

**Актуализированная схема теплоснабжения
городского округа «Воркута»
на период с 2023 до 2040 года**

**Обосновывающие материалы
к актуализированной схеме теплоснабжения**

Воркута 2023

Оглавление

Введение.....	5
Определения	5
1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	7
1.1 Функциональная структура теплоснабжения	7
1.1.1 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	7
1.2 Источники тепловой энергии.....	8
1.2.1 Теплоисточники ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»	9
1.2.2 Теплоисточники Муниципального унитарного предприятия.....	18
1.2.3 Теплоисточник АО «Воркутауголь».....	20
1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	21
1.3. Тепловые сети по элементам территориального деления.....	30
1.4 Зоны действия источников тепловой энергии	37
1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	37
1.5.1 Теплоисточники ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»	37
1.5.2 Теплоисточники МУП «Северные тепловые сети» МО ГО «Воркута»	39
1.5.3 Теплоисточник АО «Воркутауголь».....	40
1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	40
1.6.1 Теплоисточники ООО «Комитеплоэнерго»	40
1.6.2 Теплоисточники МУП «СТС» МО ГО «Воркута».....	41
1.6.3 Теплоисточник АО «Воркутауголь» СП «Шахта Комсомольская»	42
1.7 Балансы теплоносителя.....	42
1.7.1 Теплоисточники ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»	42
1.7.2 Теплоисточники МУП «СТС» МО ГО «Воркута».....	45
1.7.3 Теплоисточник АО «Воркутауголь» СП «Шахта Комсомольская».....	45
1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	46
1.8.1 Теплоисточники ООО «Комитеплоэнерго»	46
1.8.2 Теплоисточники МУП «СТС»	48
1.8.3 Теплоисточник АО «Воркутауголь».....	49
1.9 Надежность теплоснабжения.....	50
1.10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	55
1.10.1 Теплоисточники ООО «Комитеплоэнерго»	55
1.10.2 Теплоисточник АО «Воркутауголь».....	62
1.10.3 Теплоисточники МУП «Северные тепловые сети» МО ГО «Воркута»	67
1.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	96
1.12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа.....	97
2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	98
2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	98
2.1.1 Динамика численности населения.....	98
2.1.2 Удельное потребление тепла и теплоносителя.....	99
2.1.3 Присоединённые нагрузки по элементам территориального деления	99
2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов.....	100
2.3 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.....	100

2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе	101
2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе	101
2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе	102
3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	102
3.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки	102
3.1.1 Зона действия источников ООО «Комитеплоэнерго»	102
3.1.2 Зона теплоснабжения МУП «СТС»	104
3.1.3 Зона действия котельной АО «Воркутауголь» СП «Шахта Комсомольская»	106
4. Мастер-план развития систем теплоснабжения	106
5. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	106
5.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии	106
5.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии	106
5.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов	107
5.4 Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии	107
6. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	107
6.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	107
6.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	108
6.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения	108
6.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	113
6.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и модернизации действующих источников тепловой энергии,	113
6.6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	117

6.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции и модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	117
6.8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	118
6.9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	118
6.10 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв или вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	118
6.12 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	119
6.13 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.....	120
6.14 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения	120
6.15 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения	120
7. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей	120
Инвестиционная программа ООО «Комитеплоэнерго» предусматривает реконструкцию или модернизацию существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников, техническое перевооружение оборудования источников теплоснабжения (таблица 6.1.)	120
8. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких сетей на закрытые системы горячего водоснабжения в закрытые системы горячего водоснабжения	120
8.1 Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения	120
8.2 Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения	123
9. Перспективные топливные балансы	123
10. Оценка надежности теплоснабжения	124
11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и модернизация	131
<i>Инвестиционные мероприятия ООО «Комитеплоэнерго»</i>	<i>131</i>
СП «Шахта Комсомольская» АО «Воркутауголь» инвестиционную программу не планирует	132
12. Индикаторы развития систем теплоснабжения	133
13. Ценовые (тарифные последствия)	133
14. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа «Воркута»	133
15. Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, приведены в таблице 14.2.	133
рис. 15. Схема зонирования теплоснабжения	134
16. Предложения к схеме теплоснабжения	135
Приложения	135

Введение

Цель работы – разработка оптимальных вариантов развития Системы теплоснабжения МО ГО «Воркута», удовлетворение спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель, обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном воздействии на окружающую среду, а также экономическое стимулирование развития систем теплоснабжения и внедрение энергосберегающих технологий.

Объектами, включаемыми в актуализацию Схемы теплоснабжения, являются Системы теплоснабжения МО ГО «Воркута», включая все существующие и проектируемые:

- источники теплоснабжения;
- магистральные и распределительные тепловые сети;
- насосные станции;
- центральные и индивидуальные тепловые пункты.

Основанием для актуализации Схемы теплоснабжения МО ГО «Воркута» являются:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 31.05.2022 № 997).

Здесь и в дальнейшем под базовой версией Схемы теплоснабжения принимается актуализированный проект Схемы теплоснабжения на 2020 год, утвержденный постановлением администрации МО ГО «Воркута» от 21.08.2020 № 1031 «Об утверждении схемы теплоснабжения МО ГО «Воркута» на период с 2020 года по 2039 год и присвоение статуса единой теплоснабжающей организации».

При актуализации Схемы теплоснабжения МО ГО «Воркута» на 2023 год за базовую версию принят 2022 год.

В качестве исходной информации при выполнении работы использованы материалы, предоставленные Администрацией МО ГО «Воркута» и теплоснабжающими организациями.

Определения

Термины и их определения, применяемые в настоящей работе, представлены ниже.

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии, 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.

Термины	Определения
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 поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения.
Зона действия источника тепловой энергии	Территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии
Термины	Определения
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемых 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 теплоснабжающей организации в отношении источника 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 поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения
Базовый период актуализации	Год, предшествующий году, в котором подлежит утверждению актуализированная схема теплоснабжения городского округа.

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

В состав городского округа входят город республиканского значения Воркута, поселки городского типа (пгт) Воргашор, Заполярный, Комсомольский, Октябрьский, Северный, Елецкий поселки сельского типа (пст) Сейда, Сивомаскинский, Хановой, Юршор, деревни Елец, Никита. Населенные пункты городского округа расположены в пределах относительно ограниченной территории, на удалении до 40 км от г. Воркута, связаны автомобильным и железнодорожным сообщением.

Оценка численности постоянного населения МО ГО «Воркута» на 01.01.2023 составила 67 702 человека.

1.1 Функциональная структура теплоснабжения

В границах МО ГО «Воркута» регулирующую деятельность в области теплоснабжения осуществляют объекты коммунальной инфраструктуры, обеспечивающие коммунальными услугами отопление и горячее водоснабжение жилой фонд, тепловой энергией и теплоносителем прочих потребителей, в том числе социальнозначимые объекты.

Перечень организаций МО ГО «Воркута» в сфере теплоснабжения, регулируемых Комитетом Республики Коми по тарифам, приведен в таблице 1.1

Таблица 1.1

№ п/п	Наименование организации	Адрес местонахождения	Вид регулируемой деятельности	Зона действия
1	ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»	Республика Коми, г. Воркута, пгт. Северный	производство тепловой энергии в режиме комбинированной выработки; производство теплоносителя; сбыт тепловой энергии и теплоносителя	г. Воркута
2	МУП «СТС» МО ГО «Воркута»	Республика Коми, г. Воркута, ул. Димитрова, 5а	производство в режиме некомбинированной выработки; передача и сбыт тепловой энергии и теплоносителя	Производство, передача и сбыт: - пгт. Заполярный, - мкр. Советский, - пст. Сивомаскинский, - пгт. Елецкий; Передача: -пгт. Комсомольский (тепловые сети от теплоисточника АО «Воркутауголь»), -г. Воркута (тепловые сети от теплоисточников ООО «Комитеплоэнерго»)
3	ш. Комсомольская АО «Воркутауголь»	Республика Коми, г. Воркута, ул. Ленина, 62	производство в режиме некомбинированной выработки; передача и сбыт тепловой энергии и теплоносителя	пгт. Комсомольский

1.1.1 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

При актуализации Схемы теплоснабжения в части изменений функциональной структуры теплоснабжения необходимо отметить следующее:

- в период 2023г. выполнены мероприятия по выводу из эксплуатации котельной №4 мкр. Советский;

- завершены работы по запуску в эксплуатацию модульной котельной на твердом топливе для подогрева Усинского водовода по адресу: Воркута, 940 м западнее станции насосной канализации по ул. Путеводная, 1а»).

1.2 Источники тепловой энергии

Согласно п.24 статьи 1 Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ к системе коммунальной инфраструктуры относится комплекс технологически связанных между собой объектов и инженерных сооружений, предназначенных для осуществления поставок товаров и оказания услуг в сферах теплоснабжения до точек подключения (технологического присоединения) к инженерным системам теплоснабжения.

Поставка тепловой энергии потребителям в пределах городского округа Воркута осуществляется от следующих источников:

1. Теплоисточники ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО» – порядка 79% рынка тепла:
 - Воркутинская центральная водогрейная котельная (далее по тексту – ЦВК);
 - Воркутинская ТЭЦ-2 (далее по тексту – ТЭЦ-2).
2. Теплоисточники МУП «СТС» МО ГО «Воркута» - порядка 20% рынка тепла:
 - котельная № 3 пгт. Заполярный;
 - модульная котельня подогрева Усинского водовода;
 - котельная пгт. Елецкий;
 - модульная котельная ПУВ.
3. Теплоисточник - котельная шахты «Комсомольская» АО «Воркутауголь» - менее 1 %.

Так же в муниципальном городском округе Воркута есть ряд котельных, обеспечивающих тепловой энергией собственные объекты, в том числе:

- АО «Воркутауголь»;
- Северная Дирекция по тепловодоснабжению структурное подразделение Центральной дирекции по теплоснабжению – филиала ОАО «РЖД» осуществляет поставку тепловой энергии на собственные объекты.

1.2.1 Теплоисточники ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»

ЦВК

ЦВК расположена в черте города в северо-восточной его части; первая очередь (котлы ст. № 1-5) введена в эксплуатацию до 1982 г., расширение (котлы ст. № 6, 7) – до 1992 г., котёл №8 – в 1999 г.

По состоянию на момент выполнения настоящей работы на ЦВК установлено следующее основное оборудование:

- паровые котлы Е-35-24ГМ ст.№№1-3;
- комбинированный пароводяной теплофикационный котел КТК-75 ст.№5;
- водогрейные котлы КВГМ-100 ст.№№6-8.

Основные параметры котлов приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Ст. №	Тип, марка	Производительность		Параметры паровых котлов			Параметры водогрейных котлов			Год ввода в эксплуатацию
		т/ч	Гкал/ч	Рп, кгс/см ²	тп, °С	тп.в. °С	Гс.в., т/ч	тпр. °С	тобр. °С	
1	Е-35-24ГМ	35	20	24	220	104,2	-	-	-	1980
2	Е-35-24ГМ	35	20	24	220	104,2	-	-	-	1980
3	Е-35-24ГМ	35	20	24	220	104,2	-	-	-	1978
5	КТК-75	50	75	21	214	104,2		150	70	1982
6	КВГМ-100	-	100	-	-	-		150	70	1990
7	КВГМ-100	-	100	-	-	-		150	70	1992
8	КВГМ-100	-	100	-	-	-		150	70	1999

Оборудование ЦВК имеет среднюю степень износа, может эксплуатироваться в течение длительного времени.

Установленная тепловая мощность ЦВК – 435 Гкал/ч; располагаемая мощность – 420 Гкал/ч. Различие между установленной и располагаемой тепловой мощностью обусловлено аварийной бронью.

Потребление тепла на хозяйственные нужды ЦВК в среднем по годам представлено ниже:

- в 2020 г. – 2,108 тыс. Гкал;
- в 2021 г. – 2,822 тыс. Гкал;
- в 2022 г. - 3,022 тыс. Гкал.

Потребление тепла на собственные нужды ЦВК изменилось в связи с переводом тепловой нагрузки потребителей ТЭЦ-1.

Отпуск тепла с горячей водой осуществляется по температурному графику 120/70°С.

Вид температурного графика представлен в Приложении 2.

На ЦВК имеется два тепловывода:

- тепловывод на восток от ЦВК с диаметрами подающего и обратного трубопровода Ду820 мм;
- тепловывод на юг от ЦВК переменным диаметром прямого обратного трубопровода Ду800мм-Ду1000мм.

Давление прямой сетевой воды на коллекторах ЦВК – 8,8-9,0 кгс/см², давление обратной сетевой воды на коллекторах – 1,2-1,4 кгс/см². Обратная сетевая вода сетевыми насосами подаётся в комбинированные пароводяные котлы КТК-75, водогрейные котлы КВГМ-100 и далее в теплосеть. Для покрытия требуемой тепловой нагрузки установлено два подогревателя сетевой воды типа ПСВ-315-14-23, ПСВ-500-14-23. Пар к ним может подаваться как от котлов КТК-75, так и от котлов Е-35-24ГМ через РОУ-23/2,5. Сырая вода питьевого качества поступает из централизованной системы водоснабжения и расходуется на подпитку теплосети и питание котлов.

Характеристика бойлеров представлена в таблице 1.3, характеристика РОУ – в таблице 1.4, характеристика сетевых насосов – в таблице 1.5. Учёт тепловой энергии отпущенной от ЦВК осуществляется тепловычислителями. Информация о типе и характеристиках установленных приборов учёта тепла представлена в таблице 1.6.

Таблица 1.3

Параметр	Ед.изм.	Значение					
Стационарный номер		1	2	3	1	2	3
Тип		ПСВ-315-3-23	БО-350М	ПСВ-315-14-23	ПСВ-315-14-23	БП-300-2М	ПСВ-500-14-23
Маркировка		БО	БО	БО	БП	БП	БП
Место подключения по пару		Коллектор отборов 1,2 кгс/см ²			Коллектор отборов 8,0 кгс/см ²		
Площадь поверхности нагрева	м ²	315,0	350,0	315,0	315,0	300,0	500,0
Число ходов по воде	-	2	2	2	2	2	2
Номинальная тепловая производительность	Гкал/ч	56,5	42,0	45,2	45,2	72,0	97,5
Номинальный расход греющего пара	т/ч	110,0	-	92,6	92,6	-	122,5
Максимальный нагрев сетевой воды	°С	120	116	150	150	170	150
Номинальное давление пара	кгс/см ²	3	2	14	14	14	14
Номинальное давление сетевой воды	кгс/см ²	23	14	23	23	23	23
Номинальный расход сетевой воды	т/ч	1130	1400	1130	1130	1200	1500
Минимально допустимый расход сетевой воды	т/ч	200	300	200	200	300	400

Таблица 1.4

ЗАВ.№	Тип	Производительность, т/ч	Температура до / после, °С	Давление до / после, ати
	РОУ 23/2.5	40	380/158	23/2,5
А-7531	РОУ 23/2.5	40	380/158	23/2,5
А-7527	РОУ 23/6	60	380/190	23/6
А-7356	РОУ 23/6	60	380/190	23/6
А-7532	РОУ 23/13	40	380/250	23/13
А-7363	РОУ 23/13	40	380/250	23/13
Б-294	РОУ 13/7	30	194/220	14/7

Таблица 1.5

насосы	Тип насоса	Подача, м3/ч	Давление, кгс/см ²	электродвигатель		
				об/мин	кВт	вольт
СН-1	СЭ-1250 × 140	1250	14,0	1500	630	6000
СН-2	СЭ-1250 × 140	1250	14,0	1500	630	6000
СН-3	СЭ-1250 × 140	1250	14,0	1500	630	6000
СН-4	СЭ-1250 × 140	1250	14,0	1500	630	6000
СН-5	СЭ-1250 × 140	1250	14,0	1500	630	6000
СН-6	РСМ2 1250140 СЭИ-6	1250	14,0	1500	630	6000

Таблица 1.6

№ п/п	Узел учета теплоносителя, теплота, воды, газа	Диаметр трубопровода (мм)	Диапазон измерения параметров			Первичный измерительный преобразователь (тип, погрешность)			Вторичный измерительный прибор (тип, шкала, погрешность)			Сертификация как коммерческого узла	Дата начала эксплуатации	Балансовая принадлежность	Контрагент (поставщик/потребитель)
			Расход (т\ч)	Давление (Мпа)	Температура (°С)	Расход	Давление	Температура	Расход	Давление	Температура				
1	Прямая сетевая вода «ТВ №1»	800	500-6000 т\ч	0,9	60-135	Первичный преобразователь электроакустический	ЕJA530A «Yokogawa»	КТПТР-01 кл А	Расходомер-счетчик «Взлет МР» многоканальный исполнения УРСВ522ц	Тепловычислитель СПТ961.1	Тепловычислитель СПТ961.1	да	21.09.2011		ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»/ МУП «Северные тепловые сети»
	Обратная сетевая вода «ТВ №1»	800	500-6000 т\ч	0,15	48-65	Первичный преобразователь электроакустический	ЕJA530A «Yokogawa»	КТПТР-01 кл А	Расходомер-счетчик «Взлет МР» многоканальный исполнения УРСВ522ц	Тепловычислитель СПТ961.1	Тепловычислитель СПТ961.1	да	21.09.2011		ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»/ МУП «Северные тепловые сети»
2	Прямая сетевая вода «ТВ №2»	800	500-6000 т\ч	0,9	60-135	Первичный преобразователь электроакустический	АИР-20	КТПТР-01 кл А	Расходомер-счетчик «Взлет МР» многоканальный исполнения УРСВ522ц	Тепловычислитель СПТ961.2	Тепловычислитель СПТ961.2	да	06.11.2020		ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»/ МУП «Северные тепловые сети»
	Обратная сетевая вода «ТВ №2»	800	500-6000 т\ч	0,15	48-65	Первичный преобразователь электроакустический	АИР-20	КТПТР-01 кл А	Расходомер-счетчик «Взлет МР» многоканальный исполнения УРСВ522ц	Тепловычислитель СПТ961.2	Тепловычислитель СПТ961.2	да	06.11.2020		ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»/ МУП «Северные тепловые сети»

ТЭЦ-2

ТЭЦ-2 расположена на территории пгт. Северный в 12 км от города, на берегу реки Воркута. Представляет собой совокупность производственных и имущественных объектов, в том числе трубопроводов, линий электропередачи и иных объектов, используемых в сфере электро-тепло-водоснабжения, которые полностью расположены в границах территории муниципального образования городского округа Воркута и предназначены для обеспечения потребителей муниципального образования энергоресурсами. Является объектом коммунальной инфраструктуры, который необходим для эксплуатации жилищного фонда, а также является единственным источником электроснабжения в условно изолированном Воркутинско-Интинском энергоузле и источником тепловодоснабжения населенных пунктов МО ГО Воркута.

ТЭЦ-2 имеет в своём составе следующее основное оборудование:

- котельное оборудование ТП-170-1 ст.№№1-2; БКЗ-160-100-Ф2 ст.№3; БКЗ-160-100-Ф ст.№4-5; БКЗ-220-100-4 ст.№№6-9;
- паровые турбины Т-25-90-4-ПП-2 ст.№1 (реконструированная ВТ-25-4); К-28-90 ст.№2 (модернизированная ВК-25-1); ПТ-25-90-5М ст.№3 (модернизированная ВТ-25-5 с организацией производственного отбора 8-13 кгс/см²); Т-25-90-5 ст.№4; К-50-90-3 ст.№5; ПТ-60-90/13 ст.№6; Т-47/55-90-4М ст.№7 (модернизированная К-50-90 с организацией теплофикационного отбора 0,7-2,5 кгс/см²).

Сведения о состоянии и основных характеристиках котельного оборудования ТЭЦ-2 представлены в таблице 1.7, о состоянии и основных характеристиках турбинного оборудования ТЭЦ-2 - в таблице 1.8.

Оборудование ТЭЦ-2 имеет существенные наработки, часть оборудования работает за пределами паркового ресурса.

Мероприятия по переводу станции ТЭЦ-2 на газовое топливо завершены в июле 2021 г. 28.10.2021 выдано разрешение на ввод в эксплуатацию объекта «Оптимизация Воркутинского теплового узла КП-3. Строительство наружного внутриплощадочного газопровода и ГРПБ Воркутинской ТЭЦ-2».

По состоянию на 01.01.2023 ТЭЦ-2 имеет следующие значения установленной мощности:

- установленная электрическая мощность – 270,0 МВт;
- установленная тепловая мощность – 415,0 Гкал/ч.

Располагаемая мощность равна установленной.

Потребление тепла на хозяйственные нужды ТЭЦ-2 в среднем по годам представлено ниже:

- в 2020 г. - 6,190 тыс. Гкал;
- в 2021 г. – 7,052 тыс. Гкал;
- в 2022г. - 6,264 тыс. Гкал.

Отпуск тепла с горячей водой осуществляется по температурному графику 120/70°С.

Температурный график представлен в Приложении 2.

Теплоноситель подается к потребителям по двум тепломагистралям: «Запад» (трёхтрубное исполнение, диаметры 2×Ду600мм и 1×Ду800мм, отдельные участки по обратному трубопроводу Ду500мм) и «Восток» (двухтрубное исполнение, диаметры 2×Ду800мм, 2×Ду700мм с отдельными участками Ду500мм и Ду600мм). Схема теплоснабжения для потребителей – открытая.

Давление сетевой воды на коллекторах ТЭЦ-2 – режим работы магистрали «Запад» с ПНС (насос в работе):

- прямой сетевой воды: 10-10,5 кгс/см²;
- обратной сетевой воды: 1,8-2,8 кгс/см².

Давление сетевой воды на ПНС – режим работы магистрали «Запад» с ПНС (насос в работе):

прямой сетевой воды: 9,0-9,5 кгс/см²;
обратной сетевой воды: 3,0-4,0 кгс/см².

Теплофикационная установка включает в себя три очереди, каждая из которых состоит из основных и пиковых бойлеров. Основные бойлера питаются от коллектора пара 1,2 - 2,5 кгс/см², пиковые – от коллектора пара 8 - 13 кгс/см². Характеристика бойлеров ТЭЦ-2 представлена в таблице 1.9, характеристика сетевых насосов – в таблице 1.10, характеристика РОУ – в таблице 1.11.

Деаэрация подпиточной воды тепловой сети осуществляется в двух вакуумных деаэраторах – ДВ-400 и ДВ-800М. На ТЭЦ-2 установлены два аккумуляторных бака ёмкостью 2 000 м³ каждый.

Оборудование станции используется интенсивно. Загрузка котлов по году (в пределах времени задействия) составляет 75 - 85%. Уровень загрузки турбин несколько ниже: наиболее интенсивно эксплуатируются ТГ-6 и ТГ-7 – КИУМ для них уровень загрузки лежит в диапазоне от 60 до 90%; относительно высокую загрузку имеет ТГ-5 (средний КИУМ по году превышает 60%); ТГ-1, ТГ-3, ТГ-4 загружены в среднем по году на 35-50%; ТГ-2 используется ограниченно.

Сложившиеся режимы работы оборудования ТЭЦ-2 определяются факторами тепловой схемой станции:

- типом и конструктивными особенностями оборудования;
- уровнем тепловой нагрузки и профилем тепловых нагрузок по году;
- положением станции в Воркутинском узле.

ТЭЦ-2 как замыкающая станция энергоузла имеет существенный объём конденсационной выработки, от 60 до 100% ежемесячно. При сохраняющемся уровне загрузки по электроэнергии, технико-экономические показатели станции могут быть значительно улучшены в случае увеличения объема теплофикационной выработки в случае переключения на ТЭЦ-2 тепловых нагрузок других теплоисточников.

Учёт тепловой энергии, отпущенной источником, осуществляется тепловычислителями. Информация о типе и характеристиках установленных приборов учёта тепла представлена в таблице 1.12.

Таблица 1.7

Ст.№	Тип (марка)	Завод-изготовитель	Паропроизводительность, т/ч	Давление свежего пара, кгс/см ²	Температура, °С	Год ввода в эксплуатацию	Количество пусков с начала эксплуатации на 01.01.2023	Наработка на 01.01.2023	Парковый / назначенный ресурс, ч
1	ТП-170-1	ТКЗ	170	100	510	1955	633	363407	Выведен из эксплуатации (20.07.2023)
2	ТП-170-1	ТКЗ	170	100	510	1956	636	352907	Выведен из эксплуатации (20.07.2023)
3	БКЗ-160-100-Ф	БКЗ	160	100	540	1961	998	314517	300000 / -
4	БКЗ-160-100-Ф	БКЗ	160	100	540	1962	968	316576	300000 / -
5	БКЗ-160-100-Ф	БКЗ	160	100	540	1967	833	307119	300000 / -
6	БКЗ-220-100-4	БКЗ	220	100	540	1973	672	274986	300000 / -
7	БКЗ-220-100-4	БКЗ	220	100	540	1974	588	260444	300000 / -
8	БКЗ-220-100-4	БКЗ	220	100	540	1975	613	244850	300000 / -
9	БКЗ-220-100-4	БКЗ	220	100	540	1986	385	130668	300000 / -

Таблица 1.8

Ст. №	Тип (марка)	Завод-изготовитель	Установленная мощность		Параметры свежего пара		Расход свежего пара, т/ч		Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс	Индивидуальный ресурс	Количество пусков с начала эксплуатации на 01.01.2023	Наработка на 01.01.2023
			электрическая	тепловая	давление	температура	номинальный	максимальный					
1	Т-35-90-4 ПР-2	Брянский завод	35	73	90	535	190	211	1955	270000	463928	516	432338
2	К-28-90	Брянский завод	28	-	90	500	132	140	1956	270000	314961	647	271187
3	ПТ-25-90-5М	УТЗ	25	74	90	535	160	190	1963	270000	456225	437	420621
4	Т-25-90-5	УТЗ	25	50	90	535	140	160	1963	270000	401950	423	380837
5	К-50-90-3	ЛМЗ	50	-	90	535	191	205	1967	270000	433370	423	382648
6	ПТ-60-90/13	ЛМЗ	60	164	90	535	390	402	1973	270000	379889	203	359822
7	Т-47/55-90-4М	ЛМЗ	47	54	90	535	230	240	1974	270000	364478	372	340997

Таблица 1.9

Наименование бойлера	Тип подогревателя	Давление, кгс/см ²		Температура сетевой воды, °С		Гидравлическое сопротивление, кгс/см ² .	Расход сетевой воды, м ³ /ч	Поверхность нагрева, м ²
		в труб. системе	в корпусе	вход	выход			
ОБ-1	ПСВ-500-3-23	23	3	70	120	0,55	1150	500
ОБ-2	ПСВ-500-3-23	23	3	70	120	0,55	1150	500
ОБ-3	ПСВ-500-3-23	23	3	70	120	0,55	1150	500
ОБ-4	ПСВ-500-3-23	23	3	70	120	0,55	1150	500
ОБ-5	ПСВ-500-3-23	23	3	70	120	0,55	1150	500
ОБ-6	ПСВ-500-3-23	23	3	70	120	0,55	1150	500
ОБ-7	ПСВ-500-3-23	23	3	70	120	0,55	1150	500
ОБ-8	ПСВ-500-3-23	23	3	70	120	0,55	1150	500
ПБ-1А	ПСВ-500-14-23	23	14	70	150	0,6	1800	500
ПБ-2	ПСВ-500-14-23	23	14	70	150	0,6	1800	500
ПБ-3	ПСВ-500-14-23	23	14	70	150	0,6	1800	500
ПБ-4	ПСВ-500-14-23	23	14	70	150	0,6	1800	500
ПБ-5	ПСВ-500-14-23	23	14	70	150	0,6	1800	500

Таблица 1.10

Насосы	Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Давление, кгс/см ²	электродвигатель		
				об/мин	кВт	вольт
СН-2	СЭ-1250-140	1250	14,0	1500	630	6000
СН-3	СЭ-1250-140-11	1250	14,0	1500	630	6000
СН-4	14 СД -10/ 2	1000	14,0	1480	500	6000
СН-5	СЭ-800- 100	800	10,0	1480	400	6000
СН-6	14 СД -10/ 2	1250	14,0	1500	630	6000
СН-7	СЭ-1250- 140	1250	14,0	1500	630	6000
СН-8	СЭ-1250- 140	1250	14,0	1500	630	6000
СН-9	СЭ-1250- 140	1250	14,0	1500	630	6000
СН-10	СЭ-1250- 140	1250	14,0	1480	630	6000

Таблица 1.11

Параметр	Ед.изм	Величина параметра	
		1	2
Станционный номер		1	2
Маркировка, тип		РОУ 100/8-13	РОУ 100/8-13
Место подключения по пару		I очередь	III очередь
Номинальное давление свежего пара	кгс/см ²	100	100
Номинальная температура свежего пара	°С	540	540
Номинальное давление редуцированного и охлажденного пара	кгс/см ²	8÷13	8÷13
Номинальная температура редуцированного и охлажденного пара	°С	250÷300	250÷300
Номинальная производительность	т/ч	150	150

Таблица 1.12

Место установки	Диаметр трубопровода, Ду, мм	Диапазон измерения параметров			Первичный измерительный преобразователь			Вторичный прибор	
		Расход (м ³ /ч);	Температура (°C),	Давление (кгс/см ²);	Расход	Давление	Температура	Расход	Давление и температура
Трубопровод прямой сетевой воды «Запад»	800	0-1920	0-180	0-16	Первичный преобразователь электроакустический	Преобразователь давления EJA530A	Термометр сопротивления КТПТР-01;	Расходомер-счетчик многоканальный УРСВ «Взлет МР» исполнение УРСВ-522.	Тепловычислитель СПТ961.2
Трубопровод обратной сетевой воды «Запад» №1	600	0-10800	0-180	0-10	Первичный преобразователь электроакустический	Преобразователь давления EJA530A	Термометр сопротивления КТПТР-01;	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «Взлет МР» исполнение УРСВ-522.	Тепловычислитель СПТ961.2
Трубопровод обратной сетевой воды «Запад» №2	600	0-10800	0-180	0-10	Первичный преобразователь электроакустический	Преобразователь давления EJA530A	Термометр сопротивления КТПТР-01;	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «Взлет МР» исполнение УРСВ-522.	Тепловычислитель СПТ961.2
Трубопровод прямой сетевой воды «Север»	800	0-19200	0-180	0-16	Первичный преобразователь электроакустический	Преобразователь давления EJA530A	Термометр сопротивления КТПТР-01;	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «Взлет МР» исполнение УРСВ-522.	Тепловычислитель СПТ961.2
Трубопровод обратной сетевой воды «Север»	800	0-19200	0-180	0-10	Первичный преобразователь электроакустический	Преобразователь давления EJA530A	Термометр сопротивления КТПТР-01	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «Взлет МР» исполнение УРСВ-522.	Тепловычислитель СПТ961.2
Трубопровод прямой сетевой воды «ВЦЗ»	700	0-147000	0-180	0-16	Первичный преобразователь электроакустический	Преобразователь давления EJA530A	Термометр сопротивления КТПТР-01	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «Взлет МР» исполнение УРСВ-522.	Тепловычислитель СПТ961.2
Трубопровод обратной сетевой воды «ВЦЗ»	700	0-147000	0-180	0-10	Первичный преобразователь электроакустический	Преобразователь давления EJA530A	Термометр сопротивления КТПТР-01	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «Взлет МР» исполнение УРСВ-522.	Тепловычислитель СПТ961.

Таблица 1.12. (продолжение)

№ п/п	Место установки узла учета тепловой энергии		Номер, наименование тепловой сети	Наименование прибора	Тип прибора	Заводской номер	Единица измерений	Диапазон измерений	
	Наименование объекта	Адрес объекта						от	до
1	ТК-28-А	пгт.Воргашор	Магистраль «Запад»	Взлет ТСПВ-023	электромагнитный	711656	т/ч °С Мпа	0,01 1 0,1	1000000 180 10
2	ЦТП – 63	пгт.Северный (поворот ШУ-2)	Магистраль «Восток»	Взлет ТСПВ-022	электромагнитный	502840	т/ч °С Мпа	0,01 1 0,1	1000000 180 10
3	ЦТП – 61	пгт.Северный ул. Народная,7	Магистраль «Восток»	Взлет ТСПВ-024	электромагнитный	716929	т/ч °С Мпа	0,01 1 0,1	1000000 180 10
4	ЦТП – 62	мкр. Цементнозаводский, ул.Ватутина,2а	Магистраль «Восток»	Взлет ТСПВ-024М	электромагнитный	1203175	т/ч °С Мпа	0,01 1 0,1	1000000 180 10

1.2.2 Теплоисточники Муниципального унитарного предприятия «Северные тепловые сети» МО ГО «Воркута» (МУП «СТС»)

Котельная №3 пг. Заполярный

Котельная № 3 пгт. Заполярный введена в эксплуатацию в 1964 г.

По состоянию на момент выполнения настоящей работы на котельной № 3 установлено следующее основное оборудование:

- паровые котлы ДКВР-10-13 ст.№№1-2 (находятся в консервации);
- паровые котлы КЕ-10-14С ст.№№4-5;
- паровой котел КЕ-10-14 ст.№6.

Основные параметры котлов приведены в таблице 1.13.

Установленная тепловая мощность котельной – 25,5 Гкал/ч; располагаемая тепловая мощность котельной – 14,9 Гкал/ч.

Для деаэрации питательной / сетевой воды используются два деаэратора ДА-50/25.

Для подачи тепла потребителям используются три сетевых насоса типа 1Д320-50 (подача – 320 м³/ч, напор – 50 м).

Подогрев сетевой воды осуществляется в четырёх подогревателях:

- Р-0,53-50 ст.№№1,2,3 (производительность – 250 м³/ч, поверхность – 50 м²);
- NT-250SV/VM-10/106-VITON-STEAM (производительность – 450 м³/ч, поверхность – 250 м²).

Для учёта тепла на тепловыводах установлены следующие приборы учёта: ТСПВ-022 - 1 шт.; ЭРСВ-410 – 2 шт.; ТПС – 4 шт.; СДВ-И – 2 шт.

Отпуск тепла с горячей водой котельной №3 осуществляется по температурному графику 95/70°С. Температурный график представлен в Приложении 2

Таблица 1.13

Ст.№.	Марка	Тепловая мощность, Гкал/ч		КПД
		установленная (проектная)	располагаемая	
1	ДКВР-10-13	5,6	0 (консервация)	0
2	ДКВР-10-13	5,6	0 (консервация)	0
3	КЕ-10-14С	5,4	4,9	85,1
4	КЕ-10-14С	5,4	4,9	82,7
5	КЕ-10-14	5,6	5,1	89,8

Котельная пгт. Елецкий

По состоянию на момент выполнения настоящей работы на котельной пгт. Елецкий установлено шесть котлов ВВД-1,8.

Основные параметры котлов приведены в таблице 1.14.

Таблица 1.14

Ст.№.	Марка	Тепловая мощность, Гкал/ч		КПД
		установленная (проектная)	располагаемая	
1	ВВД-1,8	1,20	1,13	68,0
2	ВВД-1,8	1,20	1,14	68,2
3	ВВД-1,8	1,20	1,15	69,3
4	ВВД-1,8	1,20	1,12	67,5
5	ВВД-1,8	1,20	1,14	68,4
6	ВВД-1,8	1,20	1,14	68,4

Установленная мощность котельной – 7,20 Гкал/ч. Располагаемая мощность котельной пгт. Елецкий – 6,82 Гкал/ч.

Для подачи тепла потребителям используются два сетевых насоса типа 1Д315-506 (подача – 250 м³/ч, напор – 50 м).

Для учёта тепла на тепловыводах установлены следующие приборы учёта: - ТСРВ-024-1 шт.; ЭРСВ-420Ф – 2 шт.; ТПС – 2 шт.; СДВ-И – 2 шт.

Отпуск тепла с горячей водой котельной пгт. Елецкий осуществляется по температурному графику 95/70°С. Температурный график представлен в Приложении 2.

Котельная пст. Сивомаскинский

По состоянию на момент выполнения настоящей работы на котельной пст. Сивомаскинский установлено три котла КВЗр-2,15.

Основные параметры котлов приведены в таблице 1.15.

Таблица 1.15

Ст.№.	Марка	Тепловая мощность, Гкал/ч		КПД
		установленная (проектная)	располагаемая	
1	КВЗр-2,15	2,15	2,05	80,4
2	КВЗр-2,15	2,15	2,06	80,7
3	КВЗр-2,15	2,15	2,05	80,5

Установленная мощность котельной пст. Сивомаскинский – 6,0 Гкал/ч, располагаемая тепловая мощность – 6,16 Гкал/ч.

Подача сетевой воды потребителям осуществляется тремя сетевыми насосами:

- К100-80-160 ст.№2, 3 (подача – 100 м³/ч, напор – 32 м);

- К-90-35а стр.№1 (подача – 85 м³/ч, напор – 28 м).

Для учёта тепла на тепловыводах установлены следующие приборы учёта: ТСРВ-027 – 1 шт.; ЭРСВ-420Ф – 2 шт.; ТПС – 2 шт.; СДВ-И – 2 шт.

Отпуск тепла котельной пст. Сивомаскинский осуществляется по температурному графику 95/70°С. Температурный график представлен в Приложении 2.

Котельная мкр. Советский

Котельная № 4 мкр. Советский выведена из эксплуатации в 2023 году.

В целях обеспечения подогрева Усинского водовода выполнены мероприятия по запуску в эксплуатацию модульной котельной ПУВ на твердом топливе.

Модульная котельная подогрева Усинского водовода (ПУВ)

Технические характеристики модульной котельной Подогрева Усинского водовода:

1. Установленная производительность котельной - 5,65 МВт/час (4,86 Гкал/час). Подключенная (максимальная при расчетных параметрах наружного воздуха -41⁰С) нагрузка к котельной - 5,55 МВт/час (4,77 Гкал/час), в том числе:

- на отопление насосной станции II подъема - 0,93 МВт/час (0,80 Гкал/ч);

- на «Спутник» Усинского водовода 4,07 МВт/час (3,5 Гкал/ч);

- на собственные нужды котельной и потери в тепловых сетях 0,64 МВт/час (0,55 Гкал/ч).

2. В котельной смонтировано 6 водогрейных котлов. Из них:

- котел КВЗр-2,5 ст.№6 производительностью 2,5 МВт - 1 шт.

- котел КВр-0,63К ст. № 1, № 2, № 3, № 4, № 5 производительностью 0,63 МВт - 5 шт.

3. Вид топлива: уголь с низшей теплотой сгорания 4 857 ккал/кг.

4. Система теплоснабжения - закрытая, трехтрубная (Т1, Т2, Т «Спутник» Усинского водовода).

5. Режим работы котельной – круглосуточный, с постоянным присутствием обслуживающего персонала.

6. Холодное водоснабжение из централизованной системы водоснабжения.

7. Водоотведение – автономное, без присоединения к коммунальным системам водоотведения.

1.2.3 Теплоисточник АО «Воркутауголь»

На котельной шахты «Комсомольская» установлено следующее основное оборудование:

– паровые котлы: ДКВР-10-13 ст.№№1-2; ДКВР-20-13 ст.№5;

– водогрейные котлы: ДКВР-20-13 ст.№№3, 4, 6; КТВС-В-20 ст.№7.

Основные параметры котлов приведены в таблице 1.16, параметры сетевых насосов – в таблице 1.16.

Таблица 1.16

Насосы	Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м	электродвигатель		
				об/мин	кВт	вольт
СН-1	1Д-1250	1250	63	1500	315	6000
СН-2	1Д-1250	1250	63	1500	315	6000
СН-3	1Д-1250	1250	63	1500	315	6000
СН-АБК-1	Д-320-50	320	50	3000	75	380
СН-АБК-2	Д-320-50	320	50	3000	75	380
Сетевой калориферной-1	1Д-630-90	630	90	1500	380	6000
Сетевой калориферной-2	1Д-630-90	630	90	1500	380	6000
Сетевой калориферной-3	1Д-630-90	630	90	1500	380	6000

Для деаэрации питательной воды котлов и подпиточной воды тепловой сети используются атмосферные деаэраторы – два ДА-50 и два ДА-100. На котельной имеется 2 аккумуляторных бака подпитки тепловой сети ёмкостью по 700 м³.

Установленная мощность котельной шахты «Комсомольская» – 78,4 Гкал/ч, располагаемая тепловая мощность – 70,0 Гкал/ч.

Расчетный температурный график - 95/70°С, график представлен в Приложении 2.

Потребление тепла на собственные нужды котельной составляет порядка 98%.

1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

Система теплоснабжения МО ГО «Воркута» – преимущественно централизованная, водяная, работающая преимущественно по открытой схеме, с непосредственным водоразбором из тепловой сети на нужды горячего водоснабжения и зависимым присоединением систем отопления и вентиляции. Регулирование тепловой нагрузки комбинированное:

– до центральных тепловых пунктов (магистральные тепловые сети) и потребительских теплоиспользующих установок, имеющих прямое подключение – качественное (для диапазона температур находящегося между точкой излома и точкой срезки температурного графика);

– после центральных тепловых пунктов (распределительные тепловые сети), а также для потребителей, подключенных к магистральным тепловым сетям, в диапазонах температур, до точки излома, а также после точки срезки температурного графика – качественно-количественное.

От источников теплоснабжения тепловые сети в двухтрубном исполнении проложены до центральных тепловых пунктов; небольшое количество потребителей присоединены к тепловой сети напрямую.

Протяжённость тепловых сетей МУП «СТС» по источникам ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»: в двухтрубном исчислении - 175,456 км, в том числе:

от ЦВК: 128,030 км, в т.ч.:

- 92,452 км по графику 95/70;
- 35,579 км по графику 120/70.

от ТЭЦ-2: 46,662 км, в т.ч.:

- 34,177 км по графику 95/70;
- 13,248 км по графику 120/70.

Протяжённость тепловых сетей ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»- 28,5 км (в т.ч. 27,778 км – ТЭЦ-2)

Краткая характеристика раткая характеристика тепловых сетей от ТЭЦ-2.

Таблица 1.17

Условный диаметр, мм	1000	900	800	700	600	500	450	400	350	300	250	200	Всего
Длина, км	0,203	0	7,502	2,272	11,060	6,741	0	0	0	0	0	0	27,778

На рисунке 1.1 представлена схема тепловых сетей г. Воркута с зонами действия теплоисточников.

Краткая характеристика тепловых сетей МУП «Северные тепловые сети» от ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО» представлена в таблице 1.18. Тепловые сети МУП «СТС» от теплоисточников ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО» по типам прокладки распределяются следующим образом:

- подземной прокладки: 116,129 км (66,19%);
- надземной прокладки: 59,332 км (33,81%).

Рис. 1.1

Схема теплоснабжения, г.Воркута от ЦВК

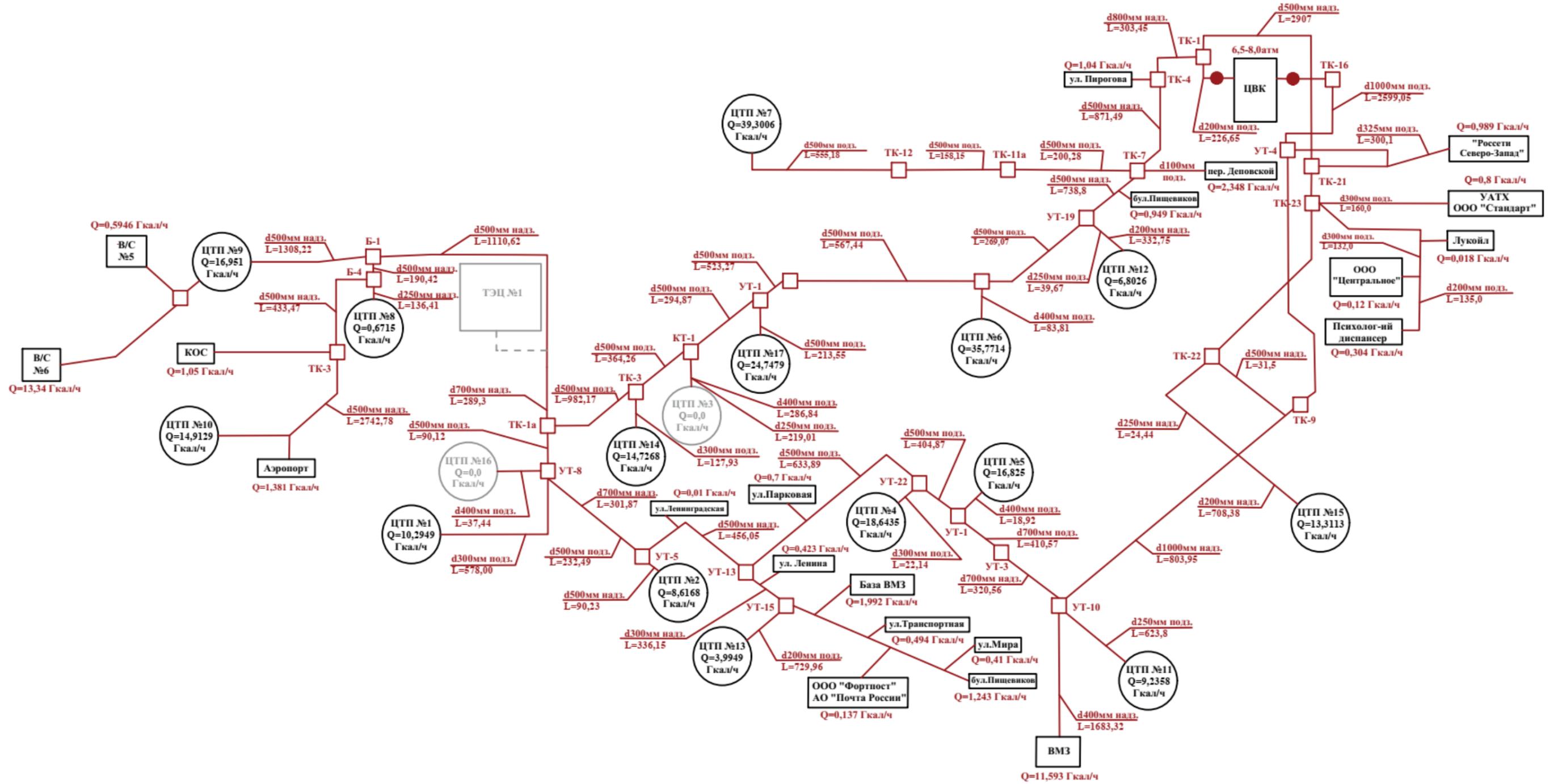


Рис.1.2

Схема теплоснабжения г.Воркута от ТЭЦ-2

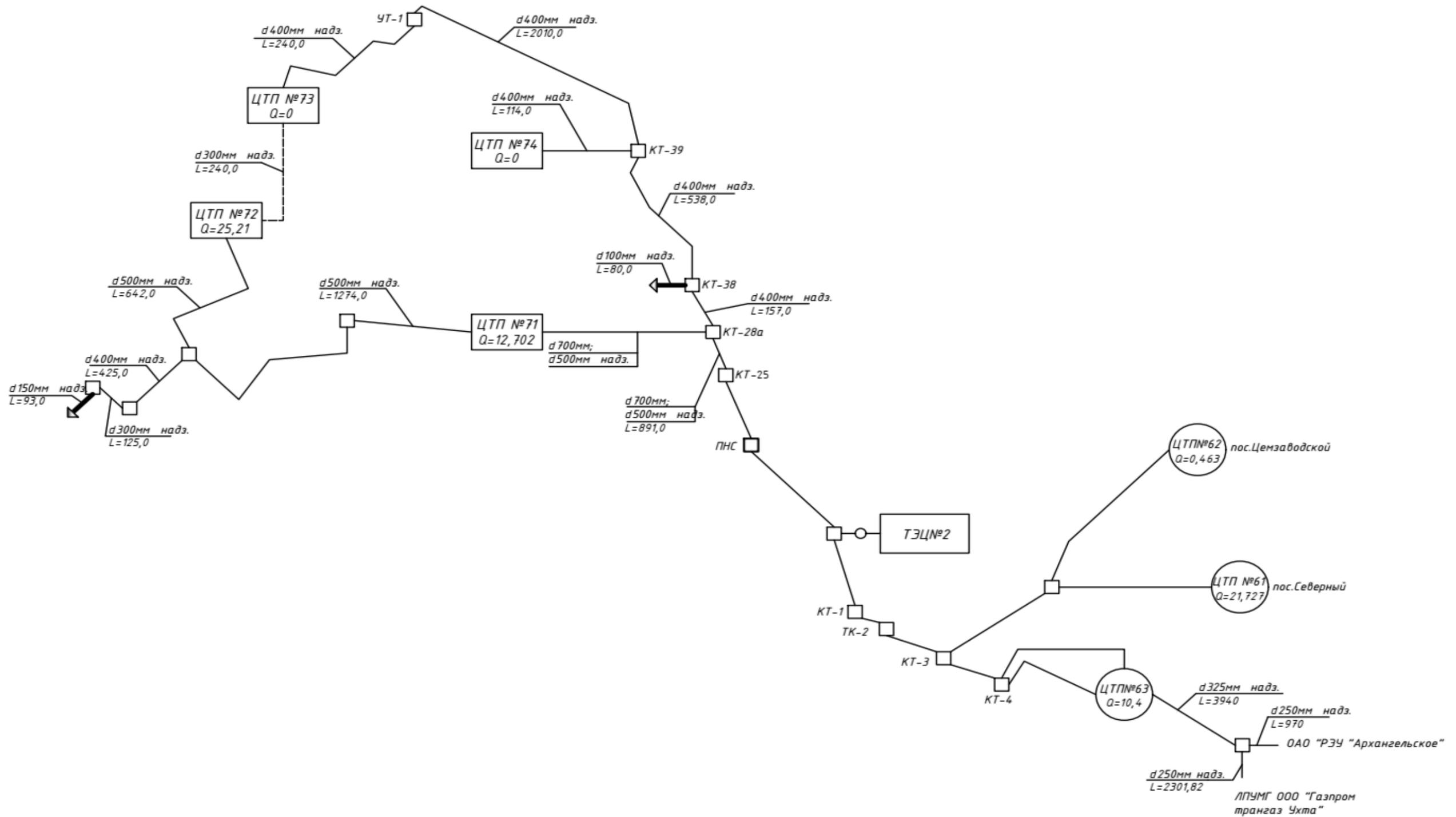


Схема теплоснабжения, г.Воркута от ЦВК
Шахтерский район

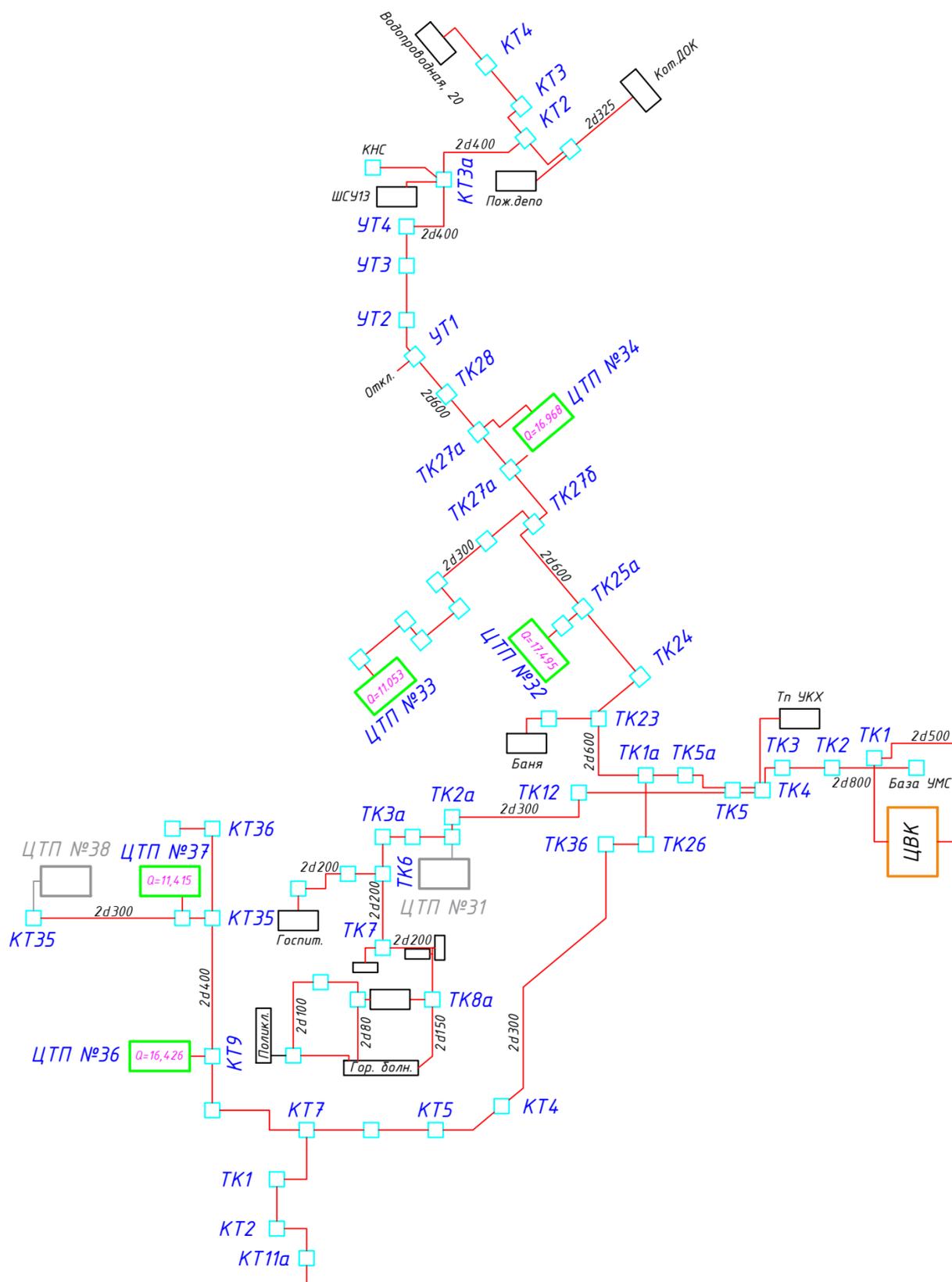


Рис.1.3

Таблица 1.18

Наружный диаметр трубопроводов, мм	Длина трубопроводов, м		Прокладка трубопроводов, м			
			надземная		подземная, в каналах	
	подающего	обратного	подающего	обратного	подающего	обратного
1	2	3	4	5	8	9
32	7,0	7,0			7,0	7,0
45	81,0	81,0			81,0	81,0
57	4 135,24	4 135,24	1 173,5	1 173,5	2 961,74	2 961,74
76	1 397,7	1 397,7	339,7	339,7	1 058,0	1 058,0
89	4 819,4	4 819,4	959,0	959,0	3 860,4	3 860,4
108	24 640,86	24 640,86	5 784,51	5 784,51	18 856,35	18 856,35
133	2 996,8	2 996,8	27,0	27,0	2 969,8	2 969,8
159	29 362,2	29 362,2	4 484,5	4 484,5	24 877,7	24 877,7
219	27 703,5	27 703,5	6 713,0	6 713,0	20 990,5	20 990,5
273	14 180,3	14 180,3	2 521,3	2 521,3	11 659,0	11 659,0
325	21 471,0	21 471,0	9 634,7	9 634,7	11 836,3	11 836,3
377	380,20	380,20			380,2	380,2
426	14 073,2	14 073,2	6 838,0	6 838,0	7 235,2	7 235,2
480	352,00	352,00			352,0	352,0
530	17 358,9	17 358,9	9 647,8	9 647,8	7 711,1	7 711,1
630	5 404,3	5 404,3	4 614,0	4 614,0	790,3	790,3
720	3 261,7	3 261,7	2 858,2	2 858,2	403,5	403,5
820	506,0	506,0	412,0	412,0	94,0	94,0
920						
1020	3 325,0	3 325,0	3 325,0	3 325,0		

Протяжённость тепловых сетей от котельных МУП «СТС» в двухтрубном исчислении составляет 11,238 км, в т.ч.:

- от котельной № 3: 3,871 км, в т.ч.: 0,730 км надземная прокладка; 3,141 км подземная канальная прокладка.

- от модульной котельной ПУВ: 0,054 км в трех трубном исполнении (подземная прокладка);

- от котельной пгт. Елецкий: 4,311 км (надземная прокладка);

- от котельной пос. Сивомаскинский: 1,292 км, в т.ч.: 0,593 км надземная прокладка; 0,699 км подземная бесканальная прокладка.

Протяжённость тепловых сетей от котельной ш. Комсомольская: 293,1 км, в т.ч.: 0,2446 км надземная прокладка; 0,0485 км подземная бесканальная прокладка.

Краткая характеристика тепловых сетей от котельных МУП «Северные тепловые сети» представлена в таблице 1.19.

Таблица 1.19

Наружный диаметр трубопроводов, мм	Длина трубопроводов, м		Прокладка трубопроводов, м					
			надземная		бесканальная подземная		подземная, в каналах	
	подающего	обратного	подающего	обратного	подающего	обратного	подающего	Обратного
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельная № 3								
89	625,5	625,5					625,5	625,5
108	935,5	935,5	218,0	218,0			717,5	717,5
159	607,0	607,0	195,0	195,0			412,0	412,0
219	364,0	364,0	145,0	145,0			219,0	219,0
273	664,0	664,0	0,0	0,0			664,0	664,0
325	233,0	233,0	60,0	60,0			173,0	173,0
426	290,0	290,0	0,0	0,0			290,0	290,0
480	25,0	25,0	0,0	0,0			25,0	25,0
530	127,0	127,0	0,0	0,0			15,0	15,0
Котельная пгт. Елецкий								
32	161,7	161,7	161,7	161,7				
49	277,0	277,0	277,0	277,0				
57	769,9	769,9	769,9	769,9				
76	267,8	267,8	267,8	267,8				
89	963,2	963,2	963,2	963,2				
108	454,5	454,5	454,5	454,5				
159	1 406,9	1 406,9	1 406,9	1 406,9				
273	10,0	10,0	10,0	10,0				
Котельная пст. Сивомаскинский								
32	8,0	8,0	8,0	8,0	0,0	0,0		
49	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0		
57	529,3	529,3	260,7	260,7	268,6	268,6		
76	164,5	164,5	102,7	102,7	61,8	61,8		
89	280,8	280,8	31,8	31,8	249,0	249,0		
108	169,0	169,0	75,0	75,0	94,0	94,0		
159	116,0	116,0	90,0	90,0	26,0	26,0		
219	24,0	24,0	24,0	24,0	0,0	0,0		
Модульная котельная ПУВ								
159	0,546						0,364	0,182
Котельная ш. Комсомольская								
426	89,6	89,6	89,6	89,6				
325	155,0	155,0	155,0	155,0				
273	8,5	8,5					8,5	8,5
219	40,0	40,0					40,0	40,0

В зоне эксплуатационной ответственности МУП «Северные тепловые сети» находится 31 ЦТП, из них: в зоне теплоснабжения ЦВК- 24 единицы; в зоне теплоснабжения ТЭЦ-2 - 7 единиц.

ЦТП подключены по зависимой схеме, работают в режиме насосных станций подмеса. ЦТП №4 после завершения работ по реконструкции как на откачку теплоносителя в обратном трубопроводе от ТЭЦ, так и на подготовку сетевого теплоносителя для подачи потребителям ЦТП №4. Состав насосного оборудования ЦТП представлен в таблице 1.20.

Таблица 1.20

Наименование ЦТП	Адрес	Марка насоса	Нормативный расход теплоносителя через ЦТП, т/ч	Подача насоса, м ³ /ч	Напор насоса, м	КПД насоса, %	Паспортная мощность, кВт	Скорость вращения, об/мин
ЦТП №1	ул.ТЭЦ-7	Д 320-50	286	320	50	80	75	1500
		Д 320-50	286	320	50	80	75	1500
		Д 320-50	286	320	50	80	75	1500
		Д 320-50	286	320	50	80	75	1500
ЦТП №2	ул. Ленинградская, 4а	Д 320-50	399	320	50	80	75	1500
		Д 320-50	399	320	50	80	75	1500
		Д 320-50	399	320	50	80	75	1500
ЦТП №3	ул. Северная, 14а	Д 320-50	437	320	50	90	75	1500
		Д 320-50	437	320	50	90	75	1500
		Д 320-50	437	320	50	90	75	1500
ЦТП №4	ул. Мира,12а	1Д800-56 «Б»	1300	700	40	84	110	1480
		1Д800-56 «Б»	1300	700	40	84	110	1480
		Wilо IL250/405-110/4	1300	660	50	95	110	1490
ЦТП №5	ул. Ленина, 34а	1Д500-63А	671	450	50	90	132	1500
		1Д500-63А	671	450	50	90	132	1500
ЦТП №6	ул. Ленина, 60б	Д500-65	1309	500	65	90	160	1500
		1Д500-63	1309	500	65	90	160	1500
		1Д500-63	1309	500	65	90	160	1500
ЦТП №7	ул. Чернова,10	1Д630-90	1374	600	90	90	200	1500
		200Д-60	1374	650	80	90	200	1500
		200Д-60	1374	650	80	90	200	1500
		200Д-60	1374	650	80	90	200	1500
ЦТП №8	ул. Станционная, 1	Д200-36	101	200	36	87	30	1500
		Д200-36	101	200	36	87	30	1500
		Д320-36	101	200	36	87	30	1500
ЦТП №9	пром. площ. ш. «Южная»	Д320-50	606	320	50	80	75	1500
		Д320-50	606	320	50	80	75	1500
		Д320-50	606	320	50	80	75	1500
ЦТП №10	ул. Усинская,35	Д320-50	342	320	50	70	75	1500
		Д320-50	342	320	50	70	75	1500
		Д320-50	342	320	50	70	75	1500
		К125-100-400	342	100	50	70	30	1500
ЦТП №11	ул. Коммунальная, 4	Д320-50	226	320	50	60	75	1500
		Д320-50	226	320	50	60	75	1500
		Д320-50а	226	320	50	60	75	1500
ЦТП №12	Б. Пищевиков, 24	Д200-36	107	200	36	50	37	1500
		Д200-36	107	200	36	50	37	1500
		Д200-36	107	200	36	50	37	1500
ЦТП №13	ул. Шахтная,15а	Д200-36	87	200	36	60	45	1500
		Д200-36	87	200	36	60	45	1500
		Д200-36	87	200	36	60	30	1500
ЦТП №14	ул. Дончука, 18а	Д320-50	341	320	50	70	75	1500
		Д320-50	341	320	50	70	75	1500
		Д320-50	341	320	50	70	75	1500
		Д320-50	341	320	50	70	75	1500
ЦТП №15	ул. Проминдустрии, 8а	Д320-50	190	320	50	90	75	1500
		Д320-50	190	320	50	90	75	1500
		Д320-50	190	320	50	90	75	1500

ЦТП №16	ул. Пионерская, 20а	Д320-50	182	320	50	50	55	1500
		Д320-50	182	320	50	50	55	1500
		Д320-50	182	320	50	50	55	1500
		Д320-50	182	320	50	50	55	1500
ЦТП №17	ул. Дончука,9	Д320-50	961	320	50	90	75	1500
		Д320-50	961	320	50	90	75	1500
		Д320-50	961	320	50	90	75	1500
ЦТП №31	Сангородок, корпус №5	Д320-50	300	320	50	90	75	1470
		Д200-36	300	200	36	60	45	2930
		Д320-50	300	320	50	90	75	1470
ЦТП №32	ул. Лермонтова, 3а	Д500-65	299	500	65	90	160	1500
		Д500-63	299	500	65	90	160	1500
		Д500-65	299	500	65	90	160	1500
ЦТП №33	ул. Некрасова,15	Д320-50	255	320	50	80	75	1500
		Д320-50	255	320	50	80	75	1500
		Д320-50	255	320	50	80	75	1500
ЦТП №34	ул. Лермонтова,26а	Д500-63	755	500	65	80	160	1500
		Д500-65	755	500	65	80	160	1500
		Д500-65	755	500	65	80	160	1500
ЦТП №36	ул. Тиманская,6а	Д500-65	582	500	65	80	160	1500
		Д500-65	582	500	65	80	160	1500
		Д500-65	582	500	65	80	160	1500
		Д500-65	582	500	65	80	160	1500
ЦТП №37	Б.Шерстнева,6б	Д320-50	179	320	50	90	75	1500
		Д320-50	179	320	50	90	75	1500
		Д320-50	179	320	50	90	75	1500
		Д320-50	179	320	50	90	75	1500
ЦТП №38	Б.Шерстнева, 16а	Д320-50	179	320	50	90	75	1500
		Д320-50	179	320	50	90	75	1500
		Д320-50	179	320	50	90	75	1500
ЦТП №61	ул. Народная,7	200Д-60	1136	500	60	95	160	1500
	п. Северный	Д500-63	1136	500	60	95	160	1500
		Д500-636	1136	500	60	95	160	1500
ЦТП №62	ул. Ватутина,2а	1К-150-125-315	185	80	50	90	30	1500
	п. Цемзаводской	1К-150-125-315	185	80	50	90	30	1500
		1К-150-125-315	185	80	50	90	30	1500
ЦТП №63	п. Северный	СЭ500/70-16	110	500	70	90	250	1500
	поворот на ШУ-2	СЭ500/70-16	110	500	70	90	200	3000
		СЭ500/70-16	110	500	70	90	200	3000
ЦТП №71	ул. Фасадная,4	200Д-60	770	500	60	90	200	1500
	п. Воргашор	200Д-60	770	500	60	90	160	1500
ЦТП №72	ул. Воргашорская,3	Д320-50	1371	320	50	90	75	1500
	п. Воргашор	Д320-50	1371	320	50	90	75	1500
		Д320-50	1371	320	50	90	75	1500
		Д500-63	1371	500	65	90	160	1500
		Д500-65	1371	500	65	90	160	1500
		Д500-63	1371	500	65	90	160	1500
ЦТП №73	ул. Катаева,30а	Д320-50а	241	320	50	90	55	1500
	пос. Воргашор	Д320-50а	241	320	50	90	55	1500
		Д200-36	241	200	36	50	37	1500
ЦТП №74	ул. Катаева,17а	К-100-65-200	240	100	65	90	30	3000
	п. Воргашор	Д200-36	240	200	36	90	36	1500

Схема тепловых сетей Воркутинской ТЭЦ-2

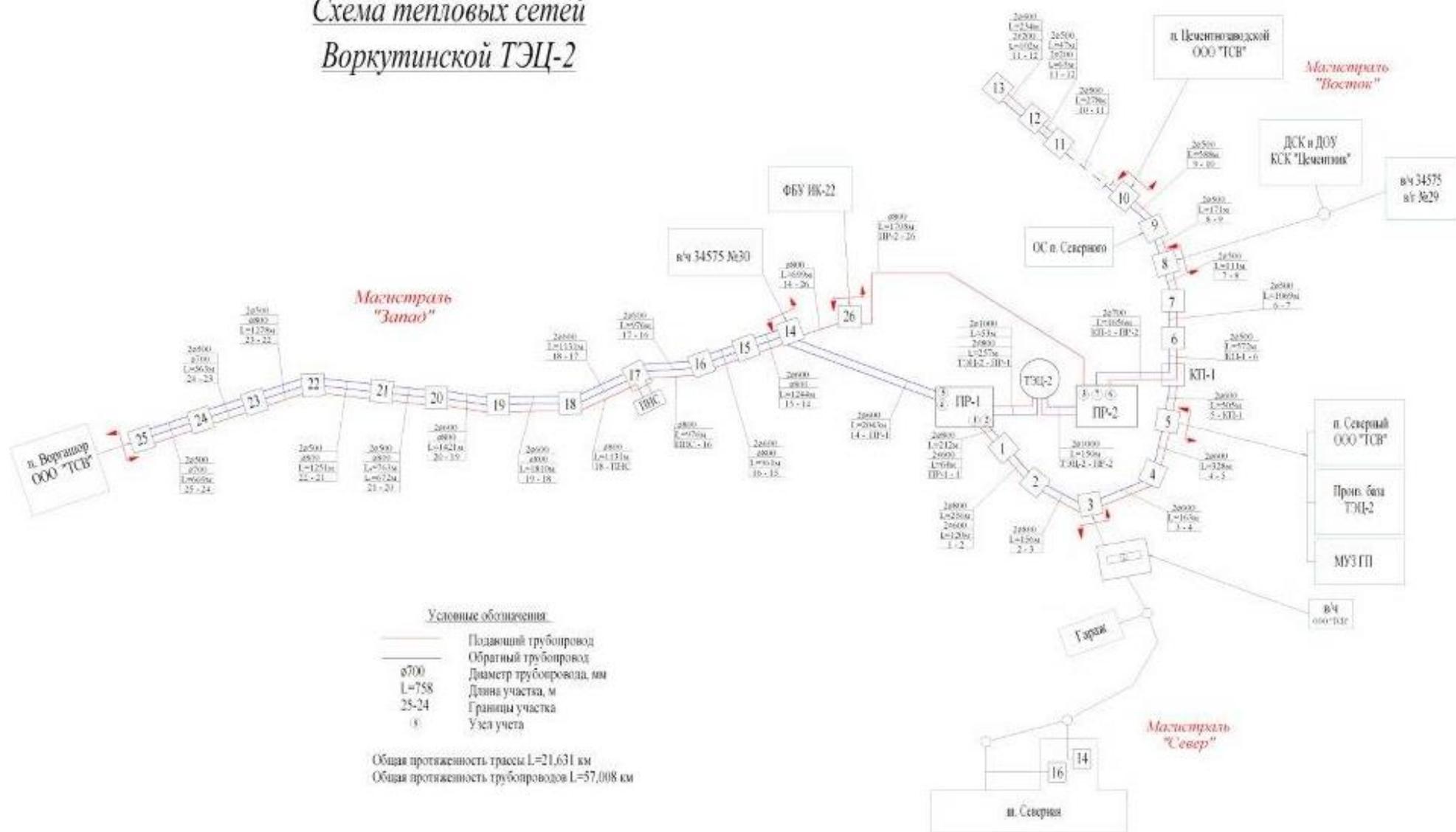


Рисунок 1.2 Схема тепловых сетей от Воркутинской ТЭЦ-2

1.3. Тепловые сети по элементам территориального деления ЦВК

Источниками теплоснабжения г. Воркута служит ЦВК ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО».

От источника теплоснабжения тепловые сети в двухтрубном исполнении проложены до центральных тепловых пунктов (ЦТП). От ЦТП теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двухтрубной сети.

Расчетный температурный график тепловых сетей: от ЦВК до ЦТП - 120/70°C, после ЦТП до потребителей - 95/70 °С.

Основной объем потребителей присоединяются к теплоисточникам по зависимой открытой схеме теплоснабжения, с регулированием на прямых параметрах, обеспечиваемых центральными тепловыми пунктами, работающими в режиме станций подмеса.

Прокладка тепловых сетей выполнена надземным и подземным способом совместно с сетями водоснабжения. Компенсация температурных расширений трубопроводов решена с помощью П-образных компенсаторов и углов поворотов трассы (самокомпенсация). В качестве тепловой изоляции использована минеральная вата с защитным слоем из рубероида с конструктивным усилением покровного слоя (для трубопроводов надземного исполнения с целью увеличения сопротивляемости ветровой нагрузке). Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 96,4 км.

На ЦВК имеется два тепловывода: тепловывод №1 с диаметрами подающего и обратного трубопровода Дн 820 мм и тепловывод №2 с переменным диаметром прямого обратного трубопровода Ду800-Ду1000 мм, передача тепла в г. Воркута осуществляется по обеим магистралям.

Абсолютная высота геодезических отметок составляет: в районе ЦВК 188 м.

Существующий пьезометрический график тепломагистрали от ЦВК представлен на рисунке 1.5.

ТЭЦ-2

Система теплоснабжения пгт. Северный и Воргашор централизованная. Источником теплоснабжения служит ТЭЦ-2 ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО».

Теплоноситель подается к потребителям по двум тепловым магистралям - «Запад» (диаметр 820 мм) и «Восток» (диаметр 620 мм). Оба вывода имеют узлы учета тепловой энергии. Всего на балансе ТЭЦ-2 имеется 28 км тепловых сетей. Схема теплоснабжения открытая.

Подача тепла в направлении пгт. Северный осуществляется по тепломагистрали «Восток». Тепловые сети от ТЭЦ-2 в двухтрубном исполнении проложены до трех центральных тепловых пунктов: ЦТП №61, №62 и №63. От ЦТП теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двухтрубной сети. Расчетный температурный график тепловых сетей: от ТЭЦ-2 до ЦТП - 120/70°C, после ЦТП до потребителей - 95/70°C.

Потребители присоединяются к теплоисточникам по открытой схеме теплоснабжения.

Геодезическая отметка в конце магистрали 168,0 м., разница геодезических отметок – 40 м Абсолютное давление на выходе из ТЭЦ-2 в подающем трубопроводе составляет 231 м.в.ст., абсолютное давление обратного трубопровода на входе в ТЭЦ-2 – 161 м.в.ст.

Располагаемый напор между подающим и обратным трубопроводом составляет 70 м.в.ст.

Существующий пьезометрический график по тепловыводу «Восток» от ТЭЦ-2 представлен на рисунке 1.6.

Подача тепла в направлении пгт. Воргашор осуществляется по тепломагистрали «Запад». Тепловые сети от ТЭЦ-2 в трехтрубном исполнении, трубопровод ст.№3 в режиме подачи,

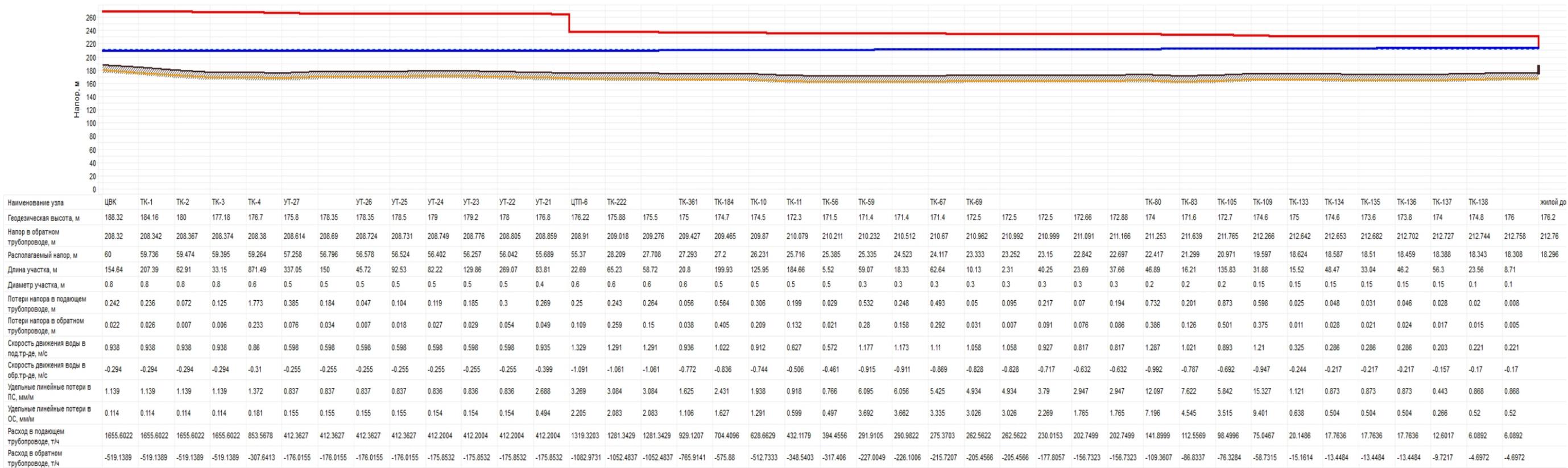
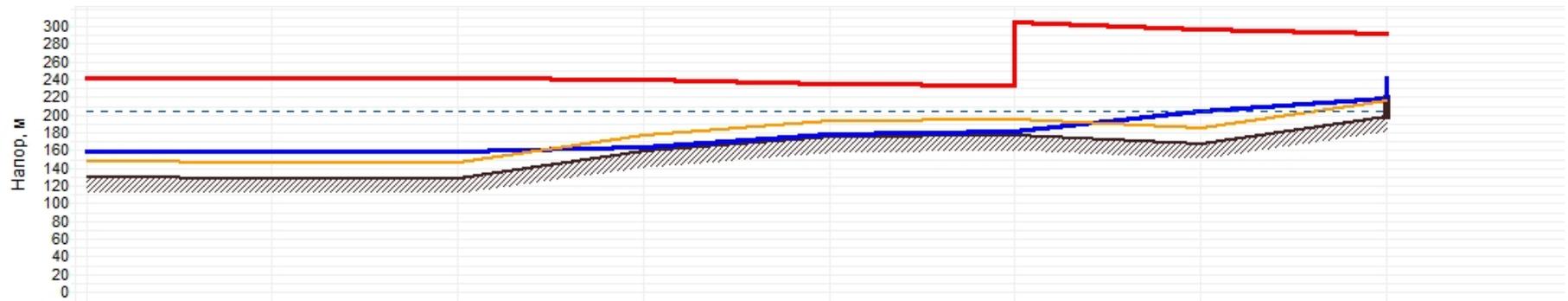


Рисунок 1.5 Пьезометрический график ЦВК



Рисунок 1.6 Пьезометрический график ТЭЦ-2 по тепловыводу «Восток»



Наименование узла	ТЭЦ-2 (130-70)	Павильон расщетки № 1	ПР-1.1	ТК-1		ПНС (ТЭЦ-2)		п.Воргашор
Геодезическая высота, м	130.5	128.8	128.8	159.5	175.6	178.5	168.5	199.5
Напор в обратном трубопроводе, м	158.5	158.603	158.638	163.618	178.52	181.044	204.438	218.893
Располагаемый напор, м	82	81.776	81.732	75.241	55.797	122.488	92.031	73.17
Длина участка, м	93.63	10	1031.11	3031.69	474.8	4923.25	2953.48	
Диаметр участка, м	1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.121	0.009	1.511	4.542	0.785	7.064	4.401	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.103	0.035	4.98	14.902	2.524	23.394	14.455	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.019	0.698	0.698	0.698	0.698	0.698	0.698	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.941	-1.122	-1.122	-1.122	-1.122	-1.122	-1.122	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.015	0.939	0.939	0.939	0.939	0.939	0.939	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	0.867	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	2808.5528	1232.0152	1232.0152	1232.0152	1232.0152	1232.0152	1232.0152	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-2593.9776	-1113.6818	-1113.6818	-1113.6818	-1113.6818	-1113.6818	-1113.6818	

Рисунок 1.7 Пьезометрический график ТЭЦ-2 по тепловыводу «Запад»

трубопроводы ст.№№1,2 в режиме обратного. Трубопровод ст.№1 может работать в режиме реверса. По тепломагистрали «Запад» теплоноситель подается на ЦТП 71,72.

От ЦТП теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двухтрубной сети. Расчетный температурный график тепловых сетей: от ТЭЦ-2 до ЦТП - 120/70°C, после ЦТП до потребителей - 95/70°C. Потребители присоединяются к теплоисточникам по открытой схеме теплоснабжения.

Геодезическая отметка ТЭЦ-2 находится на уровне 128 м, геодезическая отметка в конце магистрали 176.6 м., разница геодезических отметок – 48,6 м Абсолютное давление на выходе из ТЭЦ-2 в подающем трубопроводе составляет 231 м.в.ст., абсолютное давление обратного трубопровода на входе в ТЭЦ-2 – 161 м.в.ст. Располагаемый напор между подающим и обратным трубопроводом составляет 70 м.в.ст. Для обеспечения гидравлического режима и увеличения располагаемого напора, обусловленного разностью геодезических отметок источника тепловой энергии и потребителей, подключенных от магистрали «Запад», на подающем трубопроводе установлена ПНС с напором насосов около 80 м.

Существующий пьезометрический график по тепловыводу «Запад» от ТЭЦ-2 представлен на рисунке 1.7

Котельная № 3 пгт. Заполярный

Система теплоснабжения пгт. Заполярный централизованная.

Источником теплоснабжения служит угольная котельная №3 МУП «СТС».

Тепловые сети от котельной в двухтрубном исполнении проложены до общественных и жилых зданий поселка. Расчетный температурный график тепловых сетей 95/70°C.

Трубы тепловой сети – стальные, антикоррозионное покрытие – битумная мастика, теплоизоляционный материал – минераловатные маты, наружное покрытие – рубероид.

Потребители присоединяются к теплоисточникам по открытой схеме теплоснабжения.

Существующий пьезометрический график тепловых сетей пгт. Заполярный представлен на рисунке 1.8.

Котельная пгт. Елецкий

Теплоснабжение общественных и административных зданий пгт. Елецкий осуществляется от угольной котельной МУП «СТС».

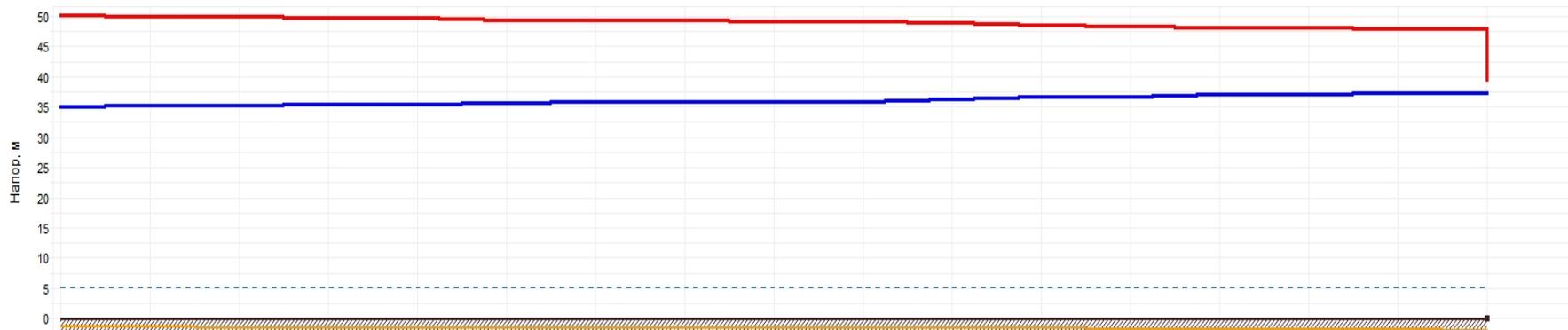
Расчетный температурный график тепловых сетей 95/70°C.

Трубы тепловой сети – стальные, антикоррозионное покрытие – битумная мастика, теплоизоляционный материал – минераловатные маты, наружное покрытие – рубероид.

Частная жилая застройка отапливается от индивидуальных котлов, топливом является уголь и дрова.

Потребители присоединяются к теплоисточникам по открытой схеме теплоснабжения.

Существующий пьезометрический график тепловых сетей пгт. Елецкий представлен на рисунке 1.9.



Наименование узла	кот. Заполярный																	Ж.Д.
Геодезическая высота, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Напор в обратном трубопроводе, м	35	35.067	35.116	35.317	35.36	35.661	35.748	35.804	35.835	35.844	36.128	36.542	36.644	36.921	37.026	37.142	37.193	
Располагаемый напор, м	15	14.886	14.768	14.367	14.279	13.679	13.503	13.392	13.33	13.313	12.744	11.916	11.712	11.157	10.947	10.716	10.61	
Длина участка, м	27.97	38.57	198.72	61.28	120.12	44.12	51.91	15	10	77	35	9	90	40	45	57		
Диаметр участка, м	0.515	0.515	0.515	0.414	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.207	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15		
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.067	0.049	0.2	0.044	0.3	0.088	0.055	0.031	0.009	0.284	0.414	0.102	0.277	0.105	0.115	0.051		
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.067	0.049	0.2	0.044	0.3	0.088	0.055	0.031	0.009	0.284	0.414	0.102	0.277	0.105	0.115	0.051		
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.47	0.47	0.47	0.357	0.64	0.612	0.459	0.368	0.32	0.714	1.005	0.755	0.553	0.478	0.478	0.277		
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.47	-0.47	-0.47	-0.357	-0.64	-0.612	-0.459	-0.368	-0.32	-0.714	-1.005	-0.755	-0.553	-0.478	-0.478	-0.277		
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.425	0.425	0.424	0.324	1.482	1.355	0.767	0.498	0.378	3.035	8.958	5.075	2.741	2.058	2.058	0.7		
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	0.425	0.425	0.424	0.324	1.482	1.355	0.767	0.498	0.378	3.035	8.958	5.075	2.741	2.058	2.058	0.7		
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	343.6799	343.6799	343.2799	168.4449	168.4449	160.9805	120.7172	96.9652	84.2904	84.2904	62.3336	46.8176	34.3036	29.6768	29.6768	17.1532		
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-343.6799	-343.6799	-343.2799	-168.4449	-168.4449	-160.9805	-120.7172	-96.9652	-84.2904	-84.2904	-62.3336	-46.8176	-34.3036	-29.6768	-29.6768	-17.1532		

Рисунок 1.8 Пьезометрический график тепловых сетей пгт. Заполярный



Наименование узла	кот.п.Елецкой	ТК-1	ТК-2	ТК-3	ТК-4	ТК-5	ТК-17	ж.д.								
Геодезическая высота, м	0	0	0	0	0	0	0	0								
Напор в обратном трубопроводе, м	35	35.051	35.231	35.442	36.041	36.201	36.276	36.78	38.128	38.341	38.385	38.597	38.844	39.046	39.999	40.118
Располагаемый напор, м	15	14.899	14.538	14.115	12.919	12.597	12.448	11.439	8.743	8.318	8.23	7.805	7.311	6.908	5.002	4.76
Длина участка, м	9.78	28.98	67	188.84	49.69	20.06	12.59	56.95	7.88	91.48	12.49	19.75	37.63	12.73	29.88	
Диаметр участка, м	0.259	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.082	0.082	0.082	0.15	0.082	0.082	0.082	0.05	0.069	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.051	0.18	0.211	0.598	0.161	0.075	0.505	1.348	0.213	0.044	0.212	0.247	0.202	0.953	0.119	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.051	0.18	0.211	0.598	0.161	0.075	0.505	1.348	0.213	0.044	0.212	0.247	0.202	0.953	0.119	
Скорость движения воды в под-тр-де, м/с	0.415	0.665	0.57	0.57	-0.57	-0.57	-1.327	-1.095	-1.036	-0.222	0.742	0.742	0.504	1.356	0.388	
Скорость движения воды в обр-тр-де, м/с	-0.415	-0.665	-0.57	-0.57	0.57	0.57	1.327	1.095	1.036	0.222	-0.742	-0.742	-0.504	-1.356	-0.388	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.787	3.951	2.912	2.912	2.912	2.912	33.122	22.62	20.25	0.454	10.425	10.425	4.852	64.14	3.595	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	0.787	3.951	2.912	2.912	2.912	2.912	33.122	22.62	20.25	0.454	10.425	10.425	4.852	64.14	3.595	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	76.8034	41.2659	35.3688	35.3688	-35.3688	-35.3688	-24.5956	-20.3048	-19.2056	-13.7468	13.7468	13.7468	9.342	9.342	5.0936	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-76.8034	-41.2659	-35.3688	-35.3688	35.3688	35.3688	24.5956	20.3048	19.2056	13.7468	-13.7468	-13.7468	-9.342	-9.342	-5.0936	

Рисунок 1.9 Пьезометрический график тепловых сетей пгт. Елецкий



Наименование узла	кот.п. Сивомаскинский		ТК-14	ТК-16	ТК-17	ТК-18				Попкильница, адм.
Геодезическая высота, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Напор в обратном трубопроводе, м	32	32.028	32.048	32.34	33.053	33.202	33.343	33.839	34.397	34.446
Располагаемый напор, м	28	27.944	27.904	27.32	25.894	25.596	25.315	24.322	23.205	23.11
Длина участка, м	3.3	21.57	88.38	88.36	10	9	89.91	55.95	45.39	
Диаметр участка, м	0.207	0.207	0.1	0.082	0.069	0.069	0.069	0.05	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.028	0.02	0.292	0.713	0.149	0.141	0.496	0.558	0.049	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.028	0.02	0.292	0.713	0.149	0.141	0.496	0.558	0.049	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.323	0.294	0.523	0.633	0.603	0.603	0.464	0.524	0.165	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.323	-0.294	-0.523	-0.633	-0.603	-0.603	-0.464	-0.524	-0.165	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.633	0.528	4.07	7.618	8.594	8.594	5.106	9.734	1.015	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	0.633	0.528	4.07	7.618	8.594	8.594	5.106	9.734	1.015	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	38.106	34.7588	14.4116	11.7344	7.9188	7.9188	6.0852	3.6128	1.1404	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-38.106	-34.7588	-14.4116	-11.7344	-7.9188	-7.9188	-6.0852	-3.6128	-1.1404	

Рисунок 1.10 Пьезометрический график тепловых сетей пст. Сивомаскинский

Котельная пст. Сивомаскинский

Теплоснабжение общественных и административных зданий пст. Сивомаскинский осуществляется от угольной котельной МУП «СТС».

Расчетный температурный график тепловых сетей 95/70°C. Трубы тепловой сети – стальные, антикоррозионное покрытие – битумная мастика, теплоизоляционный материал – минераловатные маты, наружное покрытие – рубероид.

Частная жилая застройка отапливается от индивидуальных котлов, топливом является уголь и дрова. Потребители присоединяются к теплоисточникам по закрытой схеме теплоснабжения.

Существующий пьезометрический график тепловых сетей пст. Сивомаскинский представлен на рисунке 1.10.

модульная котельная ПУВ

Источником теплоснабжения на производственные объекты единственного потребителя ООО «Водоканал» является модульная угольная котельная ПУВ МУП «СТС». Тепловые сети от котельной до потребителя проложены в трехтрубном исполнении. Расчетный температурный график тепловых сетей от модульной котельной ЦТП 80/60°C, потребитель присоединен к теплоисточнику по закрытой схеме теплоснабжения.

Котельная работает на подогрев Усинского водовода и отопление станции второго подъема.

Котельная АО «Воркутауголь СП «Шахта Комсомольский»

Система теплоснабжения пгт. Комсомольский централизованная. Источником теплоснабжения служит угольная котельная АО «Воркутауголь» СП «Шахта «Комсомольская», расположенная рядом с пгт. Комсомольский.

Тепловые сети от котельной в двухтрубном исполнении проложены до жилых зданий поселка. В 2023 году после проведения мероприятий по переселению жителей МКД в жилой фонд города, по состоянию на 16 апреля 2023 производится отопление ¼ части жилого дома.

Расчетный температурный график тепловых сетей 95/70°C.

Потребители присоединены к теплоисточнику по открытой схеме теплоснабжения.

1.4 Зоны действия источников тепловой энергии

Код зоны деятельности	Описание зоны действия	Наименование источника
1	г.Воркута	ЦВК
2	пгт. Воргашор	ТЭЦ-2
3	пгт. Северный	
4	пгт. Комсомольский	котельная ш. Комсомольская
5	пгт. Заполярный	котельная № 3
6	пгт. Елецкий	котельная пгт. Елецкий
7	пст. Сивомаскинский	котельная пст. Сивомаскинский
8	производственные объекты Усинского водовода	модульная котельная ПУВ

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

1.5.1 Теплоисточники ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»

Расчет выполнен на основании данных коммерческих приборов учета за период максимально низких температур наружного воздуха в отопительный период 2022-2023 гг.

ЦВК

В таблице 1.21 представлены данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения по источнику ЦВК (данные соответствуют утвержденному температурному графику 2023/2024гг)

Таблица 1.21

Наименование теплоисточника	Подключенная договорная нагрузка (без учета потерь), Гкал/ч			
	ВСЕГО	отопление и вентиляция	ГВС	технология
Воркутинская ЦВК	274,000	246,278	14,600	13,122

Давление на коллекторах ЦВК прямой сетевой воды: 8,8-9,0 кгс/см²; обратной сетевой воды: 1,2-1,4 кгс/см².

ТЭЦ-2

В таблице 1.22 представлены данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения (данные соответствуют утвержденному температурному графику 2023/2024гг)

Таблица 1.22

Наименование теплоисточника	Подключенная договорная нагрузка (без учета потерь), Гкал/ч			
	ВСЕГО	отопление и вентиляция	ГВС	технология
Воркутинская ТЭЦ-2	77,4000	72,4000	5,0000	0,000

В таблице 1.23 представлены сведения о фактических максимальных тепловых нагрузках по зоне теплоснабжения ООО «Комитеплоэнерго» за период 2018-2023 гг.

Таблица 1.23

Отопительный период	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023
Достигнутый максимум по ЦВК, Гкал/ч					
Дата	25.12.2019	25.12.2020	22.02.2021	04.01.2022	08.01.2023
Время	23:00	23:00	23:00	23:00	12:00
Температура наружного воздуха	-34,6	-38,8	-39,2	-22,8	-39,6
Магистраль «Тепловывод 1»	129,1	118,4	139,2	141,9	156,3
Магистраль «Тепловывод 2»	0	77,1	82,4	104,4	100,3
Итого по источнику	129,1	195,5	221,6	246,3	256,6
Достигнутый максимум по ТЭЦ-2, Гкал/ч					
Дата	30.01.2019	25.12.2020	22.02.2021	04.01.2022	08.01.2023
Время	09:00	09:00	09:00	09:00	12:00
Температура наружного воздуха	-34,1	-38,8	-39,2	-28,3	-39,6
Магистраль «Восток»	47,3	39,0	43,9	36,4	36,7
Магистраль «Запад»	66,7	62,5	66,5	57,2	59,5
Итого по источнику	114,0	101,5	110,4	93,6	96,1

Максимальные тепловые нагрузки, которые были достигнуты при температуре, близкой к температуре наружного воздуха на проектирование систем отопления (ПУ).

1.5.2 Теплоисточники МУП «Северные тепловые сети» МО ГО «Воркута»

Котельная №3 пгт. Заполярный

В связи с проведением работы по переселению населения в центральную часть города, тепловая нагрузка на жилой фонд пгт. Заполярный постепенно снижается в связи с отключением МКД от теплоснабжения.

В таблице 1.24 представлены сведения о присоединённой тепловой нагрузке котельной №3 пгт. Заполярный на отопительный период 2023-2024 гг.

Таблица 1.24

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	отопление	Гкал/ч	6,155
2	вентиляция	Гкал/ч	0
3	ГВС (максимальная)	Гкал/ч	0,168
4	технологические нужды	Гкал/ч	0
5	потери	Гкал/ч	0,566
	ИТОГО	Гкал/ч	6,889

Котельная пгт. Елецкий

В таблице 1.25 представлены сведения о присоединённой тепловой нагрузке котельной пгт. Елецкий на отопительный период 2023-2024 гг.

Таблица 1.25

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	отопление	Гкал/ч	1,470
2	вентиляция	Гкал/ч	0
3	ГВС (максимальная)	Гкал/ч	0,021
4	технологические нужды	Гкал/ч	0
5	потери	Гкал/ч	0,272
	ИТОГО	Гкал/ч	1,763

Котельная пст. Сивомаскинский

В таблице 1.26 представлены сведения о присоединённой тепловой нагрузке котельной пст. Сивомаскинский на отопительный период 2023-2024 гг.

Таблица 1.26

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	отопление	Гкал/ч	0,835
2	вентиляция	Гкал/ч	0
3	ГВС (максимальная)	Гкал/ч	0
4	технологические нужды	Гкал/ч	0
5	потери	Гкал/ч	0,095
	ИТОГО	Гкал/ч	0,930

модульная котельная ПУВ

В таблице 1.27 представлены сведения о присоединённой тепловой нагрузке по блочной модульной котельной на отопительный период 2023-2024 гг.

Таблица 1.27

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Значение
1	отопление	Гкал/ч	0,843
2	технологические нужды	Гкал/ч	3,5
3	потери	Гкал/ч	0,0107
	ИТОГО	Гкал/ч	4,3541

1.5.3 Теплоисточник АО «Воркутауголь»

Нагрузка на шахту «Комсомольская» составляет 9,7 Гкал/час. Присоединённая тепловая нагрузка потребителей жилфонда составляет 0,0578 Гкал/ч.

Тепловые нагрузки в последние годы резко снижена, в связи с отключением МКД после переселения жителей в центральную часть города. В настоящее время к теплоснабжению подключено ¼ часть МКД ул. Шахтинская,5

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

Согласно п.5.4 СП 124.13330.2012, при авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться:

- подача 100% необходимой теплоты потребителям первой категории (если иные режимы не предусмотрены договором);
- подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, не менее 89,2% от договорных нагрузок;
- заданный потребителем аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- заданный потребителем аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

1.6.1 Теплоисточники ООО «Комитеплоэнерго»

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО» представлены в таблице 1.28.

ЦВК

Установленная мощность теплоисточника – 435 Гкал/ч, располагаемая мощность – 420 Гкал/ч.

Присоединённые нагрузки составляют 274,000 Гкал/ч.

Потери в сетях МУП «Северные тепловые сети» в 2022 году составляют 16% от отпуска в сеть.

Собственные нужды ЦВК при $t_{н0}$ составляют 1,6 Гкал/ч.

В нормальном режиме работы ЦВК имеет запас тепловой мощности

$$(Q_{расп} - Q_{сн} - Q_{т_норм})$$

При отключении наиболее крупного агрегата (водогрейный котёл КВГМ-100 – 100 Гкал/ч) доступная тепловая мощность составит более 295 Гкал/ч.

Минимально-допустимая нагрузка потребителей в аварийном режиме составляет:

$$Q_{т_авар} = (Q_{от} + Q_{вент}) \cdot 0,892 + Q_{гвс_ср} + Q_{техн} + Q_{пот}$$

С учётом потребления тепла на собственные нужды, в аварийном режиме ЦВК имеет значительный запас тепловой мощности:

$$Q_{расп} - Q_{сн} - Q_{т_авар} = 97,67 \text{ Гкал/ч}$$

Соответственно, ЦВК имеет значительный резерв тепловой мощности и может в полном объёме обеспечивать потребителей при отключении наиболее крупного агрегата.

ТЭЦ-2

Установленная тепловая мощность – 415,0 Гкал/ч. Располагаемая мощность равна установленной.

Присоединённые нагрузки составляют 77,4 Гкал/ч (согласно температурному графику 2023-2024гг). Указанная величина определяет низкий коэффициент использования установленной мощности в тепле, что влияет на режим работы станции с преобладающей конденсационной выработкой, определяемый диспетчерским графиком по выработке электрической энергии.

Собственные нужды ТЭЦ-2 при тно составляют 6,82 Гкал/ч.

В нормальном режиме работы ТЭЦ-2 имеет большой запас тепловой мощности.

При отключении наиболее крупного агрегата (паровая турбина ПТ-60-90 ст.№6 – 164 Гкал/ч) доступная тепловая мощность составит 244 Гкал/ч.

Минимально-допустимая нагрузка потребителей в аварийном режиме составляет:

$$Q_{т_авар} = (Q_{от} + Q_{вент}) \cdot 0,892 + Q_{гвс_ср} + Q_{техн} + Q_{пот}.$$

С учётом потребления тепла на собственные нужды, в аварийном режиме ТЭЦ-2 имеет значительный запас тепловой мощности:

$$Q_{расп} - Q_{сн} - Q_{т_авар}$$

Соответственно, ТЭЦ-2 имеет значительный резерв тепловой мощности и может в полном объёме обеспечивать потребителей при отключении наиболее крупного агрегата.

1.6.2 Теплоисточники МУП «СТС» МО ГО «Воркута»

Котельная №3 пгт. Заполярный

Установленная тепловая мощность котельной – 25,5 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность котельной – 14,9 Гкал/ч. Присоединённая нагрузка составляет 6,889 Гкал/ч.

В настоящее время на котельной используются в работе два котлоагрегата, работающие на угле, и один котлоагрегат, работающий на дизельном топливе, что достаточно для покрытия всех присоединённых нагрузок.

При отключении наиболее мощного котлоагрегата, работающего на угле, доступная тепловая мощность составит 9,7 Гкал. Соответственно, котельная №3 пгт. Заполярный имеет значительный резерв тепловой мощности.

Котельная пгт. Елецкий

Установленная мощность котельной – 7,20 Гкал/ч. Располагаемая мощность котельной пгт. Елецкий – 6,82 Гкал/ч.

Присоединённая нагрузка составляет - 1,763 Гкал/час.

При отключении наиболее мощного агрегата, доступная тепловая мощность составит 5,67 Гкал/ч, что достаточно для покрытия всех присоединённых нагрузок. Соответственно, котельная пгт. Елецкий имеет значительный резерв тепловой мощности.

Котельная пст. Сивомаскинский

Установленная мощность котельной пст.Сивомаскинский – 6,0 Гкал/ч, располагаемая тепловая мощность – 6,16 Гкал/ч.

Присоединенная нагрузка составляет- 0,930 Гкал/час.

При отключении наиболее мощного агрегата, доступная тепловая мощность составит 4,09 Гкал/ч, что достаточно для покрытия всех присоединённых нагрузок. Соответственно, котельная пст. Сивомаскинский имеет значительный резерв тепловой мощности.

модульная котельная ПУВ

Установленная производительность модульной котельной - 4,86 Гкал/час. Подключенная (максимальная при расчетных параметрах наружного воздуха -41⁰С) нагрузка к котельной - 4,33267 Гкал/час. Работает на твердом топливе.

1.6.3 Теплоисточник АО «Воркутауголь» СП «Шахта Комсомольская»

Установленная мощность теплоисточника – 78 Гкал/ч, располагаемая – 70 Гкал/ч. Оценка присоединённой тепловой нагрузки даёт величину менее 30 Гкал/ч, из которых нагрузки пгт. Комсомольский с середины 2023г составляют менее 1 Гкал/ч.

Котельная шахты «Комсомольская» имеет значительный резерв тепловой мощности

1.7 Балансы теплоносителя

1.7.1 Теплоисточники ООО «КОМИТЕПЛОЭНЕРГО»

ЦВК

Водоподготовительная установка ЦВК предназначена для восполнения потерь пара и конденсата в системе питания паровых котлов и подпитки теплосети.

Предусмотрена совместная обработка воды для питания паровых котлов и подпитки теплосети по схеме: подкисление серной кислотой (в паводковый период – подщелачивание едким натром), фильтрация на буферных фильтрах; частичное умягчение на Na-катионитовых фильтрах теплосети, декарбонизация. Далее вода, идущая для подпитки тепловой сети, поступает на вакуумные деаэраторы, а вода для питания паровых котлов умягчается на Na–катионитовых фильтрах 1 и 2 ступени. Принципиальная схема ВПУ ЦВК представлена на рисунке 1.11.

Состав и характеристики оборудования ВПУ ЦВК представлен в таблице 1.29.

Максимальная проектная производительность установки по подпитке теплосети 1000 т/ч.

Хозяйственно питьевые нужды предприятия в холодном и горячем водоснабжении обеспечиваются водой из городского водопровода, вода которого соответствует требованиям ГОСТ, предъявляемым к питьевой воде, поэтому установка водоподготовки питьевой воды не предусмотрена.

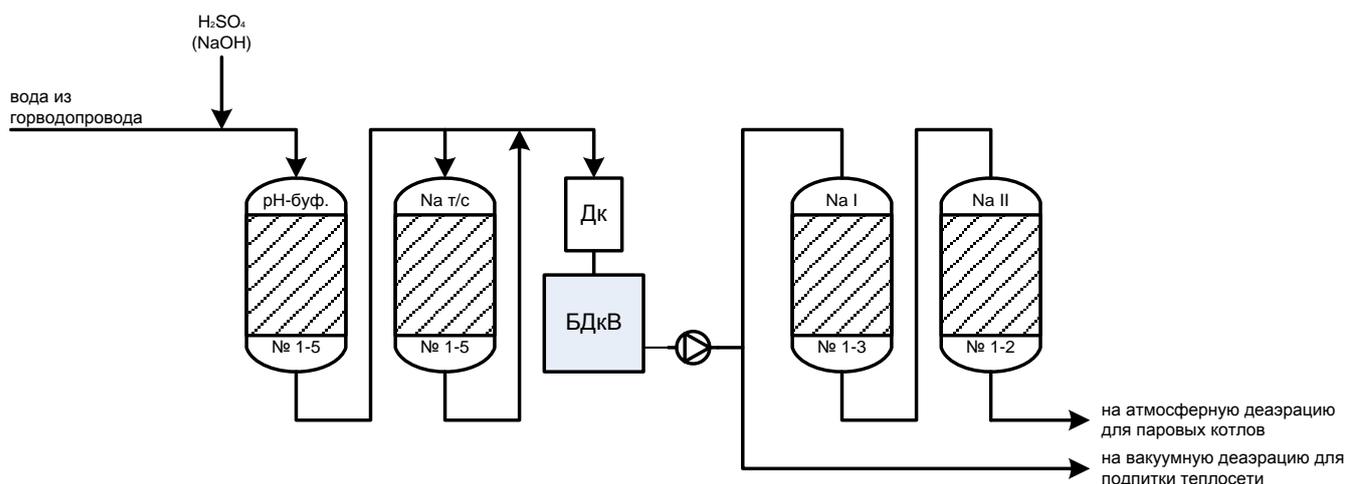


Рисунок 1.11. Принципиальная схема ВПУ

Таблица 1.29

Наименование	Кол-во	Тип	Производительность, м ³ /ч	Характеристики
рН-буферный фильтр	5	ФИПа I-3,0-0,6	160	высота загрузки 1,5 м, сульфуголь
Na-катионитовый фильтр теплосети	5	ФИПа I-3,4-0,6	180	высота загрузки 1,0 м, Purolite
Na- катионитовый фильтр I ступени	3	ФИПа I-2,0-0,6	50	высота загрузки 1,25 м
Na- катионитовый фильтр II ступени	2	ФИПа I-2,0-0,6	80	высота загрузки 0,8 м

На отопительный период 2023-2024 гг. установлены следующие величины нормальных расходов подпитки тепловой сети, присоединённой к ЦВК:

- максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме – 665,1 т/ч;
- резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ в эксплуатационном режиме – 370,8 т/ч;
- доля резерва в эксплуатационном режиме – 35,8%.

Расход аварийной подпитки может быть принят в количестве 2 % среднегодового объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединённых через водоподогреватели). Аварийная подпитка может осуществляться химически необработанной и не деаэрированной водой.

Для открытых систем теплоснабжения объём тепловой сети, согласно п.6.16 СП 124.13330.2012 актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», может быть определён из расчёта 70 м³ на 1МВт расчётной тепловой нагрузки.

Водоподготовительная установка подпитки тепловой сети ЦВК имеет резерв производительности как в нормальном, так и в аварийном режиме в ограниченном количестве. Отсутствует резервный источник водоснабжения.

ТЭЦ-2

Водоподготовительная установка ТЭЦ-2 предназначена для восполнения потерь пара и конденсата в системе питания паровых котлов и подпитки теплосети.

Источником водоснабжения на производственные нужды ТЭЦ-2 служит вода из реки Воркута (водозабор на территории ТЭЦ-2) и реки Уса (питание от городского водопровода).

В настоящее время установка подпитки теплосети ТЭЦ-2 работает по следующей схеме. Для подготовки подпитки теплосети используется вода из р. Воркута, которая после конденсаторов турбин или минуя конденсаторы подается в химцех для обработки ингибитором накипеобразования «Опцион» и щелочью для нейтрализации остаточной углекислоты. Обработанная вода подается в турбинный цех для деаэрации в вакуумные деаэраторы ДВ-800М, ДВ-400.

Производительность существующей системы стабилизационной обработки подпиточной воды составляет 1200 м³/час.

Существующая схема подготовки подпиточной воды теплосети ТЭЦ-2 обладает рядом существенных недостатков, которые не позволяют использовать ее в качестве полностью автономной схемы подпитки по факту:

- не обеспечивает качество подпиточной воды в соответствии с требованиями, предъявляемыми к питьевой воде в период соответствующего ухудшения качества исходной воды, забираемой из реки Воркута (при этом риск несоблюдения параметров качества по определенным показателям может быть исключен за счёт периодического перевода питания с использованием воды из Усинского водовода через существующую линию питания от водоснабжающей организации);

- использование в схеме подготовки подпиточной воды не позволяет выдерживать температурный график 150/70°С.

Хозяйственно питьевые нужды предприятия в холодном водоснабжении обеспечиваются водой из городского водопровода, вода которого соответствует требованиям ГОСТ, предъявляемым к питьевой воде.

На отопительный период 2023-2024гг. установлены следующие величины нормальных расходов подпитки тепловой сети, присоединённой к ТЭЦ-2:

- максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме – 265, 9Гт/ч;
- резерв ВПУ в эксплуатационном режиме – 929,93т/ч;
- доля резерва в эксплуатационном режиме – 77,5%.

Расход аварийной подпитки может быть принят в количестве 2 % среднегодового объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединённых через водоподогреватели). Аварийная подпитка может осуществляться химически необработанной и не деаэрированной водой.

Для открытых систем теплоснабжения объём тепловой сети, согласно п.6.16 СП 124.13330.2012 актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», может быть определён из расчёта 70 м³ на 1МВт расчётной тепловой нагрузки.

Соответственно, водоподготовительная установка подпитки тепловой сети Воркутинской ТЭЦ-2 имеет резерв производительности как в нормальном, так и в аварийном режиме.

Отпуск теплоносителя с источников ООО «Комитеплоэнерго»

Таблица 1.30

№ п/п	Наименование теплоисточника	Отпуск теплоносителя, м ³			
		2022	2023	2024	2025-2040
1	ЦВК	2 585 902	2 874 906	2 874 906	2 874 906
3	ТЭЦ-2	1 139 684	1 159 835	1 159 835	1 159 835
ИТОГО		3 725 586	4 034 740	4 034 740	4 034 740

1.7.2 Теплоисточники МУП «СТС» МО ГО «Воркута» Котельная №3 пгт. Заполярный

Исходной водой для подпитки котлов и теплосети служит вода из подземного источника (скважины) – гидроузел №5/6.

Водоподготовка осуществляется по схеме двухступенчатого Na-катионирования, загрузка – сульфоуголь.

Состав и характеристики оборудования ВПУ котельной №3 представлен в таблице.

Таблица 1.31

Наименование	Кол-во	Тип	Производительность, м ³ /ч
Na- катионитовый фильтр (I ступени)	3	ФИПа I-2,0-0,6	80
Na- катионитовый фильтр (II ступени)	2	ФИПа I-1,5-0,6	60

Котельная пгт. Елецкий

Исходной водой для подпитки котлов и теплосети служит вода из подземного источника – скважины №358/2. Система химводоочистки на котельной пгт. Елецкий отсутствует.

Котельная пст. Сивомаскинский

Исходной водой для подпитки котлов и теплосети служит вода из подземного источника – скважин №2, 3. Система химводоочистки на котельной пст. Сивомаскинский отсутствует.

модульная котельная ПУВ

Исходной водой для подпитки котлов и теплосети служит вода из реки Уса (поставщик ООО «Водоканал»). Система химводоочистки отсутствует.

1.7.3 Теплоисточник АО «Воркутауголь» СП «Шахта Комсомольская»

Исходной водой для котельной шахты «Комсомольская» служит вода из городского водопровода (гидроузел №4А), поставщик ООО «Водоканал». Химводоочистка построена без преочистки, по схеме двухступенчатого Na-катионирования.

Состав и характеристики оборудования ВПУ котельной шахты «Комсомольская» представлен в таблице 1.32.

Таблица 1.32

Наименование	Кол-во	Тип	Производительность, м ³ /ч
Na- катионитовый фильтр (I ступени)	4	ФИПа I-2,6-0,6	130
Na- катионитовый фильтр (II ступени)	2	ФИПа I-1,4-0,6	96

Система теплоснабжения, питаемая от котельной шахты «Комсомольская» - открытая.

Расчётный (проектный) объём подпитки – 80,25 м³/час.

Расход аварийной подпитки может быть принят в количестве 2 % среднегодового объёма воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах теплоснабжения

независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединённых через водоподогреватели). Аварийная подпитка может осуществляться химически необработанной и недеаэрированной водой.

Соответственно, объём аварийной подпитки тепловой сети для котельной шахты «Комсомольская» составляет:

$$29,85 \text{ [Гкал/ч]} \times 1,163 \text{ [МВт / (Гкал/ч)]} \times 70 \text{ [м}^3\text{/МВт]} \times 2\% = 48,59 \text{ м}^3\text{/ч.}$$

Соответственно, водоподготовительная установка подпитки тепловой сети котельной шахты «Комсомольская» имеет некоторый резерв производительности как в нормальном, так и в аварийном режиме.

1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1 Теплоисточники ООО «Комитеплоэнерго» Воркутинская ЦВК

Основным видом топлива ЦВК с 01.04.2021 служит природный газ, резервным - топочный мазут.

Для хранения мазута используются баки ёмкостью по 10 000 м³ в количестве 3-х штук.

Диапазон изменения характеристик мазута:

- калорийность – от 9538 ккал/кг до 10200 ккал/кг;
- влажность – порядка 1%;
- зольность – от 0,04% до 0,014%;
- содержание серы – от 1,06% до 2,42%.

Потребление топлива по месяцам за 2017-2022 гг. представлено в таблице 1.37.

Воркутинская ТЭЦ-2

Основным видом топлива ТЭЦ-2 с 01.02.2022 служит природный газ, резервным – каменный уголь, вспомогательным топливом - мазут. Потребление мазута по году невелико и составляет чуть менее 0,5%.

Диапазон изменения характеристик угля:

- калорийность – от 5134 ккал/кг до 5993 ккал/кг.

Складирование золошлаковых отходов осуществляет на Новом золошлакоотвале.

Золоотвал – четырёхсекционный: секции №1, 2 находятся в резерве, секция №3 – в работе, секция №4 – в оперативном резерве. Остаточная ёмкость секций золоотвала составляет: - НЗШО – 1 047 998 м³; СЗШО – 400 000 м³.

Перспективные топливные балансы

Расходы топлива по источникам тепловой энергии ООО «Комитеплоэнерго» в течение расчетного периода схемы теплоснабжения представлены в таблице 1.33

Перспективные топливные балансы ООО "Комитеплоэнерго"

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения				
		2022	2023	2024	2025	2026 - 2040
Теплоисточник № 1		Воркутинская ЦВК				
Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	965 536	1 026 610	973 709	973709	973709
Отпуск в сеть	Гкал	962 514	1 024 314	971 413	971413	971413
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. Т _{у.т}	151,591	161,246	154,917	154,917	154,917
газ	тыс. Т _{у.т}	151,591	161,216	154,855	154,855	154,855
мазут	тыс. Т _{у.т}	0,0000	0,0300	0,0625	0,0625	0,0625
прочие виды топлива	тыс. Т _{у.т}					
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:						
газ	млн. м ³	130,415	142,850	137,214	137,214	137,214
мазут	тыс. тонн	0,0000	0,0217	0,0452	0,0452	0,0452
прочие виды топлива	тыс. тонн					
УРУТ на отпуск тепла с коллекторов	кг _{у.т} /Гкал	157,00	157,07	159,10	159,10	159,10
Расходы топлива по временам года						
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	Т _{у.т} /ч	23,747	24,30	23,534	23,534	23,534
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	Т _{у.т} /ч	8,534	15,540	13,295	13,295	13,295
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	Т _{у.т} /ч	16,539	17,261	16,793	16,793	16,793
Теплоисточник № 2		Воркутинская ТЭЦ - 2				
Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	394 145	429 814	421793	421793	421793
Отпуск в сеть	Гкал	387881	423134	415291	415291	415291
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. Т _{у.т}	63,497	71,217	67,951	67,951	67,951
газ	тыс. Т _{у.т}	63,009	71,084	67,951	67,951	67,951
мазут	тыс. Т _{у.т}	0,016	0,000	0,000	0,000	0,000
уголь	тыс. Т _{у.т}	0,472	0,133	0,000	0,000	0,000
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:						
газ	млн. м ³	54,206	61,054	58,463	58,463	58,463
мазут	тыс. тонн	0,012	0,000	0,000	0,000	0,000
уголь	тыс. тонн	0,819	0,186	0,000	0,000	0,000
УРУТ на отпуск тепла с коллекторов	кг _{у.т} /Гкал	161,10	165,69	161,10	161,10	161,10
Расходы топлива по временам года						
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	Т _{у.т} /ч	12,340	10,026	9,673	9,673	9,673
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	Т _{у.т} /ч	6,840	8,921	8,413	8,413	8,413
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	Т _{у.т} /ч	8,890	8,885	8,246	8,246	8,246
ООО «Комитеплоэнерго»						

Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	1359681	1456424	1395502	1395502	1395502
Отпуск в сеть	Гкал	1336897	1447448	1386704	1386704	1386704
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. Т _{у.т}	215,088	232,463	222,868	222,868	222,868
газ	тыс. Т _{у.т}	214,600	232,300	222,805	222,805	222,805
мазут	тыс. Т _{у.т}	0,0160	0,0300	0,063	0,063	0,063
уголь	тыс. Т _{у.т}	0,472	0,133	0	0	0
прочие виды топлива	тыс. Т _{у.т}	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:						
газ	млн. м ³	184,621	203,904	195,677	195,677	195,677
мазут	тыс. т	0,012	0,0217	0,0452	0,0452	0,0452
уголь	тыс. т	0,819	0,186	0	0	0
прочие виды топлива	тыс. Т _{у.т}	0	0	0	0	0
УРУТ на отпуск тепла с коллекторов	кг _{у.т} /Гкал	158,19	159,61	159,70	159,70	159,70
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	160,89	160,60	160,72	160,72	160,72
Расходы топлива по временам года						
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	Т _{у.т} /ч	36,087	34,326	33,207	33,207	33,207
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	Т _{у.т} /ч	15,374	24,461	21,708	21,708	21,708
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	Т _{у.т} /ч	25,429	26,146	25,039	25,039	25,039

1.8.2 Теплоисточники МУП «СТС»

Котельная №3 пгт. Заполярный

Основным видом топлива котельной №3 пгт. Заполярный служит уголь, резервным – дизельное топливо. Перспективный топливный баланс котельной №3 пгт. Заполярный представлен в таблице 1.34.

Таблица 1.34

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок схемы теплоснабжения					
		Факт 2022	2023	2024	2025	2026	2027-2040
Отпуск тепла	тыс.Гкал	20,97	28,18	24,525	24,525	24,525	24,525
Расход угля	тонн	7 242	8 233	7 331,9	7331,9	7 331,9	7 331,9
Расход условного топлива	тут	5 168	5 592,2	5 232	5 232	5 232	5 232
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг _{у.т} /Гкал	246,44	198,58	198,58	198,58	198,58	198,58

Котельная пгт. Елецкий

Основным видом топлива котельной пгт. Елецкий служит уголь. Перспективный топливный баланс котельной пгт. Елецкий представлен в таблице 1.35

Таблица 1.35

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок схемы теплоснабжения					
		Факт 2022	2023	2024	2025	2026	2027-2040
Отпуск тепла	тыс. Гкал	5,860	6,758	6,648	6,648	6,648	6,648
Расход угля	тонн	2 622,5	2 144,4	2 121,7	2 121,7	2 121,7	2 121,7
Расход условного топлива	тут	1 943	1 608,1	1 591,3	1 591,3	1 591,3	1 591,3
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг _{у.т} /Гкал	331,55	238,04	238,04	238,04	238,04	238,04

Котельная пст. Сивомаскинский

Основным видом топлива котельной пст. Сивомаскинский служит уголь. Перспективный топливный баланс котельной пст. Сивомаскинский представлен в таблице 1.36.

Таблица 1.36

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок схемы теплоснабжения					
		Факт 2022	2023	2024	2025	2026	2027-2040
Отпуск тепла	тыс. Гкал	2,579	3,422	3,418	3,418	3,418	3,418
Расход угля	тонн	878,50	1 085,43	1 073,1	1 073,1	1 73,1	1 073,1
Расход условного топлива	тут	660	814,33	804,81	804,81	804,81	804,81
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг _{у.т} /Гкал	255,9	238,04	238,04	238,04	238,04	238,04

Модульная котельная ПУВ

В настоящее время проводятся мероприятия по вводу котельной в эксплуатацию, расчетный объем расхода твердого топлива составляет 4,7 тыс. тонн в год

1.8.3 Теплоисточник АО «Воркутауголь»

Основным (проектным) топливом котельной шахты «Комсомольская» служит уголь, резервным – газ. Несмотря на то, что проектным топливом котельной служит уголь, котельная фактически работает на копируемом газе.

За 2022 год расход твердого топлива составил 2 253 т, газообразного 23 170,02, расход электроэнергии 4 611, 51тыс.кВтч. Расход топлива на весь объем произведенных ресурсов 14 761т.у.т.

1.9 Надежность теплоснабжения

Надежность теплоснабжения – способность проектируемых и существующих источников теплоты (котельных, ТЭЦ), тепловых сетей и в целом системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в горячей воде).

Система теплоснабжения МО ГО «Воркута» запроектирована и построена в соответствии с действовавшими на период проектирования нормативно-техническими документами (НТД), в частности, СНиП 11-35-76, СНиП 11-Г.10-62, СНиП 11-36-73, СНиП 2.04-86, ВНТП-81 и т.п.

В соответствии с требованиями НТД того времени источники теплоснабжения запроектированы и построены как объекты второй категории по требованиям надежности, то есть существующие источники не могут гарантировать бесперебойную подачу тепловой энергии потребителям первой категории. При выходе из строя одного (самого мощного) агрегата теплоисточника количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям второй категории не нормировалось. Тепловые сети, согласно требованиям СНиП 11-Г.10-62, введенным в действие с 01.01.1964, проектировались, как правило, с тупиковыми магистральными участками.

Системы теплоснабжения по требованиям надежности должны отвечать действовавшим на период проектирования и нормам и правилам. Учитывая, что с 01.09.2003 действуют более жесткие нормы по надежности, анализ существующих систем теплоснабжения проведен по требованиям СП 124.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

В качестве основных требований надежности систем теплоснабжения приняты следующие критерии:

- вероятность безотказной работы (P) – способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже плюс 12°C , в промышленных зданиях ниже плюс 8°C , более числа раз, установленного нормативами. Математическое значение вероятности отказа не более 14 раз за 100 лет;

- коэффициент готовности (качества) системы (K_g) – способность системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами. Расчетная температура воздуха в отапливаемых помещениях плюс 20°C будет поддерживаться в течение всего отопительного периода;

- живучесть системы (J) - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54 часов) остановов.

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы приняты для:

- источника теплоты $P_{ит}=0,97$;

- тепловых сетей $P_{тс}=0,90$;

- потребителя теплоты $P_{пт}=0,99$;

- СЦТ в целом $P_{сцт}=0,90 \times 0,97 \times 0,99=0,86$

Коэффициент готовности системы теплоснабжения $K_g=0,97$.

Для обеспечения безотказности тепловых сетей следует определять:

- предельно допустимую длину нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

- места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

- достаточность диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказе;

- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и трубопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или канальную прокладку;

- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс;

- необходимость проведения работ по дополнительному утеплению зданий.

Готовность системы к исправной работе следует определять по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе (K_g) принимается 0,86.

Для расчета показателей готовности следует определять (учитывать):

- готовность СЦТ к отопительному сезону;

- достаточность установленной тепловой мощности источника теплоты для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

- способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

- организационные и технические меры, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;

- максимально допустимое число готовности для источника теплоты;

- температуру наружного воздуха, при котором обеспечивается заданная внутренняя температура воздуха.

Вероятностный показатель надежности $R_{cr}(t)$ отражает степень выполнения системой задачи теплоснабжения в течение отопительного периода и дает интегральную оценку надежности тепловой сети в целом на данный момент. Вероятностный показатель надежности обуславливает структуру тепловой сети, среднее значение отключаемой мощности в аварийных ситуациях. С определением структуры тепловой сети определяется и величина структурного резерва.

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех иерархических уровней системы: источниками теплоты, магистральными тепловыми сетями, квартальными сетями, включая тепловые пункты.

В настоящее время основные организации, действующие в пределах системы теплоснабжения МО ГО «Воркута», не имеют единообразной оценки надежности систем теплоснабжения по всем показателям надежности. В связи с этим для оценки надежности используются такие показатели как интенсивность отказов (p) и относительный аварийный недоотпуск тепла (q), динамика изменения которых во времени может использоваться для суждения о прогрессе или деградации надежности системы коммунального теплоснабжения.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей по пути теплоносителя, присоединенных к тепловым камерам на участках не ниже нормативной величины, требуемой в СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_i \geq 0,9$). Тем самым, обеспечивается относительно надежная передача теплоносителя потребителям участка данной магистрали.

Оценки качества оказываемых услуг по производству и (или) передаче тепловой энергии для категории «Население» должна быть выполнена согласно ст. 3 пункт 8 федерального закона ФЗ № 190 от 27.07.2010 с изменениями на 25.06.2012 (таблица 1.37).

Аварийных ситуаций на источниках теплоснабжения ООО «Комитеплоэнерго», МУП «СТС» МО ГО «Воркута», АО «Воркутауголь» СП «Шахта Комсомольская», приводящих к ограничению подачи тепла потребителям за последние 5 лет не наблюдалось.

В целом, аварийность находится на среднем уровне. Статистика аварийности последних лет позволяет говорить о стабильном состоянии надёжности системы теплоснабжения.

Данная система теплоснабжающая в соответствии с федеральным законодательством в целом обязана обеспечить качественное и надежное теплоснабжение потребителей тепловой энергии всех категорий в соответствии с нормативными документами.

Таблица 1.37

Требования к качеству коммунальных услуг	Допустимая продолжительность перерывов или предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества	Порядок изменения размера платы за коммунальные услуги ненадлежащего качества
I. Горячее водоснабжение		
1.Бесперебойное круглосуточное горячее водоснабжение в течение года.	Допустимая продолжительность перерыва горячей воды: 8 часов (суммарно) в течение одного месяца, 4 часа одновременно, при аварии на тупиковой магистрали – 24 часа подряд; продолжительность перерыва в горячем водоснабжении в связи с производством ежегодных ремонтных и профилактических работ в централизованных сетях инженерно-технического обеспечения горячего водоснабжения осуществляется в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496-09)	За каждый час превышения допустимой продолжительности перерыва подачи горячей воды, исчисленной суммарно за расчетный период, в котором произошло указанное превышение, размер платы за коммунальную услугу за такой расчетный период снижается на 0,15% размера платы, определенного за такой расчетный период в соответствии с приложением № 2 к Правилам предоставления коммунальных услуг гражданам, (с учетом положений раздела IX Правил), утвержденных постановлением Правительства РФ от 06.05.2011 № 354 (ред. от 28.04.2022) «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» (далее – Правила 354).
2.Обеспечение температуры горячей воды в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании: 50°С – для закрытых систем централизованного теплоснабжения.	Допустимое отклонение температуры горячей воды в точке разбора: в ночное время (с 00.00 до 5.00 часов) не более чем на 5 °С; в дневное время (с 5.00 до 00.00 часов) не более чем на 3 °С.	За каждые 3 °С отступления от допустимых отклонений температуры горячей воды размер платы за коммунальную услугу за расчетный период, в котором произошло указанное отступление, снижается на 0,1% размера платы за каждый час отступления от допустимых отклонений суммарно в течение расчетного периода. За каждый час подачи горячей воды, температура которой в точке разбора ниже 40 °С, суммарно в течение расчетного периода оплата потребленной воды производится по тарифу за холодную воду
3.Постоянное соответствие состава и свойств горячей воды требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании	Отклонение состава и свойств горячей воды от требований законодательства Российской Федерации о техническом регулировании не допускается.	При несоответствии состава и свойств горячей воды требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании размер платы за коммунальную услугу снижается на

Требования к качеству коммунальных услуг	Допустимая продолжительность перерывов или предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества	Порядок изменения размера платы за коммунальные услуги ненадлежащего качества
		размер платы, исчисленный суммарно за каждый день предоставления коммунальной услуги ненадлежащего качества (независимо от показаний приборов учета) в соответствии с пунктом 101 Правил 354
4. Давление в системе водоснабжения в точке разбора - от 0,03 МПа (0,3 кгс/см ²) до 0,45 МПа (4,5 кгм/см ²).	Отклонение давления в системе горячего водоснабжения не допускается.	За каждый час подачи горячей воды суммарно в течение расчетного периода, в котором произошло отклонение давления: при давлении, отличающемся от установленного не более чем на 25%, размер платы за коммунальную услугу за указанный расчетный период снижается на 0,1% размера платы; при давлении, отличающемся от установленного более чем на 25%, размер платы за коммунальную услугу снижается на размер платы, исчисленный суммарно за каждый день предоставления коммунальной услуги ненадлежащего качества (независимо от показаний приборов учета) в соответствии с пунктом 101 Правил 354.
II. Отопление		
5. Бесперебойное круглосуточное отопление в течение отопительного периода.	Допустимая продолжительность перерыва отопления: - не более 24 часов суммарно в течении одного месяца; - не более 16 часов одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от +12 °С до нормативной; - не более 8 часов одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от +10 °С до +12 °С; - не более 4 часов одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от +8 °С до +10 °С.	За каждый час превышения допустимой продолжительности перерыва отопления, исчисленной суммарно за расчетный период, в котором произошло указанное превышение, размер платы за коммунальную услугу за такой расчетный период снижается на 0,15% размера платы.

Требования к качеству коммунальных услуг	Допустимая продолжительность перерывов или предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества	Порядок изменения размера платы за коммунальные услуги ненадлежащего качества
<p>6. Обеспечение нормативной температуры воздуха: в жилых помещениях - не ниже +18 °С (в угловых комнатах - +20 °С), в районах с температурой наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92) -31 °С и ниже - в жилых помещениях - не ниже +20 °С (в угловых комнатах - +22 °С); в других помещениях в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации о техническом регулировании</p>	<p>Допустимое превышение нормативной температуры - не более 4 °С; допустимое снижение нормативной температуры в ночное время суток (от 0.00 до 5.00 часов) - не более 3 °С; снижение температуры воздуха в жилом помещении в дневное время (от 5.00 до 0.00 часов) не допускается</p>	<p>За каждый час отклонения температуры воздуха в жилом помещении суммарно в течение расчетного периода, в котором произошло указанное отклонение, размер платы за коммунальную услугу за такой расчетный период снижается на 0,15% размера платы за каждый градус отклонения температуры, с учетом положений раздела IX Правил 354.</p>
<p>7. Давление во внутренней системе отопления: с чугунными радиаторами не более 0,6 МПа (6 кгс/см²); с системами конвекторного и панельного отопления, калориферами, а также прочими отопительными приборами – не более 1 МПа (10 кгс/см²); с любыми отопительными приборами – не менее чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) превышающее статистическое давление, требуемое для постоянного заполнения системы отопления теплоносителем.</p>	<p>Отклонение давления во внутридомовой системе отопления от установленных значений не допускается</p>	<p>За каждый час отклонения от установленного давления во внутридомовой системе отопления суммарно в течение расчетного периода, в котором произошло указанное отклонение, при давлении, отличающемся от установленного более чем на 25 процентов, размер платы за коммунальную услугу снижается на размер платы, исчисленный суммарно за каждый день предоставления коммунальной услуги ненадлежащего качества (независимо от показаний приборов учета) в соответствии с пунктом 101 Правил 354.</p>

1.10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.10.1 Теплоисточники ООО «Комитеплоэнерго»

Техничко-экономические показатели ООО «Комитеплоэнерго» по виду деятельности «Теплоэнергия» за 2017-2022 гг. представлены в таблице 1.38.

Таблица 1.38

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности:	тыс руб	135 491,63	2 231 018,21	2 264 188,66	2 249 521,28	2 452 792,09	2 423 494,0
2. Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	158 436	2 476 157,50	2 692 083,24	2 459 577,19	2 464 285,81	2 327 871,76
2.1 расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	0	0	0	0	-	-
2.2 расходы на топливо	тыс руб	931 184,16	1 004 402,68	1 196 446,89	978 276,54	933 531,85	870 615,39
2.2.1 газ природный по регулируемой цене	х	х	х	х	х	х	
-- объем	тыс м ³	-	-	-	28 774,62	147 141,64	184 620,85
-- стоимость за единицу объема	тыс руб	-	-	-	4,06	4,06	4,26
-- стоимость доставки	тыс руб	-	-	-	9 912,35	65 611,23	81 795,83
-- способ приобретения	х	-	-	-	Прямые договора без торгов	Прямые договора без торгов	Прямые договора без торгов
2.2.2 уголь каменный	х	х	х	х	х	х	
- объем	тонны	389 440,27	247 200,10	228 061,00	202 602,96	109 411,67	818,6
-- стоимость за единицу объема	тыс руб	-	1,65	1,71	1,82		2,44
- стоимость доставки	тыс руб	-	0	0	0		
- способ приобретения	х	-	Прямые договора без торгов				
2.2.3 мазут	х	х	х	х	х	х	
--объем	тонны	-	54 335,78	68 125,44	49 103,56	6 218,18	12,02
--стоимость за единицу объема	тыс руб	-	10,88	11,76	9,81	10,16	10,36
--стоимость доставки	тыс руб	-	3 422,91	4 582,89	1 399,72	625,21	0,02
--способ приобретения	х	-	Торги/аукционы	Торги/аукционы	Прямые договора без торгов	Торги/аукционы	Прямые договора без торгов
2.2.4 дизельное топливо	х	х	х	х	х	х	
--объем	тонны	-	57,26	-	-	-	-
--стоимость за единицу объема	тыс руб	-	47,29	-	-	-	-
--стоимость доставки	тыс руб	-	0	-	-	-	-

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
--способ приобретения	х	-	Прямые договора без торгов	-	-	-	-
2.3 Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	-	86 923,39	100 924,83	112 349,26	151 319,91	150 730,8
2.3.1 Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	-	4,07	4,17	4,34	4,35	4,42
2.3.2 Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	-	21 337,618 6	24 175,538 2	25 884,18	34 806,97	34 099,55
2.4 Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	90 179,45	43 342,60	39 976,93	53 642,20	70 699,94	63 020,69
2.5 Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	3 345,41	1 799,43	810,04	1 043,37	1 429,65	1 621,52
2.6 Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	25 232,22	247 449,48	259 946,98	239 014,50	200 318,20	159 198,68
2.7 Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	7 582,46	55 0 49,83	55 672,21	53 877,86	46 590,04	34 714,6
2.8 Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	2 568,95	18 747,63	18 881,67	19 035,05	15 196,70	11 516,41
2.9 Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	632,95	3 358,77	3 762,19	3 845,70	2 871,09	2 524,42
2.10 Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	17,60	56 336,42	58 703,44	63 479,57	85 172,67	81 895,72
2.11 Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	7,14	0,00	1,40	-	-	14,5
2.12 Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс руб	18 647,88	222 926,63	243 379,51	253 365,53	215 405,59	194 890,39
2.12.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	3 202,92	60 082,13	63 010,01	75 779,56	55 892,69	49 949,18
2.12.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	56,19	0,00	0,00	-	-	-
2.13 Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	1 988,31	24 861,34	17 207,12	14 520,50	12 020,77	13 906,73
2.13.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	-	0,00	0,00	-	-	-
2.13.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	-	0,00	0,00	-	-	-
2.14 Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	1 519,72	90 174,79	78 253,03	62 420,76	85 324,43	96 526,62
2.14.1 Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех	х	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов							
2.15 Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс руб	10 059	620 784,52	618 117,00	604 706,36	644 404,98	646 695,29
2.15.1 Услуги по передаче теплоэнергии в воде	тыс руб		598 238,15	598 876,77	582 302,78	622 847,66	626 039,59
2.15.2 Плата за пользование водными объектами	тыс руб		10 868,82	11 416,91	13 069,77	12 692,45	11 640,64
2.15.3 Налог на землю	тыс руб		970,47	948,88	913,78	566,62	261,99
2.15.4 Транспортный налог	тыс руб		54,94	51,08	40,43	5,92	1,77
2.15.3 Налог на имущество	тыс руб		10 652,14	6 823,36	7 315,82	8 292,33	8 751,31
2.16.6 Газ лимитный на пусконаладку	тыс руб	-	-	-	262,72	-	-
2.15.7 Технические потери мазута при хранении	тыс руб	-	-	-	801,06	-	
3. Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-22 944	-245 139,28	-427 894,58	210 055,91	11 493,72	95 622,24
4. Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	-376 341,54	- 505 047,00		286 137,00	1 087 502,00	769 075,00
4.1 Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс руб	-12 551	145 699,94	103 069,79	5 830,84	-	-
5. Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс руб		468 316,59	128 111,96	455 077,75	1 535 066,74	309 121,55
5.1 Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс руб	100 052	468 316,59	128 111,96	455 077,75	1 656 050,99	623 280,94
5.1.1 Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс руб		593 134,38	0,00	596 504,53	1 656 050,99	658 476,86
5.1.2 Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода из эксплуатации	тыс руб		0,00	0,00	-	-	35 195,92
6. Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс руб	0,00	0,00	0,00		-	-
7. Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	http://www.tDlusarouD.ru/ora/kom i/clients/di s closure/	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=72c1f472-c7e9-4c6b-a51d-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=f1408698-f55e-4a7e-94ff-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=50b6bd6e-6fae-4031-88c4-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=f05a2467-7c73-479a-9274-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d2d2a975-e280-425d-

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
			3fd7f1ae670b	8e5e1e095cab	809b959148af	29e23754f0d2	9416-827e256eb52f
8. Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	591,00	1001,00	1001,00	1001,00	1001,00	850,0
8.1 Воркутинская ТЭЦ-1	Гкал/ч	176,00	176,00	176,00	176,00	176	0,00
8.2 Воркутинская ТЭЦ-2	Гкал/ч	415,00	415,00	415,00	415,00	415	415
8.3 Воркутинская ЦВК	Гкал/ч		410,00	410,00	410,00	410	435
9. Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	467,47	477,58	403,04	266,37	386,98	353,52
10. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс Гкал	1 550,60	1 555,5206	1 515,0809	1 412,39	1 570,06	1 359,6809
11. Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс Гкал	-	11,8278	-	-	-	-
12. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс Гкал	1 442,59	1 419,77	1 390,3020	1 335,15	1 407,11	1 329,5494
12.1 Определенном по приборам учета	тыс Гкал	332,91	313,59	288,0050	250,10	285,93	258,0603
12.2 Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал		1 106,18	1 102,2970	1 085,05	1 121,18	1 071,4891
13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч.мес	158,10	482 108,08	11 800 000,00	100,23	100,23	100,23
14. Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год		123,92	-	65,88	91,23	86,68
14.1 Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год		116,09	98,30	98,30	84,66	91,88
15. Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел		277,31	234,20	228,00	177,4	116,9
16. Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел		28,55	28,80	26,10	19,9	16
17. 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 усл. топл/Гкал	158,10	-	-	-	159,76	158,1901
18. Плановый удельный расход	кг усл. топл/Гкал			-	-	-	158,19

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кал						
18.1 Воркутинская ТЭЦ-1	кг усл. топл/Г кал		156,4	147,00	147,00	147,00	147,0
18.2 Воркутинская ТЭЦ-2	кг усл. топл/Г кал		168,1	169,10	169,10	169,10	159,89
18.3 Воркутинская ЦВК	кг усл. топл/Г кал		156,4	174,00	174,00	159,89	160,0
19. Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/Г кал		-	-	-	-	
19.1 Воркутинская ТЭЦ-1	кг усл. топл/Г кал	149,30	147,2993	151,8100	163,7100	161,6160	0.0
19.2 Воркутинская ТЭЦ-2	кг усл. топл/Г кал	169,00	169,9420	169,3600	172,9700	168,1980	161,1006
19.3 Воркутинская ЦВК	кг усл. топл/Г кал	149,30	177,9073	177,5700	172,6900	155,5399	157.0019
20. Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВ т.ч/Гка л	0,04	42,06	43,43	46,75	39,25	37,28
21. Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВ т.ч/Гка л	2,42	3,16	2,59	4,80	3,16	2,98
22. Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:							
22.1 Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения за 2022год https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&quid=aacc057d-2f3a-4bb3-b10d-68a51e181e9d							
22.2 Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения за 2022 год https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&quid=aacc057d-2f3a-4bb3-b10d-68a51e181e9d							

Технико-экономические показатели ООО «Комитеплоэнерго» по виду деятельности «Теплоноситель» за 2017-2022 гг. представлены в таблице 1.39

Таблица 1.39

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности:	тыс руб	2 240 083,55	127 597,98	130 764,79	131 225,48	132 428,22	135 881,00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
2. Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	2 327 516,74	142 378,57	162 229,60	161 992,00	174 631,89	187 818,29
2.1 Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	83 528,83	-	77,03	-	-	-
2.1.1 Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	4,01		4,28	-	-	
2.1.2 Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	20 834,68		18,0094	-	-	
2.2 Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	33 439,17	76 356,77	86 291,53	88 360,21	98 015,84	117 571,63
2.3 Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	1 038,81	2 677,70	2 929,54	3 526,01	1 904,71	3 695,53
2.4 Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	116 886,83	37 076,24	41 131,87	39 302,70	39 862,62	31 975,94
2.5 Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	36 682,43	8 285,35	8 874,06	8 901,41	9 047,48	6 983,72
2.6 Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	19 931,84	1 997,06	2 159,10	2 218,06	3 096,49	2 780,42
2.7 Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	4 730,60	351,62	432,05	447,54	603,30	629,68
2.8 Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	20 862,21	2 203,92	2 737,20	2 937,68	3 358,00	2 427,36
2.9 Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	154,04	0,00	0,09	-	-	1.54
2.10 Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс руб	348 470,59	8 760,84	12 830,46	12 661,17	13 297,49	12 513,55
2.10.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	81 816,92	2 409,04	3 039,32	3 527,04	2 908,96	4 121,71
2.10.2 Расходы на капитальный ремонт		735,51	0,00	0,00	-	-	-
2.11 Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	19 142,62	2 355,17	1 727,34	1 522,53	2 279,70	3 158,7
2.11.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	-	-	-
2.11.2 Расходы на капитальный ремонт		0,00	0,00	0,00	-	-	-
2.12 Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	41 585,30	840,06	1 888,40	863,74	1 423,57	4 030,18
2.12.1 Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20	х	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
процентов суммы расходов по указанной статье расходов							
2.13 Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс руб	669 879,32	1 473,83	1 150,93	1 250,94	1 742,67	2 050,05
2.13.1 Услуги по передаче теплоэнергии в воде	тыс руб		0,00	0,00	0,00	0,00	0.0
2.13.2 Плата за пользование водными объектами	тыс руб	12 895,24	777,56	734,58	807,57	964,93	1 057,69
2.13.3 Налог на землю	тыс руб		82,95	68,51	47,85	81,40	30,64
2.13.4 Транспортный налог	тыс руб		4,03	3,61	3,23	1,03	0.2
2.13.5 Налог на имущество	тыс руб		609,30	344,23	392,28	695,31	961,51
3. Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-87 433,20	-14 780,59	-31 464,82	30 766,52	42 203,66	51 937,29
4. Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб		0,00	0,00	-	-	
4.1 Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс руб		0,00	0,00	-	-	
5. Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс руб	-12 551,37	0,00	0,00	-	-	
5.1 Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс руб	100 051,88	0,00	0,00	-	-	
5.1.2 Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс руб		0,00	0,00	-	-	
5.1.2 Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода из эксплуатации	тыс руб		0,00	0,00	-	-	
6. Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
7. Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	x	http://www.tdlusarou.ru/ora/komi/clients/disclosure/	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=72c1f472-c7e9-4c6b-a51d-3fd7f1ae670b	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=f1408698-f55e-4a7e-94ff-8e5e1e095cab	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=50b6bd6e-6fae-4031-88c4-809b9591	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=f05a2467-7c73-479a-9274-29e23754f0d2	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d2d2a975-e280-425d-9416-827e256e

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
					48af		b52f
8. Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	-	37,70	34,90	35,30	177,4	22,3
9. Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	-	2,38	2,60	2,40	19,9	2,8
10. Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:							
10.1 Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения за 2022год https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=aacc057d-2f3a-4bb3-b10d-68a51e181e9d							
10.2 Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения за 2022 год https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=aacc057d-2f3a-4bb3-b10d-68a51e181e9d							

Данные об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Комитеплоэнерго» размещены на сайте Федеральной антимонопольной службы <http://ri.eias.ru/>.

1.10.2 Теплоисточник АО «Воркутауголь»

Технико-экономические показатели АО «Воркутауголь» по виду деятельности «Производство тепловой энергии» за 2017-2022 гг. представлены в таблице 1.40.

Таблица 1.40

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности:	тыс руб	нд	110 619,55	101 931,71	нд	161 554,29	167 941,52
2. Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	нд	110 619,55	101 931,71	нд	165 773,75	167 941,52
2.1 расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
2.2 расходы на топливо	тыс руб		12 848,48	3 777,47	нд	34 207,68	34 354,56
2.2.1 уголь каменный	х	х	х	х	х	х	х
--объем	тонны	нд	7 895,00	2 300,00	нд	17 417,35	17 958,47
--стоимость за единицу объема	тыс	нд	1,63	1,64	нд	1,96	1,91

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
	руб						
--стоимость доставки	тыс руб	-	-	-	-	-	-
--способ приобретения	х	прочее	прочее	прочее	прочее	прочее	прочее
2.3 Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	нд	20 750,70	21 892,30	нд	21 695,15	19 690,73
2.3.1 Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	нд	3,53	3,72	нд	4,04	4,27
2.3.2 Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	нд	5 882,4090	5 885,0280	нд	5 376,4600	4 611,51
2.4 Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	нд	9 020,66	9 383,65	нд	9 731,95	12 068,7
2.5 Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
2.6 Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	нд	23 664,73	19 665,54	нд	29 119,17	34 808,89
2.7 Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	нд	9 652,30	7 667,59	нд	8 793,99	10 512,29
2.8 Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	нд	3 272,85	3 399,70	нд	3 240,77	4 018,8
2.9 Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	нд	1 334,92	1 325,54	нд	978,68	1 213,67
2.10 Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	нд	3 123,16	4 004,44	нд	5 784,07	7 264,05
2.11 Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
2.12 Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс руб	нд	9 427,09	16 332,96	нд	10 215,64	23 508
2.12.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	нд	9 427,09	16 332,96	нд	10 215,64	23 508
2.12.2 Расходы на капитальный	тыс	0,00	0,00	0,00	нд	0,00	0,00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
ремонт	руб						
2.13 Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	0,00	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
2.13.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
2.13.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
2.14 Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	0,00	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
2.14.1 Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует	отсутствует	отсутствует	нд	отсутствует	отсутствует
2.15 Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс руб	нд	17 524,66	14 482,51	нд	42 006,64	4 975,2
2.15.1 Аренда, лизинг	тыс руб	нд	2 770,88	-	нд	-	0,00
2.15.2 Услуги производственного характера	тыс руб	нд	5 917,16	2 919,37	нд	23 299,95	4 651,4
2.15.3 Сырье и материалы	тыс руб	нд	8 836,61	11 563,14	нд	18 706,69	15 526,7
3. Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
4. Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
4.1 Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс руб	нд	0,00	0,00	нд		0,00
5. Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс руб	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
5.1. Изменение стоимости основных фондов за счет их	тыс руб	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)							
5.1.1 Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс руб	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
5.1.2 Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода из эксплуатации	тыс руб	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
6. Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс руб	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
7. Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	нд	http://ri.eias.ru/DisclosureInfo.aspx?reg=2606&razdel=Fact&sphere=TS&year=2018	http://ri.eias.ru/DisclosureInfo.aspx?reg=2606&razdel=Fact&sphere=TS&year=2019	нд	http://ri.eias.ru/DisclosureInfo.aspx?reg=2606&razdel=Fact&sphere=TS&year=2021	нд
8. Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	нд	70,00	70,00	нд	70,00	70,00
9. Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	нд	3,76	8,50	нд	8,50	8,50
10. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс Гкал	нд	101,9540	100,0392	нд	94,6540	97,311
11. Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс Гкал	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
12. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс Гкал	нд	97,0760	95,6600	нд	91,4770	94,319
12.1 Определенном по приборам учета	тыс Гкал	нд	0,00	0,00	нд	0,00	0,00
12.2 Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	нд	97,0760	95,6600	нд	91,4770	94,319
13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч.мес	нд	-	-	нд	-	-

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
14. Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	нд	5,15	5,15	нд	5,15	5,15
14.1 Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	нд	5,15	5,15	нд		5,15
15. Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	нд	40,25	41,60	нд	48,00	50,00
16. Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	нд	3,00	3,00	нд	2,00	2,00
17. 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 усл. топл/Гкал	нд	185,31	185,31	нд	156,51	156,51
18. Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/Гкал	нд	-	-	нд	-	-
19. Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/Гкал	нд	-	-	нд	-	-
20. Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВт. ч/Гкал		57,70	58,83	нд	56,80	53,08
21. Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВт. ч/Гкал		0,00	0,00	нд	0,00	0,00

Данные об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «Воркутауголь» размещены на сайте Федеральной антимонопольной службы <http://ri.eias.ru/>.

1.10.3 Теплоисточники МУП «Северные тепловые сети» МО ГО «Воркута»

Технико-экономические показатели МУП «Северные тепловые сети» по виду деятельности «Передача тепловой энергии, передача теплоносителя от источника АО «Воркутауголь» за 2017-2022 гг. представлены в таблице 1.41

Таблица 1.41

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм.	2017 2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1. Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности:	тыс руб	нд	1 083,67	2 273,18	3 145,27	4 836.89
2. Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	нд	851,06	2 201,06	2 048,28	2 282.81
2.1 расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	нд	828,82	1 900,37	1 935,17	2048.73
2.2 расходы на топливо	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
2.3 Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
2.4 Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
2.5 Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
2.6 Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
2.7 Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
2.8 Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
2.9 Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
2.10 Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	нд	22,24	20,80	20,80	
2.11 Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
2.12 Общепроизводственные расходы,	тыс руб	нд	0,00	269,25	92,31	0.00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм.	2017 2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
в том числе:						
2.12.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	нд	0,00	269,25	0,00	0.00
2.12.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	нд	0,00	0,00	92,31	0..
2.13 Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
2.14 Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
2.14.1 Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	нд	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует
2.15 Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс руб	нд	0,00	10,64	0,00	10.26
3. Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	нд	232,61	72,13	0,00	2 554.06
4. Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	нд	232,61	72,13	0,00	2 554.08
4.1 Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
5. Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс руб	нд	0,00	67,51	0,00	0.00
5.1. Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс руб	нд	0,00	64,51	0,00	0.00
5.1.1 Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
5.1.2 Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода из эксплуатации	тыс руб	нд	0,00	67,51	0,00	0.00
6. Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс руб	нд	0,00	67,51	0,00	0.00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм.	2017 2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
7. Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	нд	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=13c10849-8c9e-41da-a421-487a3a69350e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=7d688d91-95b9-4e2f-9198-ff84f0dfbc21	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=e642cf7-0360-452b-b2b8-e15d37a3439f	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=683d0b09-22d8-45a8-9a03-07df6b677d5d
8. Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	нд	-	-	-	
9. Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	нд	-	-	-	-
10. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс Гкал	нд	-	-	-	-
11. Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс Гкал	нд	13,3020	16,6325	нд	16.595
12. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс Гкал	нд	12,1790	14,1467	нд	14.11
12.1 Определенном по приборам учета	тыс Гкал	нд	12,1790	14,1467	нд	14.11
12.2 Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	нд	-	-	-	-
13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч.м ес	нд	-	-	-	2.49
14. Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	нд	1,12	2,49	2,49	2.49
14.1 Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	нд	1,12	2,49	2,49	2.49
15. Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	нд	-	-	-	-
16. Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	нд	-	-	-	-
17. Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением	кг усл. топл/Гкал	нд	-	-	-	-

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм.	2017 2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности						
18. Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/Гкал	нд	-	-	-	-
19. Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/Гкал	нд	-	-	-	-
20. Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВт.ч/Гкал	нд	-	-	-	-
21. Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВт.ч/Гкал	нд	-	0,36	-	-

Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии составил за 2022 год -2,49 тыс. Гкал/год.
Плановый объем потерь на 2023 год - 1401,24 Гкал; на 2024 год - 1223,68 Гкал.

**Технико-экономические показатели МУП «Северные тепловые сети» по виду деятельности
«Передача тепловой энергии, передача теплоносителя от источников ООО «Комитеплоэнерго»
за 2017-2022 гг.**

Таблица 1.50

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017, 2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1. Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности:	тыс руб	нд	598 876,77	582 302,78	622 847,66	625 154,37
2. Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	нд	511 276,94	530 706,57	589 068,09	592 359,44
2.1 расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	нд	215 336,55	239 830,66	274 696,20	152 778,36
2.2 расходы на топливо	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3 Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом	тыс руб	нд	74 272,67	77 436,35	80 656,75	84 040,34

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017, 2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
процессе						
2.3.1 Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	нд	4,55	4,72	5,04	4,99
2.3.2 Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	нд	16 330,230	16 403,480	16 000,353	16 833,4400
2.4 Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	нд	-	-	-	-
2.5 Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	нд	-	-	-	-
2.6 Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	нд	109 067,11	100 912,50	99 845,50	119 746,30
2.7 Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	нд	24 698,10	23 845,48	29 010,07	36 163,38
2.8 Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	нд	23 781,60	27 406,09	28 041,10	25 647,09
2.9 Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	нд	5 385,31	6 476,07	8 147,33	6 584,15
2.10 Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	нд	7 383,29	4 271,34	8 914,37	14 285,51
2.11 Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	нд	28,07	169,41	231,09	303,90
2.12 Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс руб	нд	13 487,90	34 336,37	33 096,89	21 362,80
2.12.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	нд	0,00	1 138,93	918,09	3 583,50
2.12.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	нд	0,00	13 846,97	23 413,19	12 367,30
2.13 Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	нд	4 756,37	1 912,96	1 966,29	1 981,15
2.13.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.13.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.14 Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	нд	26 583,54	0,00	0,00	0,00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017, 2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
2.14.1 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		нд	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует
2.15 Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс руб	нд	6 516,43	14 109,34	24 462,51	29 456,46
2.15.1 Услуги производственного характера	тыс руб	нд	3 349,35	1 782,59	1 943,37	1 489,66
2.15.2 Услуги непромышленного характера	тыс руб	нд	1 917,18	7 596,36	17 694,69	15 666,50
2.15.3 Прочие расходы	тыс руб	нд		3 166,67	2 027,00	2 169,69
2.15.3 Прочие из прибыли	тыс руб	нд	1 249,90	1 563,72	2 797,44	10 130,61
3. Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	нд	87 599,83	51 596,21	33 779,57	32 794,92
4. Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	нд	12 570,09	51 596,21	33 779,57	32 794,92
4.1 Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс руб	нд	-	21 881,06	636,97	0,00
5. Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс руб	нд	1 187,72	75 001,59	878,41	22 550,00
5.1. Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс руб	нд	1 187,72	77 056,65	878,41	0,00
5.1.1 Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс руб	нд	1 187,72	77 056,65	878,41	0,00
5.1.2 Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода из эксплуатации	тыс руб	нд	0,00	2 055,06	0,00	22 550,00
6. Изменение стоимости основных	тыс руб	нд	0,00	2 055,06	0,00	0,00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017, 2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
фондов за счет их переоценки						
7. Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	x	нд	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=13c10849-8c9e-41da-a421-487a3a69350e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=7d688d91-95b9-4e2f-9198-ff84f0dfbc21	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=e642cff7-0360-452b-b2b8-e15d37a3439f	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=683d0b09-22d8-45a8-9a03-07df6b677d5d
8. Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
9. Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
10. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс Гкал	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
11. Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс Гкал	нд	1 369,2810	1 322,4297	1 393,2250	1 334,65
12. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс Гкал	нд	1 173,8690	1 119,3610	1 169,6920	1 135,591
12.1 Определенном по приборам учета	тыс Гкал	нд	1 173,8690	1 119,3610	1 169,6920	1 135,591
12.2 Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч .мес	нд	-			213,56
14. Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	нд	195,41	197,44	218,17	199,06
14.1 Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	нд	209,07	208,57	208,57	213,56

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017, 2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
15. Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	нд	239,00	201,20	200,80	201
16. Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	нд	29,00	32,80	28,90	26
17. 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 усл. топл/Г кал	нд	-	-	-	-
18. Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/Г кал	нд	-	-	-	-
19. Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/Г кал	нд	-	-	-	-
20. Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВт т.ч/Гка л	нд	13,91	14,65	13,68	12,61
21. Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт. ч/Гка л	нд	-	0,48	0,46	0,46

Технико-экономические показатели МУП «Северные тепловые сети» пгт. Заполярный по деятельности «Производство тепловой энергии» за 2017-2022 гг. представлены в таблице 1.51.

Таблица 1.51

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности:	тыс руб	22 939,186	нд	62 043,73	60 705,39	73 896,26	42195
2. Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду	тыс руб	22 875,487	нд	73 554,38	79 198,13	79 576,33	95561,54

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
деятельности, включая:							
2.1 расходы на топливо	тыс руб	8 474,741	нд	22 489,38	25 010,72	28 056,20	30623,27
2.1.1 уголь каменный	х	х	х	х	х	х	
--объем	тонны	3 338,20	нд	8 092,74	6 851,60	7 678,10	7242,00
--стоимость за единицу объема	тыс руб	1,99	нд	2,09	2,18	2,35	2,75
--стоимость доставки	тыс руб	1 816,799	нд	5 513,33	10 056,80	10 047,65	10726,86
--способ приобретения	х		нд	Торги/ аукционы	Торги/ аукционы	Торги/ аукционы	
2.1.2 дизельное топливо	х	х	х	х	х	х	
--объем	тонны	-	нд	2,00	-	-	
--стоимость за единицу объема	тыс руб	-	нд	43,25	-	-	
--стоимость доставки	тыс руб	-	нд	0,00	-	-	
--способ приобретения	х	-	нд	Торги/ аукционы	-	-	
2.3 Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	3 561,71	нд	8 066,63	8 258,60	8 257,21	8669,55
2.3.1 Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	5,881	нд	4,73	4,83	5,10	5,06
2.3.2 Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	605,68	нд	1 705,18	1 710,08	1 619,5	1 712,79
2.4 Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	-	нд	668,81	636,95	616,11	1009,00
2.5 Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	
2.6 Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	4 815,002	нд	19 280,90	17 116,97	17 835,59	23171,31
2.7 Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	1 026,641	нд	5 733,65	4 245,21	5 332,39	6910,62
2.8 Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	2 027,732	нд	6 392,10	7 096,81	7 342,74	9161,63
2.9 Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	494,112	нд	1 242,40	1 760,09	2 195,30	2766,81
2.10 Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	5,343	нд	1 053,37	682,17	895,07	4 412,02
2.11 Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	89,291	нд	117,58	0,00	4,97	17,91
2.12 Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс руб	1 278,009	нд	1 404,62	5 722,58	1 558,89	
2.12.1 Расходы на текущий	тыс	-	нд	0,00	346,41	138,40	3 458,68

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
ремонт	руб						
2.12.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	-	нд	0,00	1 238,33	138,10	
2.13 Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	-	нд	2 005,64	484,80	521,37	
2.13.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	576,1
2.13.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	
2.14 Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	-	нд	3 055,40	0,00	0,00	0.00
2.14.1 Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	-	нд	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует
2.15 Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс руб	1 102,907	нд	2 043,90	8 183,23	6 960,50	4 784,64
2.15.1 Услуги производственного характера	тыс руб	-	нд	699,00	68,09	439,02	
2.15.2 Услуги непромышленного характера	тыс руб	-	нд	923,60	164,50	2 939,76	
2.15.3 Прочие расходы	тыс руб	-	нд	-	685,29	660,07	
2.15.4 Прочие из прибыли	тыс руб	-	нд	421,30	7 265,35	2 921,64	
3. Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	63,698	нд	-11 510,65	-18 492,74	-5 680,06	- 53 366,3 3
4. Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	649,00	нд	-11 510,65	-18 492,74	-5 680,06	- 53 366,3 3
4.1 Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	
5. Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс руб	5 629,061	нд	13 814,78	125,62	0,00	0,00
5.1. Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс руб	-	нд	13 814,78	419,70	0,00	
5.1.1 Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс руб	--	нд	13 814,78	419,70	0,00	
5.1.2 Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода из эксплуатации	тыс руб	-	нд	0,00	545,32	0,00	
6. Изменение стоимости основных фондов за счет их	тыс руб	-	нд	0,00	545,32	0,00	

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
переоценки							
7. Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	прилагается	нд	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=13c10849-8c9e-41da-a421-487a3a69350e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=7d688d91-95b9-4e2f-9198-ff84f0dfbc21	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=e642cff7-0360-452b-b2b8-e15d37a3439f	прилагается
8. Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	7,884	нд	14,84	27,60	25,50	25,5
9. Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	3,843	нд	7,88	7,43	7,77	7,43
10. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс Гкал	11,049	нд	30,0680	26,4731	27,2449	24,63
11. Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс Гкал		нд	0,00	0,00		-
12. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс Гкал	8,61	нд	23,5790	23,1180	22,7257	21,61
12.1 Определенном по приборам учета	тыс Гкал		нд	2,3866	2,2889	2,4350	
12.2 Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал		нд	21,1921	20,8291	20,2907	
13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч .мес	4,32	нд	-	-	-	4.157
14. Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	1,902	нд	3,78	1,96	3,19	3.02
14.1 Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год		нд	4,32	4,32	4,32	
15. Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	39,0	нд	39,30	34,00	32,00	34
16. Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	4,0	нд	7,80	8,30	7,60	7.0
17. 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 усл. топл/Гкал	-	нд	-	199,2866	199,940	198.58
18. Плановый удельный расход	кг усл. топл/Гкал	-	нд	199,9400	169,7900	199,9400	

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кал						
19. Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/Г кал	244,367	нд	198,2650	199,2870	206,7080	
20. Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВ т.ч/Гка л	66,221	нд	72,32	73,97	71,24	79.27
21. Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВ т.ч/Гка л	1,849	нд	2,77	0,50	0,36	0.36

Технико-экономические показатели МУП «Северные тепловые сети» пгт. Заполярный по виду деятельности «Производство теплоносителя. Передача. Сбыт» за 2017-2022 гг. представлены в таблице 1.52.

Таблица 1.52

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности:	тыс руб	1 120,645	нд	1 401,68	1 571,52	1 840,43	1 559.23
2. Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	5 835,678	нд	10 893,00	6 105,66	7 222,73	9 389.42
2.1 расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	-	нд	-	-	-	
2.2 расходы на топливо	тыс руб	-	нд	-	-	-	
2.3 Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	-	нд	-	-	-	
2.3.1 Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	-	нд	-	-	-	
2.3.2 Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	-	нд	-	-	-	
2.4 Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	2 962,023	нд	7 128,00	4 690,95	4 730,90	5 474.09
2.5 Расходы на хим.реагенты, используемые в	тыс руб	-	нд	113,00	105,83	144,53	146.53

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
технологическом процессе							
2.6 Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	2 207,108	нд	2 804,90	1 047,74	1 804,85	2 897.2
2.7 Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	666,547	нд	847,10	261,14	542,45	871.6
2.8 Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	-	нд	-	-	-	
2.9 Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	-	нд	-	-	-	
2.10 Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	-	нд	-	-	-	
2.11 Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	-	нд	-	-	-	
2.12 Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс руб	-	нд	-	-	-	
2.13 Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	-	нд	-	-	-	
2.14 Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	-	нд	-	-	-	отсутствуют
2.14.1 Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	-	нд	-	-	-	
2.15 Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс руб	-	нд	-	-	-	
3. Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-4 715,033	нд	-9 491,32	-4 534,14	-5 382,30	- 7 830.18
4. Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	649,00	нд	-9 491,32	-4 534,14	-5 382,30	- 7 830.18
4.1 Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс руб	-	нд	-	-	-	-
5. Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс руб	5 629,061	нд	-	-	-	-
5.1. Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс руб	-	нд	-	-	-	-
6. Изменение стоимости основных фондов за счет их	тыс руб	-	нд	-	-	-	

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
переоценки							
7. Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	прилагается	нд	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=13c10849-8c9e-41da-a421-487a3a69350e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=7d688d91-95b9-4e2f-9198-ff84f0dfbc21	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=e642cff7-0360-452b-b2b8-e15d37a3439f	прилагается
8. Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	7,884	нд	14,84	27,60	-	
9. Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	3,843	нд	-	-	-	
10. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс Гкал	11,049	нд	7,88	-	-	
11. Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс Гкал	-	нд	-	-	-	
12. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс Гкал	8,610	нд	-	-	-	
12.1 Определенном по приборам учета	тыс Гкал	-	нд	-	-	-	
12.2 Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	-	нд	-	-	-	
13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч .мес	4,320	нд	-	-	-	
14. Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	1,902	нд	-	-	-	
14.1 Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	-	нд	-	-	-	
15. Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	7,00	нд	-	-	-	3.0
16. Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	-	нд	-	-	-	
17. 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 усл. топл/Гкал	-	нд	-	-	-	
18. Плановый удельный расход	кг усл. топл/Гкал	-	нд	-	-	-	

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм. м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кал						
19. Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/Г кал	244,367	нд	-	-	-	
20. Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВ т.ч/Гка л	0,0	нд	-	-	-	
21. Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВ т.ч/Гка л	0,514	нд	-	-	-	

Технико-экономические показатели МУП «Северные тепловые сети» мкр. Советский по виду деятельности «Производство тепловой энергии» за 2017-2022 гг. представлены в таблице 1.53.

Таблица 1.53

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности:	тыс руб	17 025,621	нд	40 905,46	57 282,71	16 199,90	72 186,21
2. Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	27 119,859	нд	82 879,78	86 184,31	23 840,67	90 398,01
2.1 расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2 расходы на топливо	тыс руб	9 046,146	нд	25 040,28	26 395,20	9 105,76	19 743,48
2.2.1 уголь каменный	х	х	х	х	х	х	
--объем	тонны	3 338,20	нд	8 806,00	7 520,60	2 399,95	4495,20
--стоимость за единицу объема	тыс руб	1,95	нд	2,09	2,18	2,21	2,91
--стоимость доставки	тыс	2 527,359	нд	6 658,37	10 025,01	3 808,26	6 672,10

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
	руб						
--способ приобретения	х	-	нд	торги/аукционы	торги/аукционы	торги/аукционы	торги/аукционы
2.3 Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	4 015,657	нд	9 865,29	9 580,65	2 842,81	7 167,36
2.3.1 Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	4,998	нд	4,06	4,21	4,45	4,44
2.3.2 Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	803,4	нд	2 431,8200	2 278,3660	639,5220	1 613,81
2.4 Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	-	нд	5 641,71	1 084,17	342,06	4 408,24
2.5 Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.6 Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	7 431,665	нд	20 286,90	18 848,56	4 520,39	30 086,93
2.7 Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	1 692,604	нд	6 017,76	4 675,23	1 396,97	8 986,54
2.8 Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	2 528,217	нд	8 391,60	7 762,14	1 805,10	3 957,01
2.9 Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	618,797	нд	2 489,22	1 925,35	557,84	1 185,51
2.10 Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	7,643	нд	2 071,07	4 067,66	1 104,75	7 744,07
2.11 Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	137,509	нд	193,75	0,00	1,25	13,34
2.12 Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс руб	-	нд	313,32	6 824,90	94,84	513,72
2.12.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	-	нд	0,00	169,30	45,90	527,55
2.12.2 Расходы на капитальный	тыс	-	нд	0,00	1 322,30	0,00	0,00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
ремонт	руб						
2.13 Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	-	нд	469,98	526,75	142,09	0,00
2.13.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.13.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.14 Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	879,918	нд	1 116,61	0,00	0,00	0,00
2.14.1 Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	-	нд	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует
2.15 Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс руб	761,704	нд	982,30	4 493,71	1 926,80	6 064,26
2.15.1 Услуги производственного характера	тыс руб	-	нд	318,20	81,40	5,59	0,00
2.15.2 Услуги непроизводственного характера	тыс руб	-	нд	352,90	66,07	812,48	0,000
2.15.3 Прочие расходы	тыс руб	-	нд	-	729,09	49,66	0,00
2.15.3 Прочие из прибыли	тыс руб	-	нд	311,20	3 617,15	1 059,07	3 065,34
3. Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-10 094,238	нд	-41 974,33	-28 901,60	-7 640,77	- 18211,80
4. Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	649	нд	-41 974,33	-28 901,60	-7 640,77	- 18211,80
4.1 Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс руб	-	нд	-	-	-	-
5. Изменение стоимости	тыс	5 629,061	нд	31 361,16	330,47	0,00	0,00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
основных фондов, в том числе:	руб						
5.1. Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс руб	-	нд	31 361,16	330,47	0,00	0,00
5.1.1 Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс руб	-	нд	31 361,16	330,47	0,00	0,00
5.1.2 Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода из эксплуатации	тыс руб	-	нд	-	-	0,00	0,00
6. Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
7. Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	прилагается	нд	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=13c10849-8c9e-41da-a421-487a3a69350e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=7d688d91-95b9-4e2f-9198-ff84f0dfbc21	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=e642cff7-0360-452b-b2b8-e15d37a3439f	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=683d0b09-22d8-45a8-9a03-07df6b677d5d
8. Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гка л/ч	9,289	нд	29,50	33,60	55,00	55,00
9. Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гка л/ч	5,294	нд	9,06	5,84	4,77	4,34338
10. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс Гка л	12,561	нд	32,9260	26,7585	8,4837	11,52
11. Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс Гка л	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
12. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс Гка л	-	нд	23,0620	15,3338	5,0731	9,26
12.1 Определенном по	тыс Гка	-	нд	12,1117	7,1723	5,0207	9,26

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
приборам учета	л						
12.2 Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	-	нд	10,9506	8,1616	0,0524	0,00
13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес	6,246	нд	-	-	-	-
14. Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	1,48	нд	6,51	5,69	1,65	2,26
14.1 Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год		нд	6,30	6,25	1,65	2,19
15. Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	40,0	нд	39,50	35,00	31,50	34,00
16. Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	4,0	нд	10,20	9,10	7,50	2,00
17. 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 усл. топ л/Гкал	-	нд	-	216,4121-	194,2100	194,210
18. Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топ л/Гкал	-	нд	194,2100	194,2100	194,2100	194,210
19. Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топ л/Гкал	225,397	нд	223,3290	216,4120	249,0400	202,80
20. Удельный расход электрической энергии на	тыс кВт	76,925	нд	105,45	148,58	126,06	174,32

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	т.ч/ Гкал						
21. Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. .кВ т.ч/ Гкал	620,732	нд	2,80	1,17	1,07	1,65

Технико-экономические показатели МУП «Северные тепловые сети» мкр. Советский по виду деятельности «Производство теплоносителя. Передача. Сбыт» за 2017-2022 гг. представлены в таблице 1.54.

Таблица 1.54

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности:	тыс руб	22 158,0	нд	530,49	415,61	59,23	0,00
2. Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	5 654,303	нд	5 438,40	4 512,03	1 053,56	00,00
2.1 расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,0	0,00
2.2 расходы на топливо	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3 Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.4 Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	2 407,073	нд	5 132,00	3 121,63	647,89	0,00
2.5 Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	-	нд	48,00	75,38	11,50	0,00
2.6 Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	2 494,032	нд	198,50	1 052,74	301,01	0,00
2.7 Отчисления на социальные нужды основного	тыс руб	753,198	нд	59,90	262,29	93,17	0,00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
производственного персонала							
2.8 Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.9 Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.10 Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.11 Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.12 Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.13 Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.14 Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
2.14.1 Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	-	нд	отсутствует	отсутствует	отсутствует	0,00
2.15 Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-5 432,645	нд	-4 907,91	-4 096,42	-994,34	0,00
4. Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	649,000	нд	-4 907,91	-4 096,42	-994,34	0,00
4.1 Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс руб	-	нд	-	-	-	0,00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
регулируемой организации							
5. Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс руб	5 629,061	нд	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1. Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс руб		нд	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс руб		нд	0,00	0,00	0,00	0,00
7. Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	прилагается	нд	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=13c10849-8c9e-41da-a421-487a3a69350e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=7d688d91-95b9-4e2f-9198-ff84f0dfbc21	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=e642cff7-0360-452b-b2b8-e15d37a3439f	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=683d0b09-22d8-45a8-9a03-07df6b677d5d
8. Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гка л/ч	9,289	нд	0,00	33,60	0,00	0,00
9. Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гка л/ч	5,294	нд	-	-	-	0,00
10. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс Гка л	12,561	нд	-	-	-	0,00
11. Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс Гка л	-	нд	-	-	-	0,00
12. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс Гка л	6,947	нд	-	-	-	0,00
13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Кка л/ч. мес	6,246	нд	-	-	-	0,00
14. Фактический объем потерь	тыс Гка	1,48	нд	-	-	-	0,00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
при передаче тепловой энергии	л/год						
14.1 Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	-	нд	-	-	-	0,00
15. Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	40,0	нд	-	2,0	-	0,00
16. Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	4,0	нд	-	-	-	0,00
17. 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 усл. топл/Гкал	-	нд	-	-	-	0,00
18. Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/Гкал	-	нд	-	-	-	0,00
19. Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/Гкал	225,397	нд	-	-	-	0,00
20. Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт. ч/Гкал	0,0	нд	-	-	-	0,00
21. Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт. ч/Гкал	620,732	нд	-	-	-	0,00

Примечание: с 06.04.2021г. деятельность котельной мкр. Советский осуществляется по нерегулируемым договорам, по соглашению сторон с единственным потребителем ООО «Водоканал». Цена на теплоноситель на 2022 год договором не устанавливалась.

Технико-экономические показатели МУП «Северные тепловые сети» пгт. Елецкий, пст. Сивомаскинский по виду деятельности «Производство тепловой энергии» за 2017-2022 гг. представлены в таблице 1.55.

Таблица 1.55

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности:	тыс руб	10 927,210	нд	51 699,74	45 640,60	48 721,57	20 478.26
2. Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	16 938,319	нд	57 265,44	57 012,25	63 858,53	66 176.81
2.1 расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	
2.2 расходы на топливо	тыс руб	6 902,289	нд	19 766,48	16 407,78	17 806,25	19 384.24
2.2.1 уголь каменный	х	х	х	х	х	х	
--объем	тонны	1 665,230	нд	4 312,30	3 686,35	4 056,90	3 501.05
--стоимость за единицу объема	тыс руб	3,27	нд	3,92	3,82	3,93	6.07
--стоимость доставки	тыс руб	1 462,254	нд	2 870,89	2 313,37	1 868,69	1 629.89
--способ приобретения	х	-	нд	Торги/аукционы	Торги/аукционы	Торги/аукционы	
2.3 Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	1 173,785	нд	3 336,49	3 145,30	3 418,96	3 246.87
2.3.1 Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	6,691	нд	5,17	5,32	5,74	5.76
2.3.2 Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	175,420	нд	645,4000	591,3100	595,7500	563.79
2.4 Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	-	нд	749,41	131,93	569,25	389.23
2.5 Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	
2.6 Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	4 882,266	нд	17 651,34	14 880,20	20 856,57	22 262.04
2.7 Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	1 223,224	нд	5 328,27	3 761,77	6 232,27	6 595.43
2.8 Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	1 483,919	нд	3 015,74	3 411,93	3 850,89	5 218.26
2.9 Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	371,787	нд	910,34	849,94	1 150,71	1 575.91
2.10 Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	3,164	нд	734,69	609,98	908,49	2 532.65
2.11 Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	27,437	нд	40,59	130,00	3,67	10.73

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
2.12 Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс руб	686,006	нд	2 313,40	11 297,90	2 310,66	1 817.8
2.12.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	-	нд	0,00	192,30	22,40	
2.12.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	-	нд	0,00	949,60	270,40	
	тыс руб		нд	211,50	337,44	387,99	401.87
2.13.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	
2.13.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	
2.14 Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	-	нд	2 179,80	0,00	0,00	0.00
2.14.1 Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	-	нд	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует
2.15 Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс руб	184,441	нд	1 027,39	2 048,07	6 362,82	2 741.79
2.15.1 Услуги производственного характера	тыс руб	-	нд	618,00	104,10	100,50	
2.15.2 Услуги непроизводственного характера	тыс руб	-	нд	345,39	236,06	1 985,01	
2.15.3 Прочие расходы	тыс руб	-	нд	-	263,03	420,56	
2.15.4 Прочие из прибыли	тыс руб	-	нд	64,00	1 444,88	3 856,75	
3. Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-6 011,108	нд	-5 565,70	-11 371,66	-15 136,95	-45 698.55
4. Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	649,0	нд	-5 565,70	-11 371,66	-15 136,95	-45 698.55
4.1 Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс руб	-	нд	-	-	-	-
5. Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс руб	5 629,061	нд	5 573,10	756,22	0,00	0.00
5.1. Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс руб	-	нд	5 573,10	756,22	0,00	0.00
5.1.1 Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс руб	-	нд	5 573,10	756,22	0,00	0.00
5.1.2 Изменение стоимости основных фондов за счет их	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0.00

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.из м.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
вывода из эксплуатации							
6. Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
7. Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	прилагается	нд	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=13c10849-8c9e-41da-a421-487a3a69350e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=7d688d91-95b9-4e2f-9198-ff84f0dfbc21	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=e642cff7-0360-452b-b2b8-e15d37a3439f	прилагается
8. Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	2,694	нд	12,98	13,65	13,20	13.2
9. Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	1,257	нд	2,66	2,56	2,92	2.92
10. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс Гкал	12,561	нд	10,6200	10,4938	10,6917	10.02
11. Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс Гкал	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	0.00
12. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс Гкал	4,51	нд	7,790	9,1413	7,9855	7.91
12.1 Определенном по приборам учета	тыс Гкал	-	нд	1,3627	1,6716	1,8898	
12.2 Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	-	нд	6,4269	7,4697	6,0957	
13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч.мес	2,293	нд	-	-	-	2.69441
14. Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	0,706	нд	2,41	2,01	2,31	2.1
14.1 Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	-	нд	2,85	2,85	2,85	
15. Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	32,0	нд	37,40	32,00	33,65	33.0
16. Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	3,0	нд	3,70	4,00	4,00	5.0
17. Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии,	кг усл. топл/Гкал	-	нд	-	199,2731	223,9900	238.04

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
используемым для осуществления регулируемых видов деятельности							
18. Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/ Гкал	-	нд	223,9900	223,9900	223,9900	
19. Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/ Гкал	356,7	нд	313,0000	267,9010	294,1900	
20. Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВт.ч/ Гкал	49,642	нд	82,85	64,69	74,60	71.24
21. Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВт.ч/ Гкал	726,275	нд	0,61	0,30	1,29	1.29

Технико-экономические показатели МУП «Северные тепловые сети» пгт. Елецкий, пст. Сивомаскинский по виду деятельности «Производство теплоносителя. Передача. Сбыт» за 2017-2022 гг. представлены в таблице 1.56.

Таблица 1.56

Информация, подлежащая раскрытию	Ед.изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности:	тыс руб	108,12	нд	203,56	179,31	202,94	183.07
2. Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	792,04	нд	956,00	1 000,03	802,84	2 118.17
2.1 Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.2 Расходы на топливо	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.3 Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.3.1 Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.3.2 Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.4 Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	792,04	нд	956,00	1 000,03	802,84	1 266.87
2.5 Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом	тыс руб	-	нд	0,00	0,00	0,00	

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
процессе							
2.6 Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	655.8
2.7 Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	195.5
2.8 Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.9 Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.10 Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.11 Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.12 Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.12.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.12.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.13 Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.13.1 Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.13.2 Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
2.14 Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	отсутствуют
2.14.1 Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует	нд	отсутствует	отсутствует	отсутствует	
2.15 Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
3. Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-683,920	нд	-752,44	-820,72	-599,90	- 1935.09
4. Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	649,000	нд	-752,44	-820,72	-599,90	- 1935.09
4.1 Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
регулируемой организации							
5. Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс руб	5 629,061	нд	0,00	0,00	0,00	
5.1. Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
5.1.1 Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
5.1.2 Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода из эксплуатации	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
6. Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс руб	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
7. Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	прилагается	нд	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=13c10849-8c9e-41da-a421-487a3a69350e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=7d688d91-95b9-4e2f-9198-ff84f0dfbc21	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=e642cff7-0360-452b-b2b8-e15d37a3439f	прилагается
8. Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	2,694	нд	-	13,65	-	
9. Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	1,257	нд	0,00	0,00	0,00	
10. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс Гкал	12,561	нд	0,00	0,00	0,00	
11. Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс Гкал		нд	0,00	0,00	0,00	
12. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс Гкал	4,510	нд	0,00	0,00	0,00	
12.1 Определенном по приборам учета	тыс Гкал	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
12.2 Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	0,00	нд	0,00	0,00	0,00	
13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч.мес	2,293	нд	нд	0,00	0,00	
14. Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год	0,706	нд	нд	0,00	0,00	
14.1 Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал/год		нд	нд	0,00	0,00	
15. Среднесписочная численность основного производственного	чел	32,0	нд	нд	0,00	0,00	1.0

Информация, подлежащая раскрытию	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
персонала							
16. Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	3,0	нд	нд	0,00	0,00	
17. 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 усл. топл/ Гкал		нд	нд	0,00	0,00	
18. Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/ Гкал		нд	нд	0,00	0,00	
19. Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл/ Гкал	356,7	нд	нд	0,00	0,00	
20. Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВт.ч/ Гкал		нд	нд	0,00	0,00	
21. Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс.кВт.ч/ Гкал	726,275	нд	нд	0,00	0,00	

Данные об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности МУП «Северные тепловые сети» МО ГО «Воркута» размещены на сайте Федеральной антимонопольной службы <http://ri.eias.ru/>.

1.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Информация о тарифах на тепловую энергию МО ГО Воркута на 2019-2023 гг. для населения (с НДС) представлена в таблице 1.57.

Таблица 1.57

Наименование источника теплоснабжения	Тариф, установленный Комитетом Республики Коми по тарифам				
	Рублей/ Гкал с НДС				
период	1 полугодие / 2 полугодие 2019	1 полугодие / 2 полугодие 2020	1 полугодие / 2 полугодие 2021	с 01.01.2022 / с 01.07.2022/ с 01.12.2022	1 полугодие / 2 полугодие 2023
ООО «Комитеплоэнерго» для потребителей, подключенных к ООО «Комитеплоэнерго»	1447,94 1482,01	1482,01 1576,86	1576,86 1661,53	1661,53 1677,92 1837,32	1837,32
ООО «Комитеплоэнерго» для потребителей, подключенных к РТС МУП «СТС»	2076,70 2126,53	2126,53 2196,10	2196,10 2279,54	2279,54 2373,07 2598,47	2598,47

АО «Воркутауголь» пгт. Комсомольский	962,33 986,18	986,18 1047,24	1047,24 1087,03	1087,03 1148,66 1043,28	1043,28
МУП «СТС» пгт. Заполярный	2991,23 3066,19	3066,19 3121,57	3121,57 3484,09	4169,64 4331,58 5371,39	5371,39 5371,39
МУП «СТС» пгт. Елецкий пст. Сивомаскинский	5676,89 9014,50	6657,64 6657,64	6657,64 7121,84	7406,58 14047,43 111626,00	11626,00

1.12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа

В таблице 1.58 представлена сводная информация по существующим проблемам в системе теплоснабжения городского округа «Воркута».

Таблица 1.58

Тип проблемы	Причины	Угрозы / риски	Степень значи-мости	Необходимые действия по управлению рисками
1. Тепловые источники МО ГО «Воркута» имеют резерв тепловой мощности, при постоянном снижении тепловых нагрузок	Сокращении объектов у потребителей тепловой энергии (отключение объектов в связи с постоянным ростом тарифа, снижения объёмов деятельности промышленных предприятий и численности населения города	- перерасход топлива; - ускоренный износ оборудования ввиду работы в нерасчётных режимах; - увеличение дефицита требуемых ресурсов на покрытие потребности условно-постоянных затрат, сверх инфляционных ожиданий	Средняя	Реконструкция котельных МУП «Северные тепловые сети» МО ГО «Воркута» со снижением установленной мощности.
2. Отсутствие отпуска тепла на нужды ГВС в неотапительный период	Тип системы: двухтрубная с открытым водоразбором	-несоблюдение гигиенических норм и законодательства по продолжительности ограничения подачи воды на нужды ГВС	Средняя	Перевод системы теплоснабжения на закрытую
3. Неэффективная схема теплоснабжения и использования температурного потенциала теплоносителя	Подавляющий объем потребительских теплоиспользующих установок – нерегулируемые, зависимо подключенные, порядка 8% - на прямых параметрах	Завышенный расход циркуляции теплоносителя; несоблюдение требований по обеспечению внутренней температуры в жилых помещениях	Средняя	Установка систем автоматического регулирования температуры теплоносителя у потребителей
4. Большая доля тепловых сетей исчерпала нормативный срок эксплуатации	Недостаточный объём финансирования замены трубопроводов	- рост количества аварийных ситуаций на тепловых сетях, недоотпуск тепла потребителям	Средняя	Увеличение вложений в перекладку тепловых сетей, исчерпавших нормативный срок службы
5. Сбор платы по фактически предъявленным объемам теплоснабжение выполняется не в полном объеме	Отсутствие общедомовых приборов учета тепловой энергии. Сбор платы за коммунальную услугу – отопление осуществляется по	- банкротство организаций, задействованных в управлении МКД, отсутствие заинтересованности установки и обслуживания ОДПУ у	Высокая	Установка ОДПУ тепловой энергии за счет РСО с последующим возмещением затрат собственниками жилых помещений.

Тип проблемы	Причины	Угрозы / риски	Степень значимости	Необходимые действия по управлению рисками
	утвержденным нормативам.	Управляющих организаций, низкая инициатива собственников жилых помещений.		

2.Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

Климатические параметры г. Воркута в соответствии с СП 131.13330.2020 (актуализированная редакция СНиП 23-01-99* «Строительная климатология»):

- температура воздуха наиболее холодной пятидневки минус 41°С;
- продолжительность отопительного периода (периода с температурой наружного воздуха ниже +8°С) 316 суток;
- средняя температура наружного воздуха в пределах отопительного периода: минус 8,4°С.

2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

2.1.1 Динамика численности населения

Среднегодовая численность постоянного населения в ретроспективе составляла:

- в 2021 году – 71 851 человек;
- в 2022 году - 71 279 человек.

Распределение населения по поселениям в пределах городского округа Воркута за период 2017-2022 гг.

(Источник: территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Коми) представлено в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Наименование поселения	По итогам Всероссийской переписи населения 2010 года	на 01.01.2018	на 01.01.2019	на 01.01.2020	на 01.01.2021	на 01.01.2022
Городской округ Воркута	95 854	77 314	74 756	73 123	72 423	71 279
Городское население	95 241	76 856	74 312	72 681	71 984	70 849
г. Воркута	70 548	56 088	54 223	52 776	52 292	51 321
пгт Воргашор	12 044	9 896	9 518	9 442	9 318	9 190
пгт Северный	9 023	8 252	8 088	8 025	7 955	7 946
пгт Комсомольский	1 047	635	583	560	549	556
пгт Заполярный	1 948	1 456	1 384	1 362	1 352	1 322
пгт Елецкий	331	529	516	516	518	514
пст. Сивомаскинский	242	242	241	273	266	255

На последующие годы администрацией городского округа прогнозируется продолжение мероприятий по закрытию неперспективных поселков, переселению жителей. Численность населения муниципального образования городского округа «Воркута», входящего в состав Республики Коми, на начало 2023 года составляла 67 702 человека.

В течение года значительно сократилась численность пгт. Комсомольский и Заполярный.

Проанализировав основные демографические показатели можно сделать следующие выводы:

- динамика численности населения за последние годы характеризуется падением численности;

- естественное движение характеризуется положительными значениями, отчасти это объясняется низкой долей населения пенсионного возраста в структуре численности;
- движение характеризуется убылью населения, являющейся основополагающей в отрицательной динамике численности населения.

2.1.2 Удельное потребление тепла и теплоносителя

Сложившееся расчетное удельное потребление тепловой энергии в расчёте на 1м² общей площади зданий для многоквартирных домов в среднем составляло в 2022 году – 0,321 Гкал/м².

Определение фактического потребления на 1м² можно определить только при наличии общедомовых приборов учета теплоэнергии, эксплуатируемых не менее пяти лет. Автоматизированная подача теплоэнергии с учетом температуры наружного воздуха в здания является приоритетным направлением энергосберегающих мероприятий.

На последующие годы планируется сокращение удельного потребления тепловой энергии:

- на 2035 год – 0,29 Гкал/м² (при условии оборудования общедомовых приборов учета тепловой энергии и автоматизированном регулировании подачи тепловой энергии от изменений температуры наружного воздуха).

Нормативы потребления воды на нужды горячего водоснабжения утверждены приказом Службы по тарифам Республики Коми от 14.05.2013 № 28/3 (вступили в силу с 01.06.2013). Величины нормативов потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в жилых помещениях и на общедомовые нужды представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3

№ п/п	Степень благоустройства жилого помещения	Норматив потребления коммунальных услуг в жилых помещениях, м ³ /(мес./чел)	Норматив потребления коммунальных услуг на общедомовые нужды, м ³ /(мес./м ² общей площади)
жилые помещения в жилых или многоквартирных домах с централизованным горячим водоснабжением			
1	с лежачими ваннами, оборудованными душами	3,37	0,020
2	с сидячими ваннами, оборудованными душами	3,08	0,020
3	оборудованными умывальниками, мойками и душами	2,83	0,020
4	оборудованными умывальниками и мойками	2,21	0,020
5	без ванн	1,89	0,020
жилые помещения в общежитиях с централизованным горячим водоснабжением			
1	с лежачими ваннами, оборудованными душами	1,07	0,012
2	с сидячими ваннами, оборудованными душами	0,96	0,012
3	оборудованными умывальниками, мойками и душами	0,90	0,012
4	оборудованными умывальниками и мойками	0,70	0,012
5	без ванн	0,60	0,012

2.1.3 Присоединённые нагрузки по элементам территориального деления

Для формирования базового уровня тепловых нагрузок по элементам территориального деления использованы присоединённые нагрузки по теплоисточникам на отопительный период 2023-2024 гг.

ООО «Комитеплоэнерго»

Объем тепловой энергии, предъявленный потребителям без учета фактических данных приборов учета тепловой энергии на коллекторах представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Наименование теплоисточника	Полезный отпуск в сеть, Гкал		
	2021	2022	план 2023
ТЭЦ-1	250 550	0	0
ЦВК	840 614	1 030 537	1 047 270
ТЭЦ-2	315 946	299 013	316 402
ИТОГО	1 407 110	1 329 549	1 363 673

*Объем полезного отпуска формируется на основании отчетов АО «Коми энергосбытовая компания», в которых объем потребления тепловой энергии жилым фондом по коммунальной услуге – отопление определен на основании расчета: S (площадь жилых помещений) умножается на утвержденный норматив потребления тепловой энергии для жилого фонда (Гкал на 1м^2).

Проектные тепловые нагрузки потребления на 2022-2023 гг. по элементам территориального деления

Проектные тепловые нагрузки потребления на 2023-2024 гг. по элементам территориального деления, согласно температурыным графика представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Элемент территориального деления	Тепловые нагрузки, Гкал/ч				
	Всего	Отопление и потери	Вентиляция	ГВС	Технология
от источников ООО «Комитеплоэнерго»	351,4	309,212	9,4605	19,6	13,1221
ЦВК	274,0	237,9492	8,3287	14,6	13,1221
ТЭЦ-2	77,4	71,2628	1,1318	5,0	0
от источников МУП «СТС»:	13,936	9,3034	0	0,189	3,5
пгт. Заполярный	6,889	6,721	0	0,168	0,0000
пгт. Елецкий	1,763	1,742	0	0,021	0,0000
пст. Сивомаскинский	0,930	0,93	0	0	0,0000
ПУВ модульная котельная	4,3541	0,8541	0	0	3,5000
от источника АО «Воркутауголь»:	18,4893	0,0567	-	0,0024	18,3790
Шахта и пгт. Комсомольский	18,4893	0,0567	-	0,0024	18,3790

2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов

По состоянию на текущий период 2023 года площадь жилого фонда МО ГО «Воркута» составляет 2 198,5 тыс. м^2 , из них муниципального жилого фонда 30,1%, государственного – 0,9%, частного жилого фонда – 68,9%.

На период с 2023 года и до горизонта планирования по всем населённым пунктам будет иметь место дополнительный вывод из эксплуатации жилого фонда, в том числе аварийного жилья.

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

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 25.01.2011 № 18 с изменениями от 20.05.2017 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений и сооружений и требований к правилам определения класса энергетической

эффективности многоквартирных домов» удельная годовая величина расхода энергетических ресурсов в новых, реконструируемых, капитально ремонтируемых и модернизируемых отапливаемых жилых зданиях и зданиях общественного назначения должна уменьшаться не реже, чем 1 раз в 5 лет по сравнению с базовым уровнем:

с 1 января 2023 года - не менее чем на 40 % по отношению к базовому уровню;

с 1 января 2028 года - не менее чем на 50 % по отношению к базовому уровню.

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

на период 2023-2027 гг. – удельное теплотребление, уменьшенное на 40 % по отношению к базовому уровню;

на период 2028-2033 гг. – удельное теплотребление, уменьшенное на 50 % по отношению к базовому уровню.

На основании приведенных источников были получены возможные средневзвешенные величины удельных расходов тепловой энергии на отопление и вентиляцию 1 м² площади разных типов застройки, в случае выполнения необходимых мероприятий по энергосбережению, которые приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7

Год ввода в эксплуатацию	Тип застройки	Удельная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, ккал/(ч·м ²)
2023-2027	Жилая многоквартирная	31,0
	Жилая индивидуальная	45,9
	Общественно-деловая	46,2
2028-2039	Жилая многоквартирная	26,0
	Жилая индивидуальная	38,2
	Общественно-деловая	38,5

Удельный укрупненный показатель расхода теплоты на горячее водоснабжение и удельная тепловая нагрузка для системы ГВС (среднечасовая) определены для жилых и общественных зданий, согласно требованиям СП 30 13330-2016 «Внутренний водопровод и канализация» к расходу горячей воды. Суточный расход при среднем годовом потреблении в системе ГВС для жилых зданий принят 85 л/чел.

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

Приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в каждом расчетном элементе территориального деления и в зонах действия каждого существующего источника тепловой энергии не планируется.

2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

Приростов объема потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения не планируется.

2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Увеличение потребления тепловой энергии, производственными потребителями не планируется. Данных о возможном развитии производства организациями не предоставлено. В связи с этим принимается допущение, что возможный прирост потребления тепловой энергии, передаваемой теплоносителем, при увеличении объемов производимой продукции или новом строительстве будет компенсироваться внедрением современных энергосберегающих технологий. В перспективе ожидается сокращение существующего потребления тепловой энергии в связи с выводом из эксплуатации ветхих и аварийных многоквартирных домов и переселение жителей из малозаселенных поселков на период до 2040 г.

3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

3.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки

3.1.1 Зона действия источников ООО «Комитеплоэнерго»

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки указаны в таблице 3.1

"Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей"

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (без учета переключения тепловых нагрузок между системами теплоснабжения и без учета реконструкции действующих теплоисточников)

ООО "Комитеплоэнерго" Таблица 3.1

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения						
		факт 2022	2023	2024	2025	2026	2027-2035	2036-2040
Теплоисточник №	1	Воркутинская ЦВК						
Установленная мощность	Гкал/ч	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0
Технические ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность	Гкал/ч	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0

Собственные и хозяйственные нужды теплоисточника	Гкал/ч	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	433,6	433,8	433,8	433,8	433,8	433,8	433,8
Отпуск с коллекторов	Гкал	965 536	1026610	973709	973709	973 709	973 709	973 709
Покупная теплоэнергия	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Хозяйственные нужды	Гкал	3 022	2296	2296	2296	2296	2296	2296
Отпуск в сеть	Гкал	962 514	1024314	971 413	971 413	971 413	971 413	971 413
Технологические потери в тепловых сетях	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Коммерческие и сверхнормативные потери в тепловых сетях	Гкал	-68023	-22956	-86443	-86443	-86443	-86443	-86443
Общие потери в тепловых сетях	Гкал	-68023	-22956	-86443	-86443	-86443	-86443	-86443
Полезный отпуск	Гкал	1 030 537	1 047 270	1 057 856	1 057 856	1 057 856	1 057 856	1 057 856
Теплоисточник №2		Воркутинская ТЭЦ-2						
Установленная мощность	Гкал/ч	415	415	415	415	415	415	415
Технические ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность	Гкал/ч	415	415	415	415	415	415	415
Собственные и хозяйственные нужды теплоисточника	Гкал/ч	0,85	0,91	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1
Присоединенная нагрузка (фактическая)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0
Потери в тепловых сетях (фактические)	Гкал/ч	11,8	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
Отпуск с коллекторов	Гкал	394 145	429814	421793	421793	421793	421793	421793
Покупная теплоэнергия	Гкал	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды	Гкал	6264	6680	6502	6502	6502	6502	6502
Отпуск в сеть	Гкал	387881	423 134	415291	415291	415291	415291	415291
Технологические потери в тепловых сетях	Гкал	86680	100234	100234	100234	100234	100234	100234
Коммерческие и сверхнормативные потери в тепловых сетях	Гкал	2188	6498	15644	15644	15644	15644	15644
Общие потери в тепловых сетях	Гкал	88868	106732	115878	115878	115878	115878	115878
Полезный отпуск	Гкал	299013	316402	299413	299413	299413	299413	299413
Резерв («+»)/ дефицит («-») тепловой мощности «нетто»	Гкал/ч	402,344	400,442	400,466	400,466	400,466	400,466	400,466
	%	97,15	96,7	96,7	96,7	96,7	96,7	96,7
ООО "Комитеплоэнерго"								
Установленная мощность	Гкал/ч	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0
Технические ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность	Гкал/ч	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1

теплоисточника								
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	847,8	847,9	847,9	847,9	847,9	847,9	847,9
Потери в тепловых сетях (фактические)	Гкал/ч	11,8	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
Отпуск с коллекторов	Гкал	1 359 681	1 456 424	1 395 502	1 395 502	1 395 502	1 395 502	1 395 502
Покупная теплоэнергия	Гкал	0,0	0	0	0	0	0	0
Отпуск в сеть	Гкал	1 336 897	1 447 448	1 386 704	1 386 704	1 386 704	1 386 704	1 386 704
Хозяйственные нужды	Гкал	22 784	8 976	8 798	8 798	8 798	8 798	8 798
Технологические потери в тепловых сетях	Гкал	86 680	100 234	100 234	100 234	100234	100234	100234
Коммерческие и сверхнормативные потери в тепловых сетях	Гкал	-79332	-16458	-70799	-70799	-70799	-70799	-70799
Общие потери в тепловых сетях	Гкал	7348	83776	29435	29435	29435	29435	29435
Полезный отпуск	Гкал	132954 9	1363673	1357268	1357268	1357268	1357268	1357268

3.1.2 Зона теплоснабжения МУП «СТС»

Перспективный баланс по зоне теплоснабжения МУП «СТС» котельных: пгт. Заполярный пгт. Елецкий и пст. Сивомаскинский приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Показатель	Ед.изм.	Расчетный период Схемы теплоснабжения						
		2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031	2032-2040
Теплоисточник		котельная № 3 пгт. Заполярный						
Установленная мощность источников	Гкал/ч	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
Располагаемая мощность источников	Гкал/ч	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
Собственные и хозяйственные нужды котельной		0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	14,59	14,59	14,59	14,59	14,59	14,59	14,59
Выработка тепловой энергии	Гкал	22 170	30 292	24 773	18 752	18 752	18 752	18 752
Собственные нужды котельной	Гкал	1 199	2 131	2 131	2 131	2 131	2 131	2 131
Отпуск с коллекторов	Гкал	20 971	28 161	22 642	16 621	16 621	16 621	16 621
Технологические потери в тепловых сетях	Гкал	3 019	4 157	4 157	4 157	4 157	4 157	4 157
Отпуск тепловой энергии (предъявлено потребителям по платежным документам), в т.ч.:	Гкал	20 406	24 004	18 485	12 464	14 951	14 951	14 951
население	Гкал	18 035	21 776	16 257	10 236	10 236	10 236	10 236
бюджетные организации	Гкал	2 177	2 015	2 015	2 015	2 015	2 015	2 015
прочие потребители	Гкал	254	213	213	213	213	213	213
Теплоисточник		котельная пгт. Елецкий						
Установленная мощность источников	Гкал/ч	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Располагаемая мощность источников	Гкал/ч	6,82	6,82	6,82	6,82	6,82	6,82	6,82
Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75

Выработка тепловой энергии	Гкал	6 215	7 157	7 157	7 157	7 157	7 157	7 157
Собственные нужды котельной	Гкал	354	399	399	399	399	399	399
Отпуск с коллекторов	Гкал	5 861	6 758	6 758	6 758	6 758	6 758	6 758
Технологические потери в тепловых сетях	Гкал	1 459	1 998	1 998	1 998	1 998	1 998	1 998
Отпуск тепловой энергии (предъявлено потребителям по платежным документам), в т.ч.:	Гкал	4 707	4 760	4 760	4 760	4 760	4 760	4 760
население	Гкал	3 650	3 774	3 774	3 774	3 774	3 774	3 774
бюджетные организации	Гкал	470	416	416	416	416	416	416
прочие потребители	Гкал	587	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
Теплоисточник	котельная пст. Сивомаскинский							
Установленная мощность источников	Гкал/ч	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Располагаемая мощность источников	Гкал/ч	6,16	6,16	6,16	6,16	6,16	6,16	6,16
Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13
Выработка тепловой энергии	Гкал	2 735	3 657	3 657	3 657	3 657	3 657	3 657
Собственные нужды котельной	Гкал	156	239	239	239	239	239	239
Отпуск с коллекторов	Гкал	2 579	3 418	3 418	3 418	3 418	3 418	3 418
Технологические потери в тепловых сетях	Гкал	642	696	696	696	696	696	696
Отпуск тепловой энергии (предъявлено потребителям по платежным документам), в т.ч.:	Гкал	2697	2 722	2 722	2 722	2 722	2 722	2 722
население	Гкал	2 086	2 055	2 055	2 055	2 055	2 055	2 055
бюджетные организации	Гкал	479	557	557	557	557	557	557
прочие потребители	Гкал	133	110	110	110	110	110	110

3.1.3 Зона действия котельной АО «Воркутауголь» СП «Шахта Комсомольская»

В настоящее время котельная шахты Комсомольская, принадлежащая ОА «Воркутауголь», - единственный источник теплоснабжения пгт. Комсомольский. Перспективный баланс по данной зоне теплоснабжения (таблица 3.3) построен исходя из данных эксплуатации шахты Комсомольской и прекращения подачи тепловой энергии на поселок ввиду планируемого переселения населения из пгт. Комсомольский.

Таблица 3.3

Показатель	Ед. изм.	Расчетный период Схемы теплоснабжения по источникам АО «Воркутауголь» СП «Шахта Комсомольская»					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027-4040
Установленная мощность	Гкал/ч	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4
Технические ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность	Гкал/ч	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
Собственные и хозяйственные нужды теплоисточника	Гкал/ч	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	63,45	63,45	63,45	63,45	63,45	63,45
Присоединенная тепловая мощность	Гкал/ч	28,5	12	0,05	0,05	0	0
Отпуск с коллекторов	Гкал	67 629	63000	44000	44 000	0	0
Покупная теплоэнергия	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск в сеть	Гкал	62 809	58 000	44 500	0	0	0
Собственные нужды	Гкал	47 973	47 973	47 973	47 973	47 973	47 973
Потери в тепловых сетях	Гкал	4 000	1100	330	0	0	0
Полезный отпуск (предъявлено потребителям по платежным документам)	Гкал	18151	1200	579	0	0	0

4. Мастер-план развития систем теплоснабжения

Предложений по мероприятиям развития систем теплоснабжения, планируемых к реализации в городе Воркуте, не поступало.

Администрацией МО ГО «Воркута» рассматривается вопрос о заключении концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения, централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в хозяйственном ведении МУП «СТС».

5. Существующие и перспективные балансы производительности

водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

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

Расходы воды на восполнение нормативных потерь теплоносителя по источникам ООО «Комитеплоэнерго» приведены в таблице 5.4.1, по источникам МУП «СТС» - в таблице 5.4.2, по источнику АО «Воркутауголь» - в таблице 5.4.3.

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

Большинство потребителей МО ГО Воркута подключены по открытой схеме теплоснабжения. В таблице 5.4.1 приведены значения максимального и среднечасового расхода теплоносителя на горячее водоснабжение для открытой системы теплоснабжения от источников ООО «Комитеплоэнерго».

5.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов

В аварийных режимах работы системы теплоснабжения, для компенсации потерь теплоносителя предусмотрен запас резервной химоочищенной воды, расположенный в баках – аккумуляторах.

Суммарная емкость баков – аккумуляторов составляет:

на ТЭЦ-2 – 4000 м³ (два бака-аккумулятора);

на ЦВК – 5000 м³ (два бака-аккумулятора).

Информация о наличии баков-аккумуляторов на других источниках теплоснабжения не предоставлена.

5.4 Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

В таблицах 5.4.1 - 5.4.3 представлены существующие и перспективные прогнозируемые значения производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, с учетом перехода на закрытую схему горячего водоснабжения.

6. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

6.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

В пределах городского округа «Воркута» индивидуальное, в том числе поквартирное, теплоснабжение предусматривается только в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями с плотностью тепловой нагрузки менее 0,01 Гкал/га. Для всех прочих зон застройки предусматривается централизованное теплоснабжение.

6.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Решений в отношении источников централизованного теплоснабжения в г. Воркута об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей не принималось.

6.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения

В городе Воркута отсутствуют генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

Таблица 5.4.1

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Теплоисточник		ЦВК							
Производительность ВПУ	т/ч	1037	1037	1037	1037	1037	1037	1037	1037
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	1037	1037	1037	1037	1037	1037	1037	1037
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	т/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2
Емкость баков аккумуляторов	м ³	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	665,1	665,1	665,1	665,1	665,1	665,1	665,1	665,1
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ в эксплуатационном режиме	т/ч	370,8	370,8	370,8	370,8	370,8	370,8	370,8	370,8
Доля резерва в эксплуатационном режиме	%	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8
Показатель		Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2039
Теплоисточник		ТЭЦ-2							
Производительность ВПУ	т/ч	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0		0	0	0	0
Собственные нужды	т/ч	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2
Емкость баков аккумуляторов	м ³	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Максимум подпитки тепловой	т/ч	265,9	265,9	265,9	265,9	265,9	265,9	265,9	265,9

сети в эксплуатационном режиме									
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ в эксплуатационном режиме	т/ч	929,93	929,93	929,93	929,93	929,93	929,93	929,93	929,93
Доля резерва в эксплуатационном режиме	%	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5

Таблица 5.4.2

Показатель	Ед.изм.	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2035	2040
Теплоисточник		Котельная № 3 пгт. Заполярный							
Циркуляционный расход теплоносителя	т/ч	301,1	270,7	270,7	270,7	270,7	270,7	270,7	270,7
Водоразбор на нужды ГВС (максимальный)	т/ч	8,93	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48
Водоразбор на нужды ГВС (среднесуточный)	т/ч	3,72	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87
Расход воды на восполнение нормативных потерь сетевой воды в нормальном режиме	т/ч	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Расчётный расход подпитки в нормальном режиме	т/ч	6,9	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Расчетный дополнительный расход Подпитки в аварийном режиме	т/ч	12,3	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Теплоисточник		Котельная пгт. Елецкий							
Циркуляционный расход теплоносителя	т/ч	70,8	69,9	69,9	69,9	69,9	69,9	69,9	69,9
Водоразбор на нужды ГВС (максимальный)	т/ч	1,07	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Водоразбор на нужды ГВС (среднесуточный)	т/ч	0,44	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Расход воды на восполнение нормативных потерь сетевой воды в нормальном режиме	т/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Расчётный расход подпитки в нормальном режиме	т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Расчетный дополнительный расход Подпитки в аварийном режиме	т/ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Теплоисточник		Котельная пст. Сивомаскинский							

Показатель	Ед.изм.	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения							
		2022	2023	2024	2025	2026	2037	2035	2040
Циркуляционный расход теплоносителя	т/ч	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2
Расход воды на восполнение нормативных потерь сетевой воды в нормальном режиме	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Расчётный расход подпитки в нормальном режиме	т/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Расчетный дополнительный расход Подпитки в аварийном режиме	т/ч	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Теплоисточник		Модульная котельная ПУВ							
Циркуляционный расход теплоносителя	т/ч	-	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6
Расход воды на восполнение нормативных потерь сетевой воды в нормальном режиме	т/ч	-	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Расчётный расход подпитки в нормальном режиме	т/ч	-	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
Расчетный дополнительный расход подпитки в аварийном режиме	т/ч	-	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4

Таблица 5.4.3

Наименование теплоисточника	Производительность ВПУ подпитки тепловой сети, т/ч	Максимальная потребность в подпиточной воде в нормальном режиме (2023 год)	Максимальная потребность в подпиточной воде в аварийном режиме (2025 год)	Максимальная потребность в подпиточной воде в нормальном режиме (2035 год)	Максимальная потребность в подпиточной воде в аварийном режиме (2040 год)
МУП «Северные тепловые сети»					
Котельная №3 пгт. Заполярный	35	6,9	12,3	4,7	11,6
Котельная пгт. Елецкий	н/д	2,0	2,9	2,0	2,9
Котельная пст. Сивомаскинский	н/д	0,1	1,03	0,1	1,03
Модульная котельная ПУВ	н/д	-	-	0,028	3,4
АО «Воркутауголь»					
Котельная СП «Шахта Комсомольская»	600	596	598,06	561,4	598,06

6.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Мероприятия не планируются.

6.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения ООО "Комитеплоэнерго" (тыс. руб. без НДС)

В 2023–2025 гг. продолжится работа по техническому перевооружению действующих источников тепловой энергии: функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ТЭЦ-2, и ЦВК. Необходимость выполнения мероприятий (таблица 6.1) связана с целью повышения надежности электроснабжения, улучшения качества теплоснабжения потребителей, снижение затрат на ремонты, МТР. Прирост тепловых нагрузок не планируется.

Таблица 6.1

	Наименование теплоисточника	Наименование мероприятия	Краткое описание причин выполнения мероприятия	Ориентировочные затраты, тыс. руб.	Изм уст мощности	2023		2024		2025		2026	
						Затраты тыс. руб.*	Изм Уст мощность	затраты, тыс. руб.*	Изм Уст мощность	затраты, тыс. руб.*	Изм Уст мощность	затраты, тыс. руб.*	Изм уст мощности
1	Воркутинская ЦВК	Техническое перевооружение ХОПО ЦВК	Необходимость приведения к нормативному состоянию ХОПО ЦВК	45364,51	0,00			45364,51					
2	ООО "Комитеплоэнерго"	Реконструкция АСУТП ЦВК	Необходимость приведения к нормативному состоянию АСУТП ЦВК	28457,48	0,00			28457,48	0				

3	Вооркутинская ТЭЦ-2 ООО "Комителлоэнерго"	Модернизация технических средств охраны ЦВК	Необходимость приведения к нормативному состоянию технических средств охраны ЦВК	28708,73	0,00			1000,00	0	27708,73	0			
4		Модернизация мазутных резервуаров ЦВК	Повышение надежности и эффективности работы оборудования	91500,00	0,00						91500,00	0		
6		Модернизация системы возбуждения турбогенераторов ТЭЦ-2		104438,33	0,00						47438,33		57000	
7		Техническое перевооружение оборудования водоподготовительной установки ТЭЦ-2		18563,00	0,00	14463		4100			0		0	
8		Модернизация устройств РЗА 110 кВ ТЭЦ-2		57552,00	0,00	0		36326			21226		0	
9		Реконструкция гидроузла ТЭЦ-2 (укрепление правого берега в нижнем и верхнем бьефах плотины)	20120,00	0,00	0		0			5000		15120		
10		Техническое перевооружение систем виброконтроля и виброизмерения т.а. №1-7 ТЭЦ-2	30000,00	0,00	0		0			10000		20000		
11		Техническое перевооружение кабельного хозяйства ТЭЦ-2	29700,00	0,00	0		29700			0		0		
12		Тех.перев.сист.хран. мазута ТЭЦ-2	686686,55	0,00	431563,7357		255122,81			0		0		
13		Модернизация котельного оборудования ТЭЦ-2 с монтажом линии парового обогрева барабанов котлоагрегатов ст.№№3÷7	9000,00	0,00	0		1000			0		8000		
14		Реконструкция циркуляционных ТЭЦ-2	115604,0	0,00	3284		11852			50000		50468		
15		Модернизация барбатёров 2-ой и 3-ей	8900,00	0,00	600		0			4000		4300		

	очередей	оборудования										
16	Модернизация системы водостоков и промливневой канализации (Участок от К-9 наклонной эстакады 1-го подъема ТТЦ до К-130 ГК А/39 на ТЭЦ-2) (участок К9 - К126)		30600,00	0,00	600		0		30000		0	
17	Техническое перевооружение к/а ст.№3 ТЭЦ-2 с заменой 2,4 яр.ВЗП		23114,00	0,00	23114		0		0		0	
18	Техническое перевооружение к.а. №5 ТЭЦ-2 с заменой 1,2 ступени ВЭК, 4 яруса ВЗП	Повышение надежности и эффективности работы оборудования	43449,86	0,00	43449,8551		0		0		0	
19	Модернизация к.а. №9 ТЭЦ-2 с заменой 1 яруса ВЗП		16900,00	0,00	400		0		16500		0	
20	Реконструкция ОРУ-35 с установкой дугогасящего реактора ДГК-35 (ЭЦ).		11000,00	0,00	0		1000		0		10000	
21	Реконструкция РУ-0,4 кВ собственных нужд с заменой автоматических выключателей и ТСН-9(ЭЦ)	Повышение надежности и эффективности работы оборудования	11550,00	0,00	0		1550		0		10000	
22	Реконструкция щита постоянного тока главного щита управления.		15400,00	0,00	400		15000		0		0	
24	Модернизация к.а. №9 ТЭЦ-2 с заменой ЛБЭ, ПБЭ от нижних до верхних коллекторов		30400,00	0,00	400		0		30000		0	
25	Модернизация к/а ст.№ 5 с заменой задних экранов от нижних до верхних коллекторов		12400,00	0,00	400		0		12000		0	
27	Реконструкция напорных газоходов от ДС 2.3 оч. ВТЭЦ-2	Повышение надежности и эффективности работы	62000,00	0,00	0		2000		30000		30000	

28	Реконструкция системы ЗШП и БНС ВТЭЦ-2 (трубопроводы, насосы, арматура и пр.)	оборудования	22000,00	0,00	0		2000		0		20000	
29	Реконструкция КА ВТЭЦ-2 (снижение присосов)		127738,91	0,00	4999,912		0		70000		52739	
30	Реконструкция ячеек 110 кВ (замена выключателей, линейных и шинных разъединителей, опорной изоляции, ТТ, ТН.)15шт.		77870,00	0,00	9000		38870		15000		15000	
31	Реконструкция проходных вводов 110 кВ (24 шт.)		19200,02	0,00	0		6400,01774		6400		6400	
32	Реконструкция ячеек 35 кВ, РЗА-35 кВ, проходных изоляторов 35 кВ (12 шт.)		7700,00	0,00	0		1200		0		6500	
33	Реконструкция КРУ-6 кВ с заменой ячеек комплектного распределительного устройства	Повышение надежности и эффективности работы оборудования	41500,00	0,00	0		1500		20000		20000	
36	Реконструкция заземляющего устройства ТЭЦ-2		21000,00	0,00	0		1000		20000		0	
37	Модернизация с заменой ПЭНа ст.№5 на меньшую мощность		32400,00	0,00	0		2400		0		30000	
38	Модернизация схем консервации котлоагрегатов ст.№3÷7	Повышение надежности и эффективности работы оборудования	5100,00	0,00	0		1000		4100		0	
39	Модернизация РРОУ с подключением КА ст.№3÷5 перед 3П-2, 4П-2, 5П-2		10500,00	0,00	0		1000		0		9500	
49	Реконструкция систем СОУЭ и АПС, модернизацией аварийного освещения путей эвакуации и планов путей эвакуации в ЗИС ТЭЦ-2	Повышение надежности и эффективности работы оборудования	49352,00	0,00	8620		0		40732		0	

51	Модернизация СОТИАССО ТЭЦ-2		32874,00	0,00	0		1600		0		31274	
52	Модернизация инженерных заграждений и охранного освещения ТЭЦ-2	Выполнение предписания в части обеспечения защищенности объекта	16296,60	0,00	0		16296,6		0		0	
53	Модернизация инженерно - технических средств охраны ТЭЦ-2		19720,00	0,00	0		1016		18704		0	
54	Реконструкция досмотровой площадки железнодорожного транспорта ТЭЦ-2 с установкой противоторанных ворот		31442,00	0,00	0		0		0		31442	
55	Реконструкция деаэраторов Воркутинской ТЭЦ-2 с монтажом линии выпара	Повышение надежности и эффективности работы оборудования	2799,00	0,00	0		2799		0		0	
56	Обследование состояния метрологического обеспечения ЦХЛ ТЭЦ-2		117,00	0,00	117		0		0		0	
		ИТОГО:	2049017,98	0	541411,50	0	509554,41	0	570309,06	0	427743	0

6.6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Мероприятия не предусмотрены.

6.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции и модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Мероприятия не предусмотрены.

6.8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

По сложившейся схеме теплоснабжения города Воркута перевод в пиковый режим работы котельных не рассматривается. По всем котельным города Воркута существует избыток мощности, поэтому нет необходимости перевода котельных в пиковый режим работы.

6.9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Мероприятия не предусмотрены.

6.10 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв или вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

Мероприятия не предусмотрены.

**6.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями
Предложения по выводу в резерв и (или) выводу из эксплуатации источников тепла**

Воркутинская ТЭЦ-2 ООО "Комитеплоэнерго» планирует вывод из эксплуатации котельных агрегатов ТЭЦ-2 ст.№№1,2 ТП-170-1. в связи с реализацией проекта по реконструкции мазутного хозяйства ТЭЦ-2, принятием мазутного топлива как «резервное» и ликвидацией угольной инфраструктуры станции потеря необходимости в эксплуатации угольных К/А. Планируемая дата вывода: 01.03.2024

Таблица 6.2

2023		2024		2025		2026		2027-2030		2031-2034		2036-2040	
затраты, тыс. руб.*	Изменение установленной мощности, Гкал/час	затраты, тыс. руб.*	Изменение установленной мощности, Гкал/час	затраты, тыс. руб.*	Изменение установленной мощности, Гкал/час	затраты, тыс. руб.*	Изменение установленной мощности, Гкал/час	затраты, тыс. руб.*	Изменение установленной мощности, Гкал/час	затраты, тыс. руб.*	Изменение установленной мощности, Гкал/час	затраты, тыс. руб.*	Изменение установленной мощности, Гкал/час
2048975,11	0	541411,5	0	508805,67	0	571014	0	427743	0	0	0	0	0

*«Капитальные затраты указаны ориентировочно и могут быть уточнены по итогам корректировки технических решений и(или) изменения стоимости работ/материалов/оборудования и(или) по результатам разработки проектно-сметной документации»

6.12 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

В данной схеме теплоснабжения не рассматривается вариант реконструкции или модернизации уже существующих источников тепловой энергии, а также строительства новых источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии. Основным топливом источников тепловой энергии ГО «Воркута» является сетевой природный газ и каменный уголь.

6.13 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

Ввиду принятой АО «Воркутауголь» политике по переходу на энергообеспечение от собственных энергоисточников на горизонте планирования в рамках схемы теплоснабжения предполагается минимизация отпуска тепла на технологические нужды АО «Воркутауголь». Прочие производственные предприятия, расположенные в производственных зонах на территории городского округа, продолжают получать теплоснабжение от системы централизованного теплоснабжения ГО «Воркута».

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

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединённой тепловой нагрузки по каждой из систем теплоснабжения городского округа и ежегодное распределение объёмов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии приведены в разделе 4.1 настоящей пояснительной записки.

6.15 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения. В связи с отсутствием планов по подключению потребителей к централизованной системе теплоснабжения расчет радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии не выполняется.

7. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей

Инвестиционная программа ООО «Комитеплоэнерго» предусматривает реконструкцию или модернизацию существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников, техническое перевооружение оборудования источников теплоснабжения (таблица 6.1.)

8. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких сетей на закрытые системы горячего водоснабжения в закрытые системы горячего водоснабжения

8.1 Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутримдомовых систем горячего водоснабжения

В настоящее время тепловые сети в г. Воркута выполнены двухтрубными: подающие трубопроводы для подачи горячей воды от источников до систем теплопотребления и обратные трубопроводы для возврата охлаждённой в этих системах воды для повторного подогрева – подающими одновременно теплоту на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и технологические нужды. По способу присоединения к тепловым сетям отопительных систем –

зависимая схема присоединения с насосным смешением в ЦТП. По способу присоединения к тепловым сетям горячего водоснабжения – система теплоснабжения г. Воркута открытая, при которой покрытие тепловых нагрузок осуществляется за счёт подачи воды потребителям из подающих и обратных распределительных трубопроводов тепловых сетей.

В тепловую сеть источниками тепловой энергии подаётся высокотемпературный теплоноситель (по температурному графику 120/70°C) и давлением свыше 1,0 Мпа. Для обеспечения нормативных параметров в системе теплоснабжения жилых и общественных зданий в тепловых пунктах осуществляется изменение параметров теплоносителя – давления и температуры – с использованием насосного смешения. Подпитка системы теплоснабжения осуществляется из системы хозяйственно-питьевого водоснабжения (кроме ТЭЦ-2, где подпитка осуществляется водой из р. Воркута) на источнике тепловой энергии с учётом расхода воды на горячее водоснабжение.

Минимальная температура от источника тепловой энергии в тепловую сеть и далее на потребителя, исходя из условий обеспечения потребителей услугами ГВС, составляет не менее 60°C.

Отопительный период в г. Воркута заканчивается в третьей декаде июня и начинается в третьей декаде августа. Плановая продолжительность ремонтной кампании по тепловым сетям в г. Воркута составляет 59 дней. Перерыв оказания коммунальной услуги – горячее водоснабжение не соответствует требованиям законодательства Российской Федерации (п.3.1.11 СанПиН 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения»), в части продолжительности периода ежегодных профилактических ремонтов и отключения систем горячего водоснабжения, которое не должно превышать 14 суток.

Вопрос перехода с открытых на закрытые системы теплоснабжения в Российской Федерации регулируется на государственном уровне. Федеральным законом от 30.12.2021 № 438 «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» с 01.01.2022 года отменен запрет на использование централизованных систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения.

Принципиально возможно два варианта подключения потребителей к системе теплоснабжения при закрытой схеме теплоснабжения – через ЦТП или через ИТП. В большинстве случаев предпочтительным вариантом является подключение через ИТП. Экономический эффект применения ИТП, а не ЦТП, складывается из следующих составляющих:

- на этапе создания / развития / реконструкции системы теплоснабжения:
- сокращение затрат на трубопроводы распределительной сети (от ЦТП к потребителям прокладываются две пары трубопроводов – отопления и ГВС; подвод тепловой сети к ИТП обеспечивается одной парой трубопроводов);
- сокращение затрат на создание помещений для размещения оборудования (ЦТП, как правило, размещаются в отдельно-стоящем здании; ИТП размещаются во встроённых помещениях);
- на этапе эксплуатации:
- сокращение потерь тепла и теплоносителя (вследствие сокращения протяжённости трубопроводов, обеспечения индивидуального регулирования тепловой нагрузки потребителей);
- сокращения затрат на транспортировку теплоносителя (вследствие сокращения протяжённости трубопроводов);
- сокращения затрат на ремонтно-техническое обслуживание трубопроводов (вследствие сокращения их длины).

Ещё одним положительным аспектом от использования ИТП служит возможность перейти к взаиморасчётам с потребителями от поставок тепла и теплоносителя к поставкам только тепла, что сокращает потенциальное количество спорных ситуаций с начислением платежей за услуги горячего водоснабжения.

При этом, однако, при переходе от ЦТП к ИТП имеет место и ряд отрицательных аспектов:

- прирост затрат по обслуживанию оборудования самих тепловых пунктов, ввиду увеличения его количества, а также увеличение объёма платежей за подключение к системе холодного водоснабжения;
- необходимость замены тепловой изоляции на данных трубопроводах (ввиду перехода на повышенный температурный график тепловой сети);
- необходимость частичной перекладки трубопроводов холодной воды (ввиду увеличения расхода холодной воды по существующим трубопроводам на потребителей);
- капиталовложения в создание ИТП (включая подвод холодной воды и электроснабжения, оборудование помещений).

Выбор между применением ИТП или ЦТП осуществляется путём технико-экономического сравнения решений в каждом конкретном случае.

При реализации решения по закрытию системы будет необходимо провести полное инструментальное обследование распределительных тепловых сетей, оборудования, и сооружений на них. По результатам проведенных обследований должны быть уточнены решения по объемам мероприятий, связанных с реконструкцией тепловых сетей, необходимо выполнить гидравлическое моделирование системы в целом.

Предложений с перечнем технических мероприятий по переводу системы теплоснабжения на закрытую в адрес администрации МО ГО «Воркута» не поступало.

Вариант перехода на закрытую систему с применением ЦТП

На данной стадии работы возможно выполнить укрупнённую оценку целесообразности применения ЦТП с учётом следующих допущений:

- выполняется реконструкция ЦТП с установкой теплообменного оборудования, обеспечивающего независимый отпуск тепла на нужды теплоснабжения и ГВС;
- существующие трубопроводы распределительных тепловых сетей от ЦТП до потребителей, в основной своей массе, остаются без изменений (не меняется трассировка, не изменяется диаметр трубопроводов) и используются для транспортировки тепла на нужды отопления (подразумевается, что не выполняется работ по уменьшению диаметров трубопроводов от ЦТП к потребителям в связи с уменьшением расходов теплоносителя);
- для обеспечения тепловых нагрузок ГВС от ЦТП до теплопотребляющих установок потребителей прокладываются трубопроводы горячего водоснабжения.

Объём прокладки тепловых сетей для обеспечения тепловых нагрузок ГВС в данном варианте можно укрупнено оценить равным протяжённости распределительных тепловых сетей от ЦТП. В пределах зоны эксплуатационной ответственности МУП «СТС»; он составляет 122,223 км, в т.ч.:

- в зоне теплоснабжения ТЭЦ-2: 33,637 км;
- в зоне теплоснабжения ЦВК: 88,586 км.

Стоимость решения только по прокладке трубопроводов ГВС, по укрупненной оценке, составит не менее 3 млрд. рублей, что исключает реализацию данного решения для г. Воркута.

Вариант перехода на закрытую систему с применением ИТП

Необходимо выполнить укрупнённую оценку целесообразности перехода от существующих ЦТП к ИТП с учётом следующих допущений:

- существующие трубопроводы распределительных тепловых сетей от ЦТП до потребителей, в основной своей массе, остаются без изменений (не меняется трассировка, не изменяется диаметр трубопроводов) и используются в качестве сетей раздачи тепла по ИТП (подразумевается, что данные трубопроводы находятся в нормальном техническом состоянии и не требуют замены в связи с изношенностью);

– подразумевается, что не выполняется работ по уменьшению диаметров трубопроводов от ЦТП к потребителям в связи с уменьшением расходов теплоносителя при переходе на повышенный температурный график тепловой сети;

– ввиду изменения температурного графика работы тепловых сетей от ЦТП до потребителей на 100% трубопроводов выполняются работы по замене тепловой изоляции;

– у потребителей устанавливаются ИТП, от которых осуществляется раздача воды по теплопотребляющим установкам отопления и ГВС.

Для минимизации затрат на закрытие системы теплоснабжения приняты следующие технические решения по ИТП:

– «упрощённая схема» компоновки оборудования ИТП (даёт снижение стоимости от 50% по отношению к типовым блочным решениям):

– на объектах с тепловой нагрузкой до 0,2 Гкал/ч – запорная арматура + балансирующий клапан + фильтр + КИПиА;

– на объектах с тепловой нагрузкой от 0,2 до 0,5 Гкал/ч – запорная арматура + регулятор расхода с контроллером + балансирующий клапан + фильтр + КИПиА;

– на объектах с тепловой нагрузкой выше 0,5 Гкал/ч – запорная арматура + регулятор расхода с контроллером + регулятор перепада давления + фильтр + КИПиА;

– во всех вышеперечисленных случаях установка подкачивающих насосов – по индивидуальному расчету (для потребителей с необеспеченной величиной располагаемого напора);

– «удешевлённая схема» компоновки блоков подогревателей ГВС (даёт снижение стоимости от 60% по отношению к типовым блочным решениям): параллельно подключенный теплообменник в блоке с циркуляционным насосом для систем с тепловой нагрузкой для нужд горячего водоснабжения менее 0,2 Гкал/ч – паяный, более – разборный.

Ввиду того, что затраты на замену тепловой изоляции трубопроводов распределительных сетей значительны, возможны два варианта решения, исключающего необходимость выполнения данного мероприятия:

– совмещение работ по закрытию системы с работами по переводу магистральных тепловых сетей на пониженный температурный график (105/70°C);

– сохранение ЦТП в работе (в режиме станций смешения) с вводом ИТП у потребителей.

Предложений со стороны единой теплоснабжающей организации и поставщика коммунальных ресурсов (отопление и ГВС) по данному вопросу не поступило.

8.2 Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

Мероприятия по переводу открытых систем теплоснабжения в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и или центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения в данной актуализации схемы теплоснабжения не предусмотрены.

9. Перспективные топливные балансы

Расчёт перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного топлива по энергоисточникам выполнялся на основе прогнозных присоединённых нагрузок в пределах горизонта планирования были сформированы прогнозные тепловые нагрузки.

Годовое потребление топлива рассчитывалось как интегральная величина, получаемая как сумма произведений часового потребления топлива в пределах каждого расчётного периода на число часов в составе расчётного периода.

Объём потребления топлива выполнялся в формате «технических моделей», представляющих собой расчёт балансов тепла и пара, параметров выработки, отпуска, потребления, сформированный на основе данных, предоставленных ресурсоснабжающих организаций. По каждому энергоисточнику в технические модели добавлены индивидуальные корректирующие коэффициенты по потреблению топлива и по потреблению электроэнергии на собственные нужды. Перспективные топливные балансы в таблицах 9.1, 9.2, 9.3

10. Оценка надежности теплоснабжения

Надежность теплоснабжения – способность существующих источников теплоты (котельных, ТЭЦ), тепловых сетей и в целом системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в горячей воде).

Система теплоснабжения МО ГО «Воркута» запроектирована и построена в соответствии с действовавшими на период проектирования нормативно-техническими документами (НТД), в частности, СНиП 11-35-76, СНиП 11-Г.10-62, СНиП 11-36-73, СНиП 2.04-86, ВНТП-81 и т.п. В соответствии с требованиями НТД того времени источники теплоснабжения запроектированы и построены как объекты второй категории по требованиям надежности и не могут гарантировать бесперебойную подачу тепловой энергии потребителям первой категории. Тепловые сети, согласно требованиям СНиП 11-Г.10-62, введенным в действие с 01.01.1964, проектировались, как правило, с тупиковыми магистральными участками. Системы теплоснабжения по требованиям надежности должны отвечать действовавшим на период проектирования и нормам и правилам. Учитывая, что с 01.09.2003 действуют более жесткие нормы по надежности, анализ существующих систем теплоснабжения проведен по требованиям СП 124.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

В качестве основных требований надежности систем теплоснабжения приняты следующие критерии:

-вероятность безотказной работы (Р) – способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже плюс 12°С, в промышленных зданиях ниже плюс 8°С, более числа раз, установленного нормативами. Математическое значение вероятности отказа не более 14 раз за 100 лет;

-коэффициент готовности (качества) системы (Кг) – способность системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами. Расчетная температура воздуха в отапливаемых помещениях плюс 20°С будет поддерживаться в течение всего отопительного периода;

-живучесть системы (Ж) - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54 часов) остановов.

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы приняты для:

- источника теплоты $R_{ит}=0,97$; тепловых сетей $R_{тс}=0,90$; потребителя теплоты $R_{пт}=0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт}=0,90 \times 0,97 \times 0,99=0,86$; коэффициент готовности системы теплоснабжения $K_g=0,97$.

Для обеспечения безотказности тепловых сетей следует определять:

- предельно допустимую длину нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

- места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

- достаточность диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказе;

- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и трубопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или канальную прокладку;

- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс;

- необходимость проведения работ по дополнительному утеплению зданий.

Готовность системы к исправной работе следует определять по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе (K_g) принимается 0,86.

Для расчета показателей готовности следует определять (учитывать):

- готовность СЦТ к отопительному сезону;

- достаточность установленной тепловой мощности источника теплоты для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

- способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

- организационные и технические меры, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;

- максимально допустимое число готовности для источника теплоты;

- температуру наружного воздуха, при котором обеспечивается заданная внутренняя температура воздуха.

Вероятностный показатель надежности $R_{cr}(t)$ отражает степень выполнения системой задачи теплоснабжения в течение отопительного периода и дает интегральную оценку надежности тепловой сети в целом на данный момент. Вероятностный показатель надежности обуславливает структуру тепловой сети, среднее значение отключаемой мощности в аварийных ситуациях. С определением структуры тепловой сети определяется и величина структурного резерва.

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех иерархических уровней системы: источниками теплоты, магистральными тепловыми сетями, квартальными сетями, включая тепловые пункты. В настоящее время основные организации, действующие в пределах системы теплоснабжения МО ГО «Воркута», не имеют единообразной оценки надежности систем теплоснабжения по всем показателям надежности. В связи с этим для оценки надежности используются такие показатели как интенсивность отказов (p) и относительный аварийный недоотпуск тепла (q), динамика изменения которых во времени может использоваться для суждения о прогрессе или деградации надежности системы коммунального теплоснабжения.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей по пути теплоносителя, присоединенных к тепловым камерам на участках не ниже нормативной величины, требуемой в СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_i \geq 0,9$). Тем самым, обеспечивается относительно надежная передача теплоносителя потребителям участка данной магистрали.

Оценки качества оказываемых услуг по производству и (или) передаче тепловой энергии для категории «Население» выполняется согласно ст.3 пункт 8 ФЗ №190 от 27.07.2010.

Таблица 9.1

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок актуализации Схемы теплоснабжения				
		Факт 2022	2023	2024	2025-2030	2035-2039
Теплоисточник		ЦВК				
Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	965 536	1 026 610	973 709	973 709	973 709
Отпуск в сеть	Гкал	962 514	1 024 314	971 413	971 413	971 413
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. $T_{y,t}$	151,591	161,246	154,917	154,917	154,917
газ	тыс. $T_{y,t}$	151,591	161,216	154,855	154,855	154,855
мазут	тыс. $T_{y,t}$	0	0,03	0,0625	0,0625	0,0625
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:	х					
газ	млн. m^3	130,415	142,85	137,214	137,214	137,214
мазут	тыс. тонн	0	0,0217	0,0452	0,0452	0,0452
УРУТ на отпуск тепла с коллекторов	кг $_{y,t}$ /Гкал	157,0	157,07	159,1	159,1	159,1
УРУТ на отпуск в сеть	кг $_{y,t}$ /Гкал					
Расходы топлива по временам года						
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	$T_{y,t}/ч$	23,747	24,3	23,534	23,534	23,534
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	$T_{y,t}/ч$	8,534	15,54	13,295	13,295	13,295
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	$T_{y,t}/ч$	16,539	17,261	16,793	16,793	16,793
Теплоисточник		ТЭЦ-2				
Перспективный топливный баланс						
Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	394 145	429 814	421 793	421 793	421 793
Отпуск в сеть	Гкал	387 881	423 134	415 291	415 291	415 291
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. $T_{y,t}$	63,497	71,217	67,951	67,951	67,951
газ	тыс. $T_{y,t}$	63,009	71,084	67,951	67,951	67,951
мазут	тыс. $T_{y,t}$	0,016	0	0	0	0
уголь	тыс. $T_{y,t}$	0,472	0,133	0	0	0

Затрачено натурального топлива, в т.ч.:	х					
газ	млн. м ³	54,206	61,054	58,463	58,463	58,463
мазут	тыс.т	0,012	0	0	0	0
уголь	тыс.т	0,819	0,186	0	0	0
УРУТ на отпуск тепла с коллекторов	кг _{у.т} /Гкал	161,1	165,59	161,1	161,1	161,1
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал					
Расходы топлива по временам года						
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	Т _{у.т} /ч	12,340	10,026	9,673	9,673	9,673
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	Т _{у.т} /ч	6,840	8,921	8,413	8,413	8,413
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	Т _{у.т} /ч	8,890	8,885	8,246	8,246	8,246

ООО «Комитеплоэнерго»						
Перспективный топливный баланс						
Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	1 359 681	1 456 424	1 395 502	1 395 502	1 395 502
Отпуск в сеть	Гкал	1 336 897	1 447 448	1 386 704	1 386 704	1 386 704
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. Т _{у.т}	215,088	232,463	222,868	222,868	222,868
газ	тыс. Т _{у.т}	214,6	232,3	222,805	222,805	222,805
мазут	тыс. Т _{у.т}	0,016	0,03	0,063	0,063	0,063
уголь	тыс. Т _{у.т}	0,472	0,133	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:	х					
газ	млн. м ³	184,621	203,904	195,677	195,677	195,677
мазут	тыс. т	0,012	0,0217	0,0452	0,0452	0,0452
уголь	тыс. т	0,819	0,186	0	0	0
УРУТ на отпуск тепла с коллекторов	кг _{у.т} /Гкал	158,19	159,61	159,7	159,7	159,7
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	160,89	160,6	160,7	160,7	160,7
Расходы топлива по временам года						
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	Т _{у.т} /ч	36,087	34,326	33,207	33,207	33,207
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	Т _{у.т} /ч	15,374	24,461	21,708	21,708	21,708
Максимальный часовой расход условного топлива на	Т _{у.т} /ч	25,429	26,146	25,039	25,039	25,039

выработку тепловой энергии в переходный период

A horizontal bar chart with a single bar on the right side. The bar is white with a black outline. The text "выработку тепловой энергии в переходный период" is located at the beginning of the bar.

Таблица 9.2

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок Схемы теплоснабжения				
		факт 2022	2023	2024	2025-2030	2035-2039
МУП «Северные тепловые ести» МО ГО «Воркута»						
Теплоисточник		Котельная № 3 пгт. Заполярный				
Отпуск тепла	тыс.Гкал	20,97	28,161	24,525	24,525	24,525
Расход угля	тонн	7 242	8 016,68	7 331,93	7 331,93	7 331,93
Расход условного топлива	т.у.т	5 168	5 592,21	5 231,99	5 231,99	5 231,99
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг _{у.т} /Гкал	264,44	198,58	198,58	198,58	198,58
Теплоисточник		Котельная пгт. Елецкий				
Отпуск тепла	тыс.Гкал	5,86	6,758	6,648	6,648	6,648
Расход угля	тонн	2622,6	2 144,43	2 121,73	2 121,73	2 121,73
Расход условного топлива	т.у.т	1943	1 608,1	1 591,3	1 591,3	1 591,3
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг _{у.т} /Гкал	331,55	238,04	238,04	238,04	238,04
Теплоисточник		Котельная пст. Сивомаскинский				
Отпуск тепла	тыс.Гкал	2,579	3,42	3,418	3,418	3,418
Расход угля	тонн	878,5	1 085,43	1 073,08	1 073,08	1 073,08
Расход условного топлива	т.у.т	660	814,33	804,81	804,81	804,81
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг _{у.т} /Гкал	255,9	238,04	238,04	238,04	238,04

Таблица 9.3

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок Схемы теплоснабжения					
		2021	2022	2023	2024	2025-2030	2035-2039
АО «Воркутауголь»							
Теплоисточник		Котельная СП «Шахта Комсомольская»					
Отпуск тепла	тыс.Гкал	66,124	62,809	58,333	2,86	0	0
Расход угля	тонн	1319,0	1252,9	1163,6	33,3	0	0
Расход газообразного топлива	тыс.м ³	22250,9	21135,4	19629,2	962,4	0	0
Расход условного топлива	т.у.т	27486,0	26089,7	24230,4	11589,2	0	0
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг _{у.т} /Гкал л	188,95	188,95	188,95	156,51	0	0

**11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и модернизация
Инвестиционные мероприятия ООО «Комитеплоэнерго»**

Таблица 1 - График реализации и стоимость мероприятий по строительству, реконструкции и техническое перевооружению*

Таблица 11.1

№ группы проектов	Наименование группы проектов	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027-2030	2031-2035	2036-2040	ИТОГО
1	строительство или реконструкция источников тепла*	млн. руб.	541,41	509,55	570,31	427,74	0,00	0,00	0,00	2 049,02
2	строительство и реконструкция тепловых сетей*	млн. руб.		71,50	79,70	58,57				209,77
Итого по ООО "Комитеплоэнерго"*		млн. руб.	541,41	580,06	650,01	486,31	0,00	0,00	0,00	2 258,79

* затраты на реализацию мероприятий могут быть уточнены по итогам корректировки технических решений и проектно-сметной документации.

Таблица 11.2

Капитальные затраты на реконструкцию тепловых сетей с целью обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей*

Год реализации мероприятия	Теплоисточник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид прокладки тепловой сети	Мероприятие	Капитальные затраты, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)

2024	Воркутинская ЦВК	-	-	0,052	600	надземный	Техническое перевооружение соединительного коллектора прямой теплосети ЦВК	9276,802
2026	Воркутинская ЦВК	-	-	0,284	600	надземный	Реконструкция тепловыводов №1 и 2 ЦВК с устройством перемычки	45 626,974
2025	Воркутинская ТЭЦ-2	ТК23	ТК24	0,975	500	надземный	Техническое перевооружение магистральной тепловой сети «Запад» с заменой трубопроводов на участках ТК23-ТК24» на ТЭЦ-2 ООО «Комитеплоэнерго»	79703,0
2024	Воркутинская ТЭЦ-2	ТК20	ТК21	0,513/0,524	600/500	надземный	Техническое перевооружение магистральной тепловой сети «Запад» с заменой трубопроводов на участках ТК20-ТК21	61726,7
2024	Воркутинская ТЭЦ-2	МП5	К18	0,16	600	надземный	ПИР "Модернизация магистральной тепловой сети «Запад» с заменой трубопроводов на участках МП5 – К18"	500,0
2026	Воркутинская ТЭЦ-2	МП5	К18	0,16	600	надземный	ПИР "Модернизация магистральной тепловой сети «Запад» с заменой трубопроводов на участках МП5 – К18"	12940,0
			ИТОГО	1,6				209 773,4

* Капитальные затраты указаны ориентировочно и могут быть уточнены по итогам корректировки технических решений и(или) изменения стоимости работ/материалов/оборудования и(или) по результатам разработки проектно-сметной документации.

Администрация МО ГО «Воркута» инвестиционную программу не согласовала. Указанные мероприятия необходимо рассмотреть более тщательно и для выполнения использовать собственную нужды организации.

Котельная СП «Шахта Комсомольская» АО «Воркутауголь»

СП «Шахта Комсомольская» АО «Воркутауголь» инвестиционную программу не планирует

12. Индикаторы развития систем теплоснабжения

Расчет индикаторов, характеризующих динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловой нагрузки) в зоне действия системы теплоснабжения, будет выполнен после проведения детального анализа последствий выполнения мероприятий по переводу нагрузки с ТЭЦ-1 на ЦВК и будет выполнен при следующей актуализации схемы теплоснабжения.

13. Ценовые (тарифные последствия)

От МУП «СТС» и ООО «Комитеплоэнерго» в адрес администрации МО ГО «Воркута» расчет тарифных последствий реализации мероприятий инвестиционной программы с учетом прочих технологических изменений, планируемых организацией с 2023 года не поступал.

14. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа «Воркута»

Перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа «Воркута», представлен в таблице 14.1.

Таблица 14.1

Код зоны деятельности	Наименование системы теплоснабжения	Теплоснабжающие организации
1	г.Воркута (Источник ТС: ЦВК, ТЭЦ -2)	ООО «Комитеплоэнерго»
2	пгт. Заполярный (Источник ТС: Котельная №3)	Муниципальное унитарное предприятие «Северные тепловые сети»
3	пст. Сивомаскинский (Источник ТС: Котельная)	
4	пгт. Елецкий (Источник ТС: Котельная)	
5	ПУВ Усинского водовода	
6	пгт.Комсомольский (Источник ТС: Котельная)	АО «Воркутауголь» ш. Комсомольская

15.Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, приведены в таблице 14.2.

Таблица 14.2

№ п/п	Наименование ЕТО	Основания	Критерии
1	ООО «Комитеплоэнерго»	Глава 2 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808.	п. 7. Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808
2	МУП «Северные тепловые сети» МО ГО «Воркута»		
3	АО «Воркутауголь»		

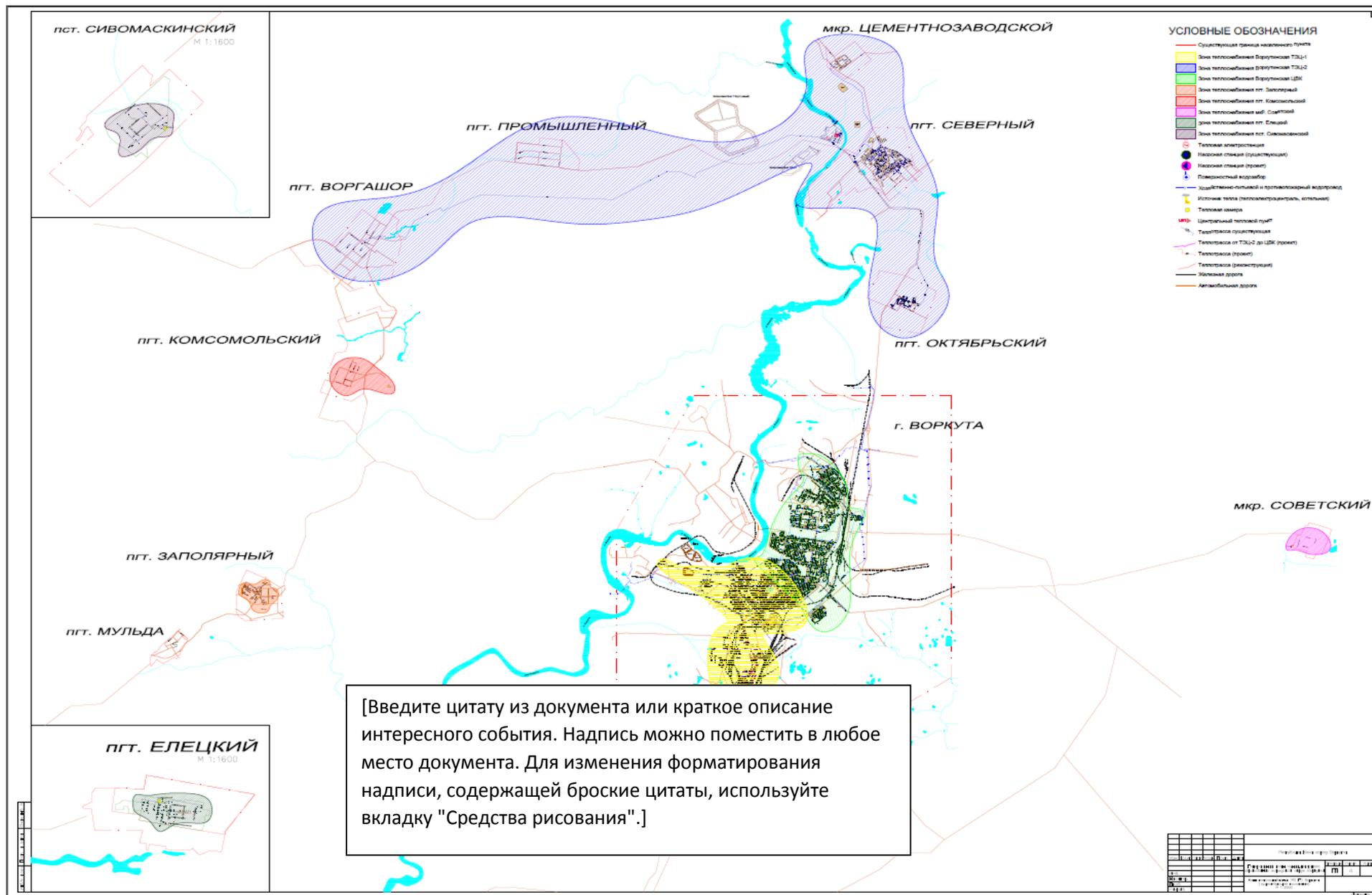


рис. 15. Схема зонирования теплоснабжения

16. Предложения к схеме теплоснабжения

С 2023 года планируется завершение расселения жителей пгт. Комсомольский и, как следствие, прекращение теплоснабжения поселка. АО «Воркутауголь» необходимо провести мероприятия на источнике теплоснабжения, связанные с модернизацией сетевых насосов для снижения параметров теплоносителя.

Приложения

Схемы тепловых сетей

Температурные графики.

Соглашения о взаимодействии с дополнениями.

Документы.