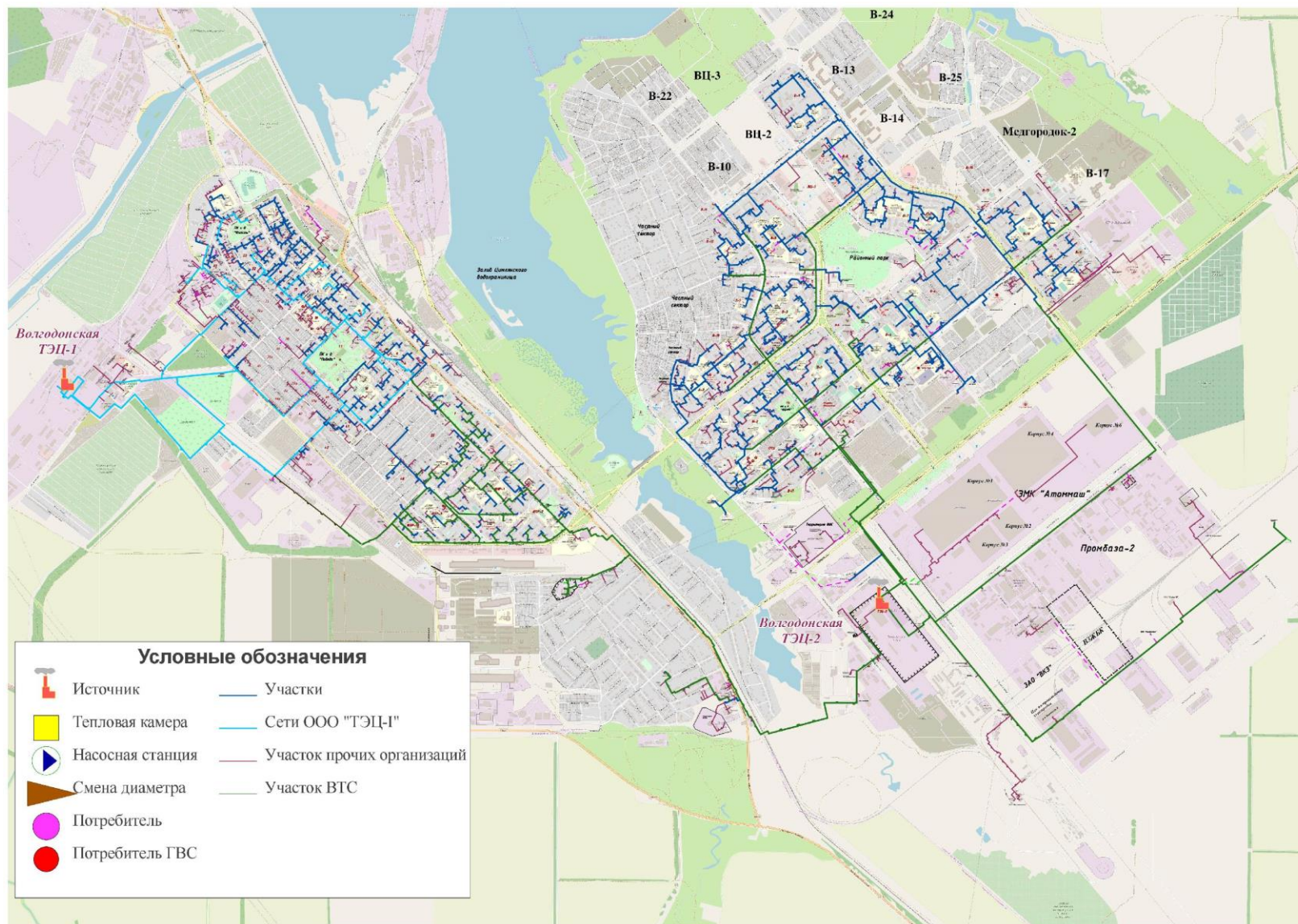


Рисунок 8. Схема тепловых сетей г. Волгодонска

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

Тепловые сети г. Волгодонска от Волгодонской ТЭЦ-2 и котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» – водяные двухтрубные, предназначенные для тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. В городе существует кольцевая схема тепловых сетей.

Прокладка трубопроводов при надземном способе выполнена на низких и высоких железобетонных опорах и на эстакадах. При подземном способе трубопроводы проложены в проходных, непроходных каналах и бесканально.

Структура тепловых сетей с разбивкой по способу прокладки приведена на рисунке 9.



Рисунок 9. Структура тепловых сетей с разбивкой по способу прокладки

Более 67 % тепловой сети проложено подземным канальным способом, более 26% от общей протяженности трубопроводов проложены надземно.

Теплоизоляционная конструкция трубопроводов в основном состоит из слоя минераловатных изделий. В качестве покровного слоя используется рубероид,

стекловолокно, листы оцинкованной стали и асбоцементная штукатурка. С начала 1998 года применяются предварительно изолированные трубопроводы в пенополиуретановой изоляции.

Самый ранний год ввода в эксплуатацию участков трубопроводов относится к 1952 году. Средний срок эксплуатации трубопроводов тепловых сетей ООО «Волгодонские тепловые сети» составляет 20 лет.

Последняя реконструкция участков трубопроводов тепловых сетей осуществлялась в 2021 году. При капитальном ремонте трубопроводов в качестве изоляции применяется минеральная вата, пенополиуретан и пенополимерминеральная изоляция (далее – ППУ и ППМ соответственно). Доля тепловых сетей в ППУ – изоляции составляет порядка 10% по материальной характеристике всех тепловых сетей.

На рисунке 10 представлено долевое деление общей протяженности тепловой сети города по сроку ввода в эксплуатацию.



Рисунок 10. Деление общей протяженности тепловой сети города по сроку ввода в эксплуатацию

Большая часть тепловой сети (более 80 %) введена в эксплуатацию в период с 1990 года до 1997 года.

Компенсация температурных расширений трубопроводов осуществляется сальниковыми и «П» – образными компенсаторами и за счёт участков самокомпенсации.

До настоящего времени, эксплуатацию тепловых сетей города, осуществляла только ООО «Волгодонские тепловые сети», которая обслуживала:

- тепловые сети, находящиеся в собственности ООО «Волгодонские тепловые сети»;
- муниципальные тепловые сети, принятые в аренду ООО «Волгодонские тепловые сети»;
- тепловые ввода, принятые в аренду ООО «Волгодонские тепловые сети».

ООО «Южная строительная компания» (далее ООО «ЮСКОМ») на основании договора купли-продажи приобрела имущество тепловых сетей, относящиеся к старой части города Волгодонска (договор купли-продажи №117/ВТС от 19.01.2018 г.). Перечень тепловых сетей, приобретенных по договору №117/ВТС, представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень и техническое состояние тепловых сетей, приобретенных по договору №117/ВТС

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
1	Тепловая сеть от УТ-6 до УТ-7, нежилое, Литер 1							715,3	1 430,60					
	Тепловые камеры	2006	-	условно пригодное	2		сталь							
	От УТ-6 до УП-1	2006	-	условно пригодное		530	сталь	78,3	156,5	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От УП-1 до УП-2	2006	-	условно пригодное		530	сталь	392,9	785,8	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От УП-2 до УП-3	2006	-	условно пригодное		530	сталь	29,7	59,5	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От УП-3 до УП-4	2006	-	условно пригодное		530	сталь	180,8	361,6	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От УП-4 до УТ-7	2006	-	условно пригодное		530	сталь	33,6	67,3	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
2	Тепловая трасса квартал №4 от тепловой камеры П- 16 до тепловой камеры П-16-5, состоящая из 6 тепловых камер: ТКП-16-1, ТК П-16-2, ТК П-16-3, ТК П-16- 4, ТК П-16-5 ТК П- 16-5а, нежилое, Литер 3							454	908					
	Тепловые камеры	1964	1992; 1997	удовл.	6		сталь							
	От ТК П-16 до ТК П- 16-1	1964	1992; 1997	удовл.		200	сталь	33	66	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК П-16-1 до ТК П-16-2	1964	1992; 1997	удовл.		150	сталь	30	60	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	в пределах ТК П-16-2	1964	1992; 1997	удовл.		100	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК П-16-2 до УП-2	1964	1992; 1997	удовл.		150	сталь	85	170	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От УП-2 до ТК П-16- 3	1964	1992; 1997	удовл.		150	сталь	43	86	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	В пределах ТК II-16-3	1964	1992; 1997	удовл.		100	сталь	3	6	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ТК II-16-3 до ТК II-16-4	1964	1992; 1997	удовл.		150	сталь	133	266	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	В пределах ТК II-16-4	1964	1992; 1997	удовл.		50	сталь	2	4	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	В пределах ТК II-16-4	1964	1992; 1997	удовл.		70	сталь	2	4	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ТК II-16-1 до ТК II-16-5а	1964	1992; 1997	удовл.		80	сталь	44	88	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК II-16- 5а	1964	1992; 1997	удовл.		70	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-16-1 до ТК II-16-5а	1964	1992; 1997	удовл.		150	сталь	73	146	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК II-16-5	1964	1992; 1997	удовл.		100	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
3	Тепловая трасса кв. 14 от УТ I-10а-16 до ТК I-10а-28, состоящая из 12 тепловых камер УТ 10а-17, УТ 10а-18, УТ 10а-19, УТ 10а- 20, УТ 10а-21, УТ 10а-22, УТ 10а-23, УТ 10а-24, УТ 10а- 25, УТ 10а-26, УТ 10а-27, УТ 10а-28, нежилое, Литер I							690	1 408,00					
	Тепловые камеры	1997	-	удовл.	12		сталь							
	От УТ10а-16 до УТ10а-17	1997	-	удовл.		200	сталь	33	66	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-17	1997	-	удовл.		50	сталь	6	12	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	От УТ1-а-17 до УТ- 10а-18	1997	-	удовл.		200	сталь	31	68	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-18	1997	-	удовл.		50	сталь	6	12	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	От УТ-10а-18 до УТ10а-19	1997	-	удовл.		200	сталь	31	68	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-19	1997	-	удовл.		50	сталь	6	12	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	От УТ10а-19 до УП3	1997	-	удовл.		200	сталь	38	86	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	От УП-3 до УТ10а-20	1997	-	удовл.		200	сталь	38	86	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-20	1997	-	удовл.		50	сталь	6	12	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	От УТ-10а-20 до УТ10а-21	1997	-	удовл.		200	сталь	68	136	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-21	1997	-	удовл.		50	сталь	4	8	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	От УТ-10а-20 до УТ10а-22	1997	-	удовл.		200	сталь	28	56	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-22	1997	-	удовл.		150	сталь	6	12	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	От УТ-10а-22 до УТ10а-23	1997	-	удовл.		150	сталь	8	16	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-23	1997	-	удовл.		50	сталь	3	6	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	От УТ-10а-23 до УТ10а-24	1997	-	удовл.		150	сталь	54	104	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-24	1997	-	удовл.		50	сталь	3	6	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	От УТ-10а-24 до УТ10а-25	1997	-	удовл.		150	сталь	66	132	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-25	1997	-	удовл.		50	сталь	3	6	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-25	1997	-	удовл.		100	сталь	3	6	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	От УТ-10а-25 до УТ10а-26	1997	-	удовл.		125	сталь	76	152	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-26	1997	-	удовл.		50	сталь	2	4	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	От УТ-10а-26 до УТ10а-27	1997	-	удовл.		125	сталь	14	28	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	В пределах УТ10а-27	1997	-	удовл.		100	сталь	2	4	наземный	на высоких опорах	-	-	минматы
	От УТ-10а-27 до ТК10а-28	1997	-	удовл.		70	сталь	151	302	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК10а-28	1997	-	удовл.		32	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	В пределах ТК10а-28	1997	-	удовл.		70	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
4	Тепловая магистраль №1 от тепловой камеры П- 4А до тепловой камеры I-10А, состоящая из 16 тепловых камер ШО, ТК I-2, ТК I-3 по пер. Первомайскому, ШО I-4, ТК I-5, ТК I-5а, ТК I-6, ТК I-6-1, ТК I- 7, ТК I-8, ТК I-8а, ТК I-8а-1, ТК I-9, ТК I- 10, ТК I-10-1, ТК I- 10а по пер. Донскому, нежилое, Литер 1.							1 593,00	3 186,00					
	Тепловые камеры	1990	-	удовл.	16		сталь							
	От ТК П-4а до ШО	1990	-	удовл.		500	сталь	38	76	наземный	на низких опорах	-	ж/б	минматы
	От ШО до ТК I-2	1990	-	удовл.		500	сталь	34	68	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК	1990	-	удовл.		100	сталь	2	4	наземный	на низких опорах	-	ж/б	минматы
	От ТК I-2 до ТК I-3	1990	-	удовл.		500	сталь	31	62	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-3 до ТК I-4	1990	-	удовл.		500	сталь	485	970	наземный	на низких опорах	-	ж/б	минматы
	От ШО I-1 до ТК I-5	1990	-	удовл.		500	сталь	18	36	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-5 до ТК I-5а	1990	-	удовл.		500	сталь	108	216	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-5а до ТК I-6	1990	-	удовл.		500	сталь	108	216	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-6 до ТК I-6-1	1990	-	удовл.		200	сталь	24	48	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-6 до ТК I-7	1990	-	удовл.		500	сталь	104	208	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-7 до ТК I-8	1990	-	удовл.		500	сталь	102	204	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	В пределах ТК I-8	1990	-	удовл.		50	сталь	2,5	5	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	От ТК I-8 до ТК I-8а	1990	-	удовл.		500	сталь	35	70	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-8а до ТК I-8а-1	1990	-	условно пригодное		200	сталь	45	90	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-8а до ТК I-9	1990	-	условно пригодное		500	сталь	110	220	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-9	1990	-	условно пригодное		50	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-9 до ТК I-10	1990	-	условно пригодное		500	сталь	104	208	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-10 до ТК I-10-1	1990	-	условно пригодное		150	сталь	22	44	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-10 до ТК I-10а	1990	-	условно пригодное		500	сталь	98	196	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	ответвление от ТК I-10 до ж/д №44 по ул. Советской	1990	-	условно пригодное		70	сталь	120	240	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
5	Тепловая трасса от тепловой камеры I-10а до тепловой камеры I-10А-5, состоящая из 4 тепловых камер ТК I-10а-1, ТК I-10а-2, ТК I-10а-4, ТК I-10а5, нежилое, Литер 3							264	528					
	Тепловые камеры	1990	-	удовл.	4		сталь							
	От ТК I-10а до ТК I-10а-1	1990	-	удовл.		300	сталь	69	138	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-10а-1	1990	-	удовл.		50	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-10а-1 до ТК I-10а-2	1990	-	удовл.		300	сталь	70	140	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-10а-2	1990	-	удовл.		50	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-10а-2 до ТК I-10а-4	1990	-	удовл.		300	сталь	70	140	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-10а-4	1990	-	удовл.		50	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	От ТК I-10а-4 до ТК I-10а-5	1990	-	удовл.		300	сталь	49	98	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
6	Тепловая трасса от угла поворота 1 до узла теплофикационного I-8а-12, состоящая из 7 тепловых камер: ШО, ШО1, ТК I-8а-10, по ул. Горького, УТ I-8а-11, УТ I-8а-12 по ул. Химиков, ТК 10-1, УТ 10-2 по ул. Горького, нежилое, Литер 2.							821	1 642,00					
	Тепловые камеры	1983	-	удовл.	7		сталь							
	От УП-1 до ШО	1983	-	удовл.		200	сталь	18	36	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ШО до ШО-1 и до ТК I-8а-11	1983	-	удовл.		200	сталь	270	540	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ТК I-8а-10 до УТ I-8а-12	1983	-	удовл.		200	сталь	50	100	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах УТ I-8а-11	1983	-	удовл.		50	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От УТ I-8а-11 до УТ I-8а-12	1983	-	удовл.		200	сталь	180	360	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	В пределах УТ I-8а-12	1983	-	удовл.		100	сталь	2	4	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ТК I-8а-10 до ТК 20-1	1983	-	удовл.		100	сталь	59	118	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК 10-1 до УТ 10-2	1983	-	удовл.		100	сталь	98	196	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	В пределах УТ 10-2	1983	-	удовл.		50	сталь	2	4	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От УТ 10-2 до НО-7	1983	-	удовл.		100	сталь	137	274	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	В пределах НО-7	1983	-	удовл.		50	сталь	1,5	3	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	В пределах НО-7	1983	-	удовл.		50	сталь	1,5	3	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
7	Тепловая трасса квартал № 37 от тепловой камеры I-							374	746					

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	8А-1 до тепловой камеры I-8А-7, состоящая из 8 тепловых камер: ТК I-8а-2, ТК I-8а-3, ТК I-8а-2, ТК I-8а-4, ТК- I-8а-5, ТК I-8а-6, ТК I-8а-7, расположенные на территории кв. №37, ТК I-18а-7 по ул. Горького, нежилое, Литер 1.													
	Тепловые камеры	1983	1998	удовл.	8		стеклопластик							
	От ТК I-8а-1 до ТК I- 8а-2	1983	1998	удовл.		150	стеклопластик	68	136	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-8а-2 лдо УП-1	1983	1998	удовл.		150	стеклопластик	34	68	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-8а-2 до ТК I- 8а-2	1983	1998	удовл.		80	стеклопластик	31	62	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	В пределах ТК I-8а-2	1983	1998	удовл.		50	стеклопластик	2	4	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	В пределах ТК I-8а-2	1983	1998	удовл.		50	стеклопластик	2	4	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-8а-2 до ТК I- 8а-3	1983	1998	удовл.		80	стеклопластик	36	72	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	В пределах ТК I-8а-3	1983	1998	удовл.		50	стеклопластик	2	4	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-8а-3 до ТК I- 8а-4	1983	1998	удовл.		80	стеклопластик	27	54	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	В пределах ТК I-8а-4	1983	1998	удовл.		50	стеклопластик	2	4	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	В пределах ТК I-8а-4	1983	1998	удовл.		50	стеклопластик	2	4	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-8а-4 до ТК I- 8а-5 и до ТК I-8а-6	1983	1998	удовл.		80	стеклопластик	60	118	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	От ТК I-8а-6 до ТК I- 8а-7 и до ТК I-8а-7	1983	1998	удовл.		80	стеклопластик	104	208	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	В пределах ТК I-8а-7	1983	1998	удовл.		50	стеклопластик	2	4	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
	В пределах ТК I-8а-7	1983	1998	удовл.		50	стеклопластик	2	4	подземный	б/канальная	-	-	пенополиуретан
8	Тепловая трасса кв.№ 17 от тепловой							140	280					

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	камеры I-18 до тепловой камеры I- 18-3, состоящая из 4 тепловых камер ТК- I-18-1, ТК I-18-1а, ТК I-18-2, по пер. Первомайскому, ТК I-18-3 по ул. Советской, нежилое, Литер 4													
	Тепловые камеры	1964	1978	удовл.	4		сталь							
	От ТК I-18 до ТК I-18- 1а	1964	1978	удовл.		100	сталь	73	146	наземный	на низких опорах	-	-	минматы/стеклопластик
	В пределах ТК I-18-1а	1964	1978	удовл.		50	сталь	2	4	наземный	на низких опорах	-	-	минматы/стеклопластик
	От ТК I-18-1а до ТК I- 18-2	1964	1978	удовл.		100	сталь	19	38	наземный	на низких опорах	-	-	минматы/стеклопластик
	В пределах ТК I-18-2	1964	1978	удовл.		50	сталь	2	4	наземный	на низких опорах	-	-	минматы/стеклопластик
	От ТК I-18-2 до ТК I- 18-3	1964	1978	удовл.		100	сталь	42	84	наземный	на низких опорах	-	-	минматы/стеклопластик
	В пределах ТК	1964	1978	удовл.		50	сталь	2	4	наземный	на низких опорах	-	-	минматы/стеклопластик
9	Тепловая трасса разводящая от тепловой камеры I- 16 до тепловой камеры I-16-13, состоящая из 10 тепловых камер: ТК- I-16-2, ТК I-16-4, ТК I-16-5, ТК I-16-7, ТК- I-16-9, ТК I-16-10, ТК I-16-11, ТК I-16-12а, ТК-I-16-12, ТК I-16- 13, нежилое, Литер 1							698	1 396,00					
	Тепловые камеры	1978	2000	удовл.	10		сталь							минматы
	От ТК I-16 до ТК I-16- 2	1978	2000	удовл.		200	сталь	48	96	подземный	б/канальная	-	-	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	Внутри ТК I-16-2	1978	2000	удовл.		80	сталь	1,5	3	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	Внутри ТК I-16-2	1978	2000	удовл.		50	сталь	1,5	3	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От ТК I-16-2 до ТК I-16-4	1978	2000	удовл.		200	сталь	61	122	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	Внутри ТК I-16-4	1978	2000	удовл.		80	сталь	1,5	3	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	Внутри ТК I-16-4	1978	2000	удовл.		50	сталь	1,5	3	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От ТК I-16-4 до ТК I-16-5	1978	2000	удовл.		200	сталь	50	100	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	Внутри ТК I-16-5	1978	2000	удовл.		50	сталь	1,5	3	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От ТК I-16-5 до УП 1	1978	2000	удовл.		200	сталь	37,5	75	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От УП 1 до ТК I-16-7	1978	2000	удовл.		200	сталь	10	20	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От ТК I-16-7 до ТК I-16-9	1978	2000	удовл.		200	сталь	101	202	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	Внутри ТК I-16-9	1978	2000	удовл.		100	сталь	3	6	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От ТК I-16-9 до ТК I-16-10	1978	2000	удовл.		200	сталь	47	94	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	Внутри ТК I-16-10	1978	2000	удовл.		50	сталь	1,5	3	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От ТК I-16-10 до УП 2	1978	2000	удовл.		200	сталь	12	24	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От УП 2 до УП 3	1978	2000	удовл.		200	сталь	35	70	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От УП 3 до ТК I-16-11	1978	2000	удовл.		200	сталь	7	14	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	Внутри ТК I-16-11	1978	2000	удовл.		80	сталь	1,5	3	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	Внутри ТК I-16-11	1978	2000	удовл.		50	сталь	1,5	3	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От УП 3 до ТК I-16-12a	1978	2000	удовл.		200	сталь	92	184	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	Внутри ТК I-16-12a	1978	2000	удовл.		100	сталь	1,5	3	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От ТК I-16-12a до ТК I-16-12	1978	2000	удовл.		200	сталь	36	72	наземный	б/канальная	-	-	минматы
	Внутри ТК I-16-12	1978	2000	удовл.		200	сталь	1,5	3	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	Внутри ТК I-16-12	1978	2000	удовл.		50	сталь	3	6	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ТК I-16-12a до УП 4	1978	2000	удовл.		100	сталь	40	80	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От УП 4 до УП 5	1978	2000	удовл.		100	сталь	28	56	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	От УП 5 до ТК I-16-13	1978	2000	удовл.		100	сталь	35,5	71	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ТК I-16-2 до поворота к ж/д 6	1978	2000	удовл.		57	сталь	20	40	подземный	б/канальная	-	-	минматы
	От ТК I-16-4 до поворота к ж/д 10	1978	2000	удовл.		57	сталь	17	34	подземный	б/канальная	-	-	минматы
10	Тепловая магистраль перемычка от тепловой камеры П- 13 до тепловой камеры III-13, состоящая из 4 тепловых камер: ТК III-13г, ТК III- 13в, ТК III-13б, ТК III-13а, нежилое, Литер 2							353	706					
	Тепловые камеры	1973	1995	удовл.	4		сталь							
	От ТК II-13 до ТК III- 13г	1973	1995	удовл.		300	сталь	98	196	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК II-13	1973	1995	удовл.		100	сталь	3	6	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК III-13г	1973	1995	удовл.		100	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-13а до ТК III-13в	1973	1995	удовл.		300	сталь	104	208	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК III-13в	1973	1995	удовл.		200	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-13 до ТК III- 13б	1973	1995	удовл.		300	сталь	62	124	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК III-13б	1973	1995	удовл.		100	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-13б до ТК III-13а	1973	1995	удовл.		300	сталь	62	124	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК III-13а	1973	1995	удовл.		80	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-13а до ТК III-13	1973	1995	удовл.		300	сталь	15	30	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
11	Тепловая трасса кв.4 от тепловой камеры I-23-5 до школы №7, состоящая из 1 тепловой камеры: ТК I-23-5-1, нежилое, Литер 5							187	374					
	Тепловые камеры	1978	1998	удовл.	1		сталь							
	От ТК I-23-5 до ТК I-23-5-1	1978	1998	удовл.		80	сталь	75	150	наземный	на низких опорах	-	-	минматы/стеклопластик
	От ТК I-23-5-1 до shk. №7	1978	1998	удовл.		80	сталь	112	224	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
12	Тепловая магистраль №1 от тепловой камеры I-10а до тепловой камеры II-15а, состоящая из 16 тепловых камер: ТК I-11, ТК I-12, ТК I-13, ТК I-14, ТК I-15, ТК I-16, ТК I-17, ТК I-18, ТК I-19, ТК I-20, ТК I-21, ТК I-22, ТК I-23, ТК I-24, ТК I-25, ТК I-26, нежилое, Литер 2							1 034,00	2 068,00					
	Тепловые камеры	1990	-	удовл.	16		сталь							
	От ТК I-10а до ТК I-11	1990	-	удовл.		300	сталь	42	84	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	ответвление: ТК I-11	1990	-	удовл.		100	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-11 до ТК I-12	1990	-	удовл.		300	сталь	32	64	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-12	1990	-	удовл.		200	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-12 до ТК I-13	1990	-	удовл.		300	сталь	15	30	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-13 до ТК I-14	1990	-	удовл.		300	сталь	58	116	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-14	1990	-	удовл.		100	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	От ТК I-14 до ТК I-15	1990	-	удовл.		300	сталь	37	74	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-15	1990	-	удовл.		100	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-15 до ТК I-16	1990	-	удовл.		300	сталь	80	160	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-16 до ТК I-17	1990	-	удовл.		300	сталь	72	144	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-17	1990	-	удовл.		50	сталь	3	6	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-17 до ТК I-18	1990	-	удовл.		300	сталь	27	54	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-18 до ТК I-19	1990	-	удовл.		300	сталь	33	66	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-19 до ТК I-20	1990	-	удовл.		300	сталь	32	64	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-20	1990	-	удовл.		50	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-20 до ТК I-21	1990	-	удовл.		300	сталь	52	104	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-21	1990	-	удовл.		50	сталь	5	10	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-21	1990	-	удовл.		100	сталь	4	8	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-21 до ТК I-22	1990	-	удовл.		300	сталь	83	166	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-22	1990	-	удовл.		50	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-22 до ТК I-23	1990	-	удовл.		300	сталь	95	190	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-23	1990	-	удовл.		200	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-23 до ТК I-24	1990	-	удовл.		300	сталь	42	84	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-24	1990	-	удовл.		200	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-24 до ТК I-25	1990	-	удовл.		300	сталь	169	338	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-25 до ТК I-26	1990	-	удовл.		300	сталь	48	96	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК I-26	1990	-	удовл.		50	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК I-26 до ТК I-15а	1990	-	удовл.		300	сталь	85	170	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
13	Тепловая магистраль II от тепловой камеры П-8 до тепловой камеры П-16: ТКП-9, ТКП-10, по ул. Степной, ТКП-10а, ТКП-10б, ТКП-11, ТКП-11а, ТКП-11б, ТКП-12 по пер. Коммунистическому, ТКП-13, ТКП-13а, по ул. М. Горького, ТКП-13б, ТКП-14, ТКП-14а, ТКП-15, ТКП-15а, ТКП-16 по пер. Думенко, нежилое, Литер 1							1 855,50	3 711,00					
	Тепловые камеры	1978	1990; 1998	удовл.	16		сталь							
	От ТК П-8 до ТК П-9	1978	1990; 1998	удовл.		400	сталь	204	408	подземный	канальная	непроходной	кирпич	минматы
	От ТК П-9 до ТК П-10	1978	1990; 1998	удовл.		400	сталь	220,5	441	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК П-9	1978	1990; 1998	удовл.		50	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК П-9	1978	1990; 1998	удовл.		50	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК П- до УП 1	1978	1990; 1998	удовл.		400	сталь	136,5	273	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК П-10	1978	1990; 1998	удовл.		80	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От УП 1 до ТК П-10а	1978	1990; 1998	удовл.		400	сталь	32	64	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК П-10а	1978	1990; 1998	удовл.		100	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК П-10а до ТК П-10б	1978	1990; 1998	удовл.		400	сталь	45,5	91	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК П-10б до ТК П-11	1978	1990; 1998	удовл.		400	сталь	64,5	129	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК П-11	1978	1990; 1998	удовл.		80	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК П-11	1978	1990; 1998	удовл.		100	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК П-11 до ТК П-11а	1978	1990; 1998	удовл.		400	сталь	68	136	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	внутри ТК II-11а	1978	1990; 1998	удовл.		100	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-11а до ТК II-11б	1978	1990; 1998	удовл.		400	сталь	37,5	75	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК II-11б	1978	1990; 1998	удовл.		100	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК II-11б	1978	1990; 1998	удовл.		50	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-11б до ТК II-12	1978	1990; 1998	удовл.		400	сталь	124	248	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК II-12	1978	1990; 1998	удовл.		100	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК II-12	1978	1990; 1998	удовл.		50	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-12 до ТК II-13	1978	1990; 1998	удовл.		400	сталь	94	188	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК II-13	1978	1990; 1998	удовл.		100	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-13 до ТК II-13а	1978	1990; 1998	удовл.		300	сталь	97	194	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК II-13а	1978	1990; 1998	удовл.		50	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-13а до НО-11	1978	1990; 1998	удовл.		300	сталь	106	212	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От НО-11 до УП-2	1978	1990; 1998	удовл.		300	сталь	25	50	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От УП-2 до ТК II-13б	1978	1990; 1998	удовл.		300	сталь	131	262	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК II-13б	1978	1990; 1998	удовл.		150	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-13б до ТК II-14	1978	1990; 1998	удовл.		300	сталь	99	198	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-14 до ТК II-14а	1978	1990; 1998	условно пригодное		300	сталь	101	202	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК II-14а	1978	1990; 1998	условно пригодное		150	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-14а до ТК II-15	1978	1990; 1998	условно пригодное		300	сталь	63	126	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК II-15	1978	1990; 1998	условно пригодное		50	сталь	4	8	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-15 до ТК II-15а	1978	1990; 1998	условно пригодное		300	сталь	70	140	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-15а до ТК II-16	1978	1990; 1998	удовл.		300	сталь	96	192	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
14	Тепловая трасса квартал 10 от тепловой камеры П-19 до тепловой камеры П-19-3, состоящая из 3 тепловых камер: ТКП-19-1, ТКП-19-2, ТКП-19-3, нежилое, Литер 2							274	548					
	Тепловые камеры	1991	-	удовл.	3		сталь							
	От ТК П-19 до ТК П-19-1	1994	-	удовл.		200	сталь	124	248	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК П-19-1	1994	-	удовл.		200	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК П-19-1 до ТК П-19-2	1991	-	удовл.		150	сталь	44	88	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	В пределах ТК П-19-2	1991	-	удовл.		80	сталь	2	4	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ТК П-19-2 до ТК П-19-3	1991	-	удовл.		150	сталь	100	200	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	В пределах ТК П-19-3	1991	-	удовл.		80	сталь	2	4	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
15	Тепловая трасса по ул. Ленина от тепловой камеры П-16 до тепловой камеры П-23, состоящая из 11 тепловых камер: ТКП-6а, ТКП-17, ТКП-18, ТКП-18а, ТКП-19, ТКП-19а, ТКП-23-5, ТКП-23-4, ТКП-23-3, ТКП-23-2, ТКП-23-1, нежилое, Литер 1							916	1 832,00					
	Тепловые камеры	1992	-	условно пригодное	11		сталь							
	От ТК П-16 до ТК П-16а	1992	-	условно пригодное		250	сталь	81	162	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	В пределах ТК II-16а	1992	-	условно пригодное		100	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-17 до ТК II-18	1992	-	условно пригодное		250	сталь	78	156	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-17 до ТК II-18	1992	-	условно пригодное		250	сталь	38	76	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК II-18	1992	-	условно пригодное		80	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-18 до ТК II-18а	1992	-	условно пригодное		250	сталь	46	92	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-18а до ТК II-19	1992	-	условно пригодное		250	сталь	152	304	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК II-19	1992	-	условно пригодное		100	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-19 до ТК II-19а	1994	-	удовл.		200	сталь	22	44	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК II-19а	1992	-	удовл.		150	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-19а до ТК III-23-5	1992	-	удовл.		200	сталь	46	92	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК III-23-5	1992	-	удовл.		150	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК III-23-5 до ТК III-23-4	1992	-	удовл.		200	сталь	111	222	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК III-23-4	1992	-	удовл.		150	сталь	2,5	5	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ТК III-23-4 до ТК III-23-3	1992	-	удовл.		200	сталь	40	80	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	В пределах ТК III-23-3	1992	-	удовл.		80	сталь	2	4	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ТК III-23-3 до ТК III-23-2	1992	-	удовл.		200	сталь	106	212	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	В пределах ТК III-23-2	1992	-	удовл.		80	сталь	2	4	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ТК III-23-2 до ТК III-23-1	1992	-	удовл.		200	сталь	72	144	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	В пределах ТК III-23-1	1992	-	удовл.		150	сталь	2	4	наземный	в ж/б лотках	-	ж/б	минматы
	От ТК III-23-1 до ТК III-23	1992	-	удовл.		200	сталь	101	202	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	В пределах ТК III-23	1992	-	удовл.		200	сталь	3	6	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
16	Тепловая трасса кв.5 от тепловой камеры II-18а до тепловой камеры II-18а-2, состоящая из 2 тепловых камер: ТКII-18а-1, ТКII-18а- 2, нежилое, Литер 4							177	354					
	Тепловые камеры	1992	-	удовл.	2		сталь							
	От ТК II-18а до ТК II- 18а-1	1992	-	удовл.		200	сталь	135	270	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК II-18а- 1	1992	-	удовл.		80	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК II-18а- 1	1992	-	удовл.		50	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	От ТК II-18а-1 до ТК II-18а-2	1992	-	удовл.		200	сталь	36	72	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	В пределах ТК II-18а- 2	1992	-	удовл.		150	сталь	2	4	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
17	Тепловая магистраль III от шахты опуска III-1 до тепловой камеры III-23, состоящая из 18 тепловых камер: ШО III-1, ТКIII-8, ТКIII-9, ТКIII-9а, ТКIII-10, ТКIII-11, ТКIII -12 по пер. Маяковского, ТКIII-13, ТКIII-14, ТКIII-15, ТКIII-16, по ул. М. Горького, ТКIII-17, ТКIII-18, ТКIII-19, ТКIII-20, ТКIII-21, ТКIII-22, ТКIII-23, по ул. 50 лет СССР, нежилое, Литер 1							913,6	1 827,20					
	Тепловые камеры	1973	1989	удовл.	18		сталь							
	от ТК III-13 до ТК III-14	1973	1989	удовл.		300	сталь	60,8	121,6	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	от ТК III-14 до ТК III-15	1973	1989	удовл.		300	сталь	46,8	93,6	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	от ТК III-15 до ТК III-16	1973	1989	удовл.		300	сталь	105,5	211	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	от ТК III-16 до УП-1	1973	1989	удовл.		300	сталь	57	114	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	от УП-1 до ТК III-17	1973	1989	удовл.		300	сталь	3	6	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	от ТК III-17 до ТК III-18	1973	1989	удовл.		300	сталь	98	196	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК III-18	1973	1989	удовл.		100	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	от ТК III-18 до ТК III-19	1973	1989	удовл.		300	сталь	76	152	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК III-19	1973	1989	удовл.		200	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	от ТК III-19 до ТК III-20	1973	1989	удовл.		300	сталь	76	152	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК III-20	1973	1989	удовл.		80	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы

Объект оценки	Наименование	Год ввода в эксплуата- цию	Год реконстру- кции	Состояние	Кол- во	Диаметр труб, мм	Материал труб	Протяжен- ность трассы, м	Протяжен- ность трубопроводов, м	Способ прокладки	Тип прокладки	Тип каналов	Хар-ки канала	Изоляция
	от ТК III-20 до ТК III-21	1973	1989	удовл.		300	сталь	88	176	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК III-21	1973	1989	удовл.		125	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	от ТК III-21 до ТК III-22	1973	1989	удовл.		300	сталь	139	278	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	внутри ТК III-22	1973	1989	удовл.		150	сталь	2,5	5	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
	от ТК III-22 до ТК III-23	1973	1989	удовл.		300	сталь	151	302	подземный	канальная	непроходной	ж/б	минматы
18	Тепломагистраль № III от ШО-III-1 до ТК-III-23 на участке от ШО-III-1 до ТК-III-13 (реконструкция)							886,5	1 773,00					
	Тепловые камеры	1973	2001	удовл.	18		сталь							
	от т/м N III до ШО-1	1973	2001	удовл.		500	сталь	6	12	подземный	безканальная	-	-	пенополиуретан
	от ШО-1 до ТК III-8	1973	2001	удовл.		500	сталь	194	388	подземный	безканальная	-	-	пенополиуретан
	внутри ТК III-8	1973	2001	удовл.		100	сталь	2,5	5	подземный	безканальная	-	-	пенополиуретан
	от ТК III-8 до ТК III-9	1973	2001	удовл.		500	сталь	106,5	213	подземный	безканальная	-	-	пенополиуретан
	внутри ТК III-9	1973	2001	удовл.		50	сталь	2,5	5	подземный	безканальная	-	-	пенополиуретан
	от ТК III-9 до ТК III-9а	1973	2001	удовл.		500	сталь	85	170	подземный	безканальная	-	-	пенополиуретан
	внутри ТК III-9а	1973	2001	удовл.		50	сталь	2,5	5	подземный	безканальная	-	-	пенополиуретан
	от ТК III-9а до ТК III-10	1973	2001	удовл.		500	сталь	126,5	253	подземный	безканальная	-	-	пенополиуретан
	от ТК III-10 до ТК III-11	1973	2001	удовл.		500	сталь	112,5	225	подземный	безканальная	-	-	пенополиуретан
	от ТК III-11 до ТК III-12	1973	2001	удовл.		500	сталь	154,5	309	подземный	безканальная	-	-	пенополиуретан
	от ТК III-12 до ТК III-13	1973	2001	удовл.		500	сталь	94	188	подземный	безканальная	-	-	пенополиуретан
	ИТОГО							12345,9	24 717,80					

Эксплуатацию тепловых сетей, принадлежащих ООО «ЮСКОМ», в срок до 30.09.2018 г. осуществляла ООО «ВТС». Начиная с 01.10.2018 г. обслуживание тепловых сетей осуществляет собственник.

В связи с тем, что ООО «ЮСКОМ» не имеет статуса теплоснабжающей организации, было принято решение вышеуказанное имущество передать в аренду ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» на срок до 31.07.2039 г (договор аренды имущества № 2 от 31.07.2019 г.) Также, для осуществления теплоснабжения старой части города Волгодонска, ООО «Волгодонская ТЭЦ-1», по договору аренды, были взяты в эксплуатацию внутриквартальные муниципальные сети.

В системе теплоснабжения от Волгодонской ТЭЦ-2 г. Волгодонска в эксплуатации находится одна подкачивающая насосная станция (далее - ПНС) и 4 центральных тепловых пункта (далее – ЦТП).

Перечень ЦТП и ПНС:

1. ЦТП-1 по ул. Дружбы, ул. 8 а;
2. ЦТП-2 по пр. Курчатова, ул. 14 б;
3. ЦТП-3 по ул. Энтузиастов, ул. 20 б;
4. ЦТП-4 по пр. Курчатова, ул. 26 а;
5. ПНС по пр. Курчатова 15а.

Назначение подкачивающей насосной станции - повышение давления сетевой воды в подающем трубопроводе, связано это с тем, что источник теплоснабжения не может обеспечить достаточный напор для надёжного обеспечения тепловой энергией и теплоносителем потребителей многоэтажных жилых зданий. Подкачивающая станция установлена на подающем трубопроводе тепловой сети, в направлении жилых домов № 13 и № 15 по пр. Курчатова.

В ПНС установлено 2 насоса, по одному на обеспечение нагрузки отопления и ГВС. В отопительном периоде работают насосы отопления и ГВС, в межотопительный период работают только насосы ГВС.

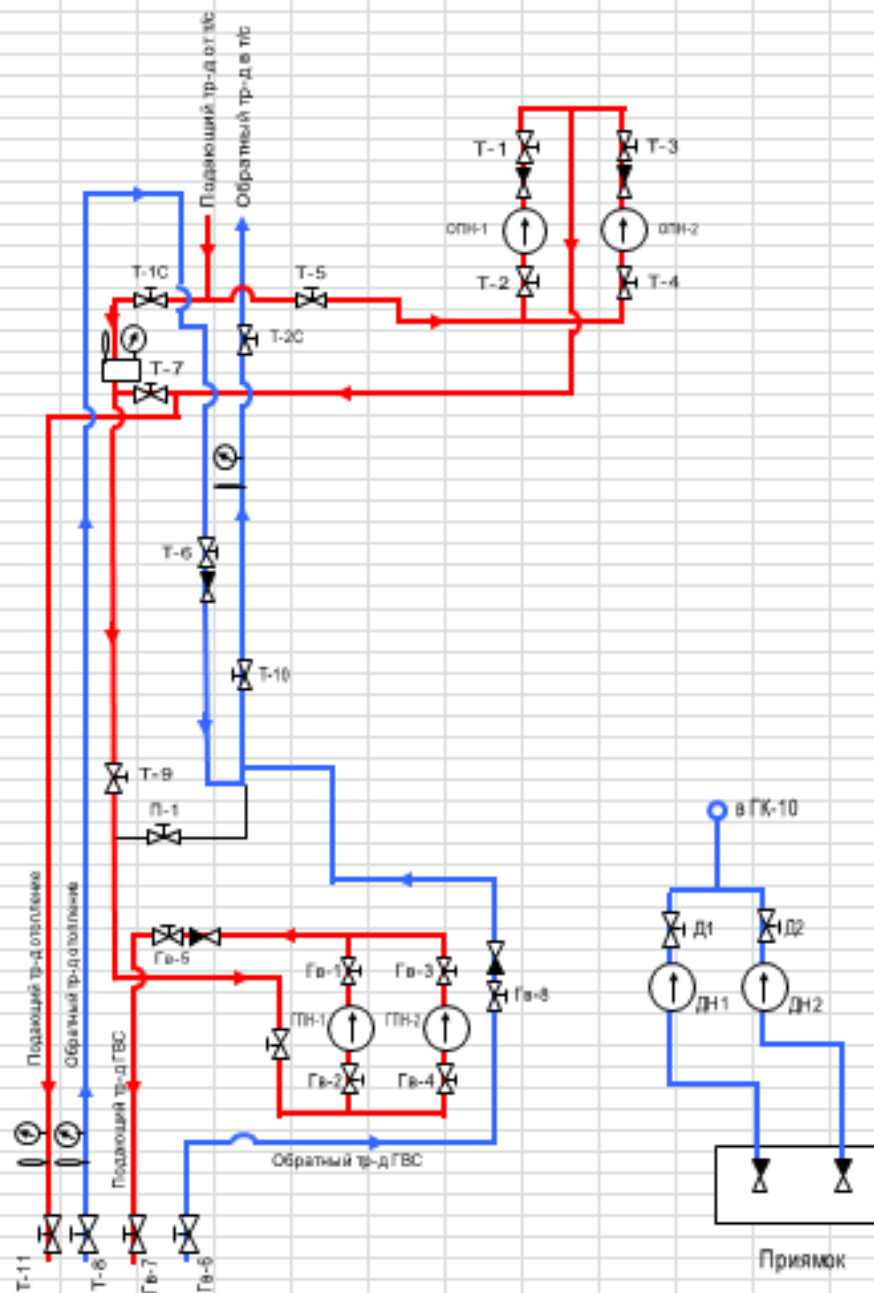
В настоящее время во всех ЦТП теплообменное оборудование демонтировано, в работе находится подкачивающие насосы, в связи с чем, основное назначение ЦТП

состоит в обеспечении работоспособности систем отопления и ГВС зданий повышенной этажности.

Во всех ЦТП установлено по четыре насоса, два для обеспечения нагрузки отопления и два для обеспечения нагрузки ГВС. Одновременно в работе находится по одному насосу, остальные находятся в резерве.

На рисунках 11 – 14 представлены оперативные схемы ЦТП.

ОПЕРАТИВНАЯ СХЕМА ЦТП-1
г.Волгодонск, ул.Дружбы, 8а

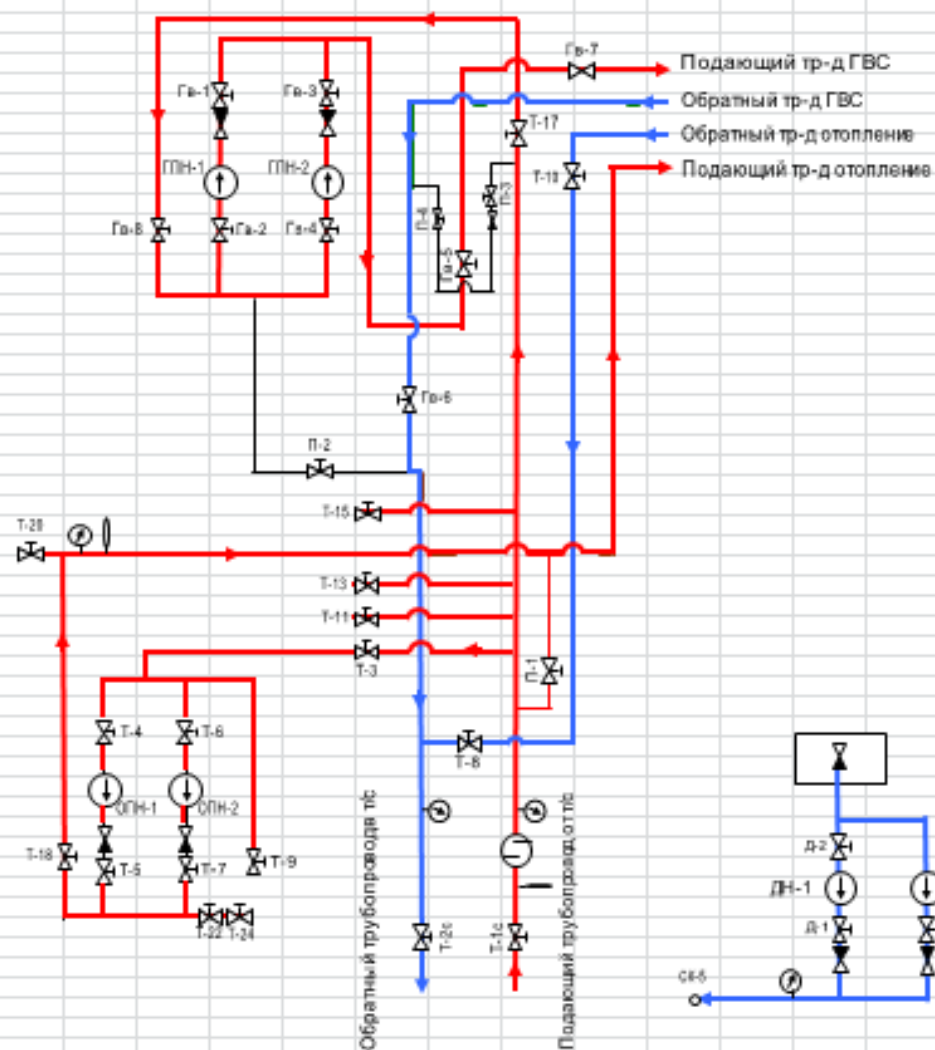


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- - подающий трубопровод
- - обратный трубопровод
- Т - задвижки отопления
- Гв - задвижки горячего водоснабжения
- Д - задвижки дренажные

Рисунок 11. Оперативная схема ЦТП-1

ОПЕРАТИВНАЯ СХЕМА ЦТП-2 г.Волгодонск, пр.Курчатова, 146



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- - подающий трубопровод
- - обратный трубопровод
- Т** - задвижки отопления
- Гв** - задвижки горячего водоснабжения
- Д** - задвижки дренажные

Рисунок 12. Оперативная схема ЦТП-2

ОПЕРАТИВНАЯ СХЕМА ЦТП-3
г.Волгодонск, ул.Энтузиастов, 206

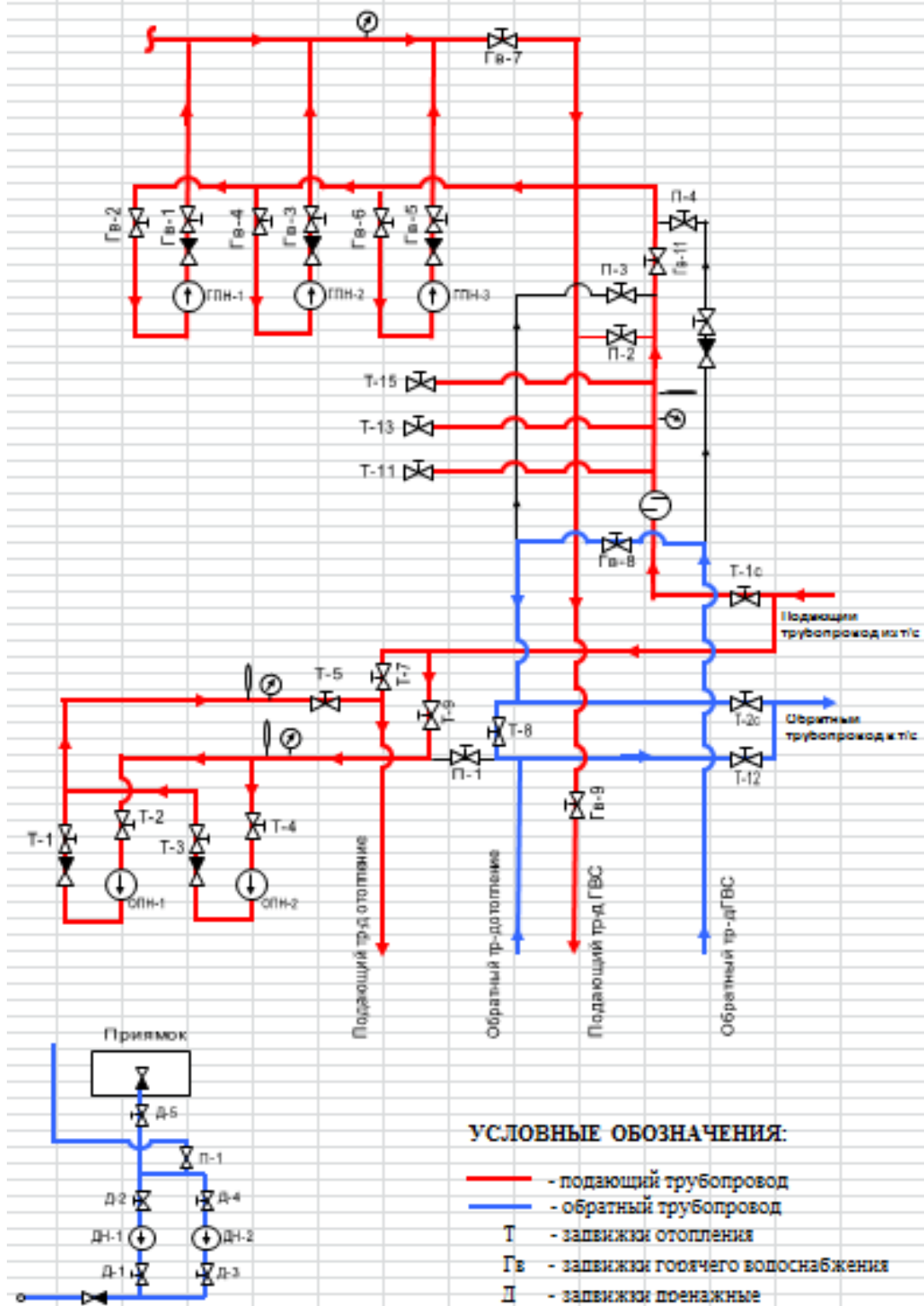


Рисунок 13. Оперативная схема ЦТП-3

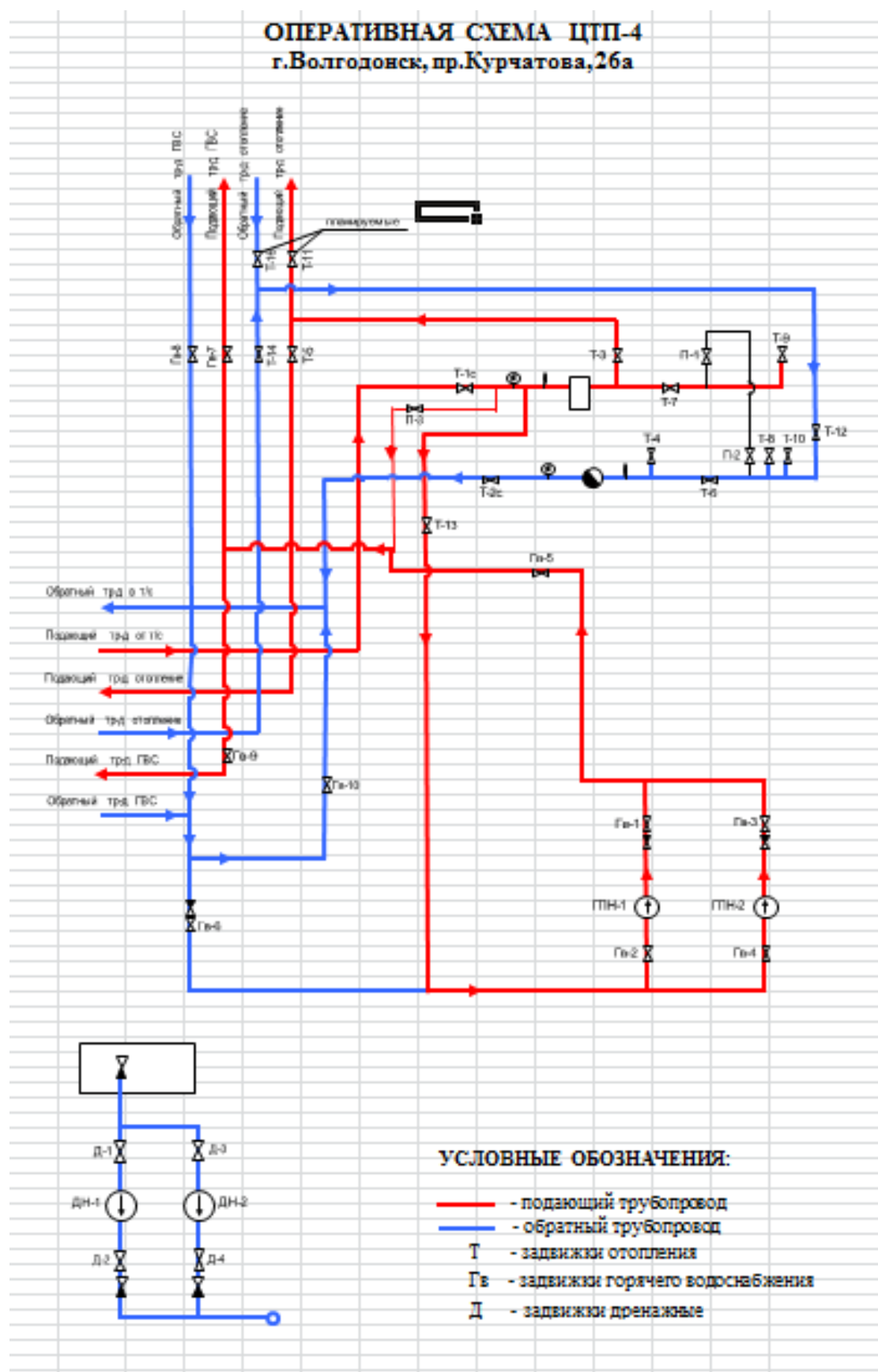


Рисунок 14. Оперативная схема ЦТП-4

В настоящее время часть ЦТП не эксплуатируются как тепловые пункты (разукомплектованы):

1. Бульвар Великой Победы, д. 26, 28 - здание находится в собственности ТСЖ «Высотки», насосы ХВС – в муниципальной собственности;
2. ул. Морская, д. 68 б - муниципальная собственность;
3. ул. Ленина, д. 119 б - муниципальная собственность;
4. ул. Степная, д. 197 а - муниципальная собственность;
5. район МУЗ «Городская больница скорой медицинской помощи» (ул. Гагарина, д. 26) - муниципальная собственность.

Характеристики работающих насосов и мощности их электродвигателей при усредненной прогнозируемой температуре наружного воздуха представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристики работающих насосов и результаты расчёта мощности их электродвигателей на насосных станциях и ЦТП

№ п/п	Параметр	Величина
ЦТП-1 отопление		
1	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП) т/ч, м ³ /ч	44,284
2	Расход сетевой воды через один работающий насос V, м ³ /ч	44,284
3	Напор насоса H, м	33
4	Коэффициент полезного действия насоса $\eta_{НАС}$	0,72
5	Коэффициент полезного действия трансмиссии $\eta_{тр.}$	0,98
6	Плотность воды g, кг/м ³	988
7	Нормативная электрическая мощность электродвигателя одного работающего насоса, кВт	5,6
8	Количество насосов в работе, шт.	1
9	Суммарная нормативная электрическая мощность оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, кВт	5,7
10	Время работы насосов, ч	4237
11	Нормативные затраты электроэнергии оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, тыс. кВт·ч	24,3
ЦТП-1 ГВС		
1	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП) т/ч, м ³ /ч	10,160
2	Расход сетевой воды через один работающий насос V, м ³ /ч	10,16
3	Напор насоса H, м	35
4	Коэффициент полезного действия насоса $\eta_{НАС}$	0,4
5	Коэффициент полезного действия трансмиссии $\eta_{тр.}$	0,98
6	Плотность воды g, кг/м ³	988
7	Нормативная электрическая мощность электродвигателя одного работающего насоса, кВт	2,4
8	Количество насосов в работе, шт.	1
9	Суммарная нормативная электрическая мощность оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, кВт	2,5
10	Время работы насосов, ч	8604
11	Нормативные затраты электроэнергии оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, тыс. кВт·ч	21,6

№ п/п	Параметр	Величина
ЦТП-2 отопление		
1	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП) т/ч, м ³ /ч	29,944
2	Расход сетевой воды через один работающий насос V, м ³ /ч	29,944
3	Напор насоса H, м	36
4	Коэффициент полезного действия насоса $\eta_{НАС}$	0,62
5	Коэффициент полезного действия трансмиссии $\eta_{мр.}$	0,98
6	Плотность воды g, кг/м ³	988
7	Нормативная электрическая мощность электродвигателя одного работающего насоса, кВт	4,8
8	Количество насосов в работе, шт.	1
9	Суммарная нормативная электрическая мощность оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, кВт	4,9
10	Время работы насосов, ч	4237
11	Нормативные затраты электроэнергии оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, тыс. кВт·ч	20,8
ЦТП-2 ГВС		
1	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП) т/ч, м ³ /ч	7,572
2	Расход сетевой воды через один работающий насос V, м ³ /ч	7,572
3	Напор насоса H, м	36
4	Коэффициент полезного действия насоса $\eta_{НАС}$	0,32
5	Коэффициент полезного действия трансмиссии $\eta_{мр.}$	0,98
6	Плотность воды g, кг/м ³	988
7	Нормативная электрическая мощность электродвигателя одного работающего насоса, кВт	2,3
8	Количество насосов в работе, шт.	1
9	Суммарная нормативная электрическая мощность оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, кВт	2,4
10	Время работы насосов, ч	8604
11	Нормативные затраты электроэнергии оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, тыс. кВт·ч	20,7
ЦТП-3 отопление		
1	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП) т/ч, м ³ /ч	35,152
2	Расход сетевой воды через один работающий насос V, м ³ /ч	35,152
3	Напор насоса H, м	53
4	Коэффициент полезного действия насоса $\eta_{НАС}$	0,54
5	Коэффициент полезного действия трансмиссии $\eta_{мр.}$	0,98
6	Плотность воды g, кг/м ³	988
7	Нормативная электрическая мощность электродвигателя одного работающего насоса, кВт	9,5
8	Количество насосов в работе, шт.	1
9	Суммарная нормативная электрическая мощность оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, кВт	9,8
10	Время работы насосов, ч	4237
11	Нормативные затраты электроэнергии оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, тыс. кВт·ч	41,3
ЦТП-3 ГВС		
1	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП) т/ч, м ³ /ч	12,616
2	Расход сетевой воды через один работающий насос V, м ³ /ч	12,616
3	Напор насоса H, м	35
4	Коэффициент полезного действия насоса $\eta_{НАС}$	0,46
5	Коэффициент полезного действия трансмиссии $\eta_{мр.}$	0,98
6	Плотность воды g, кг/м ³	988
7	Нормативная электрическая мощность электродвигателя одного работающего насоса, кВт	2,6
8	Количество насосов в работе, шт.	1
9	Суммарная нормативная электрическая мощность оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, кВт	2,7
10	Время работы насосов, ч	8604
11	Нормативные затраты электроэнергии оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, тыс. кВт·ч	23,4

№ п/п	Параметр	Величина
ЦТП-4 отопление		
1	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП) т/ч, м ³ /ч	39,252
2	Расход сетевой воды через один работающий насос V, м ³ /ч	39,252
3	Напор насоса H, м	34
4	Коэффициент полезного действия насоса $\eta_{НАС}$	0,7
5	Коэффициент полезного действия трансмиссии $\eta_{мр.}$	0,98
6	Плотность воды g, кг/м ³	988
7	Нормативная электрическая мощность электродвигателя одного работающего насоса, кВт	5,2
8	Количество насосов в работе, шт.	1
9	Суммарная нормативная электрическая мощность оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, кВт	5,4
10	Время работы насосов, ч	4237
11	Нормативные затраты электроэнергии оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, тыс. кВт·ч	22,8
ЦТП-4 ГВС		
1	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП) т/ч, м ³ /ч	18,720
2	Расход сетевой воды через один работающий насос V, м ³ /ч	18,720
3	Напор насоса H, м	33
4	Коэффициент полезного действия насоса $\eta_{НАС}$	0,57
5	Коэффициент полезного действия трансмиссии $\eta_{мр.}$	0,98
6	Плотность воды g, кг/м ³	988
7	Нормативная электрическая мощность электродвигателя одного работающего насоса, кВт	3,0
8	Количество насосов в работе, шт.	1
9	Суммарная нормативная электрическая мощность оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, кВт	3,1
10	Время работы насосов, ч	8604
11	Нормативные затраты электроэнергии оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, тыс. кВт·ч	26,4
ПНС отопление		
1	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП) т/ч, м ³ /ч	20,200
2	Расход сетевой воды через один работающий насос V, м ³ /ч	20,200
3	Напор насоса H, м	33
4	Коэффициент полезного действия насоса $\eta_{НАС}$	0,59
5	Коэффициент полезного действия трансмиссии $\eta_{мр.}$	0,98
6	Плотность воды g, кг/м ³	988
7	Нормативная электрическая мощность электродвигателя одного работающего насоса, кВт	3,1
8	Количество насосов в работе, шт.	1
9	Суммарная нормативная электрическая мощность оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, кВт	3,2
10	Время работы насосов, ч	4237
11	Нормативные затраты электроэнергии оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, тыс. кВт·ч	13,5
ПНС ГВС		
1	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП) т/ч, м ³ /ч	13,656
2	Расход сетевой воды через один работающий насос V, м ³ /ч	13,656
3	Напор насоса H, м	35
4	Коэффициент полезного действия насоса $\eta_{НАС}$	0,47
5	Коэффициент полезного действия трансмиссии $\eta_{мр.}$	0,98
6	Плотность воды g, кг/м ³	988
7	Нормативная электрическая мощность электродвигателя одного работающего насоса, кВт	2,8
8	Количество насосов в работе, шт.	1
9	Суммарная нормативная электрическая мощность оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, кВт	2,9
10	Время работы насосов, ч	8604
11	Нормативные затраты электроэнергии оборудования насосной станции с учетом собственных нужд, тыс. кВт·ч	24,7

Общие нормативные затраты электрической энергии на транспорт тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения составляют 239,7 тыс. кВт·ч.

Длина тепловой сети на балансе ООО «Волгодонские тепловые сети» равна 110,294 тр. км:

- собственные сети ООО «Волгодонские тепловые сети» - 52,783 тр. км,
- арендованные муниципальные сети – 43,0872 тр. км;
- тепловые вводы – 14,4238 тр. км.

Длина тепловой сети на балансе ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» равна 33,5543 тр. км:

- собственные сети ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» и арендованные у ООО «ВТС» - 17,0258 тр. км,
- арендованные муниципальные сети – 10,8337 тр. км;
- тепловые вводы – 5,6949 тр. км.

Долевое деление общей протяженности тепловых сетей города представлено на рисунке 15.



Рисунок 15. Долевое деление общей протяженности тепловых сетей

76,7% от общей протяженности тепловых сетей города приходится на сети ООО «Волгодонские тепловые сети»; 23,3% - на сети ООО «Волгодонская ТЭЦ-1».

Общая характеристика тепловых сетей города представлена в Приложении 1.

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

В таблице 25 представлен перечень и количество секционной и регулирующей арматуры на тепловых сетях.

Таблица 25 – Тип и количество арматуры, установленной на тепловых сетях

Диаметр Ду, мм	Задвижки			Вентили			Краны, затворы		Итого
	Ст	Чуг	Бр	Ст	Чуг	Бр	Ст	Бр	
15	0	1	0	0	5	26	0	2	34
20	0	2	0	2	15	6	2	8	35
25	0	0	0	11	20	17	0	0	48
30	0	2	0	12	75	17	0	0	106
40	5	15	0	4	4	3	0	0	31
50	231	105	0	9	10	1	0	0	356
80	476	95	0	0	2	0	0	0	573
100	394	91	0	0	0	0	0	0	485
150	205	14	0	0	0	0	0	0	219
200	31	0	0	0	0	0	0	0	31
250	14	0	0	0	0	0	0	0	14
Всего	1356	325	0	38	131	70	2	10	1932

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

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных прямыми, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямого. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

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

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

Потребителями тепловой энергии являются жилые, общественно бытовые и административные здания города. Высота зданий от 1 до 16 этажей. Присоединение систем отопления потребителей к тепловой сети осуществляется по элеваторной схеме. Системы горячего водоснабжения потребителей г. Волгодонска в основном имеют непосредственную схему присоединения.

Системы теплоснабжения производственно-промышленных объектов, а также гаражей, теплиц и части магазинов имеют непосредственную схему присоединения к тепловым сетям.

Отпуск тепловой энергии от Волгодонской ТЭЦ-2 осуществляется по температурному графику 104 – 59 °С, который представлен графически на рисунке 16.

Отпуск тепловой энергии от котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» осуществляется по температурному графику 114 – 60 °С, который представлен графически на рисунке 17.

СОГЛАСОВАНО

Заместитель главы Администрации
города Волгодонска по городскому хозяйству

В.И. Кулеша
2021г.

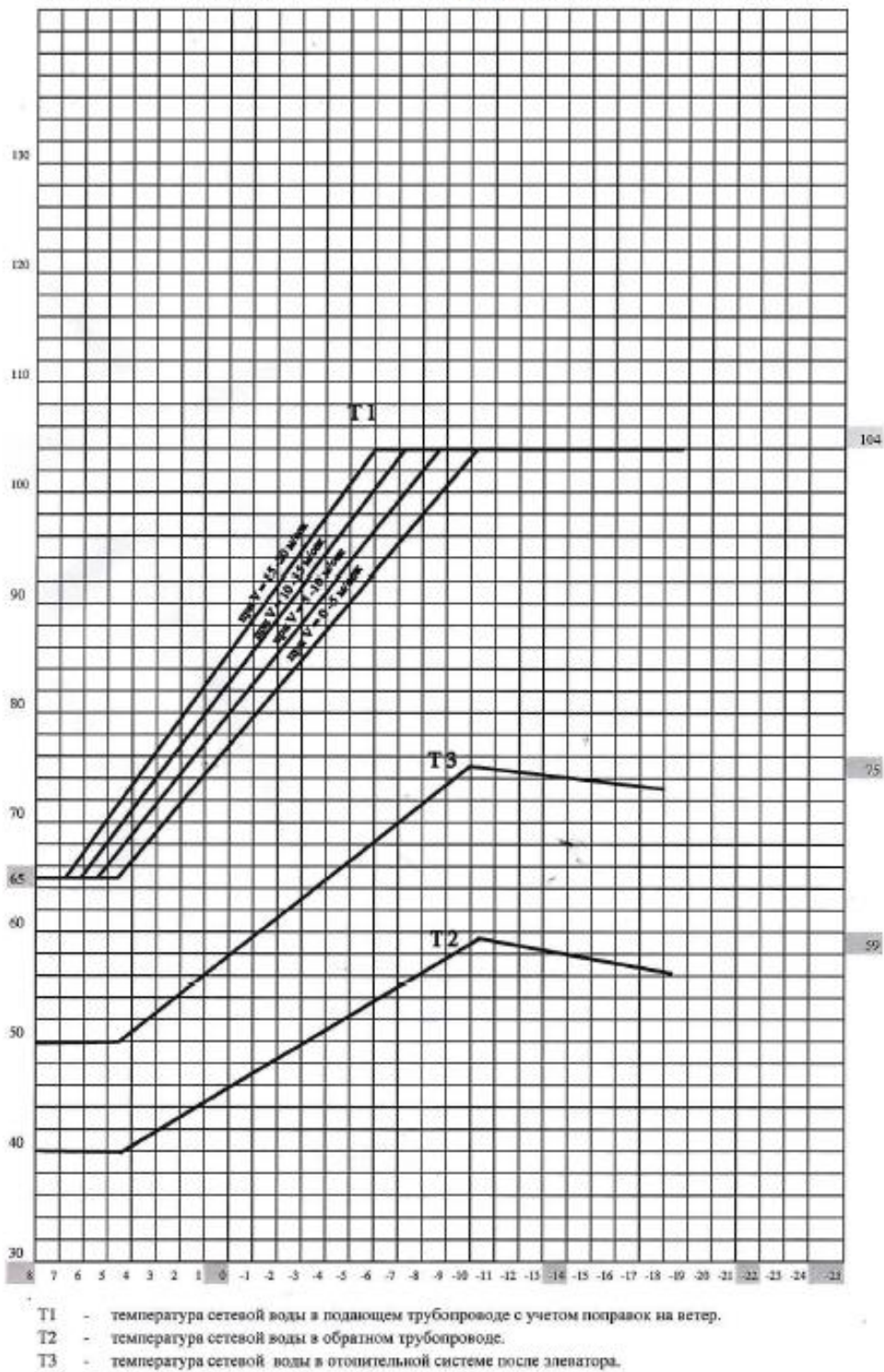
УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер
ООО "Волгодонские тепловые сети"

С.В. Самборский
2021г.

**ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
РАБОТЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

г.Волгодонска в отопительный период $T=104^{\circ}\text{C}$ (в межотопительный период $T=65^{\circ}\text{C}$)



Начальник производственно - технического отдела

В.И. Кулеша

Рисунок 16. Температурный график работы тепловых сетей 104-59°C



СОГЛАСОВАНО

Заместитель главы Администрации
города по городскому хозяйству

С.А. Вислоушкин
2019 г

УТВЕРЖДАЮ

Директор

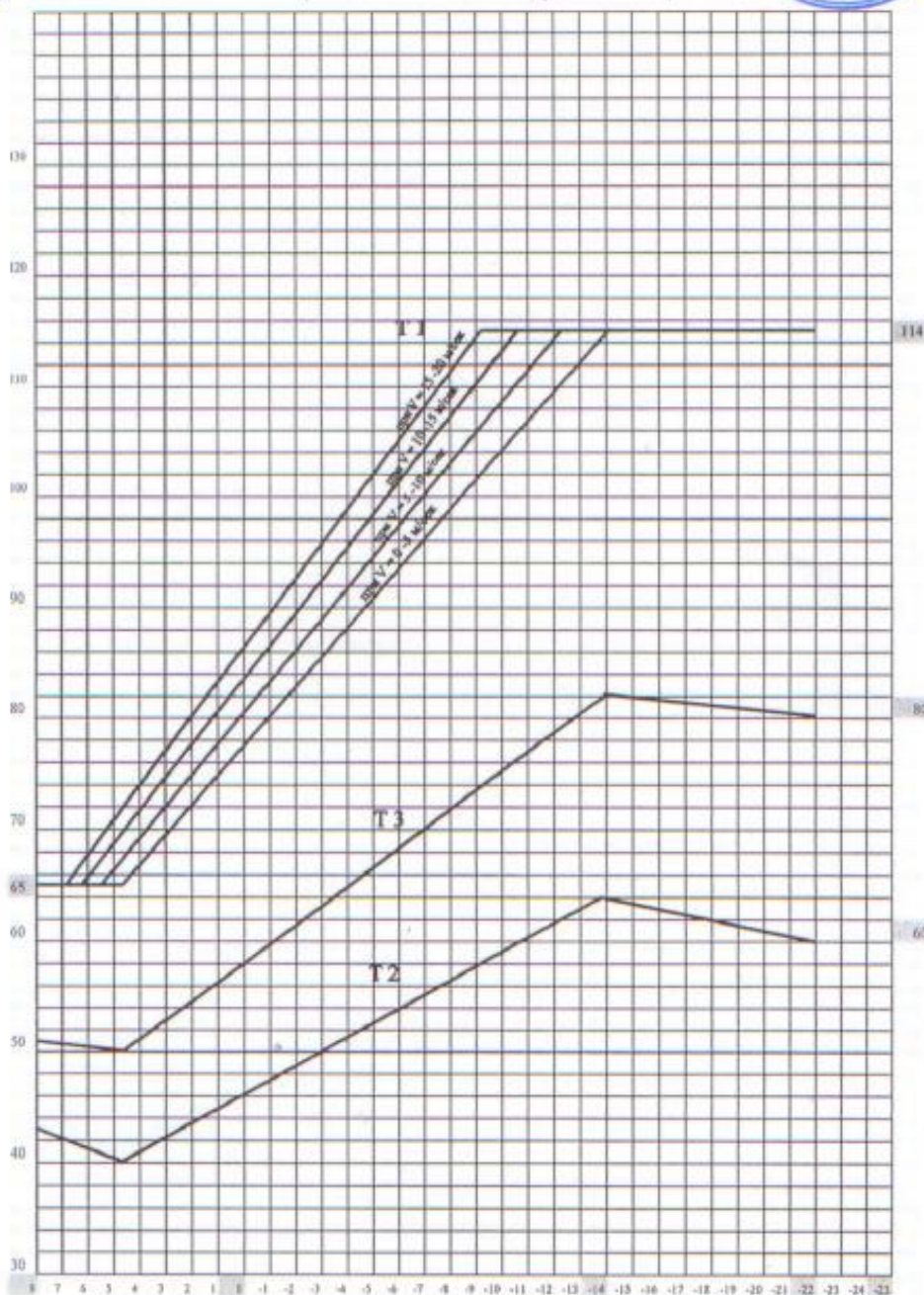
ООО "Волгодонская ТЭЦ-1"

В.А. Артеменко

2019 г



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
работы тепловых сетей Старой части г.Волгодонска в отопительный период
(в межотопительный период $T=70^{\circ}\text{C}$)



- T1 - температура сетевой воды в подающем трубопроводе с учетом поправок на ветер.
- T2 - температура сетевой воды в обратном трубопроводе.
- T3 - температура сетевой воды в отопительной системе после элеватора.

Рисунок 17. Температурный график работы тепловых сетей Старой части г. Волгодонска 114-60°C

Согласно справки, выданной Ростовским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды – ФГБУ «Северо-Кавказское УГМС» (Ростовский ЦГМС), средние температуры наружного воздуха за пятилетний период на территории муниципального образования представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Среднемесячные температуры наружного воздуха

Период	Температура наружного воздуха				
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
январь	-4,4	-3,5	-3	-2,2	0,4
февраль	2,6	-4,0	-3,2	-1,4	0,3
март	4,7	4,6	-1,3	4,4	6,6
апрель	12,4	9,7	10,8	10,8	8,8
май	16,7	15,6	19,4	18,5	15,1
июнь	22,9	20,9	23,6	25,5	23,7
июль	24,9	24,9	25,7	22,9	26,4
август	26,6	26,5	24,6	23,3	23,4
сентябрь	16,1	19,5	19,6	17,2	19,9
октябрь	8,1	10,0	12,9	12,7	14,4
ноябрь	2,3	4,2	1,4	3,9	3,3
декабрь	-4,9	2,7	-1,3	1,8	-4

Сравнение фактических температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах с нормативными значениями температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах представлено в п. 1.3.7.

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

В соответствии с п. 6.2.59 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 г. №115):

«Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть $\pm 3\%$;
- по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$;

- по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2$ кгс/см².

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на +5%. Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется».

1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

При разработке электронной модели системы теплоснабжения города использован программный расчетный комплекс ZuluThermo 8.0.

Электронная модель используется в качестве основного инструментария для проведения теплогидравлических расчетов различных сценариев развития системы теплоснабжения муниципального образования.

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

Пакет ZuluThermo 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.

Целью расчета параметров гидравлических испытаний является определение расходов воды, выбор перемычек, необходимых для пропуска этих расходов, величины общей потери напора, фактического гидравлического сопротивления участка тепловой сети.

Необходимые данные для расчёта:

- длина трубопровода, L , м;
- внутренний диаметр трубопровода, $D_{\text{вн}}$, м;
- сумма коэффициентов местных сопротивлений по участкам, $\sum \xi$;
- предполагаемые значения эквивалентной шероховатости, k_z , м;

– геодезические отметки трубопроводов в контрольных точках испытываемой магистрали, h_g , м;

– располагаемый напор на выводах – $\Delta H_{и.т.}$, м;

– напор в обратном коллекторе – $H_{ои.т.}$, м;

– внутренний диаметр циркуляционных перемычек: $D_{вн.}$.

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). При этом на экран выводятся:

– линия давления в подающем трубопроводе,

– линия давления в обратном трубопроводе,

– линия поверхности земли,

– линия потерь напора на шайбе,

– высота здания,

– линия вскипания,

– линия статического напора.

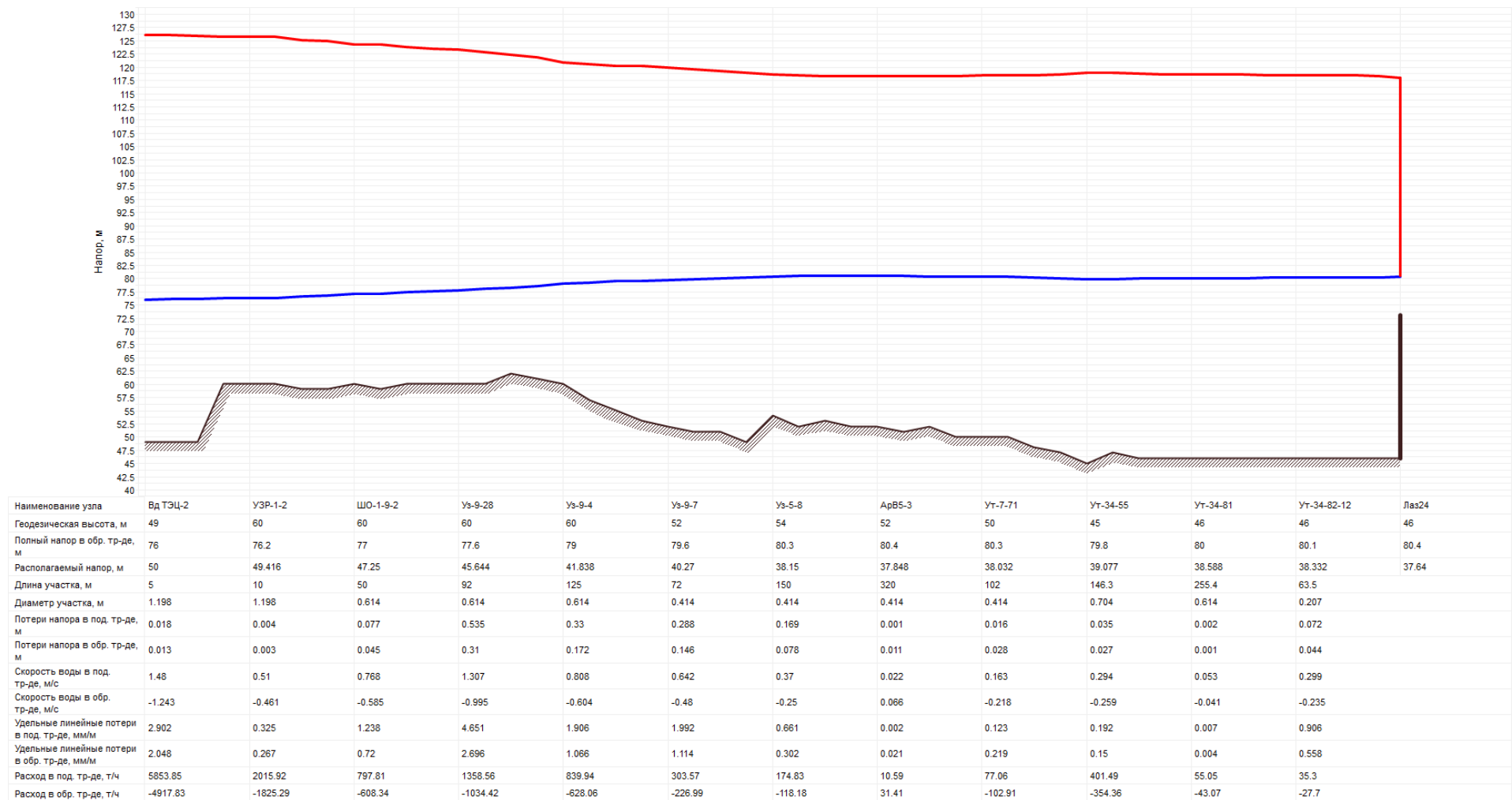


Рисунок 18. Пьезометрический график (от Волгодонской ТЭЦ-2)

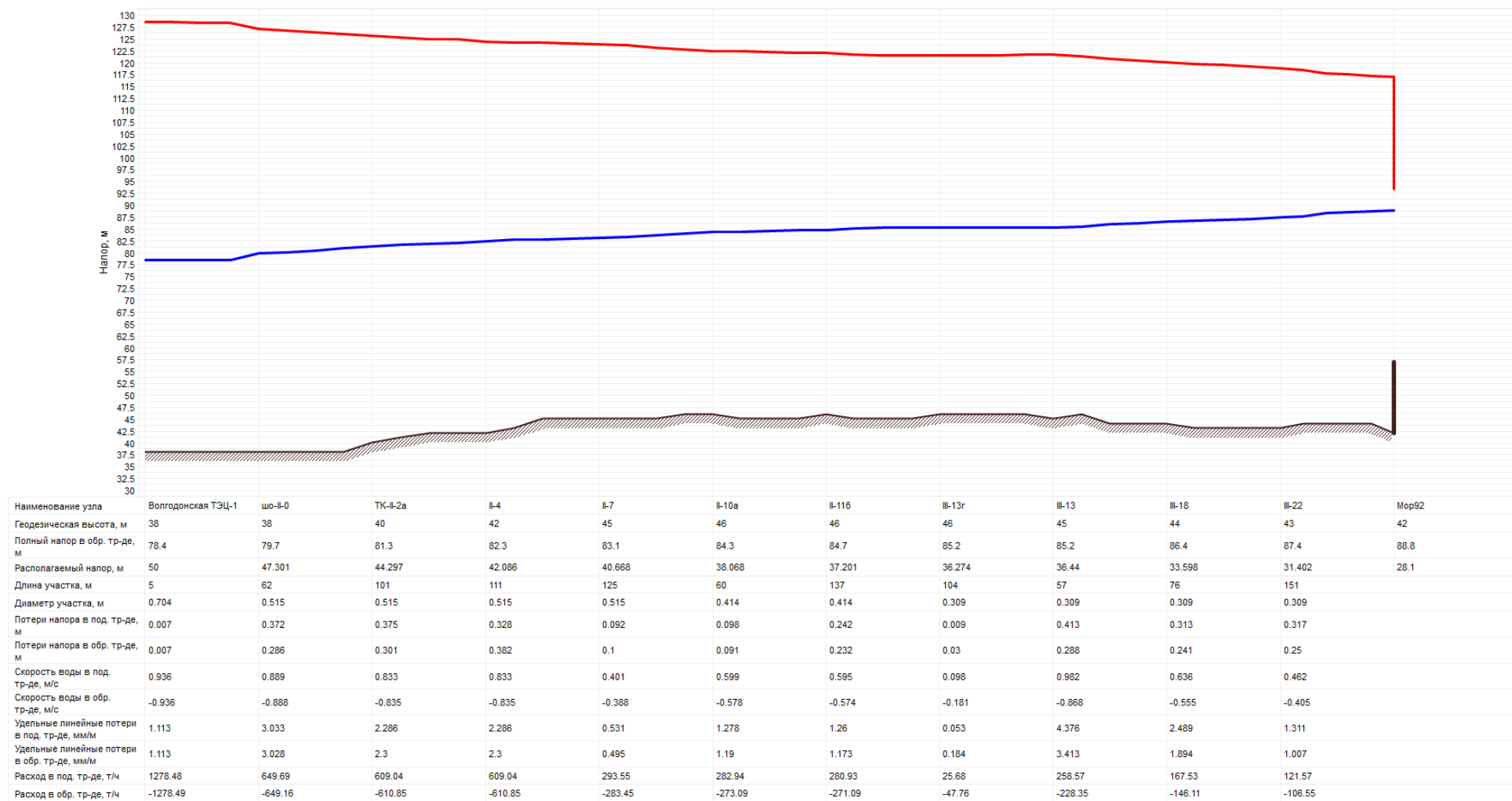


Рисунок 19. Пьезометрический график (от котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»)

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, 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.

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в РПК Zulu 8.0. Результаты гидравлического расчета, пьезометрические графики представлены в Приложениях 2 и 4.

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

Статистика дефектов на тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности ООО «Волгодонские тепловые сети», за период 2015-2019 гг. представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Статистика дефектов на тепловых сетях за период 2015 – 2019 гг.

Год	Дефекты на тепловых сетях ООО «Волгодонские тепловые сети»		
	Собственные тепловые сети, шт.	Арендуемые сети (муниципальные тепловые сети и ввода потребителей), шт.	Всего, шт.
2015	13	71	84
2016	26	132	158
2017	33	87	120
2018	-	-	-
2019	-	-	-

В 2020 году на тепловых сетях ООО «Волгодонские тепловые сети» произошла 1 аварийная ситуация при теплоснабжении: в 08:05 (по московскому времени) 26.12.2020 участок тепловой магистрали ТМ-2 Ду 400 мм. между УЗ-9-7 и УЗ-2-30 (адрес: г. Волгодонск, пр-кт Строителей, д. 21) был выведен в ремонт ввиду наличия дефекта, обнаруженного в 01:20 (по московскому времени) 26.12.2020. Допущен перерыв теплоснабжения 86-ти многоквартирных жилых домов, 4-х детских садов, 6-ти учебных заведений, 1-го медицинского учреждения в отопительный период более 6-ти часов.

По результатам расследования аварийной ситуации, в соответствии с требованиями «Правил расследования причин аварийных ситуаций при

теплоснабжении», утвержденными Постановлением Правительства РФ от 17.10.2015 №1114, оформлен установленным порядком «Акт №1 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 26.12.2020 года по адресу: г. Волгодонск, пр-кт Строителей, 21» от 15.01.2021.

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей

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 28;
- 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 28 – Допустимое снижение подачи тепловой энергии

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t^{\circ}\text{C}$ (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, аварийное отключение абонентов происходило единожды за восьмилетний период. Время полного восстановления теплоснабжения составило 60 часов. Условный диаметр трубопровода аварийного участка - 700 мм. Согласно СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», утвержденного Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 N 280, нормативное время восстановления на участке тепловой сети такого диаметра не должно превышать 29 часов. Сверхнормативный срок восстановления в данном случае был связан с тем, что место аварии находилось на пересечении с железнодорожными путями.

При прочих инцидентах на тепловых сетях значения времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений находится в допустимом интервале. Высокая надежность системы теплоснабжения достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей, наличием определенного числа насосных станций с различными коммутационными схемами с возможностью одновременного отключения на каждой станции и быстродействующих регулирующих устройств в сетях и на абонентских вводах.

При возможности аварийного изменения давлений сетевой воды с выходом за пределы допустимых значений предусмотрена защита оборудования источников тепловой энергии, тепловых сетей, систем теплоснабжения от повышения давления и гидравлических ударов, а также обеспечено невискипание сетевой воды во всех точках системы теплоснабжения.

На трубопроводах сетевой воды установлены две обводные линии:

- насосов подкачивающей насосной станции (насосы 1 степени);
- сетевых насосов (насосы 2 степени).

Так как подкачивающий насос ПНС-1 выведен из эксплуатации и демонтирован, его трубопроводы и арматура использованы для монтажа защитного устройства от гидроударов. Существующий клапан этой обводной линии выполняет защитные функции при гидроударах во всасывающем трубопроводе подкачивающих насосов.

Для выполнения защитных функций всасывающего трубопровода сетевых насосов (насосы 2 степени) на эстакаде технологических трубопроводов ТЭЦ-2 выполнена обводная линия Ду400 Ру2,5 МПа с обратным клапаном от всасывающего трубопровода сетевых насосов в трубопровод прямой сетевой воды.

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

При диагностике состоянии тепловых сетей следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния).

Начинать диагностику состояния тепловой сети необходимо с анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации, затем производится осмотр трассы трубопровода.

На предприятии должен быть организован ремонт тепловых сетей – капитальный и текущий.

На все виды ремонта тепловых сетей должны быть составлены перспективные и годовые графики. Графики капитального и текущего ремонтов разрабатываются на основе результатов анализа проведенной диагностики и выявленных дефектов.

Для выявления мест утечек теплоносителя из трубопроводов, теплоснабжающие и теплосетевые организации применяют следующие методы:

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

Опрессовка на прочность повышенным давлением. Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20 – 40%. То есть только 20% повреждений выявляется в ремонтный период и 80% уходит на период отопления. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления не предоставлялись.

Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора.

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

Согласно Отчета № 1244/Э-2 о проведении энергетического обследования систем транспорта тепловой энергии ООО «Волгодонские тепловые сети», выполненного ООО «Предприятие группы «Городской центр экспертиз» - «Городской центр экспертиз – энергетика», теплоснабжающей организацией проводилось энергетическое обследование тепловых сетей.

На предприятии после ремонта до начала отопительного периода регулярно проводятся гидравлические испытания тепловых сетей в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной и регулирующей арматуры. Все ранее представленные Акты испытаний тепловых сетей на прочность и плотность содержат заключение о том, что тепловые сети, участвующие в испытаниях, выдержали установленные программой параметры, дефектов не выявлено.

В рамках энергообследования тепловых сетей предприятием (ООО «Волгодонские тепловые сети») проводился анализ фактического температурного режима работы тепловых сетей на основании статистических данных по каждому источнику тепловой энергии.

Проводился анализ энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии. Рассмотрены энергетические характеристики по таким показателям, как: потери сетевой воды (далее – ПСВ), потери тепловой энергии в тепловых сетях.

ПСВ разделяются на технологические потери и потери воды с утечкой.

К технологическим ПСВ относятся:

- ПСВ на пусковое заполнение тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и с подключением новых сетей и систем после монтажа – $G_{п.п.}$;
- ПСВ при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях $G_{п.и.}$;

К ПСВ с утечкой $G_{ут}$ относятся:

- ПСВ при нарушениях нормальных режимов работы тепловых сетей, связанных с повреждениями тепловой сети и с проведением аварийно-восстановительных работ по их устранению;

- ПСВ с ее сливом или отбором из тепловой сети на удовлетворение потребностей в тепловой энергии или воде, не предусмотренных техническими решениями и договорными отношениями.

Тепловые потери при транспортировке и распределении тепловой энергии включают в себя:

- потери тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции трубопроводов $Q_{из}$;

- потери тепловой энергии с потерями сетевой воды $Q_{псв}$.

Значения тепловых потерь тепловыми сетями через теплоизоляционные конструкции в общем вид зависят от следующих характеристик:

- вида теплоизоляционной конструкции и примененных теплоизоляционных материалов;

- типов прокладки (надземная, подземная канальная, бесканальная и т.п.) и их соотношений для данной тепловой сети;

- температурного режима и продолжительности работы тепловой сети в течение года;

- параметров окружающей среды: температуры наружного воздуха, грунта и характера ее изменения в течение года;

- материальной характеристики тепловой сети и ее структуры по диаметрам и протяженности трубопроводов;

- срока и условий эксплуатации тепловых сетей.

Также персоналом собственной химической лаборатории ООО «Волгодонская тепловая генерация» проводится контроль водно-химического режима тепловых сетей, на основании агентского договора №116/ВТС/163/ВТГ 2017 от 08.12.2017г.

В соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» качество сетевой воды

должно удовлетворять следующим нормам:

- содержание свободной угольной кислоты - 0;
- значение РН для открытых систем теплоснабжения - 8,3 - 9,0;
- содержание соединений железа, не более 0,3мг/дм³;
- содержание растворенного кислорода, не более 20 мкг/дм³;
- количество взвешенных веществ, не более 5мг/дм³;
- содержание нефтепродуктов, не более 0,1 мг/дм³.

Требования СанПиН 2.1.4.2496-09 «Питьевая вода. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения» распространяются на химические и микробиологические показатели и представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Требования СанПиН 2.1.4.2496-09

Показатели	Единицы измерения	Нормативы ПДК, не более	Показатель вредности ¹	Класс опасности
Обобщённые показатели				
Водородный показатель	единицы pH	в пределах 6-9	-	-
Общая минерализация (сухой остаток)	мг/л	1000 (1500)2)	-	-
Жесткость общая	мг-экв./л	7,0 (10)2)	-	-
Окисляемость перманганатная	мг/л	5,0	-	-
Нефтепродукты, суммарно	мг/л	0,1	-	-
Поверхностно-активные вещества (ПАВ), анионоактивные	мг/л	0,5	-	-
Фенольный индекс	мг/л	0,25	-	-
Неорганические вещества				
Алюминий (Al ³⁺)	мг/л	0,5	с.-т.	2
Барий (Ba ²⁺)	мг/л	0,1	-"	2
Бериллий (Be ²⁺)	мг/л	0,0002	-"	1
Бор (В, суммарно)	мг/л	0,5	- -	2
Железо (Fe, суммарно)	мг/л	0,3 (1,0)2)	орг.	3
Кадмий (Cd, суммарно)	мг/л	0,001	с.-т.	2
Марганец (Mn, суммарно)	мг/л	0,1 (0,5)2)	орг.	3
Медь (Cu, суммарно)	мг/л	1,0	-"	3
Молибден (Mo, суммарно)	мг/л	0,25	с.-т.	2
Мышьяк (As, суммарно)	мг/л	0,05	с.-т.	2
Никель (Ni, суммарно)	мг/л	0,1	с.-т.	3
Нитраты (по NO ³⁻)	мг/л	45	с.-т.	3
Ртуть (Hg, суммарно)	мг/л	0,0005	с.-т.	1
Свинец (Pb, суммарно)	мг/л	0,03	-"	2
Селен (Se, суммарно)	мг/л	0,01	-"	2
Стронций (Sr ²⁺)	мг/л	7,0	-"	2
Сульфаты (SO)	мг/л	500	орг.	4
Фториды (F ⁻)	мг/л	-	-	-
Для климатических районов				
- I и II	мг/л	1,5	с.-т.	2
- III	мг/л	1,2	-"	2
Хлориды (Cl ⁻)	мг/л	350	орг.	4
Хром (Cr ⁶⁺)	мг/л	0,05	с.-т.	3
Цианиды (CN ⁻)	мг/л	0,035	-"	2
Цинк (Zn ²⁺)	мг/л	5,0	орг.	3
Органические вещества				

Показатели	Единицы измерения	Нормативы ПДК, не более	Показатель вредности ¹	Класс опасности
g-ГХЦГ(линдан)	мг/л	0,0023)	с.-т.	1
ДДТ (сумма изомеров)	мг/л	0,0023)	11	2
2,4-Д	мг/л	0,033)	11	2
1 – лимитирующий признак вредности вещества, по которому установлен норматив: «с.-т.» - санитарно-токсикологический, «орг.» - органолептический				
Показатели	Единицы измерения	Нормативы, не более		
Запах	баллы	2		
Привкус	баллы	2		
Цветность	градусы	20 (35) 1)		
Мутность	ЕМФ (единицы мутности по формазину) или мг/л (по каолину)	2,6 (3,5) 1) 1,5 (2) 1)		
Наименование вещества	Синонимы	Велич. норм. в мг/л	Показ. вредн.	Класс опасн.
Неорганические вещества				
1. Элементы, катионы				
Таллий	-	0,0001	с.-т.	2
Фосфор элементарный	-	0,0001	с.-т.	1
Ниобий	-	0,01	с.-т.	2
Теллур	-	0,01	с.-т.	2
Самарий	-	0,024*	с.-т.	2
Литий	-	0,03	с.-т.	2
Сурьма	-	0,05	с.-т.	2
Серебро	-	0,05	с.-т.	2
Ванадий	-	0,1	с.-т.	3
Висмут	-	0,1	с.-т.	2
Кобальт	-	0,1	с.-т.	2
Рубидий	-	0,1	с.-т.	2
Европий	-	0,3*	орг. привк.	4
Аммиак (по азоту)	-	2,0	с.-т.	3
Хром (Cr ³⁺)	-	0,5	с.-т.	3
Кремний	-	10,0	с.-т.	2
Натрий	-	200,0	с.-т.	2

По результатам анализа водно-химического режима тепловых сетей на источниках тепловой энергии ООО «Волгодонская тепловая генерация» водно-химический режим осуществлялся на должном уровне, все основные показатели не превышают нормативные значения.

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

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.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру и руководителю источника тепловой энергии 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. Магистраль испытывается целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых

параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, 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 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.

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, 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.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника 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 тепловой энергии 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 теплоснабжения производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек - задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

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

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.

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

Все тепловые сети, эксплуатируемые ООО «Волгодонская тепловая генерация», подвергаются испытаниям согласно перечисленным выше требованиям.

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

Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии выполняется в соответствии с «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго России №325 от 30.12.2008г., с учетом Приказа Минэнерго России №36 от 01.02.2010г. «О внесении изменений в приказы Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. N 325 и от 30 декабря 2008 г. N326».

Исходные данные, используемые при выполнении расчетов:

Теплоноситель «вода».

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

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

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

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

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

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

Определение нормативных потерь теплоносителя.

Теплоноситель «вода».

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой

утечкой, м³, определяются по формуле:

$$G_{\text{ут.н.}} = a \cdot V_{\text{зод}} \cdot n_{\text{зод}} \cdot 10^{-2} = m_{\text{ут.зод.н.}} \cdot n_{\text{зод}},$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Определение потерь тепловой энергии, обусловленных утечкой теплоносителя.

Теплоноситель «вода».

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

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

где $\rho_{\text{зод}}$ - среднегодовая плотность теплоносителя при средней (с учетом b)

температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м³;

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

τ_{1zod} и τ_{2zod} - среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки, °C;

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

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

Среднегодовая температура холодной воды:

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

где: $t_{XB}^{om}, t_{XB}^{\text{л}}$ - температура холодной воды, соответственно, в отопительный и неотопительный периоды, °C.

Определение часовых тепловых потерь тепловой энергии через изоляцию.

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

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

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

L - протяженность участков трубопроводов каждого диаметра, м;

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

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям ООО «Волгодонские тепловые сети» на 2020 год утверждены в уполномоченной на это организации и представлены ниже:

1. Нормативные технологические потери и затраты теплоносителя составили 780 951 м³/год;

2. Общие нормативные потери тепловой энергии составили 220 006 Гкал/год.

Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии на тепловых сетях ООО «Волгодонские тепловые сети» за период 2016 – 2020 гг. представлена в таблице 30, графически табличные данные отображены на рисунке 20.

Таблица 30 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям ООО «Волгодонские тепловые сети» за период 2016 – 2020 гг.

Показатель	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Нормативные тепловые потери, тыс. Гкал	260,16	260,16	260,16	220,006	220,006
Фактические тепловые потери, тыс. Гкал	247,997	245,025	250,971	202,954	196,712

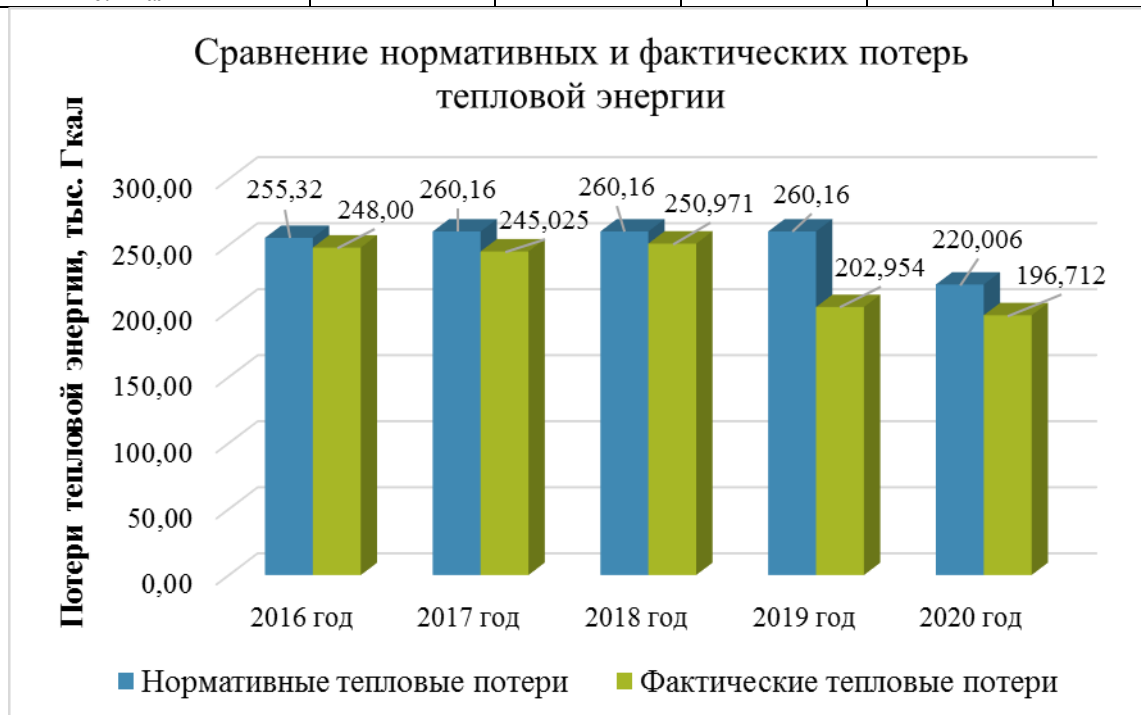


Рисунок 20. Сравнение нормативных и фактических потерь тепловой энергии на тепловых сетях

Из рисунка следует, что значения фактических потерь не превышают нормативное значение потерь тепловой энергии.

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

Тепловые потери в тепловых сетях за 2018-2020 годы представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование ЦСТ	Единица измерения	2018	2019	2020
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»	тыс. Гкал	220,85	202,95	196,71
ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	тыс. Гкал	30,12	30,15	40,89

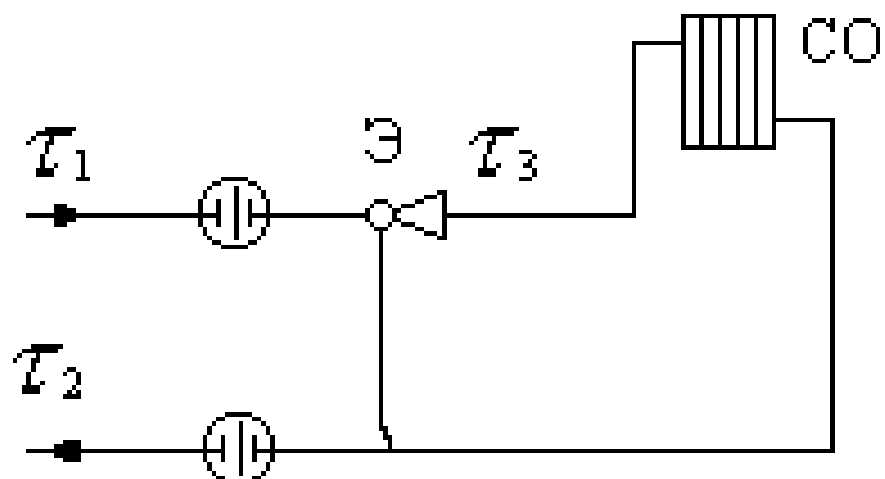
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Сведений о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей на территории муниципального образования не выявлено.

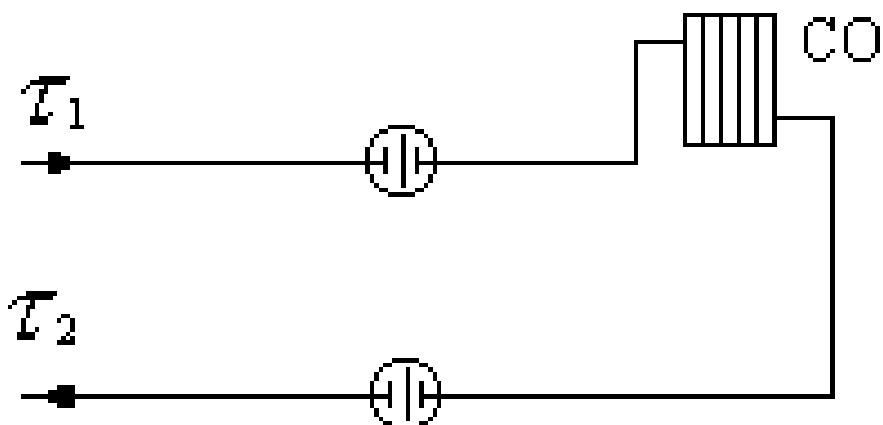
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Система теплоснабжения г. Волгодонска – открытая с непосредственным водоразбором сетевой воды на нужды горячего водоснабжения. Отпуск тепловой энергии регулируется путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе (центральное качественное).

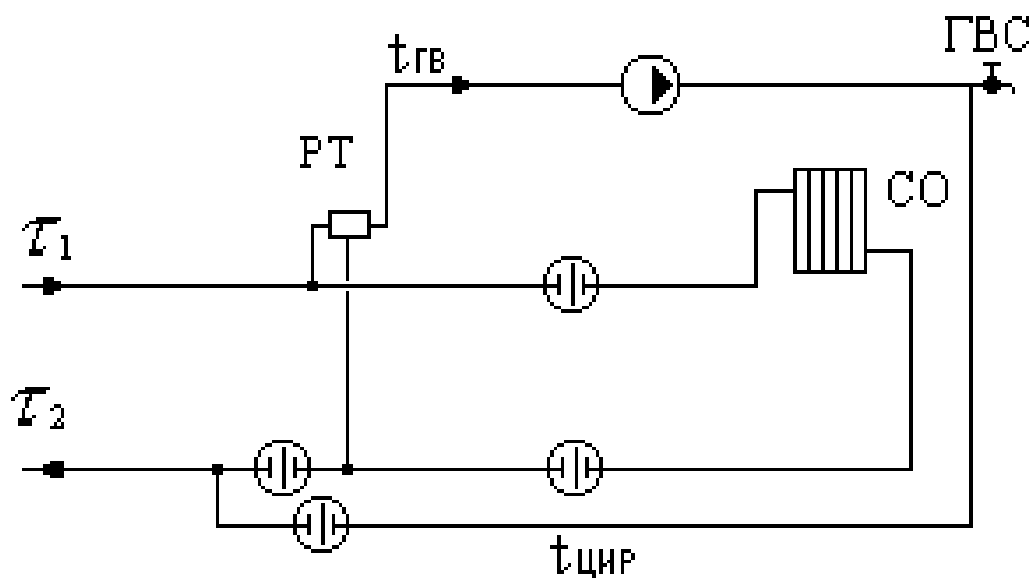
Присоединение систем отопления потребителей к тепловой сети осуществляется по элеваторной схеме:



Системы теплоснабжения производственно-промышленных объектов, а также гаражей, теплиц и части магазинов имеют непосредственную схему присоединения к тепловым сетям:



Системы горячего водоснабжения потребителей г. Волгодонска в основном имеют непосредственную схему присоединения:



где: ГВС - система горячего водоснабжения;

СО - система отопления;

РТ - регулятор температуры;

Э – элеватор.

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

Определение объема фактически отпущенного объема тепловой энергии, осуществляется приборами учета тепловой энергии, которые находятся на балансе ООО «Волгодонская тепловая генерация».

Узлы учета тепловой энергии осуществляют:

- учет тепловой энергии, расходуемой объектами на отопление, вентиляцию и ГВС;
- измерение давление в трубопроводах;
- измерение температуры в трубопроводах;
- регистрацию нештатных ситуаций;

В таблице 32 представлены данные по оснащённости УУТЭ на источниках тепловой энергии.

Таблица 32 – Оснащенность приборами учета на источниках тепловой энергии

Наименование трубопровода	Измеряемая среда	Наружный диаметр, мм	Способ учета
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»			
ТМ III очереди	сетевая вода	720	Тепловычислитель ВТД-В
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»			
I вывод в «Новый город»	сетевая вода	1220	Коммерческий счетчик СТД № 2091
II вывод в «Новый город»	сетевая вода	1220	Коммерческий счетчик СТД № 2091
Вывод на «ЮЗР»	сетевая вода	720	Коммерческий счетчик СТД № 2090

Кроме того, около 98,9 % потребителей тепловой энергии от источников Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» оборудованы приборами учета тепловой энергии. Объектов теплоснабжения, оборудованных приборами учета, насчитывается 1902 шт., не оборудованных – 22 шт. (всего объектов теплоснабжения, подключенных к централизованной системе теплоснабжения – 1924 шт.).

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

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

Согласно «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения» МДК 4-02.2001 в ОЭТС должно быть обеспечено круглосуточное оперативное управление оборудованием, задачами которого являются:

- ведение режима работы;
- производство переключений, пусков и остановов;
- локализация аварий и восстановление режима работы;
- подготовка к производству ремонтных работ;
- выполнение графика ограничений и отключений потребителей, вводимого в установленном порядке.

Тепломеханическое оборудование на источниках тепловой энергии имеет невысокую степень автоматизации. Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Регулирующие и запорные задвижки в тепловых камерах не автоматизированы, некоторые участки тепловых сетей не имеют системы дистанционного контроля. Не все центральные тепловые пункты, насосные станции имеют высокий уровень автоматизации.

Диспетчерские теплосетевых организаций оборудованы телефонной связью и доступом в интернет, принимают сигналы об утечках и авариях на сетях от жильцов и обслуживающего персонала.

1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Список насосных станций, находящихся в эксплуатации у Волгодонской ТЭЦ-2 г. Волгодонска, представлен в таблице 6 п.1.2.1.1.

На балансе Волгодонской ТЭЦ-2 находится 2 насосные станции и 4 центральных тепловых пункта. Не все центральные тепловые пункты и насосные станции имеют высокий уровень автоматизации.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления осуществляется на теплоисточниках путем установки предохранительных клапанов, расширительных баков, а также защитных перемычек с обратными клапанами между коллекторами сетевых насосов.

Установленное оборудование удовлетворяет требованиям СП 124.13330.2012 "Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003" и СП 89.13330.2016 "Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76".

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

Статья 15, пункт 6. Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ: «В случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

В ходе сбора исходных данных для актуализации схемы теплоснабжения было выявлено: Комитет по управлению имуществом города Волгодонска имеет на своем балансе, но фактически их не обслуживает, следующие тепловые сети:

Таблица 33 – Перечень тепловых сетей, которым не присвоен статус «бесхозные»

№ участка	Наименование участка тепловой сети
1	Транзитный трубопровод по техподполью МКД № 38 по БВП, протяженность ≈217,6
2	Транзитный трубопровод по техподпольям: МКД № 3 по ул. Гагарина (протяженность ≈50,4), МКД №2 по пер. Западному (протяженность ≈180), по МКД № 2а по пер. Западный (протяженность ≈26)
3	Транзитный трубопровод по техподполью МКД № 14 по просп. Курчатова от УЗ-4-19а-14, протяженность ≈37,4 в сторону МКД №12 по просп. Курчатова
4	Тепловая сеть от УТ-9-6-3-20а до МКД № 21 по просп. Курчатова (транзитный трубопровод по техподпольям МКД №20а по просп. Строителей (протяженность ≈65,8), и МКД №19 по просп. Курчатова (протяженность ≈83,7)
5	Тепловая сеть от УЗ-5-8-43 до МКД № 41 по просп. Строителей (транзитный трубопровод по техподполью МКД № 43 по просп. Строителей, протяженность ≈86,42)
6	Тепловая сеть от ТК-17а-102-6 до МКД №77 по ул. Гагарина (транзитный трубопровод по техподполью МКД № 9 по ул. Индустриальная, протяженность ≈59,6)
7	Транзитный трубопровод по техподполью МКД № 28 по ул. Маршала Кошешова в сторону МКД №28а по ул. Маршала Кошешова (протяженность≈17), транзитный трубопровод по техподполью МКД № 28 по ул. Маршала Кошешова на МКД № 26 по ул. Маршала Кошешова (протяженность≈12), транзитный трубопровод по техподполью МКД № 26 по ул. Маршала Кошешова в сторону МКД №24 по ул.Маршала Кошешова (протяженность ≈11)
8	Тепловая сеть от УТ-17-109-1 до МКД № 42 по ул. Маршала Кошешова (транзитный трубопровод по техподполью блок-секции 1 МКД № 40 по ул.Маршала Кошешова (протяженность≈22,4), транзитный трубопровод по блок-секции 2 МКД № 40 по ул.Маршала Кошешова (протяженность≈106,6)
9	Транзитный трубопровод по техподполью МКД № 3 по ул.Молодежная (протяженность≈45,33) в сторону МКД №3а по ул. Молодежная
10	Транзитный трубопровод по техподполью МКД № 5 по просп. Курчатова (протяженность≈86,4) на МКД № 9 по просп. Курчатова

№ участка	Наименование участка тепловой сети
11	Транзитный трубопровод по техподполью МКД №12а по ул. Энтузиастов (протяженность≈67,4), транзитный трубопровод по техподполью МКД № 12б по ул. Энтузиастов (протяженность≈36,2), транзитный трубопровод по техподполью МКД №18а по просп. Строителей (протяженность≈161,6)

Мероприятия по бесхозным тепловым сетям в г. Волгодонске проводятся в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Также в соответствии с письмом ООО «Волгодонские тепловые сети» №16-04/54 от 27.02.13г. «О бесхозных тепловых сетях» для составления графиков регистрации права муниципальной собственности на объекты коммунальной сферы, в том числе и бесхозные объекты, в таблице ниже представлен перечень бесхозных тепловых сетей от ООО «Волгодонские тепловые сети».

№ п/п	Наименование участка	Квартал	Диаметр, мм	Протяженность, тр.м	Примечания
1	От УТ-17-128 до УТ-3	17(Н.Г.)	150	188	Разрушена строительная часть
2	От Тк- III-7-9 до Тк- III-7-9 -1(к семенной инспекции)	8(Ст.Г)	100	23,35	
3	От Тк- III-12-3 до Тк- III-12-4	41(Ст.Г.)	125	27,53	Частный сектор
4	От УР между Тк-II-12 до Тк-II-11б пер.Коммунистический) до УР (к ж/д Серафимовича,105 и 106)	40а(Ст.Г.)	-	-	Частный сектор
5	От Тк-10а-16 до Тк-10а-16-3	35(Ст.Г)	100		Частный сектор
6	От УР-I-7-2 до УР-I-7-1	51(Ст.Г)	50	25,74	Частный сектор
7	От Тк-10-6 до Тк-10-6а до Тк-10-6б	35(Ст.Г)	80	11,57	Частный сектор
8	От ж/д Горького,87 до Тк-14-2-1(шк.№9)	10(Ст.Г)	-	-	Транзит (по подвалу)
9	От Тк-III-13б до Тк-III-13б-2	10(Ст.Г)	150/100	70/83	-
10	От Тк-III-23-6а до Тк-III-23-13 (к ж/д Морская,17г-17д)	ж/дорожный вокзал	80/70	74,6/130,39	-
11	От Тк-5а до Тк-5б(к ж/д Ленинградская,1)	В-12(Н.Г.)	100	68,33	-
12	От Тк-I-10 до УР (к ж/д Советская,42 и 44)	31(Ст.Г)	-	-	Частный сектор
13	От СК-1 до ж/д Строителей,9	А (НГ)	-	-	-
14	От II-19-3-1 до II-19-3а	10 (СГ)	-	-	-
15	От УТ 32-29 до УТ 29-1а	В-П (Н.Г)	150	100	-
16	От ТК III-12-3 до ТК III-12-4	Кв.41 (Ст.Г.)	100	35	Данные на 02.10.2013

Перечень бесхозных тепловых сетей, расположенных в зонах деятельности ООО «Волгодонские тепловые сети» по состоянию на 01.07.2021, представлен в таблице 34.

Указанные в таблицах 34, 35 бесхозные тепловые сети переданы Комитетом по управлению имуществом города Волгодонска на содержание и обслуживание соответственно ООО «Волгодонские тепловые сети» и ООО «Волгодонская ТЭЦ-1».

Таблица 34 – Перечень бесхозных тепловых сетей от ООО «Волгодонские тепловые сети»

№ п/п	Наименование тепловой сети	Длина, м	Ду, мм
1	Транзитный трубопровод тепловой сети, проходящий по подвалу многоквартирного жилого дома № 29 по Октябрьскому шоссе	28	100
2	Транзитный участок тепловой сети, проходящий по подвалам многоквартирных жилых домов № 30 по Октябрьскому шоссе и по 2 блок-секции №4 по просп. Мира	80	100
3	Транзитный участок тепловой сети, проходящий по тех. подполью многоквартирного жилого дома № 60 по ул.Маршала Кошевого	112	57
4	Подземный участок тепловой сети, от ТК-34-2 до шахты опуска (ø 219 мм - 706 м; ø 133 мм - 150 м; ø 108 мм - 15 м); надземный участок тепловой сети, от шахты опуска до Жуковского шоссе, д.15 (ø 108 мм - 261,25 м, ø 89 мм - 134 м, ø 76 мм - 85 м)	871, 480, 25	219, 133, 108, 89, 76
5	Участок тепловой сети, проходящий через подвал многоквартирного жилого дома №21 по бульвару Великой Победы в сторону многоквартирного жилого дома № 19 по бульвару Великой Победы	62	89
6	Транзитный трубопровод тепловой сети, проходящий через многоквартирный жилой дом №14 по ул.Энтузиастов	25	89
7	Участок тепловой сети, проходящий по подвалам многоквартирных жилых домов №4/6 по просп. Строителей и № 4 и № 4а по пер.Западному (МКД №4/6 по просп. Строителей - 140,5 м; МКД № 4 по пер.Западному - 120 м; МКД №4а по пер.Западному - 104 м)	364,5	76, 89, 57
8	Транзитный участок тепловой сети, проходящий по подвалу многоквартирного жилого дома № 6 по просп.Строителей	35	89, 108
9	Участок тепловой сети, проходящий по подвалу многоквартирного жилого дома № 20 по бульвару Великой Победы в сторону многоквартирного жилого дома №18 по бульвару Великой Победы	90	159
10	Участок тепловой сети, проходящий по подвалу многоквартирного жилого дома №30 по бульвару Великой Победы	31	89
11	Участок тепловой сети проходящий по подвалу многоквартирного жилого дома №24 по бульвару Великой Победы в сторону многоквартирного жилого дома № 20 по бульвару Великой Победы	90	159
12	Транзитный участок тепловой сети, проходящий через подвал многоквартирного жилого дома № 171 а по ул.Пионерской	4	159
13	Транзитный участок тепловой сети, проходящий через подвал многоквартирного жилого дома № 128 по ул.Морской	85	100
14	Участок тепловой сети от ТК III-3-13 до многоквартирного жилого дома №124 по ул. Ленина	35	89
15	Транзитный участок тепловой сети, проходящий по подвалу многоквартирного жилого дома № 155а по ул.М.Горького в сторону многоквартирного жилого дома № 157а по ул.М.Горького	38	100
16	Участок тепловой сети от ТК III-3-20 через подвал многоквартирного жилого дома №151 по ул. М.Горького к нежилому зданию № 153 по ул.М.Горького	116	89
17	Участок тепловой сети от ТК III-7-9 до ТК III-7-9-1 к многоквартирному жилому дому №104а по ул.Ленина	120	57
18	Транзитный участок тепловой сети, проходящий через тех. подполье многоквартирного жилого дома №№ 92, 94 по ул.Ленина (ø 150 мм- 37 м; ø 100 мм - 99 м)	136	150, 100

Перечень бесхозяйных тепловых сетей, расположенных в зонах деятельности ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» по состоянию на 01.07.2021, представлен в таблице 35.

Таблица 35 – Перечень бесхозяйных тепловых сетей от ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»

№ п/п	Наименование тепловой сети	Длина, м	Ду, мм
1	Надземный участок тепловой сети от ТК I-23-6-1 до опуска тепловой сети в подземную часть к многоквартирному жилому дому № 42 по ул. Морская	55	89
2	Участок тепловой сети от ТК III-23-6а до ТК III-23-жд 13 к многоквартирным жилым домам № 17г, № 17д по ул. Морской (283 м). Участок тепловой сети от 1 подъезда до 2 подъезда многоквартирного жилого дома № 17г по ул. Морской (22 м).	283 22	89 40
3	Подземный участок тепловой сети от ТК III -13-1 до ТК III-13-1-36 к многоквартирному жилому дому № 79 по ул.М.Горького	140	133
4	Участок тепловой сети, проходящий через подвал многоквартирного жилого дома № 73 по ул.М.Горького (16 м) к частным домам по ул. Волгодонской, №№ 80, 82 (подземный участок тепловой сети от стены многоквартирного жилого дома № 73 по ул.М.Горького до ТК - 20 м)	36	50
5	Участок тепловой сети от ТК I-19-2а до ТК I-19-2а-1, расположенный в районе многоквартирного жилого дома №26 по ул. Волгодонской	200	200
6	Транзитный участок тепловой сети, проходящий через многоквартирный жилой дом №25 по ул.50 лет СССР до многоквартирного жилого дома № 82 по ул.Ленина (90 м) и №23 по ул. 50 лет СССР (6 м)	96	150, 100
7	Тепловая сеть от ТК III-12-3 через подвал многоквартирного жилого дома №102 по ул.М.Горького до нежилого здания № 104 по ул. М.Горького	140	76
8	Транзитный участок тепловой сети, проходящий по подвалам многоквартирных жилых домов №6, №8 по ул. 50 лет СССР (ул. 50 лет СССР, д.6 - ☐ 150 - 42 м, ул. 50 лет СССР, д.8 - ☐ 150 - 71м, ☐ 100 - 2,5 м)	115,5	150, 100

1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Согласно Отчета № 1244/Э-2 о проведении энергетического обследования систем транспорта тепловой энергии ООО «Волгодонские тепловые сети», теплоснабжающей организацией проводилось энергетическое обследование тепловых сетей. Рассмотрены энергетические характеристики по таким показателям, как: потери сетевой воды, потери тепловой энергии в тепловых сетях, а также был проведен контроль водно-химического режима тепловых сетей.

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

В границах территории муниципального образования «город Волгодонск» снабжение тепловой энергией потребителей осуществляется от 2 основных источников тепловой энергии - Волгодонская ТЭЦ-2 и котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1».

Также для оказания услуг по снабжению потребителей тепловой энергией свою деятельность осуществляют котельные, сведения по которым представлено в таблице ниже.

Таблица 36 – Перечень индивидуальных источников теплоснабжения на территории МО

№ п/п	Адрес	Источник теплоснабжения	Наименование управляющей организации
МКД с общедомовыми котельными			
1	ул. Весенняя, д.4	общедомовая котельная	ООО «ЖЭК-3»
2	пер. Вокзальный, д. 56	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
3	пер. Вокзальный, д. 58	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
4	ул. Волгодонская, д. 10	общедомовая котельная	ООО «ЖРЭУ-5»
5	ул. Волгодонская, д. 26	общедомовая котельная	ТСН «ТСЖ Роза ветров»
6	ул. Гагарина, д.24 строение 1	общедомовая котельная	ТСН «ЭКОПАРК 1»
7	ул. Дружбы, д. 12а	общедомовая котельная	ООО «Энергосбережение»
8	ул. Дружбы, д. 56	общедомовая котельная	ООО «МГС-Сервис»
	ул. Дружбы, д. 56 строение 1		ТСЖ «Квант»
	ул. Дружбы, д. 56 строение 2		ТСЖ «Квант»
9	ул. Кадолина, д.15	общедомовая котельная	ООО «ЖРЭУ-5»
10	ул. К. Маркса, д. 12 корпус 1	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
	ул. К. Маркса, д. 12 корпус 2		
11	просп. Курчатова, 22 а	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
12	просп. Курчатова, 45	общедомовая котельная	
13	ул. Ленинградская, д. 9 в	общедомовая котельная	ООО «УК МОЙ ДОМ»
14	ул. М.Горького, д. 7	общедомовая котельная	ООО «Первая оконная ЖЭК»
15	ул. М.Горького, д. 11	общедомовая котельная	ООО «Волгодонская управляющая компания»
16	просп. Мира, д. 60а	общедомовая котельная	ООО УК «РиСОЖ-2»
17	просп. Мира, д. 60е	общедомовая котельная	ООО УК «РиСОЖ-2»
18	просп. Мира, д. 60/11	общедомовая котельная	ООО УК «РиСОЖ-2»
19	ул. Молодежная, д. 16 строение 1	общедомовая котельная	ООО «УК МОЙ ДОМ»
	ул. Молодежная, д. 16 строение 2		
20	ул. Портовая, д. 2	общедомовая котельная	ООО «ЖРЭУ-5»
21	ул. Степная, д. 75	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
22	ул. Степная, д. 77	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
23	ул. Степная, д. 79	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
24	ул. Степная, д. 79а	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
25	ул. Степная, д. 86	общедомовая котельная	ТСЖ «Степная 86»
26	ул. Энтузиастов, д. 8	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
27	ул. Энтузиастов, д. 8а	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
МКД с индивидуальными котлами			
1	ул. Волгодонская, д. 24 б	индивидуальные котлы	ООО УК «РиСОЖ-2»
2	ул. Гагарина, д. 15	индивидуальные котлы	ТСН «Гагарина 15»

№ п/п	Адрес	Источник теплоснабжения	Наименование управляющей организации
3	ул. Гагарина, д. 24 строение 2	индивидуальные котлы	ТСН «ЭКОПАРК 1»
4	просп. Курчатова, д. 36 ж	индивидуальные котлы	ООО «УЮТ-1»
5	ул. Ленинградская, д.9	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
6	ул. Ленинградская, д. 9 Б	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-ЖЭК-2»
7	ул. Ленинградская, д.9 г	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
8	ул. Маршала Кошевого, д.25 строение 1	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-ЖЭК-2»
9	ул. Маршала Кошевого, д.25 строение 2	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-ЖЭК-2»
10	ул. Маршала Кошевого, д.25 строение 3	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-ЖЭК-2»
11	ул. Маршала Кошевого, д.51	индивидуальные котлы	ООО «Уют»
12	просп. Мира, д. 31б строение 1	индивидуальные котлы	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
13	просп. Мира, д. 31б строение 2	индивидуальные котлы	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
14	просп. Мира, д. 60в	индивидуальные котлы	ООО «УЮТ-1»
15	просп. Мира, д. 60в корпус 1	индивидуальные котлы	ООО «УК МОЙ ДОМ»
16	просп. Мира, д. 60д	индивидуальные котлы	ООО УК «РиСОЖ-2»
17	ул. М. Горького, д. 153а	индивидуальные котлы	ООО «УЮТ-2»
18	ул. Молодежная, д. 1в	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
19	ул. Молодежная, д. 1г	индивидуальные котлы	ООО УК «РиСОЖ-2»
20	ул. Пионерская, д. 136/5	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
21	ул. Советская, д. 12а	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»
22	ул. Солнечная, д. 1	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»
23	ул. Степная, д. 67а	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»
24	ул. Степная, д. 77а	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»
МКД с печным отоплением			
1	ул. Морская, д. 17в	печное отопление	непосредственная форма управления

Подробно зоны действия описаны в Части 2.

Границы зон действия основных источников теплоснабжения на территории муниципального образования представлены на рисунке 21.

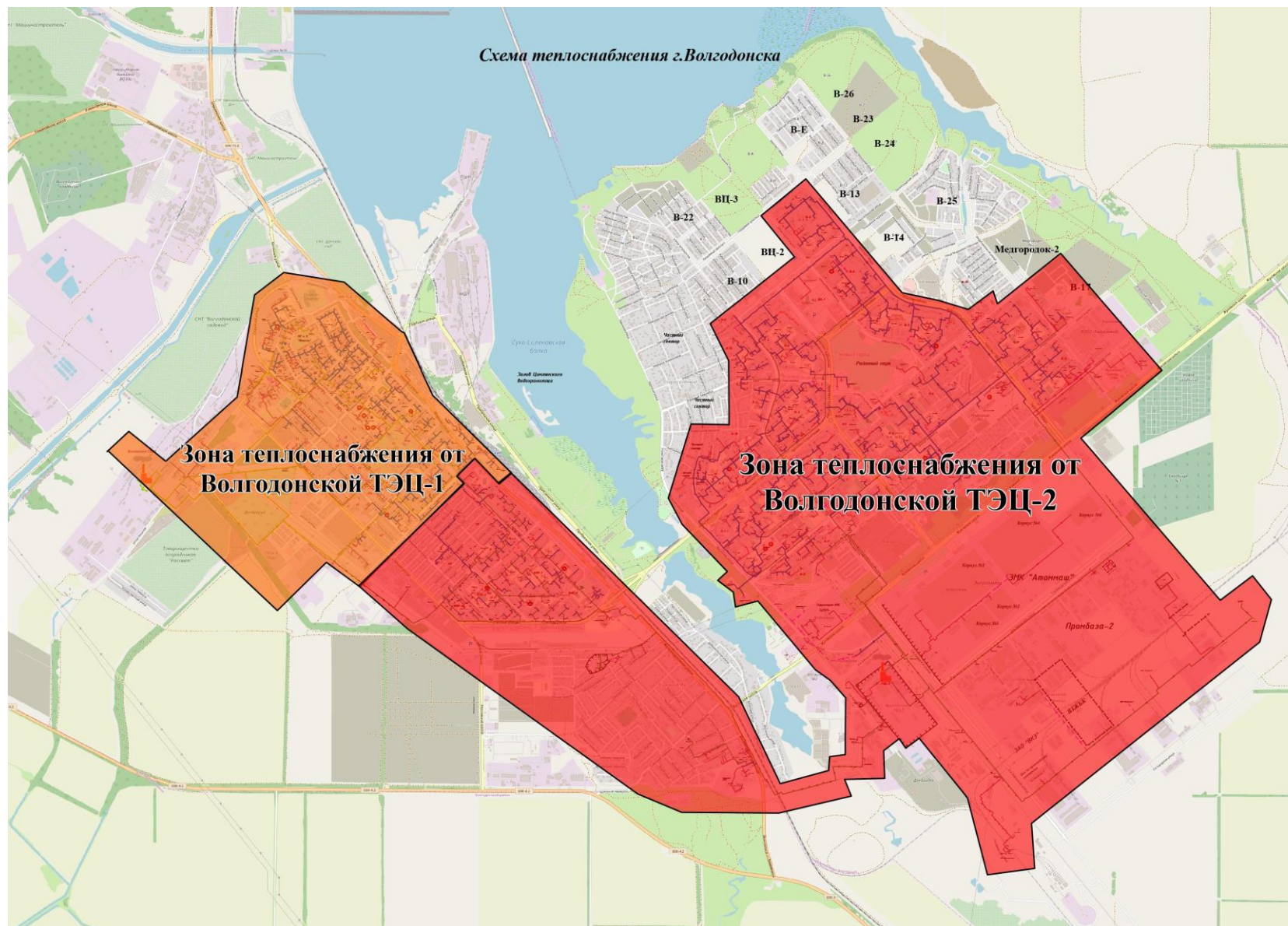


Рисунок 21. Зоны действия источников тепловой энергии г. Волгодонска

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

1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Отпуск тепловой энергии осуществляется на нужды отопления, вентиляции, горячего водоснабжения жилого сектора города и на технологическую нагрузку промышленных предприятий.

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС на территории муниципального образования составляет -19 °С. Отопительный период длится 180 суток.

Общая договорная подключенная нагрузка отопления, вентиляции и ГВС в границах застройки города составляет 676,094 Гкал/ч.

Нагрузки в расчетных единицах территориального деления представлены в таблице 37, графически данные отображены на рисунке 22.

Таблица 37 – Нагрузки в расчетных единицах территориального деления

№ п/п	Наименование территориальной единицы	Источник тепловой энергии	Договорная часовая нагрузка, Гкал/ч		
			Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма
1	Северо-западная промышленная зона	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	1,422	0,090	1,512
2	Старый город		50,923	37,216	88,139
Итого по котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»			53,564	37,593	52,345
3	ЮЗР	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»	64,615	47,062	111,677
4	Юго-Восточная промышленная зона		63,943	1,670	65,614
5	Новый город, часть 1		118,927	90,448	209,374
6	Новый город, часть 2		106,893	92,885	199,778
Итого по Волгодонская ТЭЦ-2			354,378	232,065	586,443
Всего			406,723	269,371	676,094



Рисунок 22. Тепловые нагрузки в расчетных единицах территориального деления

Тепловая нагрузка на отопление составляет большую долю от общей нагрузки в границах застройки города и составляет 47 %, доля нагрузки на ГВС - 39%, на вентиляцию –14 %.

Деление территории города Волгодонск на расчетные единицы территориального деления представлено на рисунке 23.

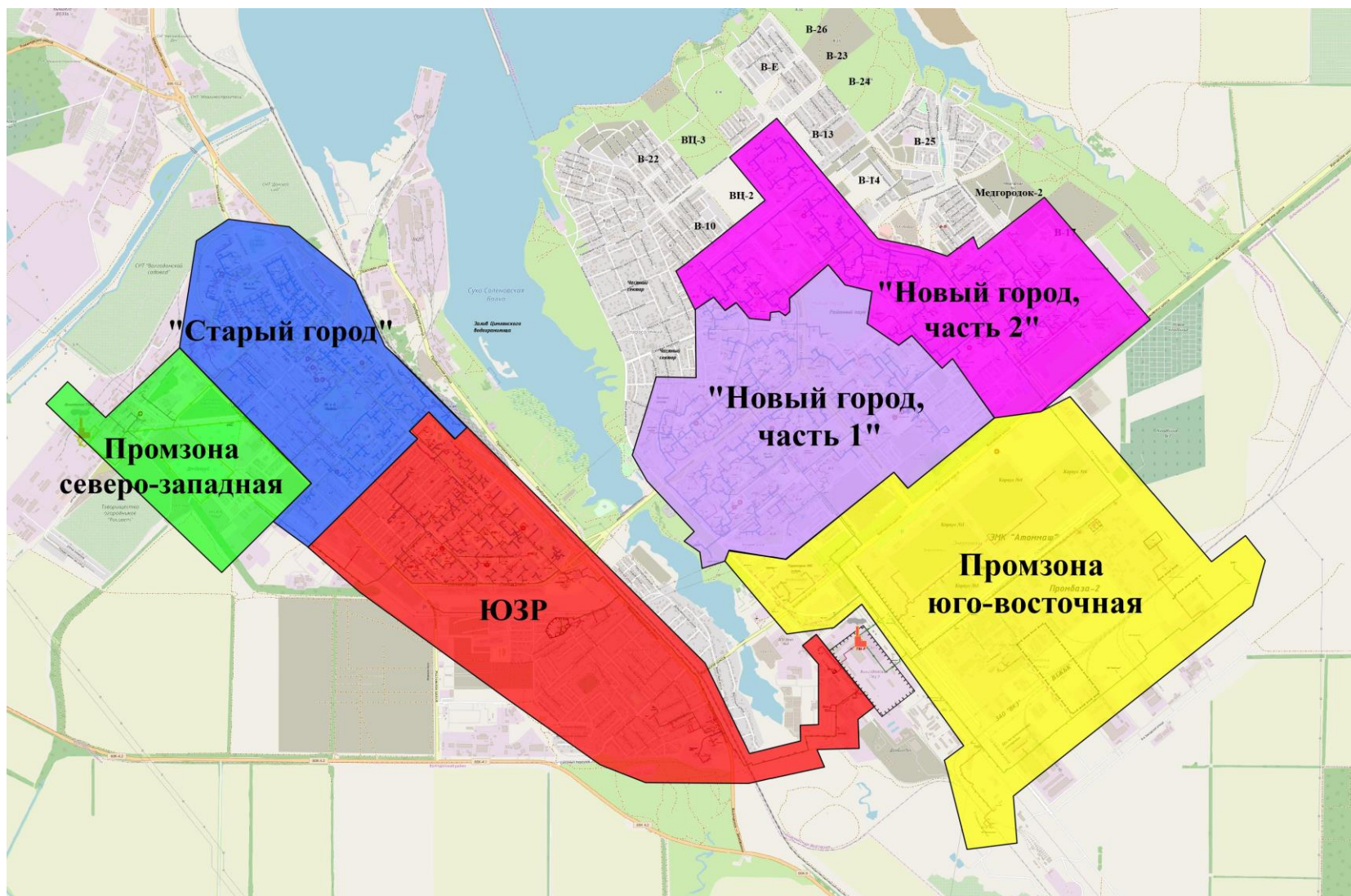


Рисунок 23. Деление территории города Волгодонск на расчетные единицы территориального деления

1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значение расчетной тепловой нагрузки определяется на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период базового года, приведенной к расчетной температуре наружного воздуха.

Фактический отпуск тепловой энергии от источников г. Волгодонска за 2020 год представлен в таблице 38.

Таблица 38 – Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2020 году

Наименование	Ед. измерения	Всего	ООО "Волгодонская тепловая генерация"	ООО "Волгодонские тепловые сети"	Котельная ООО "Волгодонская ТЭЦ-1"
Тепловая энергия отпускаемая в сеть	тыс.Гкал	968,94	852,45	-	116,49
Покупная тепловая энергия	тыс.Гкал	852,45	-	821,89	30,56
Потери тепловой энергии в сетях	тыс.Гкал	237,61	-	196,71	40,89
Расход тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды	тыс.Гкал	0,976	-	0,952	0,025
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	730,36	-	624,22	106,14

В качестве расчетной принята средняя за отопительный период 2020 года температура наружного воздуха, полученная по данным метеорологических служб, сведения по которым представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Среднемесячные температуры наружного воздуха за отопительный период 2020 года

Месяц	2020	
	°С	ч
январь	0,4	744
февраль	0,3	696
март	6,6	744
апрель	8,8	384
октябрь	14,4	288
ноябрь	3,3	720
декабрь	-4	744
Итого за год	3,6	4320

С учетом сведений, представленных выше, получены значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии г. Волгодонска.

Таблица 40 – Расчетное значение тепловых нагрузок на коллекторах источников

Наименование	Ед. измерения	Год
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»		
Отпуск тепловой энергии в сеть (на коллекторах)	Гкал/ч	322,915
1. Полезный отпуск (отпуск потребителям)	Гкал/ч	299,563
2. Потери	Гкал/ч	23,351
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»		
Отпуск тепловой энергии в сеть (на коллекторах)	Гкал/ч	49,039
1. Полезный отпуск (отпуск потребителям)	Гкал/ч	39,573
2. Потери	Гкал/ч	9,466

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

Применение поквартирного отопления на территории города не распространено. Перевод встроенных помещений в домах, отопление которых осуществляется централизованно, на поквартирные источники тепловой энергии, прямо запрещается ФЗ №190 «О теплоснабжении». Расширение опыта перевода многоквартирных жилых домов на использование поквартирных источников не ожидается.

Однако, в г. Волгодонск применяется теплоснабжение многоквартирных домов с индивидуальным газовым теплоснабжением. Перечень многоквартирных домов с индивидуальным газовым теплоснабжением представлен в таблице 41.

Таблица 41 – Перечень многоквартирных домов с индивидуальным газовым теплоснабжением

№ п/п	Адрес	Источник	Управляющая организация
1	ул. Волгодонская, д. 24 б	индивидуальные котлы	ООО УК «РисОЖ-2»
2	ул. Гагарина, д. 15	индивидуальные котлы	ТСН «Гагарина 15»
3	ул. Гагарина, д. 24 строение 2	индивидуальные котлы	ТСН «ЭКОПАРК 1»
4	просп. Курчатова, д. 36 ж	индивидуальные котлы	ООО «УЮТ-1»
5	ул. Ленинградская, д.9	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
6	ул. Ленинградская, д. 9 Б	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-ЖЭК-2»
7	ул. Ленинградская, д.9 г	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
8	ул. Маршала Кошевого, д.25 строение1	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-ЖЭК-2»
9	ул. Маршала Кошевого, д.25 строение 2	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-ЖЭК-2»
10	ул. Маршала Кошевого, д.25 строение 3	индивидуальные котлы	ООО «Жилстрой-ЖЭК-2»
11	ул. Маршала Кошевого, д.51	индивидуальные котлы	ООО «Уют»
12	просп. Мира, д. 31б строение 1	индивидуальные котлы	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
13	просп. Мира, д. 31б строение 2	индивидуальные котлы	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»

№ п/п	Адрес	Источник	Управляющая организация
14	просп. Мира, д. 60в	индивидуальные котлы	ООО «УЮТ-1»
15	просп. Мира, д. 60в корпус 1	индивидуальные котлы	ООО «УК МОЙ ДОМ»
16	просп. Мира, д. 60д	индивидуальные котлы	ООО УК «РиСОЖ-2»
17	ул. М. Горького, д. 153а	индивидуальные котлы	ООО «УЮТ-2»
18	ул. Молодежная, д. 1в	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
19	ул. Молодежная, д. 1г	индивидуальные котлы	ООО УК «РиСОЖ-2»
20	ул. Пионерская, д. 136/5	индивидуальные котлы	ООО «РУС.ЭКО»
21	ул. Советская, д. 12а	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»
22	ул. Солнечная, д. 1	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»
23	ул. Степная, д. 67а	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»
24	ул. Степная, д. 77а	индивидуальные котлы	ООО «Уют-2»

Перечень многоквартирных домов с газовым теплоснабжением (общие котельные расположены в каждом доме и относятся к общему имуществу многоквартирных домов).

Таблица 42 – Перечень многоквартирных домов с газовым теплоснабжением

№ п/п	Адрес	Источник	Управляющая организация
МКД с общедомовыми котельными			
1	ул. Весенняя, д.4	общедомовая котельная	ООО «ЖЭК-3»
2	пер. Вокзальный, д. 56	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
3	пер. Вокзальный, д. 58	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
4	ул. Волгодонская, д. 10	общедомовая котельная	ООО «ЖРЭУ-5»
5	ул. Волгодонская, д. 26	общедомовая котельная	ТСН- «ТСЖ Роза ветров»
6	ул. Гагарина, д.24 строение 1	общедомовая котельная	ТСН «ЭКОПАРК 1»
7	ул. Дружбы, д. 12а	общедомовая котельная	ООО «Энергосбережение»
8	ул. Дружбы, д. 5б	общедомовая котельная	ООО «МГС-Сервис»
	ул. Дружбы, д. 5б строение 1		ТСЖ «Квант»
	ул. Дружбы, д. 5б строение 2		ТСЖ «Квант»
9	ул. Кадолина, д.15	общедомовая котельная	ООО «ЖРЭУ-5»
10	ул. К. Маркса, д. 12 корпус 1	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
	ул. К. Маркса, д. 12 корпус 2		
11	просп. Курчатова, 22 а	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
12	просп. Курчатова, 45	общедомовая котельная	
13	ул. Ленинградская, д. 9 в	общедомовая котельная	ООО «УК МОЙ ДОМ»
14	ул. М.Горького, д. 7	общедомовая котельная	ООО «Первая оконная ЖЭК»
15	ул. М.Горького, д. 11	общедомовая котельная	ООО «Волгодонская управляющая компания»
16	просп. Мира, д. 60а	общедомовая котельная	ООО УК «РиСОЖ-2»
17	просп. Мира, д. 60е	общедомовая котельная	ООО УК «РиСОЖ-2»
18	просп. Мира, д. 60/11	общедомовая котельная	ООО УК «РиСОЖ-2»
19	ул. Молодежная, д. 1б строение 1	общедомовая котельная	ООО «УК МОЙ ДОМ»
	ул. Молодежная, д. 1б строение 2		
20	ул. Портовая, д. 2	общедомовая котельная	ООО «ЖРЭУ-5»
21	ул. Степная, д. 75	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
22	ул. Степная, д. 77	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
23	ул. Степная, д. 79	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
24	ул. Степная, д. 79а	общедомовая котельная	ООО «Уют-2»
25	ул. Степная, д. 86	общедомовая котельная	ТСЖ «Степная 86»
26	ул. Энтузиастов, д. 8	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»
27	ул. Энтузиастов, д. 8а	общедомовая котельная	ООО УК «ЖИЛСТРОЙ»

Перечень многоквартирных домов с индивидуальным печным теплоснабжением представлен в таблице 43.

Таблица 43 – Перечень многоквартирных домов с индивидуальным печным теплоснабжением

№ п/п	Адрес	Источник	Управляющая организация
1	ул. Морская, 17в	печное отопление	непосредственная форма управления

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

В таблице 44 представлены значения потребления тепловой энергии за отопительный сезон и за год в целом по единицам территориального деления и по источникам тепловой энергии.

Средняя продолжительность отопительного периода в 2020 году - 180 суток, при этом средняя температура наружного воздуха за отопительный период составила 3,6°С.

Таблица 44 – Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

№ п/п	Наименование территориальной единицы	Источник тепловой энергии	Потребление тепловой энергии, Гкал	
			Отопительный период	2020 год
1	Северо-западная промышленная зона	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	1274,8	1348,66
2	Старый город		74300,3	104787,80
Итого по котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»			75575,03	106136,46
3	ЮЗР	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»	109177,3	119500,24
4	Юго-Восточная промышленная зона		64145,5	64511,91
5	Новый город, часть 1		204688,7	224528,17
6	Новый город, часть 2		195306,8	215680,81
Итого по Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»			573318,2	624221,13
Всего			648893,2	730357,59

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

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306) (в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

- в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);
- в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем.

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг, используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

- в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;
- на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

в отношении отопления:

- в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;
- на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех

помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Постановлением администрации муниципального образования «Город Волгодонск» от 29.07.2014 г. №39/22 «Об установлении норматива потребления коммунальной услуги по отоплению на территории муниципального образования «Город Волгодонск» Ростовской области» утвержден норматив на отопление 1 м² площади в жилых помещениях в отопительный период.

Норматив потребления горячей воды населением принят согласно Постановлению Правления Региональной службы по тарифам Ростовской области от 28.12.2017 № 85/2. Данные по нормативному удельному потреблению тепловой энергии на отопление и ГВС представлены, соответственно, в таблицах 45 - 47.

Таблица 45 – Норматив на отопление 1 м² общей площади

Потребители тепловой энергии на отопление	Норматив потребления тепловой энергии на отопление, Гкал			
	в год		в месяц	
	на 1 человека	на 1 кв.м общей площади	на 1 человека	на 1 кв.м общей площади
В жилых домах: с централизованными системами теплоснабжения	-	-	-	0,0244

Потребители, чьи здания не оборудованы приборами учета, производят оплату исходя из общей отапливаемой площади норматива удельного расхода тепловой энергии на отопление Гкал/м².

Таблица 46 – Нормативы потребления холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилом помещении

№ п/п	Степень благоустройства жилых помещений	Единица измерения	Норматив потребления холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилом помещении
1	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	куб.м. на 1 чел в мес.	3,04
2	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	куб.м. на 1 чел в мес.	3,09

№ п/п	Степень благоустройства жилых помещений	Единица измерения	Норматив потребления холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилом помещении
3	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	куб.м. на 1 чел в мес.	3,15
4	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	куб.м. на 1 чел в мес.	2,93
5	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	куб.м. на 1 чел в мес.	2,50
6	Дома, использующиеся в качестве общежитий, с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми	куб.м. на 1 чел в мес.	1,81
7	Коммунальные квартиры с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	куб.м. на 1 чел в мес.	1,81
8	Коммунальные квартиры с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем, ванной	куб.м. на 1 чел в мес.	2,40

Таблица 47 – Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в закрытой и открытой системах теплоснабжения (горячего водоснабжения)

Система горячего водоснабжения	Единица измерения	Норматив расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды	
		с наружной сетью горячего водоснабжения	без наружной сети горячего водоснабжения
С изолированными стояками:			
с полотенцесушителями	Гкал на подогрев 1 куб. м. холодной воды	0,061	0,059
без полотенцесушителей	Гкал на подогрев 1 куб. м. холодной воды	0,056	0,054
С неизолированными стояками:			
с полотенцесушителями	Гкал на подогрев 1 куб. м. холодной воды	0,066	0,064
без полотенцесушителей	Гкал на подогрев 1 куб. м. холодной воды	0,061	0,059

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

В таблице 48 представлено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки, полученной путем пересчета потребления тепловой энергии в 2020 году на расчетную температуру наружного воздуха.

Таблица 48 – Договорная и расчетная тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии

Источник	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО "Волгодонская тепловая генерация"	Всего	586,443	299,563	286,88	48,92
	Отопление	354,378	173,524	180,85	51,03
	ГВС	232,065	126,039	106,03	45,69
Котельная ООО "Волгодонская ТЭЦ-1"	Всего	89,65	39,573	50,08	55,86
	Отопление	52,34	22,101	30,24	57,78
	ГВС	37,31	17,472	19,83	53,17

Как видно из таблицы 48, по источникам наблюдается следующая тенденция: значение договорной отопительной нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения превышают расчетную на 48,92% (Волгодонская ТЭЦ-2) и 55,86% (котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1») соответственно.

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

1.6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

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

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

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

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

Перечисленные величины по источникам тепловой энергии указаны в таблице 51.

Данные об общем балансе тепловой мощности источников тепловой энергии (Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация», котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1») приведены в таблице 50.

Таблица 49 – Балансы тепловой мощности источников энергии

Источник тепловой энергии	Установленная мощность источника	Располагаемая мощность источника	Собственные нужды источника	Мощность источника энергии нетто
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» (по состоянию на 01.01.2021г.)	670	600	48,19	551,81
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	100	100	0,25	99,75

В общий баланс количества тепловой энергии источников тепловой энергии входят следующие данные:

- величина выработанной тепловой энергии на источниках;
- величина собственных нужд источников и потери тепловой энергии по сетям на территории источников;
- значение отпущенной тепловой энергии в тепловую сеть;
- потери тепловой энергии при ее транспортировке по тепловым сетям;
- значение потраченной тепловой энергии на хозяйственные нужды ВТС;
- величина полезного отпуска тепловой энергии.

Таблица 50 – Общий баланс тепловой мощности источников тепловой энергии

Год	Источники теплоснабжения					
	Выработка тепловой энергии на источниках	Собственные нужды источников и потери тепловой энергии по территории источников	Отпуск тепловой энергии в сеть	Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Хозяйственные нужды ВТС	Полезный отпуск тепловой энергии
	тыс. Гкал	тыс. Гкал	тыс. Гкал	тыс. Гкал	тыс. Гкал	тыс. Гкал
2016	1107,78	2,22	1105,03	248,00	0,80	856,23
2017	1044,15	1,85	1041,74	245,03	0,85	795,87
2018	1117,54	2,83	1114,71	250,97	1,1	862,64
2019	999,72	2,47	997,24	233,10	0,98	763,16
2020	971,54	2,60	968,94	237,61	0,98	730,36

В графическом виде представленные данные таблицы 50 отображены на рисунке 24.

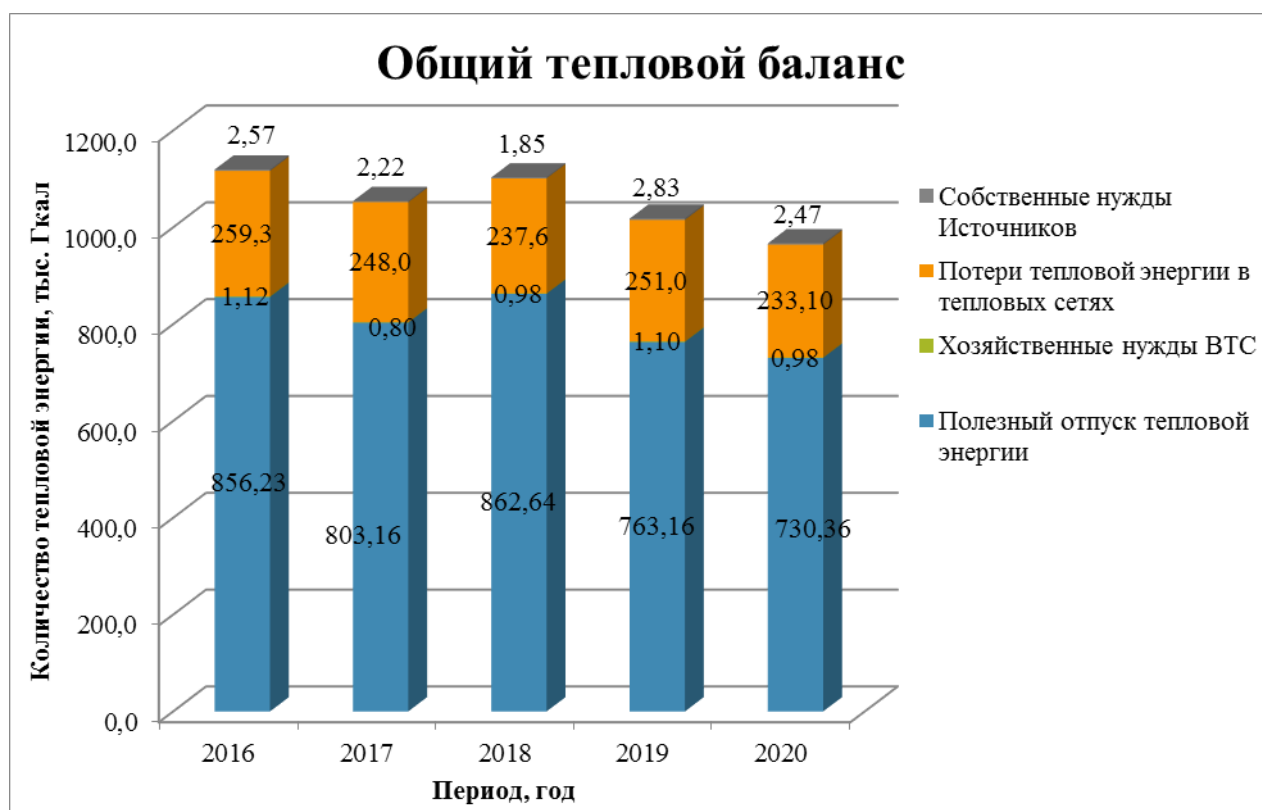


Рисунок 24. Общий баланс количества тепловой энергии источников тепловой энергии

Собственные нужды источников тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии в сетях на территории источников составляют 0,27 % от общей величины выработанной тепловой энергии.

Согласно предоставленным данным потери тепловой энергии при ее транспортировке в тепловых сетях установились в размере 24,5 % от величины отпущенной тепловой энергии в сеть.

1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Целью составления балансов установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной присоединенной тепловой нагрузки является определение резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии. Указанные балансы, с разделением по каждому источнику, представлены в таблице 51.

Таблица 51 – Балансы тепловой мощности по источникам тепловой энергии муниципального образования «Город Волгодонск»

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя на 2020 год
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»		
Установленная мощность	Гкал/час	809
Располагаемая мощность	Гкал/час	739
Собственные нужды	Гкал/час	59,36
	%	8,03%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	679,64
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	39,38
	%	11,62%
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/час	299,56
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	388,94
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	340,70
	%	50,13%
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного сетевого подогревателя	Гкал/час	504,64
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника при аварийном выводе самого мощного сетевого подогревателя	Гкал/час	254,95
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	249,69
	%	49,48%
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»		
Установленная мощность	Гкал/час	100,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	100,00
Собственные нужды	Гкал/час	0,25
	%	0,49%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	99,75
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	10,30
	%	20,65%
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/час	39,57
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	49,87
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	49,88
	%	50,00%
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	49,75
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/час	33,82
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	15,93
	%	32,02%

Суммарный резерв мощности от Волгодонская ТЭЦ-2 и котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» составляет 265,62 Гкал/ч. (34,08% от суммарной мощности тепловой энергии «нетто»).

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

Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю, смоделированы в Электронной модели Схемы теплоснабжения.

При разработке электронной модели системы теплоснабжения использован программный расчетный комплекс ZuluThermo 8.0.

Электронная модель используется в качестве основного инструментария для проведения теплогидравлических расчетов для различных сценариев развития системы теплоснабжения муниципального образования.

Пакет ZuluThermo 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.

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в РПК Zulu 8.0. Пьезометрические графики, построенные на основании расчета, представлены в Приложении 4.

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

В настоящее время, дефицит тепловой мощности на источниках тепловой энергии муниципального образования отсутствует.

1.6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Согласно изменениям от 16 марта 2019 г. в Постановлении Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., в расчете резерва/дефицита тепловой мощности источника должна использоваться расчетная тепловая нагрузка, которая определяется на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период, предшествующий началу разработки схемы теплоснабжения, приведенная в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения к расчетной температуре наружного воздуха.

Далее, в таблице 52 представлены сведения о наличии резерва/дефицита тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии.

Таблица 52 – Резерв мощности источников тепловой энергии

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	249,69
	%	49,48%
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	15,93
	%	32,02%

Более подробно информация по этому пункту представлена в п. 1.6.2.

Ввиду отсутствия на территории города зон действия источников тепловой энергии с дефицитом тепловой мощности, расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не предполагается.

Часть 7. Балансы теплоносителя

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

Источник - Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»

Оборудование водоподготовительной установки

Водоподготовительная установка (далее - ВПУ) Волгодонской ТЭЦ-2 предназначена для восполнения потерь пара и конденсата в пароводяном цикле ТЭЦ с котлами БКЗ-420/140 НГМ ст. № 1 - № 5.

Проектом предусмотрена ВПУ суммарной производительностью 381 м³/ч, работающая по следующей схеме:

- известкование совместно с коагуляцией сырой исходной воды в осветлителях ВТИ-250 И производительностью 250 м³/ч (2 шт.);
- осветление на однокамерных механических фильтрах диаметром 3,4 м (9 шт.);
- ионитное обессоливание осветленной исходной воды в обессоливающих установках (5 шт.).

Ионитная часть обессоливающей установки состоит из трех ступеней обессоливания.

Химобессоливающая установка включает в себя:

- два водород – катионитных фильтра I ступени (предвключенный Н1I и Н1II);
- анионитовый фильтр I ступени -AI;
- декарбонизатор;
- вентилятор декарбонизатора;
- бак декарбонизированной воды V=16 м³;
- Н - катионитный фильтр II ступени;
- анионитовый фильтр II ступени.

Технологическая схема одной обессоливающей установки: $H_1^I \rightarrow H_1^{II} \rightarrow A_I \rightarrow \text{декарбонизатор} \rightarrow H_{II} \rightarrow A_{II}$.

На установке ВПУ схемой осуществляется утилизация промывочных вод механических фильтров, взрыхляющих вод ионитных фильтров ХВО, продувочных вод осветлителей и слива из пробоотборных точек осветлителей.

Обессоливающие установки № 1 и № 2 введены в эксплуатацию в 1977 г. Обессоливающие установки № 3, № 4 и № 5 введены в эксплуатацию соответственно в 1984 - 1991 гг.

Обессоленная вода после ступеней поступает в баки запаса химочищенной воды (БХОВ) общим объемом 3000 м³ (шесть баков по V=500 м³ каждый).

В состав ВПУ входит также следующее оборудование:

- три насоса осветленной воды: К-90/85 (Q - 90 м³/ч; Н - 85 м. вод. ст; W- 55кВт) - 1шт.; Х- 160/49 (Q - 160 м³/ч; Н - 49 м. вод. ст; W- 55 кВт) - 1шт.; Х- 280/50 (Q - 280 м³/ч; Н - 50 м. вод. ст; W- 75 кВт) - 1шт.;
- девять механических фильтров;
- пять схем химобессоливания, укомплектованных насосами частично обессоленной воды (НЧОВ) Х- 160/49 (Q - 160 м³/ч; Н- 49 м. вод. ст; W - 55 кВт) - 5 шт.; насосами химобессоленной воды Х- 160/49 (Q - 160 м³/ч; Н - 49 м. вод. ст; W - 55 кВт) - 4шт.

В настоящее время, из 5 установок химобессоливания в работе находятся лишь 3 - установки №1, №3 и №5;

- установка №4 – в ремонте;
- установка №2 – на консервации.

Работа химобессоливающих установок осуществляется в следующем режиме:

- одна - в работе;
- одна - на регенерации;
- одна - в резерве.

Конденсат, содержащий продукты коррозии (зажелезненный), подвергается очистке на конденсатоочистке (проектная производительность 149 м³/ч), а

замасленный и замазученный конденсат подвергается очистке на обезмасливающей установке (проектная производительность 21 м³/ч).

Источником водоснабжения обессоливающей установки служит Цимлянское водохранилище. Состав сырой воды за рассматриваемый период резко не менялся. Средняя температура исходной сырой воды Цимлянского водохранилища сохранялась на уровне среднестатистической нормы.

В системе тепловой сети с открытым водоразбором в качестве исходной подпиточной воды используется городская водопроводная вода питьевого качества, подвергающаяся дозированию ингибитором «Опцион-13», декарбонизации в декарбонизаторах (7 шт.) с последующим подщелачиванием и дегазацией ее в вакуумных деаэраторах.

С 2002 г. подготовка добавочной воды для системы теплосети с открытым водоразбором на Волгодонской ТЭЦ-2 изменена. Вместо ведения подкисления подпиточной воды питьевого качества осуществляется ее обработка ингибитором «Опцион-13» с поддержанием дозы реагента в обработанной воде на уровне 0,5 мг/дм³.

Качество обессоленной воды соответствует установленными нормативами требованиям для питания энергетических котлов Волгодонской ТЭЦ-2.

Подпитка системы теплоснабжения на нужды горячего водоснабжения потребителей и технологические потери теплоносителя осуществляется системой водоподготовки, установленной на Волгодонской ТЭЦ-2.

В таблице 53 представлены значения максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей.

Таблица 53 – Максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей

№ п/п	Наименование территориальной единицы	Максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей, тонны
1	Северо-западная промышленная зона	51,2
2	Старый город	21143,0
3	ЮЗР	31006,1
4	Юго-Восточная промышленная зона	1100,6
5	Новый город, часть 1	59590,3
6	Новый город, часть 2	61195,9
Итого		174087,0

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

Согласно п. 6.22 СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. Величина дополнительной аварийной подпитки тепловой сети составит 406,4 т/год.

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

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

Топливоснабжение Волгодонской ТЭЦ-2

Основным топливом для первой и второй очередей Волгодонской ТЭЦ-2 установлен топочный мазут.

Для расширяемой части (третьей очереди) Волгодонской ТЭЦ-2 (энергетические котлы № 4, 5) в качестве основного топлива определен природный газ. Резервным топливом является топочный мазут.

Реальная обеспеченность Волгодонской ТЭЦ-2 природным газом ограничена пропускной способностью двух газопроводов диаметром 325 мм.

Доставка мазута на Волгодонской ТЭЦ-2 осуществляется в железнодорожных цистернах. Для приемки, хранения и подготовки мазута к сжиганию предусмотрено мазутное хозяйство.

Топливоснабжение котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»

Основным видом топлива для водогрейных котлов котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» является природный газ. Природный газ на котельную ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» подается по одному газопроводу от ГРС г. Волгодонска.

Сведения по балансу потребления видов топлива источниками тепловой энергии и его изменение представлены в таблице 54.

Таблица 54 – Общее потребление топлива за период 2016 – 2020 гг.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.		
							Всего	Волгодонская ТЭЦ-2	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»
1.	Расход топлива на производство энергии	т.у.т.	505812,0	465908,0	447922,9	401013,1	383487,83	366446,1	17041,76
1.1.	Расход топлива на производство тепловой энергии	т.у.т.	192235,69	186219,2	194310,9	173040,7	171356,69	154314,9	17041,76
1.1.1.	газ лимитный	т.у.т.	402940,1	463838,3	441663,9	399895,6	374375,19	358092,1	16283,08
1.1.2.	газ сверхлимитный	т.у.т.	3647,3	447,2	491,5	96,25	758,69	-	758,69

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.		
							Всего	Волгодонская ТЭЦ-2	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»
1.1.3.	газ коммерческий	т.у.т.	92943,9	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
1.1.4.	мазут	т.у.т.	6280,6	1622,9	5767,4	1021,16	8353,95	8353,9	-
1.2.	Расход топлива на производство электрической энергии	т.у.т.	313576,3	279688,8	253611,9	227972,3	212131,13	212131,1	-

Расход топлива на производство тепловой энергии за 2020 год составляет 44,68 % от общего объема потребленного топлива. В структуре по видам топлива 97,8% приходится на природный газ.

Динамика изменения потребления топлива за период с 2016 по 2020 гг. показана на рисунке 25.

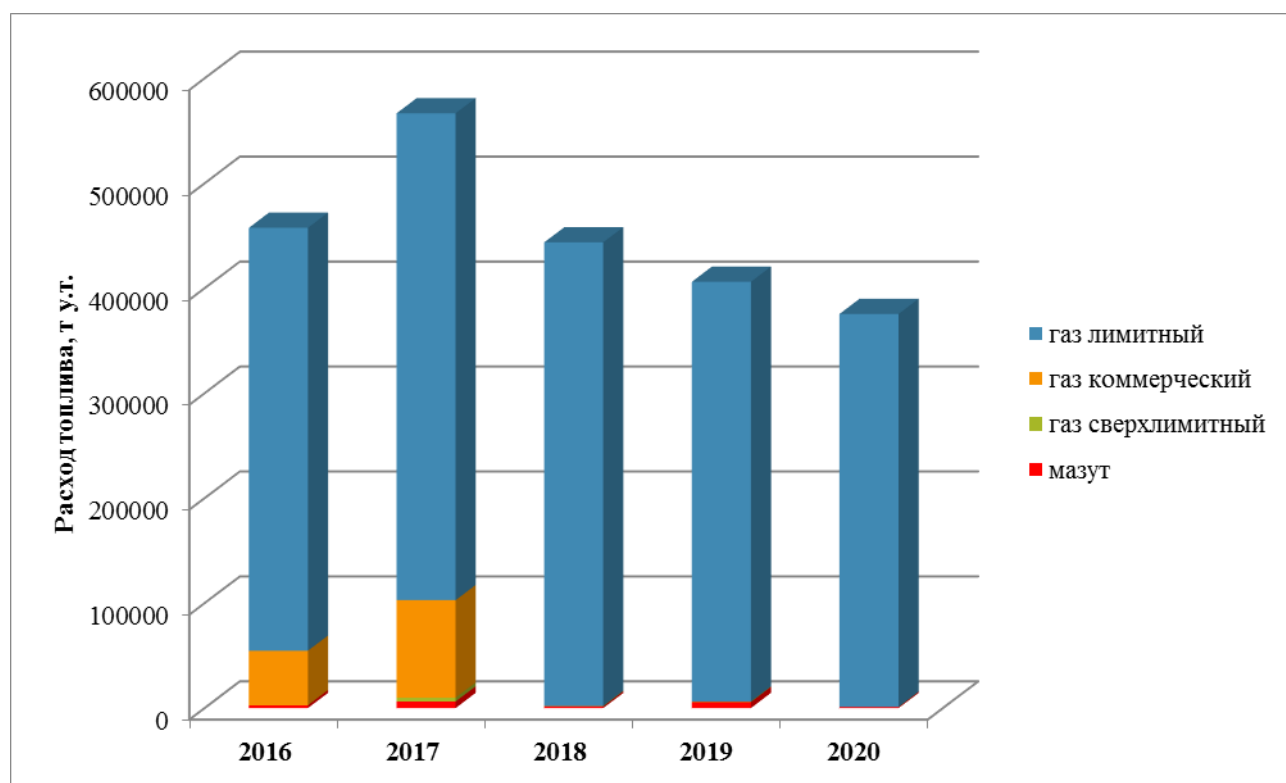


Рисунок 25. Расход топлива за период с 2016 по 2020 гг.

Наибольший расход топлива приходится на 2017 год, что связано с наибольшей величиной выработки электрической энергии за рассматриваемый период.

Калорийность природного газа по паспорту качества для источника – Волгодонской ТЭЦ-2 за период с 2016 по 2020 г. представлена в таблице 55.

Таблица 55 – Калорийность природного газа для Волгодонской ТЭЦ-2 за 2016-2020 гг.

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Калорийность природного газа, ккал/нм ³	8185	8136	8120	8165	8189

Калорийность природного газа по паспорту качества для источника – котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» за период с 2016 по 2020 г. представлена в таблице 56.

Таблица 56 – Калорийность природного газа для котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» за 2016-2020 гг.

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Калорийность природного газа, ккал/нм ³	8135	8130	8119	8155	8155

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

Согласно Приказу Министерства Энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) от 23 сентября 2015 года № 666 «Об утверждении нормативов создания запасов топлива при производстве электрической энергии, а также нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более» на 1 октября 2019г. неснижаемый нормативный запас топлива (мазут) (ННЗТ) равен 1,154 тыс. тонн, эксплуатационный нормативный запас топлива (НЭЗТ) – 11,114 тыс. тонн, общий нормативный запас топлива (ОНЗТ) – 12,268 тыс.тонн.

Мазутное хозяйство Волгодонской ТЭЦ-2

Мазутное хозяйство предназначено для приема, хранения и подготовки подачи мазута к котлам.

Технологическая схема мазутного хозяйства - 2-х ступенчатая, раздельная, то есть подача мазута к энергетическим и водогрейным котлам осуществляется по отдельному контуру насосами I и II подъема. Циркуляционное перемешивание и разогрев мазута в резервуарах производится насосами рециркуляции также по отдельному контуру.

Мазутное хозяйство Волгодонской ТЭЦ-2 состоит из следующих сооружений и

устройств:

- подъездных ж/д путей с ж/д весами для взвешивания цистерн;
- приемно-сливного устройства;
- мазутонасосной (далее - МН);
- мазутохранилища;
- санитарно-технических сооружений;
- наружных коммуникаций паромазутопроводов;
- устройств пожаротушения.

Оборудование мазутонасосной эксплуатируется в следующих режимах:

- рабочий – при работе котлов на мазуте или смеси;
- горячий резерв – при работе котлов на газе;
- холодный резерв – при останове оборудования мазутонасосной.

В рабочем режиме происходит прием и слив мазута по мере его поступления, а перекачка в мазутные баки осуществляется погружными насосами. Перемешивание мазута в баках осуществляется насосами рециркуляции с последующей подачей для сжигания на котельные установки.

В режиме горячего резерва осуществляется постоянный проток мазута работающим насосом I подъема через основные подогреватели, фильтры тонкой очистки мазута и создания подпора на всасе насосов II подъема. Насосы II подъема предназначены для подачи мазута к энергетическим котлам.

В холодном резерве (в зависимости от продолжительности останова постоянно или периодически) включается в работу система циркуляционного разогрева для поддержания температуры мазута в баках 60÷80 °С.

Приемно-сливное устройство предназначено для приема, слива и перекачки в мазутные баки прибывшего в железнодорожных цистернах мазута. Приемно-сливное устройство включает в себя следующие сооружения и оборудование:

- сливную эстакаду, предназначенную для обслуживания прибывающих под слив цистерн;
- гидрозатворы и фильтры-сетки, расположенные перед приемной емкостью;
- межрельсовые подземные сливные лотки, соединенные каналами, по

которым слитый из цистерн мазут самотеком поступает в приемные емкости. На дне лотков и каналов проложены трубопроводы пара, предназначенные для подогрева слитого мазута и улучшения его перекачки;

- две подземные приемные емкости, предназначенные для сбора сливаемого мазута из цистерн. Объем каждой емкости совместно со сливными лотками составляет 1000 м³.

На каждой приемной емкости установлены: 4 перекачивающих погружных насоса типа 20 НА-22х2, люк-лаз с откидной крышкой, дыхательный клапан.

Два наземных металлических резервуара (объемом 20 тыс. м³ каждый) служат для хранения мазута и подготовки его к сжиганию.

В здании мазутонасосной расположено следующее оборудование:

- пять фильтров тонкой очистки мазута перед насосами II подъема и два фильтра грубой очистки перед насосами I подъема;
- три насоса рециркуляции;
- пять насосов I подъема;
- семь насосов II подъема;
- фильтры тонкой очистки перед насосами II подъема;
- два дренажных насоса мазутных приемков;
- два конденсатных насоса;
- системы мазутопроводов, паропроводов, конденсатопроводов, дренажных трубопроводов, трубопроводов технической и пожарной воды;
- три насоса замазученных стоков;
- насос дренажного приемка насосной замазученных стоков;
- помещение станции пенопожаротушения МБ.

Вне здания мазутонасосной находятся: три подогревателя рециркуляции мазута, пять основных подогревателей мазута, два бака сбора конденсата, наружный мазутный приемок, емкость замазученных стоков.

Фильтры грубой очистки предназначены для первичной очистки мазута от твердых частиц и установлены на всасывающих коллекторах перед насосами I подъема и насосами рециркуляции.

Фильтры тонкой очистки предназначены для вторичной очистки мазута от твердых частиц и установлены на всасывании насосов II подъема.

Насосы I подъема предназначены для прокачивания мазута через подогреватели, фильтры тонкой очистки для заполнения трубопроводов подачи мазута, для создания подпора давления во всасывающем трубопроводе насосов II подъема, а также для создания циркуляции мазута в режиме горячего резерва.

Мазут на насосы I подъема поступает самотеком от мазутных баков за счет разности отметок установки насосов и уровня топлива в баках.

Насосы рециркуляции предназначены для перемешивания мазута в мазутных баках, чтобы предотвратить накопление отложений на днище баков и отстоявшейся воды.

Основные подогреватели установлены после насосов I подъема до ФТО вне помещения машинного зала мазутонасосной. Подогреватели рециркуляции предназначены для разогрева мазута в баках до 90 °С (не более).

Насосы II подъема предназначены для создания необходимого давления мазута перед котлами и установлены после фильтров тонкой очистки.

Паспорт качества на мазут представлен в Приложении 7.

1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Описание особенностей характеристик видов топлива отсутствует.

1.8.4. Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлива на источниках города Волгодонска не используются.

1.8.5. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Основным видом топлива для обоих источников г. Волгодонска является природный газ. Калорийность природного газа для Волгодонской ТЭЦ-2 составляет 8189 ккал/кг. Калорийность природного газа для котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» составляет 8155 ккал/кг.

Паспорт качества на мазут представлен в Приложении 7.

1.8.6. Описание преобладающего в городе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городе

В настоящее время на территории г. Волгодонска функционируют 2 источника тепловой энергии.

В качестве преобладающего топлива используется природный газ, который задействован на обоих источниках централизованного теплоснабжения.

1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса города

Приоритетным направлением развития топливного баланса г. Волгодонска является полная газификация.

Часть 9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

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

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

Данные по отказам участков тепловых сетей за 2015-2020 г. представлены в разделе 1.3.6.

1.9.2. Частота отключений потребителей

Согласно полученным сведениям по отказам участков тепловых сетей, представлены в разделе 1.3.6.

Восстановление теплоснабжения осуществляется в сроки, предусмотренные СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети».

1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях.

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

На рисунке 26 представлена карта-схема тепловых сетей и зона отказа на тепловой сети (на основании журналов учета утечек на тепловых сетях, которые ведутся службой эксплуатации). Данный инцидент зафиксирован более 5 лет назад.

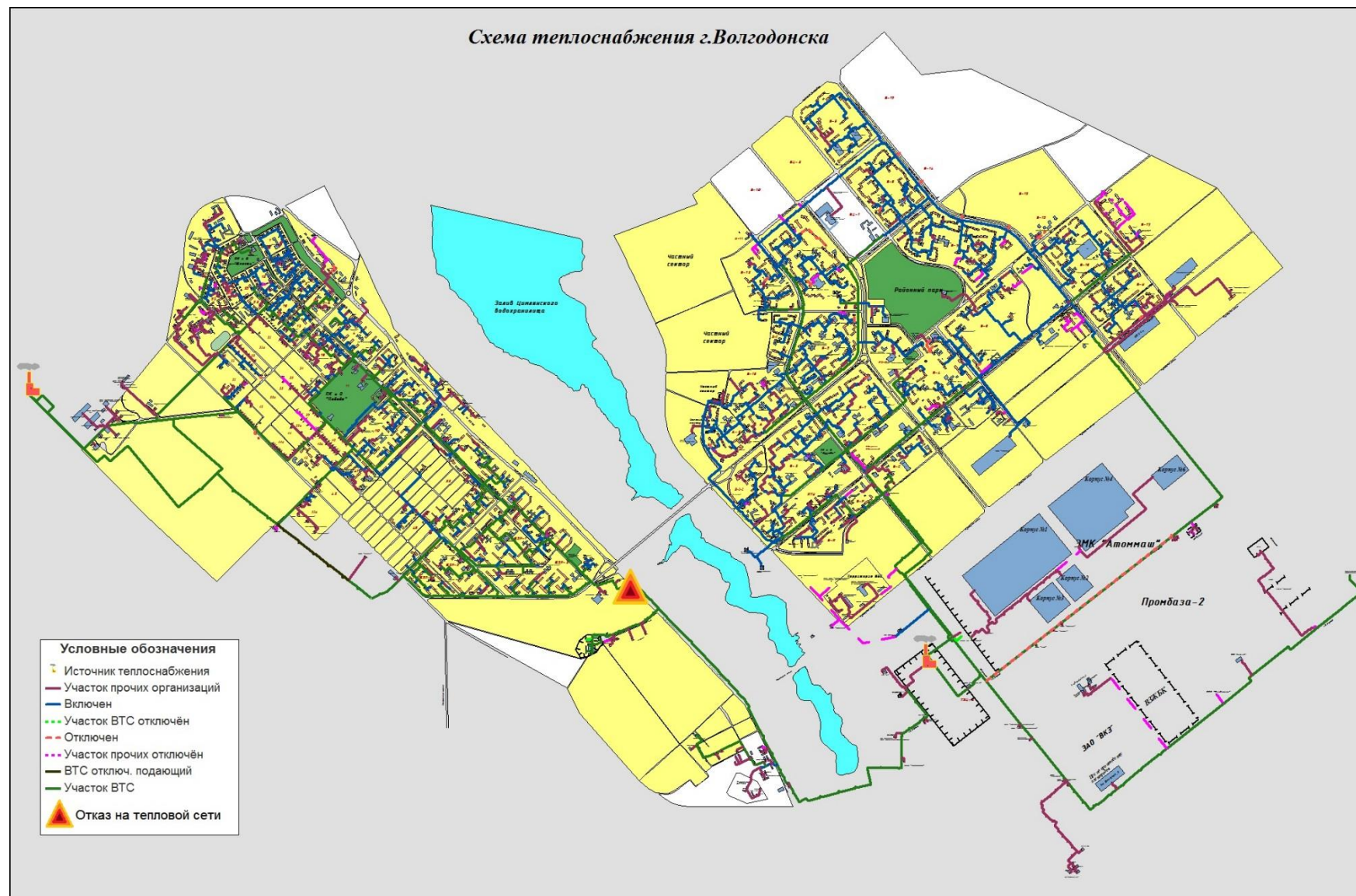


Рисунок 26. Карта-схема тепловых сетей и зона отказа на тепловой сети

1.9.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

Данные по отказам участков тепловых сетей за 2015-2020 г. представлены в разделе 1.3.6.

При прочих инцидентах на тепловых сетях значения времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений находится в допустимом интервале. Высокая надежность системы теплоснабжения достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей.

подавляющее большинство квартальных вводов является резервируемыми. Ограничение теплоснабжения в большинстве случаев не приводит к отключению горячего водоснабжения и/или снижению температуры наружного воздуха, ниже нормативного значения согласно СНиП и СанПиН.

Восстановление теплоснабжения осуществляется в сроки, предусмотренные согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция».

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

Данные по отказам участков тепловых сетей за 2015-2020 г. представлены в разделе 1.3.6.

Значения времени восстановления теплоснабжения потребителей в случае аварийных отключений находится в допустимом интервале (согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция.»). Высокая надежность системы теплоснабжения достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей.

Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых 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.

Основные показатели деятельности ООО «Волгодонские тепловые сети» в 2020 г. представлены в таблице 57.

Таблица 57 – Основные показатели деятельности ООО «Волгодонские тепловые сети» за 2020 год

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2020 год
1	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	1 129 073,59
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	1 103 180,63
2.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	855 172,88
2.2	расходы на топливо	тыс. руб.	0
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	1 670,31
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	6,89
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	242,51
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
2.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	10 689,29
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	3 268,53
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	9 358,63
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	2 647,04
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	33 998,85
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	2 609,95
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	151 543,21
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	11 160,00
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	21 061,93
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	11 160,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		есть
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	<u>13109,8</u>
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-138 921,36
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс. руб.	0

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2020 год
	регулируемой организации		
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	39 282,41
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	39 282,41
5.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	39 282,41
5.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0
6	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=6d654244-2bf9-4689-a263-f773c6bb1e3c
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	679,64
8	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	0
9	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0
9.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	821,89
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	637,43
10.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	569,45
10.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0
10.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	67,98
11	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	197,83
11.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	220,01
12	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	27,00
13	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	8,00
14	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	0
15	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	0
16	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	0
17	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2020 год
18	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:	х	
18.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	
18.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	

Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности
 ООО «Волгодонская тепловая генерация» в 2020 г. представлены в таблице 58.

Таблица 58 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации ООО «Волгодонская тепловая генерация» за 2020 год

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2020 год
1	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	861525,67
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	959705,39
2.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0
2.2	расходы на топливо	тыс. руб.	745867,63
2.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
2.2.1.1	объем	тыс м3	125398,48
2.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	5,09
2.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	81681,72
2.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
2.2.2	газ природный по нерегулируемой цене	х	х
2.2.2.1	объем	тыс м3	3505,55
2.2.2.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	5,13
2.2.2.3	стоимость доставки	тыс. руб.	2304,84
2.2.2.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
2.2.3	мазут	х	х
2.2.3.1	объем	тонны	2,48
2.2.3.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	2210,10
2.2.3.3	стоимость доставки	тыс. руб.	0
2.2.3.4	способ приобретения	х	Прочее
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	61797,36
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	1,00
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	61731,06
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	16733,70
2.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	2777,40
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	20908,30
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	6577,70
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	5222,00
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1418,80
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	19318,50
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	60235,80
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	3470,20
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2020 год
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	15378,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-98179,72
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-118658,45
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	36871,00
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	36871,00
5.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	36871,00
5.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0
6	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	809,00
8	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	0
9	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	854,95
9.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	852,45
10.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	852,45
10.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0
10.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0
11	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	477,00
12	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,48
12.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,48
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	38,00

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2020 год
14	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	4,00
15	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	170,90
16	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	170,90
17	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	180,50
18	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	72,20
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	1,27
20	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:	х	
20.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	
20.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	

Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности
 ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» в 2020 г. представлены в таблице ниже.

Таблица 59 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» за 2020 год

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2020 год
1	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	209 141,67
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	242 871,54
2.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	43 771,82
2.2	расходы на топливо	тыс. руб.	87 619,78
2.2.1	газ природный по нерегулируемой цене	х	х
2.2.1.1	объем	тыс. м3	14 628,12
2.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	5,25
2.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	10 751,29
2.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	13 454,15
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	5,3152
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	2 531,25
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	0
2.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	16 279,68
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	3 693,38
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	8 309,42
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 842,13
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	0
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	30 335,42
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	28 004,82
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	17 955,50
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	3635,88968
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	450,62499
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20		отсутствует

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2020 год
	процентов суммы расходов по указанной статье расходов		
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	5 925,04
2.15.1	расходы на услуги банков	тыс. руб.	89,95
2.15.2	исправительные записи по операциям прошлых лет	тыс. руб.	1823,02
2.15.3	госпошлина по текущим операциям	тыс. руб.	277,28
2.15.4	штрафы, пени неустойки	тыс. руб.	3734,79
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-13 645,00
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-30 781,00
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0
5.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0
5.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0
6	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=8723574e-cc07-47b1-90ff-da02d9c094fc
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	100
8	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	89,05
9	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	116,59
9.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	30,56
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	104,51
10.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	71,54
10.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,00
10.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	32,97
11	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	42,64
11.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	41,87
12	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	37,00

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2020 год
13	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	18,00
14	Планный удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	152,1
15	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	146,6
16	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	0,02
17	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0
18	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:	х	
18.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	
18.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

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

В границах муниципального образования «город Волгодонск» свою деятельность в рамках централизованного снабжения тепловой энергией осуществляют следующие организации:

- ООО «Волгодонские тепловые сети»;
- ООО «Волгодонская тепловая генерация»;
- ООО «Волгодонская ТЭЦ-1».

На территории муниципального образования действуют тарифы организаций, которые сформированы независимо друг от друга.

Потребители, чьи здания не оборудованы приборами учета, производят оплату исходя из общей отапливаемой площади норматива удельного расхода тепловой энергии на отопление.

В связи с постоянным ростом стоимости энергоносителей, снижение тарифов в ближайшей перспективе не предполагается. Основной причиной роста тарифов на тепловую энергию является рост цены на топливо.

В таблице 60, в соответствии с Постановлением № 47/38 от 25.11.2020 г. Региональной службы по тарифам Ростовской области «Об установлении тарифов на тепловую энергию, поставляемую ООО «Волгодонская тепловая генерация» потребителям и другим теплоснабжающим организациям города Волгодонска, на 2021 год, представлены сведения о тарифах на тепловую энергию на 2018-2021 гг.

Таблица 60 – Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ООО «Волгодонская тепловая генерация» в 2018-2021 гг.

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Тепловая энергия, руб./Гкал	
				с 01.01 до 30.06	с 01.07 до 31.12
1	ООО «Волгодонская тепловая генерация»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
		Одноставочный	2018	888,92	888,92
		Одноставочный	2019	888,92	1096,86
		Одноставочный	2020	1010,65	1010,65
		Одноставочный	2021	1010,65	1064,69
		Население (с учетом НДС)			
		Одноставочный	2018	1048,93	1048,93
		Одноставочный	2019	1066,7	1316,23
		Одноставочный	2020	1212,78	1212,78
		Одноставочный	2021	1212,78	1277,63

Тарифы на тепловую энергию на 2018-2021 гг., установленные в соответствии с постановлением Региональной службы по тарифам Ростовской области от 25.11.2020 № 47/39 и поставляемую ООО «Волгодонские тепловые сети» потребителям, другим теплоснабжающим организациям города Волгодонска, представлены в таблице ниже.

Таблица 61 – Тарифы на тепловую энергию, поставляемую «Волгодонские тепловые сети» потребителям города Волгодонска в 2018-2020 гг.

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Тепловая энергия	
				с 01.01 до 30.06	с 01.07 до 31.12
1	ООО «Волгодонские тепловые сети»	Одноставочный, руб./Гкал	2018	1407,99	1459,16
		Одноставочный, руб./Гкал	2019	1459,16	1523,35
		Одноставочный, руб./Гкал	2020	1523,35	1570,76
		Одноставочный, руб./Гкал	2021	1677,84	1677,84

Тарифы отпуска тепловой энергии для ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» на 2021 год определены Постановлением №57/7 от 18.12.2020 г. Региональной службой по тарифам Ростовской области.

Таблица 62 – Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ООО«Волгодонская ТЭЦ-1» в 2018-2021 гг.

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода		
				с 01.01 до 30.06		с 01.07 до 31.12
1	ООО «ТЭЦ-І»	Население (с учетом НДС)				
		Одноставочный, руб./Гкал	2018	1339,42		1377,14
	ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	Вид тарифа	Год	с 01.01 до 30.06	с 01.07 до 02.09	с 03.10 до 31.12
		Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения				
		Одноставочный, руб./Гкал	2019	1459,16	1523,22	2034,66
		Население (с учетом НДС)				
		Одноставочный, руб./Гкал	2019	1750,99	1827,86	2441,59
				с 01.01 до 30.06		с 01.07 до 31.12
		Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения				
		Одноставочный, руб./Гкал	2020	1910,72		1910,72
		Одноставочный, руб./Гкал	2021	1910,72		2034,57
		Население (с учетом НДС)				
		Одноставочный, руб./Гкал	2020	2292,86		2292,86
		Одноставочный, руб./Гкал	2021	2292,86		2441,48

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

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;

- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

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

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

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

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города

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

Из комплекса существующих проблем организации теплоснабжения на территории всего муниципального образования, можно выделить следующие составляющие:

- износ сетей;
- неравномерность температуры на вводе к потребителям по территории города.

Износ сетей – наиболее существенная проблема организации качественного теплоснабжения.

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 по причине использования открытой системы горячего водоснабжения.

Повышение качества теплоснабжения может быть достигнуто путем реконструкции тепловых сетей.

Неравномерность температуры на вводе к потребителям по территории города – приводит к «перетопу» (превышению комфортной температуры внутреннего воздуха) у потребителей, находящихся наиболее близко от магистральных сетей. Установка автоматики регулирования температуры внутреннего воздуха в помещении позволит снизить расход тепловой энергии и создаст комфортные условия микроклимата.

Отсутствие приборов учета у потребителей – не позволяет оценить фактическое потребление тепловой энергии каждым жилым домом. Установка приборов учета, позволит производить оплату за фактически потребленную тепловую энергию и правильно оценить тепловые характеристики ограждающих конструкций.

Разрегулированность систем теплоснабжения у потребителей – приводит к завышению температуры воды в обратных трубопроводах тепловой сети. Разработка и внедрение комплекса технических и организационных мероприятий, а также поддержание оборудования ИТП в должном состоянии, позволят обеспечить подачу расчетного количества теплоносителя в каждую систему теплоснабжения и отдельные ее элементы.

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения города (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплоснабжающих установок потребителей)

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

- план перекладки тепловых сетей на территории муниципального образования;
- диспетчеризацию.

План перекладки тепловых сетей на территории города – документ, в котором описан перечень участков тепловых сетей, перекладка которых намечена на ближайшую перспективу.

Мероприятия по перекладке тепловых сетей отражены в Программе в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности теплоснабжающих организаций.

Диспетчеризация - организации круглосуточного контроля за состоянием тепловых сетей и работой оборудования систем теплоснабжения (ЦТП). На предприятии создана диспетчерская служба теплосети, однако методы дистанционного контроля не применяются. При разработке проектов перекладки

тепловых сетей, рекомендуется применять трубопроводы ППУ изоляции с системой оперативного дистанционного контроля и трубопроводы ППМ (пенополимерминеральная) изоляции.

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

1. Не у всех потребителей установлены приборы учета. Потребители, чьи здания не оборудованы приборами учета, производят оплату исходя из тарифа за единицу общей отапливаемой площади.

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

2. Согласно данным мониторинга жилищно-коммунального комплекса основными недостатками систем теплоснабжения города являются:

- дата ввода в эксплуатацию участков тепловых сетей и оборудования на источниках тепловой энергии;
- коммунальные инженерные системы построены без учета современных требований к энергоэффективности.

Применяемые морально устаревшие технологии и оборудование не позволяют обеспечить требуемое качество поставляемых потребителям услуг теплоснабжения. Использование устаревших материалов, конструкций и трубопроводов в жилищном фонде приводит к повышенным потерям тепловой энергии, снижению температурного режима в жилых помещениях, снижению качества поставляемых коммунальных услуг.

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

Транспорт основного топлива (природного газа) для источников тепловой энергии осуществляется по централизованной системе газоснабжения, резервное топливо (мазут) поставляется железнодорожным транспортом.

На Волгодонской ТЭЦ-2 организован и поддерживается нормативный запас топлива. Нарушений в поставке топлива за период 2016-2020 гг. не выявлено.

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

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