



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ СУРГУТ
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО
АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ГЛАВА 1

**СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В
СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И
ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

ТОМ 2 (РАЗДЕЛЫ 6 - 13)

СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа
Схема теплоснабжения в административных границах г. Сургута на период до 2035 года (Актуализация на 2024 г.) Утверждаемая часть Том 1 (Разделы 1-5)
Схема теплоснабжения в административных границах г. Сургута на период до 2035 года (Актуализация на 2024 г.) Утверждаемая часть Том 2 (Разделы 6-15)
Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения г. Сургута на период до 2035 года
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Том 1 (Части 1-5)
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Том 2 (Части 6-13)
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения
Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии
Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей
Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения
Глава 10. Перспективные топливные балансы
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизацию
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия
Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций
Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения
Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения
Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения
Глава 19. Оценка экологической безопасности теплоснабжения

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень таблиц	6
Перечень рисунков	7
6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	8
6.1. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	8
6.2. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии	8
6.3. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии	45
6.4. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю.....	45
6.5. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	46
6.6. Описание резервов тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	46
7. Балансы теплоносителя	47
7.1. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	47
7.2. Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть	47
7.3. Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	59
8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом ..	90
8.1. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	90
8.2. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	90
8.3. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	114
8.4. Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	114
8.5. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе.....	115

8.6. Приоритетное направление развития топливного баланса	115
9. Надежность теплоснабжения.....	116
9.1. Описание и значения показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, и иные сведения.....	116
9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	122
9.3. Частота отключений потребителей.....	129
9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения	129
9.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"	129
9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.....	129
9.7. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	129
10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	130
10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций	130
10.2. Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций	131
11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	151
11.1. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах)	151
11.2. Описание динамики утвержденных цен (тарифов)	153
11.2.1. Утвержденные тарифы на тепловую энергию	153
11.2.2. Утвержденные тарифы на услуги по передаче тепловой энергии	160
11.2.3. Утвержденные тарифы на теплоноситель	163
11.2.4. Утвержденные тарифы на ГВС в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения)	165
11.3. Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	165
11.4. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности	176
11.5. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	179
12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.....	180
12.1. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	180
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	180

12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) 206	
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	208
12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	208
12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	208

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 6.1 – Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии общего пользования, в зоне деятельности ЕТО за последние 5 лет, Гкал/ч (таблица П15.2 МУ).....	8
Таблица 6.2 – Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельных в зоне деятельности ЕТО за последние 5 лет, Гкал/ч (таблица П15.3 МУ).....	10
Таблица 7.1 – Годовой расход теплоносителя источников тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО.....	48
Таблица 7.2 – Баланс производительности водоподготовительных установок в системах теплоснабжения источников тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО.....	62
Таблица 8.1 - Виды основного и резервного топлива по каждому источнику тепловой энергии г. Сургута.....	90
Таблица 8.2 – Таблица П17.1 Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии СГРЭС-1 за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения.....	93
Таблица 8.3 – Таблица П17.1 Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии СГРЭС-2 за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения.....	94
Таблица 8.4 – Таблица П17.2 Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе котельных за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения.....	95
Таблица 8.5 – Таблица П17.3 Топливный баланс в зоне деятельности ЕТО №1-3 за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения.....	112
Таблица 8.6 – Таблица П17.4 Топливный баланс в г. Сургут за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения.....	113
Таблица 9.1 – Статистика функциональных отказов на тепловых сетях по системам теплоснабжения.....	123
Таблица 9.2 – Статистика функциональных отказов по условным диаметрам тепловых сетей.....	127
Таблица 10.1 – Основные технико-экономические показатели деятельности теплоснабжающих (теплосетевых) организаций г. Сургута за 2021-2022 гг.....	132
Таблица 11.1 – Перечень организаций г. Сургута, для которых в период 2021-2023 гг. были установлены тарифы на тепловую энергию.....	153
Таблица 11.2 – Тарифы на тепловую энергию, утвержденные в г. Сургуте на 2021-2023 гг.	154
Таблица 11.3 – Перечень ТСО г. Сургута, для которых были утверждены тарифы на услуги по передаче тепловой энергии на 2021-2023 гг.	160
Таблица 11.4 – Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, утвержденные в г. Сургуте на 2021-2023 гг.....	161
Таблица 11.5 – Перечень ТСО г. Сургута, для которых были утверждены тарифы на теплоноситель на 2021-2023 гг.	163
Таблица 11.6 – Тарифы на теплоноситель, утвержденные в г. Сургуте на 2021-2023 гг.	164
Таблица 11.7 – Структура тарифов на тепловую энергию в г. Сургуте на 2023 г.	166
Таблица 11.8 – Плата за подключение в расчете на единицу мощности в г. Сургуте в 2021-2023 г. (без НДС), тыс. руб./Гкал/ч.....	177
Таблица 11.9 - Плата за подключение, установленная в индивидуальном порядке в г. Сургуте за 2021-2023 гг. (без НДС), тыс. руб.....	179

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

<i>Рисунок 7.1 – Утечки из тепловых сетей.....</i>	<i>47</i>
<i>Рисунок 7.2 – Резерв ВПУ.....</i>	<i>62</i>
<i>Рисунок 9.1 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети.....</i>	<i>119</i>
<i>Рисунок 9.2 - Статистика и интенсивность функциональных отказов в зависимости от диаметра трубопроводов участков тепловой сети</i>	<i>128</i>
<i>Рисунок 9.3 - Среднее время восстановления и отказов на тепловых сетях</i>	<i>130</i>

6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

6.1. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

По сравнению с утверждённой Схемой теплоснабжения, балансы тепловой мощности скорректированы следующим образом:

- 1) Уточнено количество теплоисточников на территории города;
- 2) Уточнены значения установленной и располагаемой тепловой мощности, размер собственных нужд и потерь тепловой энергии, а также тепловые нагрузки по ряду источников тепловой энергии;
- 3) Форма представления информации приведена в соответствие с требованиями методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

6.2. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Балансы тепловой мощности представлены в таблицах 6.1 - 6.2. При дальнейших актуализациях проекта рекомендуется сохранять единство приводимой информации и проводить анализ ретроспективных показателей.

Таблица 6.1 – Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии общего пользования, в зоне деятельности ЕТО за последние 5 лет, Гкал/ч (таблица П15.2 МУ)

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
СГРЭС-1					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	903,0	903,0	903,0	903,0	903,0
отборы паровых турбин, в том числе:	703,0	703,0	703,0	703,0	703,0
производственных показателей (с учетом противодавления)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	703,0	703,0	703,0	703,0	703,0
РОУ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ПВК	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая тепловая мощность станции	903,0	903,0	903,0	903,0	903,0
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:	17,5	17,5	17,5	17,9	18,5
1	17,5	17,5	17,5	17,9	18,5
Потери в паропроводах	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	452,5	452,5	452,5	462,9	478,6
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
отопление и вентиляция	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
горячее водоснабжение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	452,5	452,5	452,5	462,9	478,6
отопление и вентиляция	380,2	380,2	380,2	388,9	402,1
горячее водоснабжение	72,3	72,3	72,3	74,0	76,5
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	326,0	326,0	326,0	333,5	344,8
1	326,0	326,0	326,0	333,5	344,8
отопление и вентиляция	259,2	259,2	259,2	265,1	274,1
горячее водоснабжение	49,3	49,3	49,3	50,4	52,2
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	414,6	414,6	414,6	403,8	387,5
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	558,6	558,6	558,6	551,1	539,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	624,6	624,6	624,6	624,6	624,6
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	356,9	356,9	356,9	365,1	377,5
Зона действия источника тепловой мощности, га	1178	1178	1178	1194	1218
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,277	0,277	0,277	0,279	0,283
СГРЭС-2					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0
отборы паровых турбин, в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
производственных показателей (с учетом противодавления)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
РОУ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ПВК	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая тепловая мощность станции	840,0	840,0	840,0	840,0	840,0
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	337,0	337,0	337,0	337,0	337,0
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:	88,2	88,2	88,2	96,4	98,5
Город	16,7	16,7	16,7	18,2	18,6
ВЖР	71,5	71,5	71,5	78,2	79,9
Потери в паропроводах	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	242,4	242,4	242,4	242,4	256,7
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
отопление и вентиляция	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
горячее водоснабжение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Город	45,8	45,8	45,8	45,8	48,5
отопление и вентиляция	59,0	59,0	59,0	59,0	62,4
горячее водоснабжение	10,4	10,4	10,4	10,4	11,0
ВЖР	196,6	196,6	196,6	196,6	208,2

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
отопление и вентиляция	147,1	147,1	147,1	147,1	155,7
горячее водоснабжение	25,9	25,9	25,9	25,9	27,5
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	273,9	273,9	273,9	273,9	290,0
Город	68,4	68,4	68,4	70,0	73,4
отопление и вентиляция	44,0	44,0	44,0	44,0	46,6
горячее водоснабжение	7,8	7,8	7,8	7,8	8,2
ВЖР	200,7	200,7	200,7	207,3	216,6
отопление и вентиляция	109,8	109,8	109,8	109,8	116,2
горячее водоснабжение	19,4	19,4	19,4	19,4	20,5
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	172,4	172,4	172,4	164,2	147,8
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	229,1	229,1	229,1	229,1	213,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	369,5	369,5	369,5	369,5	369,5
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	318,4	318,4	318,4	318,4	337,1
Зона действия источника тепловой мощности, га	875,8	875,8	876	877	878
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,313	0,313	0,313	0,312	0,330

Таблица 6.2 – Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельных в зоне деятельности ЕТО за последние 5 лет, Гкал/ч (таблица П15.3 МУ)

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
Котельная ПКТС						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	350,000	350,000	350,000	350,000	350,000
2	Располагаемая тепловая мощность станции	296,659	296,659	296,659	296,659	296,659
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	30,340	30,340	30,340	31,034	32,288
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	257,884	257,884	257,884	263,784	274,442
6.1	отопление	175,237	175,237	175,237	179,272	187,097
6.2	вентиляция	39,743	39,743	39,743	40,658	42,049
6.3	горячее водоснабжение	41,213	41,213	41,213	42,162	43,604
6.4	технологические нужды	1,691	1,691	1,691	1,692	1,692
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	185,766	185,766	185,766	190,016	197,693
8	отопление	105,615	105,615	105,615	108,047	112,763
9	вентиляция	23,953	23,953	23,953	24,504	25,343
10	горячее водоснабжение	24,839	24,839	24,839	25,411	26,280
10.1	технологические нужды	1,218	1,218	1,218	1,219	1,219
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	8,351	8,351	8,351	1,757	-10,155

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	110,810	110,810	110,810	106,560	98,882
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	211,816	211,816	211,816	211,816	211,816
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	207,596	207,596	207,596	212,340	221,123
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1095,7	1095,7	1095,7	1107,6	1128,7
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,141	0,141	0,141	0,143	0,146
Котельная №1						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	66,000	66,000	66,000	66,000	66,000
2	Располагаемая тепловая мощность станции	65,092	65,092	65,092	65,641	65,640
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,172	0,172	0,172	0,173	0,173
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	2,487	2,487	2,487	2,489	2,580
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	31,490	31,490	31,490	31,510	32,672
6.1	отопление	23,830	23,830	23,830	23,850	25,861
6.2	вентиляция	2,420	2,420	2,420	2,420	2,485
6.3	горячее водоснабжение	5,240	5,240	5,240	5,240	4,326
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	22,686	22,686	22,686	22,701	23,538
8	отопление	15,286	15,286	15,286	15,299	16,589
9	вентиляция	1,552	1,552	1,552	1,552	1,594
10	горячее водоснабжение	3,361	3,361	3,361	3,361	2,775
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	30,943	30,943	30,943	31,469	30,215
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	42,234	42,234	42,234	42,767	41,929
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	48,647	48,647	48,647	49,058	49,057
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	24,929	24,929	24,929	24,948	26,784
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	45,9	45,9	45,9	45,9	46,7
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,440	0,440	0,440	0,440	0,449
Котельная №2						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
2	Располагаемая тепловая мощность станции	88,870	88,870	88,870	87,740	87,740
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,328	0,328	0,328	0,324	0,324
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	2,027	2,027	2,027	2,024	1,842
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	77,760	77,760	77,760	77,640	70,660
6.1	отопление	51,030	51,030	51,030	50,950	47,686
6.2	вентиляция	11,840	11,840	11,840	11,600	11,906
6.3	горячее водоснабжение	14,890	14,890	14,890	15,090	11,068
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	58,434	58,434	58,434	58,344	53,099
8	отопление	37,017	37,017	37,017	36,959	34,592
9	вентиляция	8,589	8,589	8,589	8,415	8,637
10	горячее водоснабжение	10,801	10,801	10,801	10,946	8,029
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	8,755	8,755	8,755	7,752	14,914
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	30,108	30,108	30,108	29,072	34,317
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	58,919	58,919	58,919	58,170	58,170
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	40,298	40,298	40,298	40,098	38,129
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	110,9	110,9	110,9	110,8	106,5
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,509	0,509	0,509	0,508	0,481
Котельная №3						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
2	Располагаемая тепловая мощность станции	89,950	89,950	89,950	89,610	89,660
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,452	0,452	0,452	0,450	0,451
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	2,249	2,249	2,249	2,304	2,231
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	86,370	86,370	86,370	88,500	85,672
6.1	отопление	57,930	57,930	57,930	59,500	59,473
6.2	вентиляция	13,230	13,230	13,230	13,410	13,501
6.3	горячее водоснабжение	15,210	15,210	15,210	15,590	12,698
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	67,291	67,291	67,291	68,951	66,747
8	отопление	43,625	43,625	43,625	44,807	44,787
9	вентиляция	9,963	9,963	9,963	10,099	10,167
10	горячее водоснабжение	11,454	11,454	11,454	11,740	9,562

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,879	0,879	0,879	-1,645	1,307
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	22,207	22,207	22,207	20,209	22,462
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	59,515	59,515	59,515	59,290	59,323
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	72,030	72,030	72,030	73,801	73,769
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	145,1	145,1	145,1	146,6	144,6
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,448	0,448	0,448	0,455	0,446
Котельная №5						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320
2	Располагаемая тепловая мощность станции	10,182	10,182	10,182	10,270	10,258
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,133	0,133	0,133	0,134	0,134
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,529	0,529	0,529	0,539	0,505
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	6,360	6,360	6,360	6,480	6,076
6.1	отопление	4,580	4,580	4,580	4,670	4,550
6.2	вентиляция	0,910	0,910	0,910	0,940	0,942
6.3	горячее водоснабжение	0,870	0,870	0,870	0,870	0,584
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	6,173	6,173	6,173	6,290	5,897
8	отопление	4,064	4,064	4,064	4,144	4,038
9	вентиляция	0,808	0,808	0,808	0,834	0,836
10	горячее водоснабжение	0,772	0,772	0,772	0,772	0,518
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	3,160	3,160	3,160	3,117	3,542
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	3,876	3,876	3,876	3,846	4,226
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	5,806	5,806	5,806	5,856	5,850
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	6,967	6,967	6,967	7,118	6,939
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	21,3	21,3	21,3	21,5	20,8
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,265	0,265	0,265	0,268	0,259
Котельная №6						

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	9,560	9,560	9,560	9,560	9,560
2	Располагаемая тепловая мощность станции	9,134	9,134	9,134	9,026	9,234
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,133	0,133	0,133	0,131	0,134
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	5,670	5,670	5,670	5,660	5,648
6.1	отопление	5,500	5,500	5,500	5,500	5,503
6.2	вентиляция	0,130	0,130	0,130	0,130	0,125
6.3	горячее водоснабжение	0,040	0,040	0,040	0,030	0,020
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	4,280	4,280	4,280	4,273	4,264
8	отопление	4,045	4,045	4,045	4,045	4,048
9	вентиляция	0,096	0,096	0,096	0,096	0,092
10	горячее водоснабжение	0,029	0,029	0,029	0,022	0,015
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	3,221	3,221	3,221	3,125	3,342
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	4,721	4,721	4,721	4,622	4,836
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	5,179	5,179	5,179	5,118	5,236
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	5,484	5,484	5,484	5,484	5,481
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,571	1,571	1,571	1,569	1,567
Котельная №7						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	21,600	21,600	21,600	21,600	21,600
2	Располагаемая тепловая мощность станции	11,600	11,600	11,600	10,524	10,025
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,066	0,066	0,066	0,060	0,057
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,260	0,260	0,260	0,258	0,234
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	4,510	4,510	4,510	4,470	4,067
6.1	отопление	4,510	4,510	4,510	4,470	4,067
6.2	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.3	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	4,466	4,466	4,466	4,427	4,028
8	отопление	4,206	4,206	4,206	4,169	3,793

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	6,764	6,764	6,764	5,736	5,666
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	7,067	7,067	7,067	6,037	5,940
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	10,567	10,567	10,567	9,587	9,132
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	5,761	5,761	5,761	5,710	5,195
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	23,9	23,9	23,9	23,8	22,9
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,176	0,176	0,176	0,175	0,166
Котельная №9						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,020	6,020	6,020	6,020	6,020
2	Располагаемая тепловая мощность станции	5,810	5,810	5,810	5,534	5,534
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,122	0,122	0,122	0,123	0,123
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	4,290	4,290	4,290	4,330	4,332
6.1	отопление	4,230	4,230	4,230	4,270	4,269
6.2	вентиляция	0,060	0,060	0,060	0,060	0,063
6.3	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,254	3,254	3,254	3,284	3,286
8	отопление	3,088	3,088	3,088	3,117	3,116
9	вентиляция	0,044	0,044	0,044	0,044	0,046
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,389	1,389	1,389	1,072	1,070
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,547	2,547	2,547	2,241	2,239
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,726	3,726	3,726	3,549	3,549
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	4,197	4,197	4,197	4,236	4,238
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,491	0,491	0,491	0,494	0,494

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
Котельная №13						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000
2	Располагаемая тепловая мощность станции	19,110	19,110	19,110	20,900	20,900
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,059	0,059	0,059	0,064	0,064
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	3,375	3,375	3,375	3,375	3,349
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	7,020	7,020	7,020	7,020	6,965
6.1	отопление	6,280	6,280	6,280	6,280	6,398
6.2	вентиляция	0,330	0,330	0,330	0,330	0,328
6.3	горячее водоснабжение	0,410	0,410	0,410	0,410	0,239
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	7,280	7,280	7,280	7,280	7,223
8	отопление	3,493	3,493	3,493	3,493	3,559
9	вентиляция	0,184	0,184	0,184	0,184	0,182
10	горячее водоснабжение	0,228	0,228	0,228	0,228	0,133
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	8,656	8,656	8,656	10,441	10,522
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	11,772	11,772	11,772	13,556	13,613
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	9,496	9,496	9,496	10,386	10,386
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	9,097	9,097	9,097	9,097	9,146
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	28,8	28,8	28,8	28,8	28,6
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,136	0,136	0,136	0,136	0,135
Котельная №14						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
2	Располагаемая тепловая мощность станции	91,350	91,350	91,350	89,260	89,719
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,373	0,373	0,373	0,364	0,366
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,948	1,948	1,948	1,940	1,861
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	53,050	53,050	53,050	52,840	50,677
6.1	отопление	37,970	37,970	37,970	37,940	37,765
6.2	вентиляция	4,280	4,280	4,280	4,130	4,129
6.3	горячее водоснабжение	10,800	10,800	10,800	10,770	8,783
6.4	технологические нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,163

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	35,927	35,927	35,927	35,905	35,810
8	отопление	25,714	25,714	25,714	25,780	26,570
9	вентиляция	2,899	2,899	2,899	2,806	2,918
10	горячее водоснабжение	7,314	7,314	7,314	7,318	6,206
10.1	технологические нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	35,979	35,979	35,979	34,115	36,815
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	55,050	55,050	55,050	52,991	53,543
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	60,527	60,527	60,527	59,142	59,447
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	36,911	36,911	36,911	36,877	38,188
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	73,5	73,5	73,5	73,4	73,4
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,489	0,489	0,489	0,489	0,488
Котельная №21						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,515	5,515	5,515	4,515	4,515
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,470	4,470	4,470	4,470	4,461
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,260	3,260	3,260	3,260	3,254
6.1	отопление	2,840	2,840	2,840	2,840	2,842
6.2	вентиляция	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
6.3	горячее водоснабжение	0,370	0,370	0,370	0,370	0,362
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,976	2,976	2,976	2,976	2,971
8	отопление	2,507	2,507	2,507	2,507	2,509
9	вентиляция	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
10	горячее водоснабжение	0,327	0,327	0,327	0,327	0,320
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,096	1,096	1,096	1,096	1,093
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,477	1,477	1,477	1,477	1,474
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,234	3,234	3,234	2,964	2,958
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе	3,418	3,418	3,418	3,418	3,420

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
	самого мощного пикового котла/турбоагрегата					
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,412	0,412	0,412	0,412	0,412
Котельная №22 "Олимпия"						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,450	6,450	6,450	6,450	6,450
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,470	4,470	4,470	5,167	5,167
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,034	0,034	0,034	0,040	0,040
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,160	0,160	0,160	0,160	0,133
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,250	2,250	2,250	2,250	1,867
6.1	отопление	1,270	1,270	1,270	1,270	1,237
6.2	вентиляция	0,170	0,170	0,170	0,170	0,167
6.3	горячее водоснабжение	0,810	0,810	0,810	0,810	0,463
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	4,819	4,819	4,819	4,819	3,998
8	отопление	2,629	2,629	2,629	2,629	2,561
9	вентиляция	0,352	0,352	0,352	0,352	0,346
10	горячее водоснабжение	1,677	1,677	1,677	1,677	0,959
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	2,026	2,026	2,026	2,717	3,128
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	-0,383	-0,383	-0,383	0,309	1,129
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,946	2,946	2,946	3,405	3,405
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	4,052	4,052	4,052	4,052	3,921
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	60,1	60,1	60,1	60,1	55,4
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,078	0,078	0,078	0,078	0,070
Котельная №23 "Ледовый Дворец"						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,160	5,160	5,160	5,160	5,160
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,990	4,990	4,990	4,666	4,666
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,028	0,028	0,028	0,026	0,026
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	6,350	6,350	6,350	6,350	5,608

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
6.1	отопление	1,100	1,100	1,100	1,100	1,103
6.2	вентиляция	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
6.3	горячее водоснабжение	1,750	1,750	1,750	1,750	1,005
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	4,510	4,510	4,510	4,510	3,983
8	отопление	0,780	0,780	0,780	0,780	0,782
9	вентиляция	2,480	2,480	2,480	2,480	2,480
10	горячее водоснабжение	1,240	1,240	1,240	1,240	0,712
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-1,398	-1,398	-1,398	-1,720	-0,977
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,452	0,452	0,452	0,130	0,657
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,883	2,883	2,883	2,696	2,696
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	4,218	4,218	4,218	4,218	4,220
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	6,444	6,444	6,444	6,444	5,993
Котельная №24 "Нефтяник"						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,500	5,500	5,500	5,500	5,500
2	Располагаемая тепловая мощность станции	5,384	5,384	5,384	4,950	4,950
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,033	0,033	0,033	0,030	0,030
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,080	2,080	2,080	2,080	1,901
6.1	отопление	0,380	0,380	0,380	0,380	0,382
6.2	вентиляция	1,270	1,270	1,270	1,270	1,271
6.3	горячее водоснабжение	0,430	0,430	0,430	0,430	0,248
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,025	1,025	1,025	1,025	0,937
8	отопление	0,185	0,185	0,185	0,185	0,186
9	вентиляция	0,620	0,620	0,620	0,620	0,620
10	горячее водоснабжение	0,210	0,210	0,210	0,210	0,121
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	3,261	3,261	3,261	2,830	3,010
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	4,327	4,327	4,327	3,895	3,983
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,659	2,659	2,659	2,445	2,445

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,051	1,051	1,051	1,051	1,052
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,264	1,264	1,264	1,264	1,199
Котельная №25 пос. Лесной						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,074	0,074	0,074	0,059	0,070
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,100	0,100	0,100	0,080	0,095
6.1	отопление	0,100	0,100	0,100	0,080	0,095
6.2	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.3	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,230	0,230	0,230	0,184	0,218
8	отопление	0,156	0,156	0,156	0,124	0,148
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,665	0,665	0,665	0,700	0,673
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,609	0,609	0,609	0,655	0,621
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,629	0,629	0,629	0,629	0,629
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,296	0,296	0,296	0,237	0,281
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	5,8	5,8	5,8	5,1	5,6
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,027	0,027	0,027	0,024	0,026
Котельная №26 "Набережный"						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,140	0,140	0,140	0,087	0,177
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,300	1,300	1,300	0,810	1,646
6.1	отопление	0,670	0,670	0,670	0,530	1,087
6.2	вентиляция	0,140	0,140	0,140	0,000	0,000
6.3	горячее водоснабжение	0,490	0,490	0,490	0,280	0,559
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,458	0,458	0,458	0,285	0,579
8	отопление	0,164	0,164	0,164	0,129	0,266
9	вентиляция	0,034	0,034	0,034	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,120	0,120	0,120	0,068	0,136
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,259	-0,259	-0,259	0,284	-0,642
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,723	0,723	0,723	0,896	0,602
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,436	0,436	0,436	0,280	0,571
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,956	0,956	0,956	0,804	1,155
Котельная №27 "Набережный"						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,350	2,350	2,350	2,350	2,350
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,140	0,140	0,140	0,087	0,088
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,300	1,300	1,300	0,810	0,813
6.1	отопление	0,670	0,670	0,670	0,530	0,529
6.2	вентиляция	0,140	0,140	0,140	0,000	0,000
6.3	горячее водоснабжение	0,490	0,490	0,490	0,280	0,284
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,866	1,866	1,866	1,163	1,167
8	отопление	0,890	0,890	0,890	0,704	0,702
9	вентиляция	0,186	0,186	0,186	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,651	0,651	0,651	0,372	0,377
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,894	0,894	0,894	1,437	1,433
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,468	0,468	0,468	1,171	1,167
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
	аварийном выводе самого мощного котла					
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,568	1,568	1,568	1,020	1,019
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,1	1,1	1,1	0,9	0,9
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,583	1,583	1,583	1,245	1,247
Котельная №28 п. Юность						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000
2	Располагаемая тепловая мощность станции	14,100	14,100	14,100	14,100	14,100
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,706	0,706	0,706	0,699	0,691
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	5,300	5,300	5,300	5,250	5,184
6.1	отопление	4,820	4,820	4,820	4,770	4,745
6.2	вентиляция	0,010	0,010	0,010	0,010	0,012
6.3	горячее водоснабжение	0,470	0,470	0,470	0,470	0,427
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	5,649	5,649	5,649	5,596	5,526
8	отопление	4,496	4,496	4,496	4,449	4,426
9	вентиляция	0,009	0,009	0,009	0,009	0,011
10	горячее водоснабжение	0,438	0,438	0,438	0,438	0,398
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	8,012	8,012	8,012	8,068	8,143
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	8,369	8,369	8,369	8,422	8,492
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	10,493	10,493	10,493	10,493	10,493
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	6,722	6,722	6,722	6,653	6,614
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	45,9	45,9	45,9	45,7	45,5
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,108	0,108	0,108	0,107	0,106
Котельная №29 п. Тасжыный						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,160	5,160	5,160	5,160	5,160
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,620	4,620	4,620	4,789	4,789
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,277	0,277	0,277	0,261	0,251

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,410	2,410	2,410	2,270	2,181
6.1	отопление	2,240	2,240	2,240	2,110	2,047
6.2	вентиляция	0,120	0,120	0,120	0,110	0,106
6.3	горячее водоснабжение	0,050	0,050	0,050	0,050	0,028
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,273	2,273	2,273	2,141	2,057
8	отопление	1,855	1,855	1,855	1,748	1,696
9	вентиляция	0,099	0,099	0,099	0,091	0,088
10	горячее водоснабжение	0,041	0,041	0,041	0,041	0,023
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,922	1,922	1,922	2,247	2,346
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,336	2,336	2,336	2,637	2,721
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,069	3,069	3,069	3,182	3,182
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,879	2,879	2,879	2,709	2,624
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	16,5	16,5	16,5	16,0	15,7
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,121	0,121	0,121	0,117	0,115
Котельная №30 п. Лунный						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320
2	Располагаемая тепловая мощность станции	8,730	8,730	8,730	7,659	7,659
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,080	0,080	0,080	0,070	0,070
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,401	0,401	0,401	0,402	0,408
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,330	3,330	3,330	3,340	3,392
6.1	отопление	3,160	3,160	3,160	3,170	3,249
6.2	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.3	горячее водоснабжение	0,170	0,170	0,170	0,170	0,143
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	4,031	4,031	4,031	4,043	4,106
8	отопление	3,444	3,444	3,444	3,455	3,541
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,185	0,185	0,185	0,185	0,156
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	4,919	4,919	4,919	3,847	3,789
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	4,620	4,620	4,620	3,546	3,483
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на	7,195	7,195	7,195	6,313	6,313

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
	собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла					
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	4,961	4,961	4,961	4,976	5,095
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	15,1	15,1	15,1	15,1	15,2
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,241	0,241	0,241	0,241	0,244
Котельная №32 п. Снежный						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,048	0,048	0,048	0,048	0,038
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,870	1,870	1,870	1,870	1,494
6.1	отопление	0,450	0,450	0,450	0,440	0,440
6.2	вентиляция	0,530	0,530	0,530	0,540	0,540
6.3	горячее водоснабжение	0,890	0,890	0,890	0,890	0,514
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,764	1,764	1,764	1,764	1,409
8	отопление	0,413	0,413	0,413	0,404	0,404
9	вентиляция	0,486	0,486	0,486	0,495	0,495
10	горячее водоснабжение	0,817	0,817	0,817	0,817	0,472
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,034	-0,034	-0,034	-0,034	0,352
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,120	0,120	0,120	0,120	0,475
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,934	0,934	0,934	0,934	0,934
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,222	1,222	1,222	1,222	1,209
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	8,7	8,7	8,7	8,7	7,901
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,197	0,197	0,197	0,197	0,173
Котельная №33 п. Снежный						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,420	5,420	5,420	5,420	5,420
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,690	4,690	4,690	4,760	4,760
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,028	0,028	0,028	0,029	0,029

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,480	0,480	0,480	0,481	0,475
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,360	3,360	3,360	3,370	3,325
6.1	отопление	0,740	0,740	0,740	0,740	0,743
6.2	вентиляция	2,510	2,510	2,510	2,520	2,520
6.3	горячее водоснабжение	0,110	0,110	0,110	0,110	0,062
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,893	1,893	1,893	1,898	1,873
8	отопление	0,311	0,311	0,311	0,311	0,312
9	вентиляция	1,055	1,055	1,055	1,059	1,059
10	горячее водоснабжение	0,046	0,046	0,046	0,046	0,026
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,822	0,822	0,822	0,880	0,931
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,769	2,769	2,769	2,833	2,859
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,317	2,317	2,317	2,351	2,351
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,382	2,382	2,382	2,389	2,382
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	7,9	7,9	7,9	8,0	7,901
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,178	0,178	0,178	0,178	0,177
Котельная №34 Крылова, 40						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,540	1,540	1,540	1,540	1,540
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,100	1,100	1,100	1,083	1,083
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,130	1,130	1,130	1,132	1,120
6.1	отопление	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
6.2	вентиляция	0,620	0,620	0,620	0,622	0,620
6.3	горячее водоснабжение	0,010	0,010	0,010	0,010	0,000
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,100	0,100	0,100	0,100	0,099
8	отопление	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
9	вентиляция	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055
10	горячее водоснабжение	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,039	-0,039	-0,039	-0,058	-0,046
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,991	0,991	0,991	0,974	0,975

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,541	0,541	0,541	0,533	0,533
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,128	0,128	0,128	0,128	0,128
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130
Котельная №35 Спортивное (законсервирована)						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:					
2	Располагаемая тепловая мощность станции					
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде					
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде					
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды					
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде					
6.1	отопление					
6.2	вентиляция					
6.3	горячее водоснабжение					
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:					
8	отопление					
9	вентиляция					
10	горячее водоснабжение					
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)					
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)					
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла					
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата					
15	Зона действия источника тепловой мощности, га					
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га					
Котельная №1						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,220	1,220	1,220	1,220	1,220

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,014	0,014	0,012	0,014	0,014
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,802	0,802	0,803	0,913	0,874
6.1	отопление	0,370	0,370	0,367	0,429	0,425
6.2	вентиляция	0,358	0,358	0,362	0,460	0,425
6.3	горячее водоснабжение	0,074	0,074	0,074	0,024	0,024
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,429	0,429	0,430	0,489	0,468
8	отопление	0,198	0,198	0,196	0,229	0,228
9	вентиляция	0,192	0,192	0,194	0,246	0,228
10	горячее водоснабжение	0,040	0,040	0,040	0,013	0,013
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,404	0,404	0,405	0,294	0,332
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,776	0,776	0,778	0,718	0,738
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,902	0,902	0,904	0,902	0,902
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,503	0,503	0,503	0,614	0,587
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,233	0,233	0,233	0,252	0,246
Котельная №3						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,160	5,160	5,160	5,160	5,160
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,980	4,980	4,980	4,980	4,980
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,067	0,067	0,063	0,073	0,074
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,378	3,378	4,002	3,849	4,143
6.1	отопление	3,090	3,090	2,903	2,749	2,675
6.2	вентиляция	0,169	0,169	0,982	0,982	1,349
6.3	горячее водоснабжение	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,723	2,723	3,227	3,104	3,340
8	отопление	2,492	2,492	2,340	2,217	2,157
9	вентиляция	0,137	0,137	0,791	0,791	1,088
10	горячее водоснабжение	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,536	1,536	0,915	1,058	0,764

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,190	2,190	1,690	1,803	1,566
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,254	3,254	3,258	3,247	3,246
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,390	3,390	4,040	3,881	4,186
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	5,0	5,0	5,4	5,3	5,4
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,542	0,542	0,602	0,588	0,615
Котельная №4						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:					5,160
2	Располагаемая тепловая мощность станции					5,160
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде					0,073
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде					0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды					0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде					3,400
6.1	отопление					2,587
6.2	вентиляция					0,533
6.3	горячее водоснабжение					0,281
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:					3,084
8	отопление					2,346
9	вентиляция					0,483
10	горячее водоснабжение					0,255
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)					1,687
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)					2,003
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла					2,507
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата					3,649
15	Зона действия источника тепловой мощности, га					6,117
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га					0,504
Котельная №5						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
2	Располагаемая тепловая мощность станции	10,340	10,340	10,340	10,340	10,340
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,161	0,161	0,142	0,169	0,153
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	8,719	8,719	9,211	9,209	5,929
6.1	отопление	7,067	7,067	7,181	7,199	4,770
6.2	вентиляция	1,337	1,337	1,582	1,561	1,084
6.3	горячее водоснабжение	0,315	0,315	0,448	0,448	0,076
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	9,143	9,143	9,659	9,656	6,217
8	отопление	7,410	7,410	7,530	7,549	5,001
9	вентиляция	1,402	1,402	1,659	1,637	1,136
10	горячее водоснабжение	0,330	0,330	0,470	0,470	0,079
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,460	1,460	0,987	0,962	4,258
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,036	1,036	0,539	0,514	3,970
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	7,594	7,594	7,613	7,586	7,602
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	11,368	11,368	11,853	11,850	7,918
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	16,5	16,5	16,8	16,8	13,8
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,556	0,556	0,574	0,574	0,452
Котельная №6						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440
2	Располагаемая тепловая мощность станции	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,028	0,028	0,024	0,027	0,030
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,437	1,437	1,437	1,339	1,300
6.1	отопление	1,437	1,437	1,437	1,339	1,300
6.2	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.3	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,307	1,307	1,307	1,218	1,182
8	отопление	1,307	1,307	1,307	1,218	1,182
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,955	1,955	1,959	2,053	2,090
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,085	2,085	2,089	2,174	2,208
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,682	1,682	1,686	1,683	1,680
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,686	1,686	1,686	1,572	1,525
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	3,9	3,9	3,9	3,8	3,8
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,334	0,334	0,334	0,321	0,315
Котельная №7						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,190	4,190	4,190	4,190	4,190
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,056	0,056	0,052	0,061	0,063
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,795	2,795	2,967	3,193	3,118
6.1	отопление	2,640	2,640	2,692	2,537	2,298
6.2	вентиляция	0,155	0,155	0,275	0,410	0,509
6.3	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,247	0,311
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,386	2,386	2,534	2,727	2,662
8	отопление	2,254	2,254	2,299	2,166	1,962
9	вентиляция	0,132	0,132	0,235	0,350	0,434
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,211	0,266
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,340	1,340	1,171	0,936	1,010
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,748	1,748	1,604	1,403	1,465
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,039	2,039	2,043	2,034	2,032
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,078	3,078	3,268	3,246	3,091
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	9,7	9,7	9,9	10,2	10,1
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,246	0,246	0,255	0,266	0,263
Котельная №8						

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,010	4,010	4,010	4,010	4,010
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,037	0,037	0,032	0,041	0,041
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,119	2,119	2,063	1,988	2,172
6.1	отопление	1,642	1,642	1,622	1,548	1,650
6.2	вентиляция	0,341	0,341	0,348	0,348	0,430
6.3	горячее водоснабжение	0,136	0,136	0,092	0,092	0,092
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,938	1,938	1,887	1,819	1,987
8	отопление	1,502	1,502	1,484	1,416	1,509
9	вентиляция	0,312	0,312	0,319	0,319	0,393
10	горячее водоснабжение	0,125	0,125	0,084	0,084	0,084
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,855	1,855	1,915	1,980	1,798
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,035	2,035	2,091	2,150	1,983
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,969	1,969	1,973	1,964	1,965
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,339	2,339	2,326	2,238	2,454
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	5,8	5,8	5,8	5,7	5,9
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,333	0,333	0,328	0,321	0,338
Котельная №9						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,740	7,740	7,740	7,740	7,740
2	Располагаемая тепловая мощность станции	7,300	7,300	7,300	7,300	7,300
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,101	0,101	0,091	0,103	0,111
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	5,793	5,793	5,105	5,086	5,068
6.1	отопление	5,396	5,396	4,739	4,717	4,704
6.2	вентиляция	0,351	0,351	0,320	0,323	0,318
6.3	горячее водоснабжение	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	5,529	5,529	4,872	4,854	4,836
8	отопление	5,150	5,150	4,523	4,502	4,489

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
9	вентиляция	0,335	0,335	0,306	0,308	0,304
10	горячее водоснабжение	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,406	1,406	2,104	2,111	2,121
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,670	1,670	2,337	2,343	2,353
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	4,765	4,765	4,776	4,764	4,756
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	7,076	7,076	6,229	6,205	6,182
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	21,7	21,7	20,5	20,5	20,5
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,255	0,255	0,237	0,237	0,236
Котельная №10						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	27,520	27,520	27,520	27,520	27,520
2	Располагаемая тепловая мощность станции	26,660	26,660	26,660	26,660	26,660
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,266	0,266	0,237	0,272	0,290
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	15,305	15,305	15,211	15,055	16,188
6.1	отопление	9,848	9,848	9,958	9,853	10,184
6.2	вентиляция	4,856	4,856	4,651	4,601	5,043
6.3	горячее водоснабжение	0,602	0,602	0,602	0,602	0,961
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	11,074	11,074	11,006	10,894	11,713
8	отопление	7,125	7,125	7,205	7,129	7,369
9	вентиляция	3,513	3,513	3,365	3,329	3,649
10	горячее водоснабжение	0,436	0,436	0,436	0,436	0,696
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	11,089	11,089	11,212	11,332	10,182
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	15,320	15,320	15,417	15,494	14,657
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	19,730	19,730	19,759	19,724	19,706
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	13,724	13,724	13,636	13,491	14,213
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	15,2	15,2	15,1	15,1	15,5
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,730	0,730	0,728	0,723	0,756

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
Котельная №12						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	36,460	36,460	36,460	36,460	36,460
2	Располагаемая тепловая мощность станции	36,830	36,830	36,830	36,830	36,830
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,302	0,302	0,259	0,307	0,313
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	16,503	16,503	17,321	16,560	15,932
6.1	отопление	13,849	13,849	13,785	13,294	12,320
6.2	вентиляция	2,288	2,288	3,170	2,901	3,098
6.3	горячее водоснабжение	0,366	0,366	0,366	0,366	0,514
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	14,493	14,493	15,211	14,543	13,991
8	отопление	12,162	12,162	12,106	11,674	10,819
9	вентиляция	2,009	2,009	2,784	2,547	2,720
10	горячее водоснабжение	0,322	0,322	0,322	0,322	0,452
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	20,025	20,025	19,251	19,963	20,585
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	22,035	22,035	21,360	21,980	22,526
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	26,800	26,800	26,844	26,796	26,789
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	18,281	18,281	19,207	18,346	17,466
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	34,7	34,7	35,4	34,8	34,2
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,417	0,417	0,430	0,418	0,409
Котельная №14						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,160	5,160	5,160	5,160	5,160
2	Располагаемая тепловая мощность станции	5,090	5,090	5,090	5,090	5,090
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,054	0,054	0,048	0,058	0,056
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,633	2,633	2,625	2,625	2,543
6.1	отопление	2,472	2,472	2,464	2,464	2,396
6.2	вентиляция	0,161	0,161	0,161	0,161	0,147
6.3	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,526	2,526	2,519	2,519	2,440

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
8	отопление	2,372	2,372	2,364	2,364	2,299
9	вентиляция	0,155	0,155	0,155	0,155	0,141
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	2,403	2,403	2,417	2,407	2,491
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,509	2,509	2,523	2,513	2,594
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,339	3,339	3,345	3,335	3,337
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,259	3,259	3,249	3,249	3,148
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	6,5	6,5	6,5	6,5	6,4
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,387	0,387	0,386	0,386	0,379
Котельная №15						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,740	7,740	7,740	7,740	7,740
2	Располагаемая тепловая мощность станции	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,119	0,119	0,100	0,110	0,080
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	7,833	7,833	7,814	7,742	6,882
6.1	отопление	2,383	2,383	2,364	2,292	2,257
6.2	вентиляция	4,580	4,580	4,580	4,580	3,780
6.3	горячее водоснабжение	0,870	0,870	0,870	0,870	0,845
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	4,732	4,732	4,720	4,677	4,157
8	отопление	1,440	1,440	1,428	1,384	1,363
9	вентиляция	2,767	2,767	2,767	2,767	2,283
10	горячее водоснабжение	0,525	0,525	0,526	0,526	0,510
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,512	-0,512	-0,474	-0,412	0,478
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,590	2,590	2,620	2,654	3,203
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	5,255	5,255	5,273	5,264	5,293
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	5,426	5,426	5,411	5,355	4,704
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	3,8	3,8	3,8	3,8	3,6

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,254	1,254	1,252	1,245	1,162
Котельная №16						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,280	1,280	1,280	1,280	1,280
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,013	0,013	0,011	0,014	0,014
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,712	0,712	0,712	0,713	0,710
6.1	отопление	0,413	0,413	0,413	0,414	0,426
6.2	вентиляция	0,233	0,233	0,233	0,233	0,222
6.3	горячее водоснабжение	0,066	0,066	0,066	0,066	0,063
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,600	0,600	0,600	0,601	0,599
8	отопление	0,348	0,348	0,348	0,349	0,359
9	вентиляция	0,197	0,197	0,197	0,197	0,187
10	горячее водоснабжение	0,055	0,055	0,055	0,055	0,053
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,545	0,545	0,547	0,543	0,545
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,657	0,657	0,659	0,655	0,657
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,001	1,001	1,003	1,000	1,000
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,703	0,703	0,703	0,704	0,704
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159
Котельная №17						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,200	4,200	4,200	4,200	4,200
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,050	0,050	0,044	0,056	0,058
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,357	2,357	2,640	3,009	2,843
6.1	отопление	2,030	2,030	2,313	2,317	2,150
6.2	вентиляция	0,269	0,269	0,269	0,553	0,553
6.3	горячее водоснабжение	0,059	0,059	0,059	0,140	0,140

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,047	2,047	2,293	2,613	2,469
8	отопление	1,763	1,763	2,008	2,012	1,867
9	вентиляция	0,233	0,233	0,233	0,480	0,480
10	горячее водоснабжение	0,051	0,051	0,051	0,121	0,121
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,793	1,793	1,516	1,135	1,299
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,103	2,103	1,864	1,531	1,674
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,050	2,050	2,057	2,044	2,042
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,575	2,575	2,892	3,214	3,028
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	5,7	5,7	6,0	6,3	6,1
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,359	0,359	0,385	0,417	0,403
Котельная №19						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	29,430	29,430	29,430	29,430	29,430
2	Располагаемая тепловая мощность станции	28,670	28,670	28,670	28,670	28,670
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,240	0,240	0,217	0,247	0,278
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	12,940	12,940	12,519	12,548	12,421
6.1	отопление	9,635	9,635	9,240	9,277	9,586
6.2	вентиляция	2,959	2,959	2,955	2,954	2,555
6.3	горячее водоснабжение	0,346	0,346	0,323	0,317	0,280
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	11,917	11,917	11,529	11,556	11,440
8	отопление	8,874	8,874	8,510	8,544	8,829
9	вентиляция	2,725	2,725	2,722	2,721	2,353
10	горячее водоснабжение	0,319	0,319	0,297	0,292	0,258
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	15,490	15,490	15,935	15,875	15,971
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	16,513	16,513	16,924	16,866	16,952
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	19,608	19,608	19,631	19,600	19,570
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	14,963	14,963	14,489	14,531	14,424

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	14,3	14,3	14,1	14,1	14,1
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,833	0,833	0,816	0,817	0,813
Котельная №22						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:			1,290	1,290	1,290
2	Располагаемая тепловая мощность станции			1,290	1,290	1,290
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде			0,012	0,012	0,010
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде			0,000	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды			0,000	0,000	0,000
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде			0,364	0,387	0,450
6.1	отопление			0,000	0,000	0,000
6.2	вентиляция			0,000	0,000	0,000
6.3	горячее водоснабжение			0,000	0,000	0,000
6.4	технологические нужды			0,364	0,387	0,450
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:			0,440	0,468	0,544
8	отопление			0,000	0,000	0,000
9	вентиляция			0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение			0,000	0,000	0,000
10.1	технологические нужды			0,440	0,468	0,544
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)			0,914	0,891	0,830
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)			0,838	0,810	0,736
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла			0,678	0,678	0,680
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата			0,568	0,604	0,702
15	Зона действия источника тепловой мощности, га			1,8	1,9	2,0
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га			0,242	0,251	0,276
Котельная К-45						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,92	0,92	0,92	0,923	0,926
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	65,474	65,474	65,474	65,474	65,664

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
6.1	отопление	45,45	45,45	45,45	45,45	47,20
6.2	вентиляция	6,00	6,00	6,00	6,00	3,51
6.3	горячее водоснабжение	14,03	14,03	14,03	14,03	14,93
6.4	технологические нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	54,447	54,447	54,447	54,447	54,605
8	отопление	37,155	37,155	37,155	37,155	38,588
9	вентиляция	4,901	4,901	4,901	4,901	2,866
10	горячее водоснабжение	11,469	11,469	11,469	11,469	12,206
10.1	технологические нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,020
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-7,347	-7,347	-7,347	-7,347	-7,540
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	4,603	4,603	4,603	4,603	4,445
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	44,050	44,050	44,050	44,050	44,050
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	55,443	55,443	55,443	55,443	54,695
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	102,5	102,5	102,5	102,5	102,6
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,531	0,531	0,531	0,531	0,532
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,07	0,07	0,07	0,065	0,065
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,256	2,256	2,256	2,256	2,256
6.1	отопление	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
6.2	вентиляция	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
6.3	горячее водоснабжение	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,805	1,805	1,805	1,805	1,805
8	отопление	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159
9	вентиляция	0,480	0,480	0,480	0,480	0,480
10	горячее водоснабжение	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,401	-0,401	-0,401	-0,401	-0,401
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при	0,818	0,818	0,818	0,818	0,818

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
	аварийном выводе самого мощного котла					
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,199	2,199	2,199	2,199	2,199
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,952	0,952	0,952	0,952	0,952
Котельная ООО "Газпром энерго"						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	38,69	38,69	38,69	38,69	38,69
2	Располагаемая тепловая мощность станции	33,13	33,13	33,13	33,13	33,13
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,70	0,70	0,70	1,29	1,29
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,68	0,68	0,68	0,712	0,674
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	21,700	21,700	21,700	22,760	21,541
6.1	отопление	20,43	20,43	20,43	21,49	20,27
6.2	вентиляция	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
6.3	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	17,360	17,360	17,360	18,208	17,233
8	отопление	15,705	15,705	15,705	16,520	15,582
9	вентиляция	0,976	0,976	0,976	0,976	0,976
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	10,052	10,052	10,052	8,366	9,623
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	15,071	15,071	15,071	13,630	14,605
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	28,749	28,749	28,749	28,156	28,156
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	22,394	22,394	22,394	23,488	22,230
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	38,2	38,2	38,2	39,0	38,1
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,437	0,437	0,437	0,449	0,435
Котельная АО «Аэропорт Сургут»						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20
2	Располагаемая тепловая мощность станции	14,65	14,65	14,65	14,65	14,65
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,74	0,74	0,74	0,740	0,740

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,690	3,690	3,690	3,690	3,690
6.1	отопление	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
6.2	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.3	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952
8	отопление	2,212	2,212	2,212	2,212	2,212
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	9,970	9,970	9,970	9,970	9,970
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	11,448	11,448	11,448	11,448	11,448
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	8,970	8,970	8,970	8,970	8,970
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,808	3,808	3,808	3,808	3,808
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08
2	Располагаемая тепловая мощность станции	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,760	2,760	2,760	2,760	2,760
6.1	отопление	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76
6.2	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.3	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,208	2,208	2,208	2,208	2,208
8	отопление	2,208	2,208	2,208	2,208	2,208
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	7,180	7,180	7,180	7,180	7,180
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	7,732	7,732	7,732	7,732	7,732
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на	7,440	7,440	7,440	7,440	7,440

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
	собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла					
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,868	1,868	1,868	1,868	1,868
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,698	0,698	0,698	0,698	0,698
Котельная ООО УК "СЗТК"						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,07	0,07	0,07	0,072	0,072
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,840	3,840	3,840	3,840	3,840
6.1	отопление	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84
6.2	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.3	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072
8	отопление	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	8,719	8,719	8,719	8,719	8,719
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	9,559	9,559	9,559	9,559	9,559
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	6,131	6,131	6,131	6,131	6,131
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,963	3,963	3,963	3,963	3,963
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171
Котельная ООО «ТВС-сервис»						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,75	2,75	2,75	2,75	2,27
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,25	2,25	2,25	2,25	2,64
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,070	2,070	2,070	2,070	1,750
6.1	отопление	2,07	2,07	2,07	2,07	1,75
6.2	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.3	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,656	1,656	1,656	1,656	1,400
8	отопление	1,656	1,656	1,656	1,656	1,400
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,110	0,110	0,110	0,110	0,816
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,524	0,524	0,524	0,524	1,166
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,300	1,300	1,300	1,300	1,686
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2,136	2,136	2,136	2,136	1,806
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	4,0	4,0	4,0	4,0	3,8
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,411	0,411	0,411	0,411	0,373
Котельная АО «Горремстрой»						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,12	0,12	0,12	0,120	0,120
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,614	1,614	1,614	1,614	1,610
6.1	отопление	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61
6.2	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.3	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,291	1,291	1,291	1,291	1,288
8	отопление	1,171	1,171	1,171	1,171	1,168
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,076	0,076	0,076	0,076	0,080
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,519	0,519	0,519	0,519	0,522

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,905	0,905	0,905	0,905	0,905
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,666	1,666	1,666	1,666	1,662
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,553	0,553	0,553	0,553	0,553
Котельная ООО «Технические системы»						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,090	0,090
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,760	0,760	0,760	0,760	0,760
6.1	отопление	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
6.2	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.3	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,608	0,608	0,608	0,608	0,608
8	отопление	0,518	0,518	0,518	0,518	0,518
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	6,260	6,260	6,260	6,260	6,260
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	6,502	6,502	6,502	6,502	6,502
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	5,310	5,310	5,310	5,310	5,310
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,784	0,784	0,784	0,784	0,784
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
Котельная ООО «СКАТ-База»						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,005	0,005
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
6.1	отопление	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
6.2	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.3	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
8	отопление	1,355	1,355	1,355	1,355	1,355
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,340	1,340	1,340	1,340	1,340
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1,754	1,754	1,754	1,754	1,754
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
Котельная ООО «ТехСтрой»						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:					2,32
2	Располагаемая тепловая мощность станции					2,32
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде					0,04
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде					0,00
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды					0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде					1,970
6.1	отопление					1,97
6.2	вентиляция					0,00
6.3	горячее водоснабжение					0,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:					1,576
8	отопление					1,576
9	вентиляция					0,000
10	горячее водоснабжение					0,000
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)					0,312

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)					0,706
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла					1,122
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата					2,033
15	Зона действия источника тепловой мощности, га					3,1
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га					0,504

6.3. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии

Величина резерва и дефицита тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии представлена в таблицах 6.1 и 6.2.

В подавляющем большинстве системы теплоснабжения имеют резервы тепловой мощности по горячей воде, достаточные для качественного и надежного теплоснабжения подключенных потребителей.

Дефициты тепловой мощности выявлены в системах теплоснабжения на базе следующих котельных:

- котельная ПКТС СГМУП «ГТС» (-10,155 Гкал/ч / -3,4 %);
- котельная №23 «Ледовый Дворец» СГМУП «ГТС» (-0,977 Гкал/ч / -21,1 %);
- котельная №26 «Набережный» СГМУП «ГТС» (-0,642 Гкал/ч / -54,4 %);
- котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС» (-0,046 Гкал/ч / -4,3 %);
- котельная К-45 ООО «СГЭС» (-7,540 Гкал/ч / -12,8 %);
- котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО «СГЭС» (-0,401 Гкал/ч / -20,9 %).

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

Пьезометрические графики, отражающие гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по

пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю, представлены в Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

6.5. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Наиболее вероятными причинами дефицитов тепловой мощности в системах теплоснабжения являются:

- ограничения использования установленной тепловой мощности (ветхость основных производственных фондов, ограничение производительности тяго-дутьевых устройств);
- вывод оборудования из эксплуатации по сроку службы;
- значительная величина собственных нужд на источнике теплоснабжения (особенно на мазутных котельных);
- значительная величина потерь в тепловых сетях.

Критичных дефицитов тепловой мощности «нетто» на источниках теплоснабжения Сургута средней и большой мощности в настоящее время не возникает. Имеющиеся дефициты мощности не оказывают существенного влияния на качество теплоснабжения ввиду того, что определены исходя из договорных (расчетных) тепловых нагрузок, которые в большинстве случаев превышают фактические показатели, что объясняется неравномерностью теплопотребления в течение года и подтверждается расчетом среднегодовой загрузки оборудования котельных..

6.6. Описание резервов тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Наиболее значимая для Сургута зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС имеет резерв мощности 18% с учётом суммарной мощности обоих источников, работающих на одну зону теплоснабжения. При этом ПКТС является пиковой котельной, по отношению к тепловым мощностям СГРЭС-1, покрывающим базовую теплофикационную нагрузку, и для существующего режима работы ПКТС её загрузка по пиковой мощности 72,2%.

Зона теплоснабжения СГРЭС-2 имеет резерв тепловой мощности, составляющий 24% от тепловой мощности «нетто» и 15% от располагаемой мощности

Помимо этого, также следует учитывать, что средняя фактическая нагрузка потребителей тепловой энергии в Сургуте оценивается на уровне 75% от договорных величин, реальный совокупный резерв мощности источников теплоснабжения Сургута составляет порядка 18%.

7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

7.1. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в балансах производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей произошли изменения, связанные с увеличением объемов тепловых сетей за счет прироста тепловой нагрузки.

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

Годовой расход теплоносителя источников тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО отражен в таблице ниже.

Анализ не показывает существенного изменения годовых затрат воды на восполнение потерь от утечки в системе теплоснабжения от источников г. Сургута. Однако, с 2020 г. прослеживается некоторое увеличение утечек (рисунок 7.1) по причине роста нормативной подпитки в связи с приростом перспективной нагрузки источников. При этом фактические утечки не превосходят нормативных.

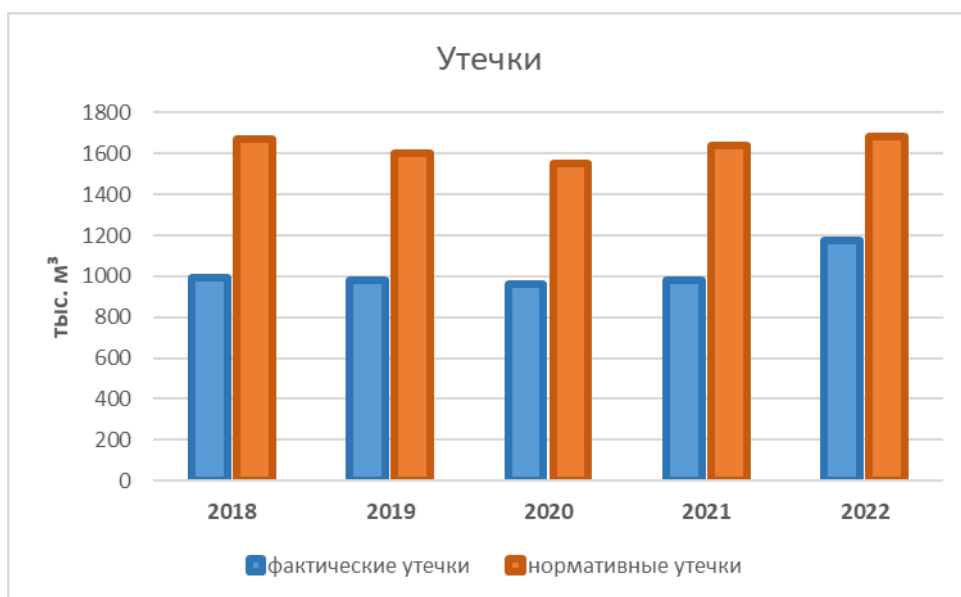


Рисунок 7.1 – Утечки из тепловых сетей

Таблица 7.1 – Годовой расход теплоносителя источников тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
ЕТО №1 - ООО «СГЭС», ЕТО №2 - СГМУП «ГТС», ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»						
СГРЭС-1 (г. Сургут, ул. Электротехническая, 23/1 - филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1)						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	462,92	462,92	462,92	473,53	490,68
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	348,79	405,44	437,64	388,43	578,85
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	988,78	988,78	988,78	1 011,44	1 048,49
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-639,99	-583,34	-551,13	-623,02	-469,64
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная ПКТС (г. Сургут, ул. Мира, д.41 - ООО "СГЭС") – подпитка от СГРЭС-1						
СГРЭС-2 (г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23 - ПАО "Юнипро" - Сургутская ГРЭС-2)						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	180,90	180,90	180,90	180,90	191,53
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	381,88	311,19	296,52	330,01	336,44
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	368,26	297,58	282,90	316,39	322,82
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62
Котельная №1 (г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	20,20	20,20	20,20	20,21	20,96
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	10,83	20,94	9,11	16,17	17,45
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	10,83	20,94	9,11	16,17	17,45
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №2 (г. Сургут ул Нефтяников, д.24 стр. 4 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	56,41	56,41	56,41	56,32	51,26
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	87,57	81,68	75,11	85,36	82,31
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	66,66	60,77	54,20	64,44	61,40
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	20,91	20,91	20,91	20,91	20,91
Котельная №3 (г. Сургут ул Майская д.10/2 стр.2 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	65,04	65,04	65,04	66,65	64,52
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	16,95	23,35	18,68	26,79	26,81
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	16,95	23,35	18,68	26,79	26,81
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №5 (п. Дорожный - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	5,64	5,64	5,64	5,75	5,39
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	10,03	5,17	2,86	1,85	1,81
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	10,03	5,17	2,86	1,85	1,81
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №6 (Заячий остров - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,17	4,17	4,17	4,16	4,15
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	10,29	5,63	4,38	4,55	4,55
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	10,29	5,63	4,38	4,55	4,55
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №7 (8-ой пром.узел, ул.Индустриальная - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,21	4,21	4,21	4,17	3,79
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	3,98	2,79	4,87	5,00	4,55
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	3,98	2,79	4,87	5,00	4,55
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №9 (8-ой пром.узел, ул.Буровая - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	3,13	3,13	3,13	3,16	3,16
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	2,09	1,59	0,42	0,55	0,55
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	2,09	1,59	0,42	0,55	0,55
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №13 (р-н ж/д, ул. Западная 1/1 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	3,90	3,90	3,90	3,90	3,87
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	20,12	31,57	14,56	28,30	28,80
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	20,12	31,57	14,56	28,30	28,80
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №14 (р-н ж/д ул. Западная 1/1 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	35,93	35,93	35,93	35,90	35,69
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	37,34	28,50	37,59	45,66	47,10
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	37,34	28,50	37,59	45,66	47,10
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №21 (п. Звездный ул. Трубная - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,88	2,88	2,88	2,88	2,87
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	2,58	1,60	1,01	0,67	0,67
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	2,58	1,60	1,01	0,67	0,67
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №22 "Олимпия" (ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,66	4,66	4,66	4,66	3,87

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,14	0,28	0,14	0,08	0,08
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,14	0,28	0,14	0,08	0,08
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №23 "Ледовый Дворец" (Ледовый дворец Югорский тракт, 40 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,50	4,50	4,50	4,50	3,97
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,19	0,01	0,14	0,08	0,08
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,19	0,01	0,14	0,08	0,08
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №24 "Нефтяник" (г. Сургут, ул. Игоря Киртбая 12/1 (Поликлиника Нефтяник) - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,01	1,01	1,01	1,01	0,93
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,06	0,13	0,03	2,08	1,93
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,06	0,13	0,03	2,08	1,93
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №25 п. Лесной (пос. Лесной - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,12	0,15
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,37	0,37	0,27	0,30	0,36
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,37	0,37	0,27	0,30	0,36
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №26 "Набережный" (г. Сургут, Набережный пр. 17/2 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,32	0,32	0,32	0,20	0,40
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,84	0,84	0,84	0,39	0,80
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,84	0,84	0,84	0,39	0,80
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №27 "Набережный" (г. Сургут, Набережный пр. 17 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,73	1,73	1,73	1,08	1,08
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	1,68	1,68	1,68	0,17	0,17
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	1,68	1,68	1,68	0,17	0,17
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №28 п. Юность (п. Юность - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,94	4,94	4,94	4,90	4,84
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	15,04	15,04	15,04	11,68	11,63

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	14,06	14,06	14,06	10,70	10,65
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Котельная №29 п. Тажный (п. Тажный - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,00	2,00	2,00	1,88	1,81
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	19,41	19,41	19,41	16,65	16,22
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	4,50	4,50	4,50	4,24	4,11
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	12,66	12,66	12,66	10,17	9,86
Расход воды на ГВС	тыс. м³	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Котельная №30 п. Лунный (п. Лунный - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	3,63	3,63	3,63	3,64	3,70
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	10,12	10,12	10,12	7,92	8,05
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	7,59	7,59	7,59	5,39	5,53
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53
Котельная №32 п. Снежный (п. Снежный - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №33 п. Снежный (п. Снежный - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,72	1,72	1,72	1,72	1,37
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	1,33	1,33	1,33	0,25	0,25
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	1,33	1,33	1,33	0,25	0,25
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №34 Крылова, 40 (г. Сургут, ул. Крылова, 40 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,41	1,41	1,41	1,42	1,40
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,08	0,08	0,08	0,17	0,17
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,08	0,08	0,08	0,17	0,17
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №35 Спортивное (законсервирована) (г. Сургут Спортивное ядро - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,21	0,21	0,21	0,21	0,16
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,21	0,21	0,21	0,21	0,16
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Котельная №1 (г. Сургут, Аэропорт - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №3 (г. Сургут, промзона, ш. Нефтеюганское, 56, соор. 19 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43	0,49	0,47
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,18	0,18	0,18	0,17	0,16
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,59	0,59	0,59	0,62	0,59
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-0,41	-0,41	-0,41	-0,45	-0,43
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №4 (г. Сургут, Андреевский заезд, 14, соор. 10 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,72	2,72	3,23	3,10	3,34
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,12	0,12	0,15	0,14	0,15
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,41	0,41	0,49	0,47	0,51
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-0,29	-0,29	-0,34	-0,33	-0,35
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №5 (г. Сургут, Андреевский заезд, 14, соор. 8 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	3,08
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	1,10
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,74
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №6 (г. Сургут, ул. Буровая, 1, соор. 15 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	9,14	9,14	9,66	9,66	6,22
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,19	0,19	0,19	0,05	0,22
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,24	0,24	0,25	0,32	0,03
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-0,06	-0,06	-0,06	-0,27	0,19
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №7 (г. Сургут, Заячий остров, 6 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,31	1,31	1,31	1,22	1,18
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,19	0,19	0,19	0,15	0,12
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-0,18	-0,18	-0,18	-0,21	-0,25
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №8 (г. Сургут, Андреевский заезд, 2, соор. 4 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,39	2,39	2,53	2,73	2,66

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,09	0,09	0,10	0,45	0,17
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,23	0,23	0,24	0,68	0,67
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-0,14	-0,14	-0,15	-0,24	-0,51
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №9 (г. Сургут, Северный промрайон, Индустриальная, 56, соор. 19 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,94	1,94	1,89	1,82	1,99
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,63	0,63	0,62	0,56	0,47
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	1,02	1,02	1,01	1,12	1,10
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-0,39	-0,39	-0,39	-0,56	-0,62
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №10 (г. Сургут, промзона, ш. Нефтеюганское, 7/1, соор. 4 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	5,53	5,53	4,87	4,85	4,84
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	1,62	1,62	1,42	1,79	1,79
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	9,76	9,76	8,59	4,33	4,30
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-8,14	-8,14	-7,17	-2,54	-2,51
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №12 (г. Сургут, ул. Промышленная, 20/1 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	11,07	11,07	11,01	10,89	11,71
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	3,34	3,34	3,32	5,72	3,10
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	8,99	8,99	8,93	8,93	8,93
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-5,65	-5,65	-5,61	-3,21	-5,83
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №14 (г. Сургут, ш. Нефтеюганское, 54, соор. 1 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	14,49	14,49	15,21	14,54	13,99
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,15	0,15	0,16	0,08	0,15
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,48	0,48	0,51	0,51	0,51
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-0,33	-0,33	-0,35	-0,43	-0,35
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №15 (г. Сургут, Югорский тракт, 6/1 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,53	2,53	2,52	2,52	2,44
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,08	0,08	0,08	0,04	0,12
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,09	0,09	0,09	0,33	0,30
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-0,01	-0,01	-0,01	-0,29	-0,19
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №16 (г. Сургут, ул. Промышленная, 2, соор. 9 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,73	4,73	4,72	4,68	4,16
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,84	0,84	0,84	0,03	0,08

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,68	0,68	0,67	-0,14	-0,09
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №17 (г. Сургут, Андреевский заезд, 9 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,17	0,17	0,17	0,12	0,15
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-0,34	-0,34	-0,34	-0,39	-0,35
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №19 (г. Сургут, ул. Автомобилистов, 16 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,05	2,05	2,29	2,61	2,47
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	9,23	9,23	10,36	3,44	7,65
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	10,58	10,58	11,88	9,77	9,77
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-1,35	-1,35	-1,52	-6,33	-2,12
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №22 (г. Сургут, ул. Заячий остров, 6, соор. 19 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	11,92	11,92	11,53	11,56	11,44
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	8,70	8,70	8,42	8,42	8,42
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,93	0,93	0,91	0,91	0,90
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	7,76	7,76	7,52	7,52	7,52
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная К-45 (г. Сургут, ул. Крылова, 55/2 - ООО "СГЭС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК) (г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5 - ООО "СГЭС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	53,52	53,52	53,52	53,52	53,66
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	3,62	3,62	3,62	3,62	3,57
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	3,62	3,62	3,62	3,62	3,57
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС», ЕТО №2 - СГМУП «ГТС», ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	995,88	995,88	996,82	1 007,56	1 025,73
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	1 011,06	998,11	981,88	998,12	1 196,47
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	1 606,95	1 537,34	1 488,39	1 578,55	1 622,61
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-636,17	-579,52	-546,80	-620,71	-466,42

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Расход воды на ГВС	тыс. м³	40,29	40,29	40,29	40,29	40,29
ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»						
Котельная ООО "Газпром энерго" (г. Сургут, ул. Производственная, 17 - ООО "Газпром энерго")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	4,64	4,64	4,64	4,76	6,49
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	34,51	34,51	34,51	34,51	34,51
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-29,88	-29,88	-29,88	-29,75	-28,03
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	4,64	4,64	4,64	4,76	6,49
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	34,51	34,51	34,51	34,51	34,51
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-29,88	-29,88	-29,88	-29,75	-28,03
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»						
Котельная АО «Аэропорт Сургут» (г. Сургут, ул. Аэрофлотская, д. 49/1 - АО "Аэропорт Сургут")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	16,68	16,68	16,68	17,50	16,56
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	4,31	4,31	4,31	4,52	4,28
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	4,31	4,31	4,31	4,52	4,28
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	16,68	16,68	16,68	17,50	16,56
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	4,31	4,31	4,31	4,52	4,28
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	4,31	4,31	4,31	4,52	4,28
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЕТО №6 - СГМУП «Сургутский Хлебозавод»						
Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод" (г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 2 (ПРОМЗОНА) - СГМУП "Сургутский Хлебозавод")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,13	0,09	0,16	0,29	0,34
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-12,06	-12,10	-12,03	-11,91	-11,86
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по ЕТО №6 - СГМУП «Сургутский Хлебозавод»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,13	0,09	0,16	0,29	0,34
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-12,06	-12,10	-12,03	-11,91	-11,86

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЕТО №7 - ООО «ОРИОН»						
Котельная ООО УК "СЗТК" (г. Сургут, ул. Автомобилистов, д. 3 - ООО "ОРИОН")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по ЕТО №7 - ООО «ОРИОН»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»						
Котельная ООО «ТВС-сервис» (г. Сургут ул. Инженерная 20 стр. 2 - ООО "ТВС-сервис")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЕТО №9 - АО «Горремстрой»						
Котельная АО «Горремстрой» (г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 21 база АО «Горремстрой» - АО "Горремстрой")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,66	1,66	1,66	1,66	1,40
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	2,21	2,21	2,21	2,21	1,87
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	2,21	2,21	2,21	2,21	1,87
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по ЕТО №9 - АО «Горремстрой»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,66	1,66	1,66	1,66	1,40
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	2,21	2,21	2,21	2,21	1,87
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	2,21	2,21	2,21	2,21	1,87
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
ЕТО №10 - ООО «Технические системы»						
Котельная ООО «Технические системы» (г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 64/1 - ООО "Технические системы")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по ЕТО №10 - ООО «Технические системы»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»						
Котельная ООО «СКАТ-База» (г. Сургут, ул. Монтажная 4 - ООО "СКАТ-База")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЕТО №12 - ООО «ТехСтрой»						
Котельная ООО "ТехСтрой" (г. Сургут, ул. Игоря Киртбая - ООО "ТехСтрой")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по ЕТО №12 - ООО «ТехСтрой»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по системе теплоснабжения г. Сургута						

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1 026,42	1 026,42	1 027,36	1 038,92	1 055,89
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м³	1 030,72	1 017,73	1 001,57	1 018,27	1 217,81
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	1 668,53	1 598,92	1 549,98	1 640,34	1 683,82
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-678,10	-621,48	-588,69	-662,36	-506,30
Расход воды на ГВС	тыс. м³	40,29	40,29	40,29	40,29	40,29

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

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии ТЭЦ-2

В Сургуте применяется преимущественно закрытая система теплоснабжения, в которой не предусматривается использование сетевой воды потребителями для нужд горячего водоснабжения путем ее санкционированного отбора из тепловой сети. Потребители, подключенные по открытой схеме, имеются в зонах действия СГРЭС-2, котельных СГМУП «ГТС» №№ 2, 28 (п. Юность), 29 (п. Таежный), 30 (п. Лунный).

В качестве источников исходной воды для подпитки теплосети для СГРЭС-1 и СГРЭС-2 используется вода из открытых источников (Сургутское водохранилище на реке Чёрная). Для прочих источников теплоснабжения в качестве источника исходной воды как правило используется городской водопровод, в отдельных случаях – артезианские скважины.

В настоящее время на крупных источниках тепловой энергии Сургута (СГРЭС-1 и СГРЭС-2) имеются системы водоподготовки подпиточной воды, включающие её очистку, осветление и умягчение (Na-катионитовые фильтры), а также деаэрацию в атмосферных деаэраторах. На источниках теплоснабжения средней производительности ХВО подпиточной воды включает в себя, преимущественно системы её умягчения, кроме этого есть котельные имеющие и термическую деаэрацию, а именно, котельные № 1-2, 3, 13-14 принадлежащие СГМУП «ГТС», а также котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод». На наиболее современных котельных небольшой производительности в качестве ХВО используется коррекционная обработка подпиточной воды посредством дозированного ввода реагентов – ингибиторов коррозии. Некоторые котельные малой производительности не имеют собственных систем ХВО. Котельная ПКТС также не имеет собственной ХВО, так как подпитка общей зоны теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС осуществляется со стороны СГРЭС-1.

Схема водоподготовки ПАО ОГК-2 (СГРЭС-1)

Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы

водоподготовки

Химводоочистка Сургутской ГРЭС-1 предназначена для подготовки химочищенной воды, используемой для питания испарителей блоков №1÷16, подпитки теплосети города.

Перед химводоочисткой сырая вода проходит процесс предварительной обработки на двух установках – предочистка №1 и предочистка №2. Перед подачей в осветлители,

вода подогревается до $25+5$ °С на подогревателях сырой воды (ПСВ), проходит через вакуумные деаэраторы (ВД) для удаления из воды растворенных газов. Далее вода поступает в осветлители №1, №2, №3 – предочистки №1 или в осветлитель №4 - предочистки №2, где проходит очистку методом коагуляции в процессе которой происходит удаление из воды грубодисперсных, органических и коллоидных примесей.

Норма качества коагулированной воды:

- взвешенные вещества <5 мг/дм³;
- остаточное содержание $Fe^{3+} \leq 300$ мкг/дм³;
- остаточное содержание $Al^{3+} \leq 150$ мкг/дм³)

Коагулированная вода с предочистки № 1 поступает в БКВ №1 и далее насосами коагулированной воды (НКВ № 2,3,8) по двум коллекторам подаётся на механические фильтры. Коагулированная вода с предочистки № 2 собирается в баки коагулированной воды (БКВ №2-5) и, оттуда насосами коагулированной воды (НКВ № 4-7) по одному коллектору подается для осветления в процессе фильтрования на механические фильтры (МФ №1-9). На МФ происходит удаление взвеси, оставшейся после коагуляции, и осветление воды до полной её прозрачности.

Норма качества осветленной воды:

- содержание взвешенные вещества менее $2 \div 5$ мг/дм³;
- остаточное содержание алюминия $Al \leq 100$ мкг/дм³;
- остаточное содержание железа $Fe^{3+} \leq 100$ мкг/дм³.

Осветлённая вода поступает на Na-катионитовые фильтры (КФ №8-10) и далее умягчённая вода направляется по коллекторам на подпитку теплосети города и внешних сооружений.

Норма качества воды для теплосети:

Жёсткость ≤ 500 мкг-экв/дм³;

Техническая характеристика оборудования:

Механический фильтр вертикальный (МФ 1-9) Двухкамерный ФОВ2к-3,4-0,6 - 9 шт.

Площадь фильтрования 2-х камер -18,2 м² Диаметр фильтра - 3,4 м

Высота фильтрующего слоя - 0,9 м. х 2

Фильтр Na-катионитовый (КФ 8-10) ФИПа1-3,4-0,6 - 8 шт. Площадь фильтрования - 9,1 м²

Диаметр фильтра - 3,4 м.

Высота фильтрующего слоя - 1,8-2,2 м. Объем загрузки - 19,6-22,95 м³.

Насос промывочной воды механических фильтров (НПВ № 1) -1 шт.

Тип - 1 НДВ-315/50

Производительность - 315 м³/час Напор - 50 м.вод.ст.

Максимально потребляемая мощность эл.двигателя - 68 кВт Частота вращения
эл.двигателя - 2900 об/мин

Насос промывочной воды катионитных фильтров (НПВ № 2) -1 шт.

Тип - 1Д 200-36

Производительность - 200 м³/час Напор - 36 м.вод.ст.

Максимально потребляемая мощность эл.двигателя - 45 кВт Частота вращения
эл.двигателя - 1450 об/мин

Бак промывочной воды (ПБ 1-3) -3 шт.

Объем -100 м³.

Бак мерник соли (БМС) -1 шт. Объем - 9,4 м³.

Эжектор соли (ЭС) -1 шт.

Баланс производительности водоподготовительных установок в системах теплоснабжения источников тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО приведен в таблице ниже.

Расходы теплоносителя на собственные нужды источников при выполнении расчетов балансов производительности ВПУ учтены.

Анализ балансов производительности ВПУ и потерь теплоносителя показывает, что на протяжении всего периода разработки схемы теплоснабжения величина подпитки тепловых сетей от источников г. Сургута в период 2018-2022 гг. изменяется незначительно (рисунок 7.2).

Производительности ВПУ источников г. Сургута достаточно для компенсации потерь теплоносителя в перспективных режимах каждого источника.

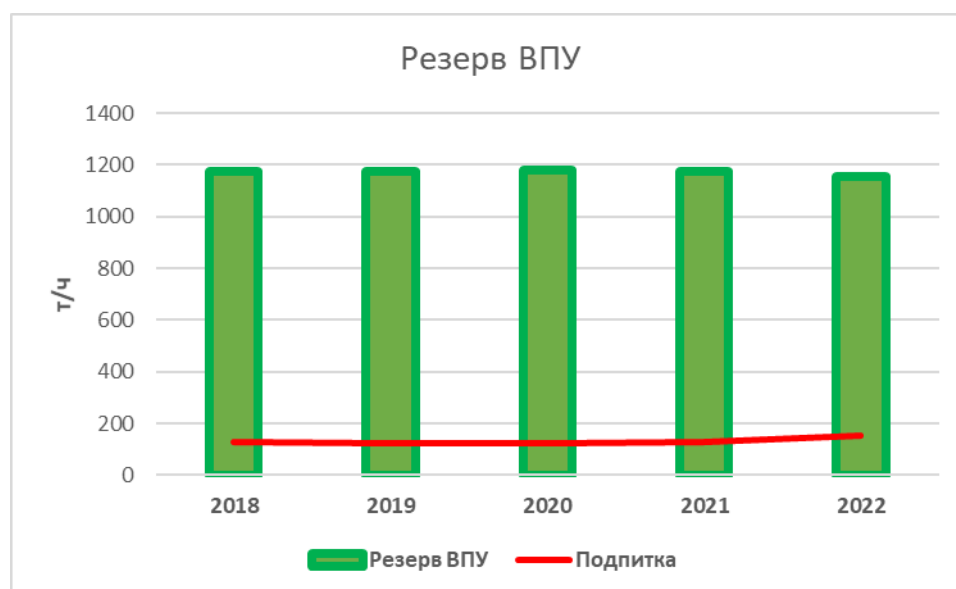


Рисунок 7.2 – Резерв ВПУ

По ряду источников выявлена сверхнормативная подпитка тепловых сетей. Для устранения сверхнормативных утечек теплоносителя необходимы:

- содержание запорной и регуливающей арматуры в надлежащем состоянии;
- своевременное обнаружение мест утечек и их устранение;
- своевременное проведение мероприятий по капитальному и текущему ремонту тепловых сетей, исчерпавших свой эксплуатационный ресурс (в том числе мероприятия, представленные в главе 8).

Также на ряде источников отражена отрицательная сверхнормативная подпитка тепловых сетей. Эти случаи объясняются тем, что фактическая подпитка на данных источниках меньше нормативной. Также по ряду источников сверхнормативная подпитка отсутствует, что объясняется либо отсутствием внешних тепловых сетей от источника, либо приводится согласно предоставленным ТСО данным.

Таблица 7.2 – Баланс производительности водоподготовительных установок в системах теплоснабжения источников тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
ЕТО №1 - ООО «СГЭС», ЕТО №2 - СГМУП «ГТС», ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»						
СГРЭС-1 (г. Сургут, ул. Электротехническая, 23/1 - филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1)						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	462,92	462,92	462,92	473,53	490,68
Производительность ВПУ	т/ч	450,00	450,00	450,00	450,00	450,00
Срок службы	лет	46,00	47,00	48,00	49,00	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	3 000,00	3 000,00	3 000,00	3 000,00	3 000,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	42,96	49,69	53,83	48,31	71,21
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	42,96	49,69	53,83	48,31	71,21
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	117,38	117,38	117,38	120,07	124,46
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-74,41	-67,69	-63,55	-71,76	-53,26
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	851,50	851,50	851,50	871,02	902,63
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	407,04	400,31	396,17	401,69	378,79
Доля резерва	%	90,5%	89,0%	88,0%	89,3%	84,2%
Котельная ПКТС (г. Сургут, ул. Мира, д.41 - ООО "СГЭС") – подпитка от СГРЭС-1						
СГРЭС-2 (г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23 - ПАО "Юнипро" - Сургутская ГРЭС-2)						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	180,90	180,90	180,90	180,90	191,53
Производительность ВПУ	т/ч	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	630,00	630,00	630,00	630,00	630,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	45,32	36,92	35,20	39,12	41,32
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	45,32	36,92	35,20	39,12	41,32
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	43,70	35,30	33,58	37,50	39,70
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	333,49	333,49	333,49	333,49	353,08
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	154,68	163,08	164,80	160,88	158,68
Доля резерва	%	77,3%	81,5%	82,4%	80,4%	79,3%
Котельная №1 (г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	20,20	20,20	20,20	20,21	20,96
Производительность ВПУ	т/ч	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,29	2,49	1,08	1,92	2,07
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,29	2,49	1,08	1,92	2,07
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,29	2,49	1,08	1,92	2,07

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	37,11	37,11	37,11	37,13	38,78
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	23,71	22,51	23,92	23,08	22,93
Доля резерва	%	94,9%	90,1%	95,7%	92,3%	91,7%
Котельная №2 (г. Сургут ул Нефтяников, д.24 стр. 4 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	56,41	56,41	56,41	56,32	51,26
Производительность ВПУ	т/ч	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	10,40	9,70	8,92	10,13	9,77
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	10,40	9,70	8,92	10,13	9,77
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,91	7,21	6,43	7,65	7,29
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	103,09	103,09	103,09	102,86	94,37
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	39,60	40,30	41,08	39,87	40,23
Доля резерва	%	79,2%	80,6%	82,2%	79,7%	80,5%
Котельная №3 (г. Сургут ул Майская д.10/2 стр.2 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	65,04	65,04	65,04	66,65	64,52
Производительность ВПУ	т/ч	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	555,00	555,00	555,00	555,00	555,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,01	2,77	2,22	3,18	3,18
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	2,01	2,77	2,22	3,18	3,18
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,01	2,77	2,22	3,18	3,18
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	119,24	119,24	119,24	122,18	118,97
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	47,99	47,23	47,78	46,82	46,82
Доля резерва	%	96,0%	94,5%	95,6%	93,6%	93,6%

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Котельная №5 (п. Дорожный - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	5,64	5,64	5,64	5,75	5,39
Производительность ВПУ	т/ч	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	56,30	56,30	56,30	56,30	56,30
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,19	0,61	0,34	0,22	0,22
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,19	0,61	0,34	0,22	0,22
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,19	0,61	0,34	0,22	0,22
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	10,43	10,43	10,43	10,64	10,05
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	8,81	9,39	9,66	9,78	9,78
Доля резерва	%	88,1%	93,9%	96,6%	97,8%	97,8%
Котельная №6 (Заячий остров - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,17	4,17	4,17	4,16	4,15
Производительность ВПУ	т/ч	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	5,00	5,00	10,00	10,00	10,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,22	0,67	0,52	0,54	0,54
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,22	0,67	0,52	0,54	0,54
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,22	0,67	0,52	0,54	0,54
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	7,92	7,92	7,92	7,91	7,90
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	13,78	14,33	14,48	14,46	14,46
Доля резерва	%	91,9%	95,5%	96,5%	96,4%	96,4%
Котельная №7 (8-ой пром.узел, ул.Индустриальная - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,21	4,21	4,21	4,17	3,79
Производительность ВПУ	т/ч	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,65	0,46	0,80	0,82	0,75
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,65	0,46	0,80	0,82	0,75
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,65	0,46	0,80	0,82	0,75
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	8,00	8,00	8,00	7,93	7,21
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	9,35	9,54	9,20	9,18	9,25
Доля резерва	%	93,5%	95,4%	92,0%	91,8%	92,5%
Котельная №9 (8-ой пром.узел, ул.Буровая - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	3,13	3,13	3,13	3,16	3,16
Производительность ВПУ	т/ч	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	25,00	25,00	25,00	27,25	27,25
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,34	0,26	0,07	0,09	0,09
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,34	0,26	0,07	0,09	0,09
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,34	0,26	0,07	0,09	0,09
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	5,96	5,96	5,96	6,01	6,01
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,26	5,34	5,53	5,51	5,51
Доля резерва	%	93,9%	95,3%	98,8%	98,4%	98,4%
Котельная №13 (р-н ж/д, ул. Западная 1/1 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	3,90	3,90	3,90	3,90	3,87
Производительность ВПУ	т/ч	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	44,00	44,00	44,00	44,00	44,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,39	3,75	1,73	3,36	3,42
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	2,39	3,75	1,73	3,36	3,42
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,39	3,75	1,73	3,36	3,42
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	7,34	7,34	7,34	7,34	7,32
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	297,61	296,25	298,27	296,64	296,58
Доля резерва	%	99,2%	98,8%	99,4%	98,9%	98,9%
Котельная №14 (р-н ж/д ул. Западная 1/1 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	35,93	35,93	35,93	35,90	35,69
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	4,43	3,38	4,46	5,42	5,59
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	4,43	3,38	4,46	5,42	5,59
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	4,43	3,38	4,46	5,42	5,59
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	65,48	65,48	65,48	65,43	65,47
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Котельная №21 (п. Звездный ул.Трубная - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,88	2,88	2,88	2,88	2,87
Производительность ВПУ	т/ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,31	0,19	0,12	0,08	0,08
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,31	0,19	0,12	0,08	0,08
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,31	0,19	0,12	0,08	0,08
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	5,35	5,35	5,35	5,35	5,34
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,69	2,81	2,88	2,92	2,92
Доля резерва	%	89,8%	93,7%	96,0%	97,3%	97,3%
Котельная №22 "Олимпия" (ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово - СГМУП "ГТС")						

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,66	4,66	4,66	4,66	3,87
Производительность ВПУ	т/ч	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,03	0,02	0,01	0,01
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,02	0,03	0,02	0,01	0,01
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,02	0,03	0,02	0,01	0,01
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	8,21	8,21	8,21	8,21	6,98
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,28	5,27	5,28	5,29	5,29
Доля резерва	%	99,7%	99,4%	99,7%	99,8%	99,8%
Котельная №23 "Ледовый Дворец" (Ледовый дворец Югорский тракт, 40 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,50	4,50	4,50	4,50	3,97
Производительность ВПУ	т/ч	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,00	0,02	0,01	0,01
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,02	0,00	0,02	0,01	0,01
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,02	0,00	0,02	0,01	0,01
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	8,08	8,08	8,08	8,08	7,28
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,48	3,50	3,48	3,49	3,49
Доля резерва	%	99,4%	100,0%	99,5%	99,7%	99,7%
Котельная №24 "Нефтяник" (г. Сургут, ул. Игоря Киртбая 12/1 (Поликлиника Нефтяник) - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,01	1,01	1,01	1,01	0,93
Производительность ВПУ	т/ч	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01	0,02	0,00	0,23	0,21
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,01	0,02	0,00	0,23	0,21
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,01	0,02	0,00	0,23	0,21
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1,85	1,85	1,85	1,85	1,72
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,39	2,38	2,40	2,17	2,19
Доля резерва	%	99,7%	99,3%	99,8%	90,4%	91,1%
Котельная №25 п. Лесной (пос. Лесной - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,12	0,15
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,06	0,06	0,05	0,05	0,06
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,06	0,06	0,05	0,05	0,06
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,06	0,06	0,05	0,05	0,06
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,30	0,30	0,30	0,24	0,28
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Котельная №26 "Набережный" (г. Сургут, Набережный пр. 17/2 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,32	0,32	0,32	0,20	0,40
Производительность ВПУ	т/ч	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,10	0,10	0,10	0,04	0,09
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,10	0,10	0,10	0,04	0,09
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,10	0,10	0,10	0,04	0,09
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,56	0,56	0,56	0,35	0,71
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,50	5,50	5,50	5,56	5,51
Доля резерва	%	98,2%	98,2%	98,2%	99,2%	98,4%
Котельная №27 "Набережный" (г. Сургут, Набережный пр. 17 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,73	1,73	1,73	1,08	1,08
Производительность ВПУ	т/ч	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,20	0,20	0,20	0,02	0,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,20	0,20	0,20	0,02	0,02
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,20	0,20	0,20	0,02	0,02
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	3,03	3,03	3,03	1,90	1,91
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,40	5,40	5,40	5,58	5,58
Доля резерва	%	96,4%	96,4%	96,4%	99,6%	99,6%
Котельная №28 п. Юность (п. Юность - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,94	4,94	4,94	4,90	4,84
Производительность ВПУ	т/ч	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,79	1,79	1,79	1,39	1,38
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,79	1,79	1,79	1,39	1,38
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,67	1,67	1,67	1,27	1,26
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	9,23	9,23	9,23	9,14	9,04
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,71	0,71	0,71	1,11	1,12
Доля резерва	%	28,6%	28,6%	28,6%	44,5%	44,8%
Котельная №29 п. Таежный (п. Таежный - СГМУП "ГТС")						

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,00	2,00	2,00	1,88	1,81
Производительность ВПУ	т/ч	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,30	2,30	2,30	1,98	1,93
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	2,30	2,30	2,30	1,98	1,93
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,53	0,53	0,53	0,50	0,49
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,50	1,50	1,50	1,21	1,17
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	3,78	3,78	3,78	3,56	3,43
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,30	3,30	3,30	3,62	3,67
Доля резерва	%	58,9%	58,9%	58,9%	64,7%	65,6%
Котельная №30 п. Лунный (п. Лунный - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	3,63	3,63	3,63	3,64	3,70
Производительность ВПУ	т/ч	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	2,00	2,00	2,00	6,00	6,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,20	1,20	1,20	0,94	0,96
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,20	1,20	1,20	0,94	0,96
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,90	0,90	0,90	0,64	0,66
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	6,83	6,83	6,83	6,85	6,97
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	4,40	4,40	4,40	4,66	4,64
Доля резерва	%	78,6%	78,6%	78,6%	83,2%	82,9%
Котельная №32 п. Снежный (п. Снежный - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Котельная №33 п. Снежный (п. Снежный - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,72	1,72	1,72	1,72	1,37
Производительность ВПУ	т/ч	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,16	0,16	0,16	0,03	0,03
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,16	0,16	0,16	0,03	0,03
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,16	0,16	0,16	0,03	0,03
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2,94	2,94	2,94	2,94	2,42
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,44	5,44	5,44	5,57	5,57
Доля резерва	%	97,2%	97,2%	97,2%	99,5%	99,5%
Котельная №34 Крылова, 40 (г. Сургут, ул. Крылова, 40 - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,41	1,41	1,41	1,42	1,40
Производительность ВПУ	т/ч	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2,67	2,67	2,67	2,68	2,65
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98
Доля резерва	%	99,1%	99,1%	99,1%	98,0%	98,0%
Котельная №35 Спортивное (законсервирована) (г. Сургут Спортивное ядро - СГМУП "ГТС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Котельная №1 (г. Сургут, Аэропорт - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Котельная №3 (г. Сургут, промзона, ш. Нефтеюганское, 56, соор. 19 - ПАО "Сургутнефтегаз")						

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43	0,49	0,47
Производительность ВПУ	т/ч	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,80	0,80	0,80	0,92	0,89
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
Доля резерва	%	98,6%	98,6%	98,6%	98,7%	98,7%
Котельная №4 (г. Сургут, Андреевский заезд, 14, соор. 10 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,72	2,72	3,23	3,10	3,34
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,03	-0,03	-0,04	-0,04	-0,04
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	5,14	5,14	6,10	5,87	6,32
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	1,48
Доля резерва	%	-	-	-	-	98,8%
Котельная №5 (г. Сургут, Андреевский заезд, 14, соор. 8 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	3,08
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50
Срок службы	лет	0,00	0,00	0,00	0,00	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,09
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	5,77
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	1,46
Доля резерва	%	-	-	-	-	97,2%
Котельная №6 (г. Сургут, ул. Буровая, 1, соор. 15 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	9,14	9,14	9,66	9,66	6,22
Производительность ВПУ	т/ч	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,01	0,03
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,01	0,03
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,03	0,03	0,03	0,04	0,00
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,01	-0,01	-0,01	-0,03	0,02
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	17,26	17,26	18,19	18,18	11,79
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,48	1,48	1,48	1,49	1,47
Доля резерва	%	98,5%	98,5%	98,5%	99,6%	98,3%
Котельная №7 (г. Сургут, Заячий остров, 6 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,31	1,31	1,31	1,22	1,18
Производительность ВПУ	т/ч	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,03	-0,03	-0,03	-0,04	-0,04

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2,49	2,49	2,49	2,32	2,25
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,47	1,47	1,47	1,48	1,48
Доля резерва	%	97,9%	97,9%	97,9%	98,3%	98,7%
Котельная №8 (г. Сургут, Андреевский заезд, 2, соор. 4 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,39	2,39	2,53	2,73	2,66
Производительность ВПУ	т/ч	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,05	0,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,05	0,02
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,08	0,08
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,06
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	4,54	4,54	4,82	5,10	4,96
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,48	1,48	1,48	1,45	1,48
Доля резерва	%	99,0%	99,0%	98,9%	96,5%	98,7%
Котельная №9 (г. Сургут, Северный промрайон, Индустриальная, 56, соор. 19 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,94	1,94	1,89	1,82	1,99
Производительность ВПУ	т/ч	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,05	-0,05	-0,05	-0,07	-0,07
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	3,64	3,64	3,56	3,43	3,75
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,43	1,43	1,43	1,43	1,44
Доля резерва	%	95,0%	95,0%	95,1%	95,5%	96,3%
Котельная №10 (г. Сургут, промзона, ш. Нефтеюганское, 7/1, соор. 4 - ПАО "Сургутнефтегаз")						

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	5,53	5,53	4,87	4,85	4,84
Производительность ВПУ	т/ч	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,19	0,19	0,17	0,21	0,21
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,19	0,19	0,17	0,21	0,21
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,16	1,16	1,02	0,51	0,51
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,97	-0,97	-0,85	-0,30	-0,30
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	10,50	10,50	9,25	9,21	9,18
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	9,81	9,81	9,83	9,79	9,79
Доля резерва	%	98,1%	98,1%	98,3%	97,9%	97,9%
Котельная №12 (г. Сургут, ул. Промышленная, 20/1 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	11,07	11,07	11,01	10,89	11,71
Производительность ВПУ	т/ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,40	0,40	0,39	0,68	0,37
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,40	0,40	0,39	0,68	0,37
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,67	-0,67	-0,67	-0,38	-0,69
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	20,89	20,89	20,76	20,55	22,01
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,60	2,60	2,61	2,32	2,63
Доля резерва	%	86,8%	86,8%	86,9%	77,4%	87,7%
Котельная №14 (г. Сургут, ш. Нефтеюганское, 54, соор. 1 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	14,49	14,49	15,21	14,54	13,99
Производительность ВПУ	т/ч	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,04	-0,04	-0,04	-0,05	-0,04
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	27,44	27,44	28,80	27,53	26,43
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	4,98	4,98	4,98	4,99	4,98
Доля резерва	%	99,6%	99,6%	99,6%	99,8%	99,6%
Котельная №15 (г. Сургут, Югорский тракт, 6/1 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,53	2,53	2,52	2,52	2,44
Производительность ВПУ	т/ч	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,05	0,05
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	-0,05	-0,03
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	4,80	4,80	4,79	4,79	4,64
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,49	1,49	1,49	1,49	1,48
Доля резерва	%	99,1%	99,1%	99,1%	99,5%	98,7%
Котельная №16 (г. Сургут, ул. Промышленная, 2, соор. 9 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	4,73	4,73	4,72	4,68	4,16
Производительность ВПУ	т/ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,10	0,10	0,10	0,00	0,01
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,10	0,10	0,10	0,00	0,01
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,08	0,08	0,08	-0,02	-0,01

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	8,79	8,79	8,77	8,69	7,71
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,40	0,40	0,40	0,50	0,49
Доля резерва	%	79,9%	79,9%	80,0%	99,4%	98,2%
Котельная №17 (г. Сургут, Андреевский заезд, 9 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Производительность ВПУ	т/ч	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,04	-0,04	-0,04	-0,05	-0,04
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,48	1,48	1,48	1,49	1,48
Доля резерва	%	98,7%	98,7%	98,7%	99,1%	98,8%
Котельная №19 (г. Сургут, ул. Автомобилистов, 16 - ПАО "Сургутнефтегаз")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,05	2,05	2,29	2,61	2,47
Производительность ВПУ	т/ч	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,10	1,10	1,23	0,41	0,91
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,10	1,10	1,23	0,41	0,91
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,26	1,26	1,41	1,16	1,16
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,16	-0,16	-0,18	-0,75	-0,25
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	3,87	3,87	4,34	4,92	4,65
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	18,90	18,90	18,77	19,59	19,09
Доля резерва	%	94,5%	94,5%	93,9%	98,0%	95,5%
Котельная №22 (г. Сургут, ул. Заячий остров, 6, соор. 19 - ПАО "Сургутнефтегаз")						

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	11,92	11,92	11,53	11,56	11,44
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	2,20	2,20	2,20
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,03	1,03	1,00	1,00	1,00
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,03	1,03	1,00	1,00	1,00
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,92	0,92	0,89	0,89	0,89
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	22,54	22,54	21,81	21,87	21,66
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	1,20	1,20	1,20
Доля резерва	%	-	-	54,5%	54,5%	54,5%
Котельная К-45 (г. Сургут, ул. Крылова, 55/2 - ООО "СГЭС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК) (г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5 - ООО "СГЭС")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	53,52	53,52	53,52	53,52	53,66
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,43	0,43	0,43	0,43	0,42
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,43	0,43	0,43	0,43	0,42
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,43	0,43	0,43	0,43	0,42
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	97,33	97,33	97,33	97,33	97,30
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС», ЕТО №2 - СГМУП «ГТС», ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	995,88	995,88	996,82	1 007,56	1 025,73
Производительность ВПУ	т/ч	1 210,30	1 210,30	1 212,50	1 212,50	1 215,50
Количество баков-аккумуляторов	ед.	48,00	48,00	51,00	52,00	54,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	4 876,13	4 876,13	4 881,13	4 887,38	4 887,39
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	121,87	120,25	118,70	120,88	146,15
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	121,87	120,25	118,70	120,88	146,15
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	191,06	182,71	176,97	187,61	194,26
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-73,97	-67,25	-63,05	-71,50	-52,90
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	4,78	4,78	4,78	4,78	4,78
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1 833,71	1 833,71	1 835,49	1 855,11	1 891,12
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1 088,43	1 090,05	1 093,80	1 091,62	1 069,35
Доля резерва	%	89,9%	90,1%	90,2%	90,0%	88,0%
ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»						
Котельная ООО "Газпром энерго" (г. Сургут, ул. Производственная,17 - ООО "Газпром энерго")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74
Производительность ВПУ	т/ч	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	49,00	49,00	49,00	49,00	49,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,85	0,85	0,85	0,82	1,11
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,85	0,85	0,85	0,82	1,11
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-3,25	-3,25	-3,25	-3,28	-2,98

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	11,65	11,65	11,65	11,68	11,39
Доля резерва	%	93,2%	93,2%	93,2%	93,4%	91,1%
Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74
Производительность ВПУ	т/ч	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	49,00	49,00	49,00	49,00	49,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,85	0,85	0,85	0,82	1,11
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,85	0,85	0,85	0,82	1,11
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-3,25	-3,25	-3,25	-3,28	-2,98
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	11,65	11,65	11,65	11,68	11,39
Доля резерва	%	93,2%	93,2%	93,2%	93,4%	91,1%
ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»						
Котельная АО «Аэропорт Сургут» (г. Сургут, ул. Аэрофлотская, д. 49/1 - АО "Аэропорт Сургут")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	16,68	16,68	16,68	17,50	16,56
Производительность ВПУ	т/ч	64,00	64,00	64,00	64,00	64,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,71	0,71	0,71	0,74	0,70
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,71	0,71	0,71	0,74	0,70
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,71	0,71	0,71	0,74	0,70
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	31,73	31,73	31,73	33,28	31,49
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	63,29	63,29	63,29	63,26	63,30
Доля резерва	%	98,9%	98,9%	98,9%	98,8%	98,9%
Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»						

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	16,68	16,68	16,68	17,50	16,56
Производительность ВПУ	т/ч	64,00	64,00	64,00	64,00	64,00
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,71	0,71	0,71	0,74	0,70
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,71	0,71	0,71	0,74	0,70
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,71	0,71	0,71	0,74	0,70
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	31,73	31,73	31,73	33,28	31,49
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	63,29	63,29	63,29	63,26	63,30
Доля резерва	%	98,9%	98,9%	98,9%	98,8%	98,9%
ЕТО №6 - СГМУП «Сургутский Хлебозавод»						
Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод" (г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 2 (ПРОМЗОНА) - СГМУП "Сургутский Хлебозавод")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Производительность ВПУ	т/ч	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
Доля резерва	%	85,7%	85,7%	85,7%	85,7%	85,7%
Итого по ЕТО №6 - СГМУП «Сургутский Хлебозавод»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Производительность ВПУ	т/ч	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Количество баков-аккумуляторов	ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
Доля резерва	%	85,7%	85,7%	85,7%	85,7%	85,7%
ЕТО №7 - ООО «ОРИОН»						
Котельная ООО УК "СЗТК" (г. Сургут, ул. Автомобилистов, д. 3 - ООО "ОРИОН")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Итого по ЕТО №7 - ООО «ОРИОН»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»						
Котельная ООО «ТВС-сервис» (г. Сургут ул. Инженерная 20 стр. 2 - ООО "ТВС-сервис")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Итого по ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
ЕТО №9 - АО «Горремстрой»						

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Котельная АО «Горремстрой» (г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 21 база АО «Горремстрой» - АО "Горремстрой")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,66	1,66	1,66	1,66	1,40
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,31
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,31
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,31
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	3,15	3,15	3,15	3,15	2,66
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Итого по ЕТО №9 - АО «Горремстрой»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,66	1,66	1,66	1,66	1,40
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,31
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,31
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,31
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	3,15	3,15	3,15	3,15	2,66
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
ЕТО №10 - ООО «Технические системы»						
Котельная ООО «Технические системы» (г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 64/1 - ООО "Технические системы")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2,23	2,23	2,23	2,23	2,22
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Итого по ЕТО №10 - ООО «Технические системы»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2,23	2,23	2,23	2,23	2,22
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»						
Котельная ООО «СКАТ-База» (г. Сургут, ул. Монтажная 4 - ООО "СКАТ-База")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок службы	лет	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Итого по ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
ЕТО №12 - ООО «ТехСтрой»						
Котельная ООО "ТехСтрой" (г. Сургут, ул. Игоря Киртбая - ООО "ТехСтрой")						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50
Срок службы	лет	-	-	-	1,00	2,00
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	1,40
Доля резерва	%	-	-	-	-	93,3%

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022
Итого по ЕТО №12 - ООО «ТехСтрой»						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	1,40
Доля резерва	%	-	-	-	-	93,3%
Итого по системе теплоснабжения г. Сургута						
Подключенная нагрузка к коллекторам источника, Гкал/ч	Гкал/ч	1 026,42	1 026,42	1 027,36	1 038,92	1 055,89
Производительность ВПУ	т/ч	1 300,80	1 300,80	1 303,00	1 303,00	1 307,50
Количество баков-аккумуляторов	ед.	53,00	53,00	56,00	57,00	60,00
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	4 947,13	4 947,13	4 952,13	4 958,38	4 959,39
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	127,42	125,79	124,25	126,44	151,90
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	127,42	125,79	124,25	126,44	151,90
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	199,86	191,51	185,76	196,44	203,00
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-77,22	-70,50	-66,30	-74,78	-55,88
Отпуск теплоносителя на цели ГВС	т/ч	4,78	4,78	4,78	4,78	4,78
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1 891,76	1 891,76	1 893,53	1 914,71	1 948,44
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1 173,38	1 175,01	1 178,75	1 176,56	1 155,60
Доля резерва	%	90,2%	90,3%	90,5%	90,3%	88,4%

8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

8.1. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

С момента предыдущей актуализации изменений в структуре топливных балансов существующих источников не произошло. Изменения объемных показателей потребления основного топлива в период 2018-2022 гг., связаны с неравномерностью температуры наружного воздуха в отопительный период и прочими климатическими характеристиками.

В проект добавлен топливный баланс котельной ООО «ТехСтрой».

Из проекта исключен топливный баланс котельной № 31 (Медвежий угол)

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

В качестве основного топлива для котельных ТСО Сургута (за исключением Котельной №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС», использующей в качестве топлива электричество) используется природный газ, поставляемый к источникам теплоснабжения Сургут от месторождения природного газа Уренгойское и от Среднеобских нефтяных месторождений (попутный газ), по отводам от магистральных газопроводов Уренгой-Челябинск и Уренгой-Сургут-Омск.

Основными газоснабжающими организациями Сургута являются ПАО «Сургутнефтегаз» (снабжение природным и попутным газом) и ЗАО «Газпром энерго» (региональная компания ОАО «Газпром» - снабжение природным газом). Природный и попутный газ, поставляемый в ТСО Сургута имеет сходные составы, и близкие теплотворные способности по этой причине в топливном балансе ТСО как правило учитывается общее потребление газового топлива (без разделения на природный газ и попутный газ).

Виды основного, резервного топлива, используемые на источниках тепловой энергии г. Сургута по состоянию на начало 2022 г. представлены в таблице ниже.

Таблица 8.1 - Виды основного и резервного топлива по каждому источнику тепловой энергии г. Сургута

№ п/п	Наименование источника	Основное топливо	Резервное/аварийное топливо
1	СГРЭС-1	газ	газ
2	Котельная ПКТС	газ	-
3	СГРЭС-2	газ	газ
4	Котельная №1	газ	газ
5	Котельная №2	газ	газ

№ п/п	Наименование источника	Основное топливо	Резервное/аварийное топливо
6	Котельная №3	газ	газ
7	Котельная №5	газ	-
8	Котельная №6	газ	-
9	Котельная №7	газ	-
10	Котельная №9	газ	дизель
11	Котельная №13	газ	дизель
12	Котельная №14	газ	-
13	Котельная №21	газ	-
14	Котельная №22 "Олимпия"	газ	дизель
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	газ	дизель
16	Котельная №24 "Нефтяник"	газ	-
17	Котельная №25 п. Лесной	электроэнергия	-
18	Котельная №26 "Набережный"	газ	-
19	Котельная №27 "Набережный"	газ	-
20	Котельная №28 п. Юность	газ	-
21	Котельная №29 п. Таежный	газ	-
22	Котельная №30 п. Лунный	газ	-
23	Котельная №32 п. Снежный	газ	дизель
24	Котельная №33 п. Снежный	газ	дизель
25	Котельная №34 Крылова, 40	газ	дизель
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	газ	-
27	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
28	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
29	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
30	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
31	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
32	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
33	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
34	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
35	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
36	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
37	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
38	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
39	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
40	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
41	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
42	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	-
43	Котельная К-45	газ	-
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	газ	-

№ п/п	Наименование источника	Основное топливо	Резервное/аварийное топливо
45	Котельная ООО «Газпром энерго»	газ	-
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	газ	-
47	Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	газ	-
48	Котельная ООО УК «СЗТК»	газ	-
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	газ	-
50	Котельная АО «Горремстрой»	газ	-
51	Котельная ООО «Технические системы»	газ	-
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	газ	-
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	газ	-

Монотопливность города является одновременно и положительным, и отрицательным фактором: с одной стороны – при сжигании природного газа экологическая ситуация не столь напряженная, как при сжигании мазута или угля, но другой стороны – не выдерживается условие необходимости резервирования и безопасности топливоснабжения города.

Топливный баланс источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, составленный в соответствии с формой Приложения 8 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения, представлен в таблице ниже.

Таблица 8.2 – Таблица П17.1 Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии СГРЭС-1 за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за календарный год, т. условного топлива			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурального	условного.		
2022 год							
Газ	0	4737124	4737124	4737124	5438421	0	8036
Итого					5438421		
2021 год							
Газ	0	4649831	4649831	4649831	5322673	0	8013
Итого					5322673		
2020 год							
Газ	0	4500243	4500243	4500243	5155094	0	8019
Итого					5155094		
2019 год							
Газ	0	5224097	5224097	5224097	6020108	0	8067
Итого					6020108		
2018 год							
Газ	0	5249538	5249538	5249538	6043734	0	8059
Итого					6043734		

Таблица 8.3 – Таблица П17.1 Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии СГРЭС-2 за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурального	условного.		
2022 год							
Газ	0	6544774	6544774	6536339	7548693	0	8084
Итого					7548693		
2021 год							
Газ	0	6040872	6040872	6035756	6970444	0	8084
Итого					6970444		
2020 год							
Газ	0	5722743	5722743	5715193	6594035	0	8076
Итого					6594035		
2019 год							
Газ	0	6315623	6315623	6310203	7289799	0	8087
Итого					7289799		
2018 год							
Газ	0	6658328	6658328	6654061	7675392	0	8074
Итого					7675392		

Таблица 8.4 – Таблица П17.2 Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе котельных за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	Всего, в т. условного топлива		
Котельная ПКТС						
2022 год						
Газ	0	5187	5187	5965	0	8050
Итого				5965		
2021 год						
Газ	0	13782	13782	15849	0	8050
Итого				15849		
2020 год						
Газ	0	5967	5967	6862	0	8050
Итого				6862		
2019 год						
Газ	0	6219	6219	7151	0	8050
Итого				7151		
2018 год						
Газ	0	6772	6772	7787	0	8050
Итого				7787		
Котельная №1						
2022 год						
Газ	0	9699	9699	11153	0	8050
Итого				11153		
2021 год						
Газ	0	8116	8116	9333	0	8050
Итого				9333		
2020 год						
Газ	0	9688	9688	11141	0	8050
Итого				11141		
2019 год						
Газ	0	12063	12063	13873	0	8050
Итого				13873		
2018 год						
Газ	0	12014	12014	13817	0	8050
Итого				13817		
Котельная №2						
2022 год						
Газ	0	16981	16981	19528	0	8050
Итого				19528		
2021 год						
Газ	0	19346	19346	22247	0	8050
Итого				22247		
2020 год						
Газ	0	16429	16429	18894	0	8050
Итого				18894		
2019 год						
Газ	0	18568	18568	21353	0	8050
Итого				21353		
2018 год						
Газ	0	19812	19812	22784	0	8050
Итого				22784		

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	Всего, в т. условного топлива		
Котельная №3						
2022 год						
Газ	0	22480	22480	25852	0	8050
Итого				25852		
2021 год						
Газ	0	24442	24442	28108	0	8050
Итого				28108		
2020 год						
Газ	0	20440	20440	23506	0	8050
Итого				23506		
2019 год						
Газ	0	24530	24530	28210	0	8050
Итого				28210		
2018 год						
Газ	0	23586	23586	27124	0	8050
Итого				27124		
Котельная №5						
2022 год						
Газ	0	2185	2185	2513	0	8050
Итого				2513		
2021 год						
Газ	0	2425	2425	2788	0	8050
Итого				2788		
2020 год						
Газ	0	2030	2030	2334	0	8050
Итого				2334		
2019 год						
Газ	0	2321	2321	2669	0	8050
Итого				2669		
2018 год						
Газ	0	2247	2247	2584	0	8050
Итого				2584		
Котельная №6						
2022 год						
Газ	0	1570	1570	1805	0	8050
Итого				1805		
2021 год						
Газ	0	1731	1731	1990	0	8050
Итого				1990		
2020 год						
Газ	0	1468	1468	1688	0	8050
Итого				1688		
2019 год						
Газ	0	1590	1590	1829	0	8050
Итого				1829		
2018 год						
Газ	0	1696	1696	1950	0	8050
Итого				1950		
Котельная №7						
2022 год						
Газ	0	1686	1686	1939	0	8050

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
Итого				1939		
2021 год						
Газ	0	2078	2078	2390	0	8050
Итого				2390		
2020 год						
Газ	0	1586	1586	1824	0	8050
Итого				1824		
2019 год						
Газ	0	1845	1845	2122	0	8050
Итого				2122		
2018 год						
Газ	0	1881	1881	2163	0	8050
Итого				2163		
Котельная №9						
2022 год						
Газ	0	1049	1049	1207	0	8050
Итого				1207		
2021 год						
Газ	0	1153	1153	1326	0	8050
Итого				1326		
2020 год						
Газ	0	954	954	1097	0	8050
Итого				1097		
2019 год						
Газ	0	1262	1262	1451	0	8050
Итого				1451		
2018 год						
Газ	0	1425	1425	1639	0	8050
Итого				1639		
Котельная №13						
2022 год						
Газ	0	1711	1711	1968	0	8050
Итого				1968		
2021 год						
Газ	0	1884	1884	2166	0	8050
Итого				2166		
2020 год						
Газ	0	2217	2217	2549	0	8050
Итого				2549		
2019 год						
Газ	0	1677	1677	1928	0	8050
Итого				1928		
2018 год						
Газ	0	1620	1620	1863	0	8050
Итого				1863		
Котельная №14						
2022 год						
Газ	0	19022	19022	21875	0	8050
Итого				21875		
2021 год						
Газ	0	19584	19584	22522	0	8050

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
Итого				22522		
2020 год						
Газ	0	16080	16080	18492	0	8050
Итого				18492		
2019 год						
Газ	0	19067	19067	21927	0	8050
Итого				21927		
2018 год						
Газ	0	21238	21238	24424	0	8050
Итого				24424		
Котельная №21						
2022 год						
Газ	0	1165	1165	1340	0	8050
Итого				1340		
2021 год						
Газ	0	1213	1213	1395	0	8050
Итого				1395		
2020 год						
Газ	0	1050	1050	1207	0	8050
Итого				1207		
2019 год						
Газ	0	1198	1198	1378	0	8050
Итого				1378		
2018 год						
Газ	0	1303	1303	1498	0	8050
Итого				1498		
Котельная №22 "Олимпия"						
2022 год						
Газ	0	519	519	596	0	8050
Итого				596		
2021 год						
Газ	0	575	575	662	0	8050
Итого				662		
2020 год						
Газ	0	489	489	562	0	8049
Итого				562		
2019 год						
Газ	0	571	571	656	0	8050
Итого				656		
2018 год						
Газ	0	689	689	792	0	8049
Итого				792		
Котельная №23 "Ледовый Дворец"						
2022 год						
Газ	0	1018	1018	1171	0	8050
Итого				1171		
2021 год						
Газ	0	1059	1059	1218	0	8050
Итого				1218		
2020 год						
Газ	0	912	912	1049	0	8050

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
Итого				1049		
2019 год						
Газ	0	1202	1202	1383	0	8050
Итого				1383		
2018 год						
Газ	0	1186	1186	1363	0	8050
Итого				1363		
Котельная №24 "Нефтяник"						
2022 год						
Газ	0	318	318	365	0	8050
Итого				365		
2021 год						
Газ	0	318	318	366	0	8049
Итого				366		
2020 год						
Газ	0	246	246	282	0	8049
Итого				282		
2019 год						
Газ	0	347	347	399	0	8050
Итого				399		
2018 год						
Газ	0	373	373	429	0	8050
Итого				429		
Котельная №25 п. Лесной						
2022 год						
Электроэнергия	0	734	734	90	0	860
Итого				90		
2021 год						
Электроэнергия	0	871	871	107	0	860
Итого				107		
2020 год						
Электроэнергия	0	743	743	91	0	860
Итого				91		
2019 год						
Электроэнергия	0	1237	1237	152	0	860
Итого				152		
2018 год						
Электроэнергия	0	579	579	71	0	860
Итого				71		
Котельная №26 "Набережный"						
2022 год						
Газ	0	551	551	633	0	8050
Итого				633		
2021 год						
Газ	0	612	612	703	0	8050
Итого				703		
2020 год						
Газ	0	552	552	635	0	8050
Итого				635		
2019 год						
Газ	0	0	0	0	0	0

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
Итого				0		
2018 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
Котельная №27 "Набережный"						
2022 год						
Газ	0	234	234	269	0	8050
Итого				269		
2021 год						
Газ	0	267	267	307	0	8050
Итого				307		
2020 год						
Газ	0	243	243	279	0	8050
Итого				279		
2019 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2018 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
Котельная №28 п. Юность						
2022 год						
Газ	0	2139	2139	2460	0	8050
Итого				2460		
2021 год						
Газ	0	2379	2379	2736	0	8050
Итого				2736		
2020 год						
Газ	0	2137	2137	2457	0	8050
Итого				2457		
2019 год						
Газ	0	2442	2442	2808	0	8050
Итого				2808		
2018 год						
Газ	0	2894	2894	3328	0	8050
Итого				3328		
Котельная №29 п. Тасжрый						
2022 год						
Газ	0	649	649	746	0	8050
Итого				746		
2021 год						
Газ	0	876	876	1007	0	8050
Итого				1007		
2020 год						
Газ	0	815	815	937	0	8051
Итого				937		
2019 год						
Газ	0	973	973	1119	0	8051
Итого				1119		
2018 год						
Газ	0	903	903	1038	0	8051

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
Итого				1038		
Котельная №30 п. Лунный						
2022 год						
Газ	0	1658	1658	1906	0	8050
Итого				1906		
2021 год						
Газ	0	1578	1578	1814	0	8050
Итого				1814		
2020 год						
Газ	0	1386	1386	1594	0	8050
Итого				1594		
2019 год						
Газ	0	1704	1704	1960	0	8050
Итого				1960		
2018 год						
Газ	0	1787	1787	2055	0	8050
Итого				2055		
Котельная №32 п. Снежный						
2022 год						
Газ	0	63	63	72	0	8050
Итого				72		
2021 год						
Газ	0	63	63	72	0	8050
Итого				72		
2020 год						
Газ	0	60	60	69	0	8050
Итого				69		
2019 год						
Газ	0	76	76	87	0	8050
Итого				87		
2018 год						
Газ	0	83	83	96	0	8050
Итого				96		
Котельная №33 п. Снежный						
2022 год						
Газ	0	729	729	838	0	8050
Итого				838		
2021 год						
Газ	0	852	852	980	0	8050
Итого				980		
2020 год						
Газ	0	671	671	771	0	8050
Итого				771		
2019 год						
Газ	0	843	843	969	0	8050
Итого				969		
2018 год						
Газ	0	923	923	1061	0	8050
Итого				1061		
Котельная №34 Крылова, 40						
2022 год						

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
Газ	0	120	120	138	0	8050
Итого				138		
2021 год						
Газ	0	147	147	169	0	8048
Итого				169		
2020 год						
Газ	0	138	138	158	0	8047
Итого				158		
2019 год						
Газ	0	88	88	101	0	8047
Итого				101		
2018 год						
Газ	0	110	110	127	0	8047
Итого				127		
Котельная №35 Спортивное (законсервирована)						
2022 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2021 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2020 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2019 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2018 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	203	203	232	0	8012
Итого				232		
2021 год						
Газ	0	219	219	250	0	8012
Итого				250		
2020 год						
Газ	0	179	179	204	0	7978
Итого				204		
2019 год						
Газ	0	207	207	238	0	8048
Итого				238		
2018 год						
Газ	0	217	217	249	0	8032
Итого				249		
Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	1014	1014	1160	0	8012
Итого				1160		
2021 год						

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
Газ	0	1183	1183	1359	0	8037
Итого				1359		
2020 год						
Газ	0	967	967	1105	0	7999
Итого				1105		
2019 год						
Газ	0	1087	1087	1249	0	8043
Итого				1249		
2018 год						
Газ	0	1239	1239	1422	0	8034
Итого				1422		
Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	392	392	449	0	8020
Итого				449		
2021 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2020 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2019 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2018 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	2123	2123	2429	0	8010
Итого				2429		
2021 год						
Газ	0	2797	2797	3211	0	8037
Итого				3211		
2020 год						
Газ	0	2218	2218	2535	0	8000
Итого				2535		
2019 год						
Газ	0	2557	2557	2937	0	8040
Итого				2937		
2018 год						
Газ	0	2719	2719	3121	0	8035
Итого				3121		
Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	417	417	477	0	8012
Итого				477		
2021 год						
Газ	0	439	439	505	0	8038
Итого				505		
2020 год						

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
Газ	0	384	384	439	0	8003
Итого				439		
2019 год						
Газ	0	452	452	519	0	8038
Итого				519		
2018 год						
Газ	0	510	510	585	0	8029
Итого				585		
Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	901	901	1031	0	8012
Итого				1031		
2021 год						
Газ	0	1045	1045	1200	0	8037
Итого				1200		
2020 год						
Газ	0	829	829	948	0	8005
Итого				948		
2019 год						
Газ	0	912	912	1047	0	8036
Итого				1047		
2018 год						
Газ	0	940	940	1079	0	8035
Итого				1079		
Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	578	578	661	0	8012
Итого				661		
2021 год						
Газ	0	677	677	777	0	8037
Итого				777		
2020 год						
Газ	0	512	512	585	0	7998
Итого				585		
2019 год						
Газ	0	584	584	671	0	8043
Итого				671		
2018 год						
Газ	0	661	661	758	0	8027
Итого				758		
Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	1550	1550	1774	0	8012
Итого				1774		
2021 год						
Газ	0	1692	1692	1943	0	8037
Итого				1943		
2020 год						
Газ	0	1388	1388	1586	0	7999
Итого				1586		
2019 год						

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
Газ	0	1606	1606	1845	0	8042
Итого				1845		
2018 год						
Газ	0	1724	1724	1979	0	8035
Итого				1979		
Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	4060	4060	4647	0	8012
Итого				4647		
2021 год						
Газ	0	4391	4391	5042	0	8037
Итого				5042		
2020 год						
Газ	0	3676	3676	4200	0	7998
Итого				4200		
2019 год						
Газ	0	4228	4228	4857	0	8041
Итого				4857		
2018 год						
Газ	0	4460	4460	5118	0	8033
Итого				0		
Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	4496	4496	5146	0	8012
Итого				5146		
2021 год						
Газ	0	5074	5074	5825	0	8037
Итого				5825		
2020 год						
Газ	0	3991	3991	4561	0	8000
Итого				4561		
2019 год						
Газ	0	4788	4788	5500	0	8041
Итого				5500		
2018 год						
Газ	0	5121	5121	5878	0	8035
Итого				5878		
Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	808	808	925	0	8012
Итого				925		
2021 год						
Газ	0	946	946	1087	0	8037
Итого				1087		
2020 год						
Газ	0	751	751	858	0	7997
Итого				858		
2019 год						
Газ	0	877	877	1008	0	8046
Итого				1008		
2018 год						

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
Газ	0	935	935	1073	0	8033
Итого				1073		
Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	1618	1618	1852	0	8015
Итого				1852		
2021 год						
Газ	0	1790	1790	2055	0	8037
Итого				2055		
2020 год						
Газ	0	1553	1553	1774	0	7996
Итого				1774		
2019 год						
Газ	0	1881	1881	2164	0	8053
Итого				2164		
2018 год						
Газ	0	1928	1928	2214	0	8038
Итого				2214		
Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	193	193	221	0	8012
Итого				221		
2021 год						
Газ	0	218	218	250	0	8037
Итого				250		
2020 год						
Газ	0	171	171	195	0	7982
Итого				195		
2019 год						
Газ	0	195	195	224	0	8041
Итого				224		
2018 год						
Газ	0	207	207	237	0	8014
Итого				237		
Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	822	822	941	0	8012
Итого				941		
2021 год						
Газ	0	929	929	1066	0	8037
Итого				1066		
2020 год						
Газ	0	688	688	786	0	7997
Итого				786		
2019 год						
Газ	0	798	798	917	0	8044
Итого				917		
2018 год						
Газ	0	863	863	990	0	8030
Итого				990		
Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»						

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	Всего, в т. условного топлива		
2022 год						
Газ	0	3962	3962	4535	0	8012
Итого				4535		
2021 год						
Газ	0	4062	4062	4664	0	8037
Итого				4664		
2020 год						
Газ	0	3351	3351	3829	0	7999
Итого				3829		
2019 год						
Газ	0	3798	3798	4363	0	8041
Итого				4363		
2018 год						
Газ	0	4098	4098	4703	0	8033
Итого				4703		
Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»						
2022 год						
Газ	0	609	609	699	0	8031
Итого				699		
2021 год						
Газ	0	529	529	607	0	8039
Итого				607		
2020 год						
Газ	0	95	95	109	0	8039
Итого				109		
2019 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2018 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
Котельная К-45						
2022 год						
Газ	0	20019	20019	22975	0	8034
Итого				22975		
2021 год						
Газ	0	20675	20675	23740	0	8038
Итого				23740		
2020 год						
Газ	0	15696	15696	17932	0	7997
Итого				17932		
2019 год						
Газ	0	15774	15774	18200	0	8077
Итого				18200		
2018 год						
Газ	0	15524	15524	17845	0	8047
Итого				17845		
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)						
2022 год						
Газ	0	302	302	347	0	8034
Итого				347		

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	Всего, в т. условного топлива		
2021 год						
Газ	0	364	364	418	0	8038
Итого				418		
2020 год						
Газ	0	281	281	321	0	7997
Итого				321		
2019 год						
Газ	0	301	301	347	0	8077
Итого				347		
2018 год						
Газ	0	355	355	408	0	8047
Итого				408		
Котельная ООО «Газпром энерго»						
2022 год						
Газ	0	5145	5145	5935	0	8075
Итого				5935		
2021 год						
Газ	0	5888	5888	6800	0	8085
Итого				6800		
2020 год						
Газ	0	4781	4781	5520	0	8081
Итого				5520		
2019 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2018 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
Котельная АО «Аэропорт Сургут»						
2022 год						
Газ	0	2060	2060	2369	0	8050
Итого				2369		
2021 год						
Газ	0	2314	2314	2662	0	8050
Итого				2662		
2020 год						
Газ	0	1738	1738	1998	0	8050
Итого				1998		
2019 год						
Газ	0	1949	1949	2241	0	8050
Итого				2241		
2018 год						
Газ	0	2253	2253	2590	0	8050
Итого				2590		
Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»						
2022 год						
Газ	0	2617	2617	3010	0	8051
Итого				3010		
2021 год						
Газ	0	2799	2799	3230	0	8078
Итого				3230		

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	Всего, в т. условного топлива		
2020 год						
Газ	0	2229	2229	2572	0	8077
Итого				2572		
2019 год						
Газ	0	2253	2253	2600	0	8078
Итого				2600		
2018 год						
Газ	0	2123	2123	2504	0	8256
Итого				2504		
Котельная ООО УК «СЗТК»						
2022 год						
Газ	0	1738	1738	1999	0	8050
Итого				1999		
2021 год						
Газ	0	1892	1892	2175	0	8050
Итого				2175		
2020 год						
Газ	0	1435	1435	1650	0	8050
Итого				1650		
2019 год						
Газ	0	1963	1963	2257	0	8050
Итого				2257		
2018 год						
Газ	0	2056	2056	2364	0	8050
Итого				2364		
Котельная ООО «ТВС-сервис»						
2022 год						
Газ	0	761	761	876	0	8050
Итого				876		
2021 год						
Газ	0	930	930	1070	0	8050
Итого				1070		
2020 год						
Газ	0	908	908	1044	0	8050
Итого				1044		
2019 год						
Газ	0	853	853	981	0	8050
Итого				981		
2018 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
Котельная АО «Горремстрой»						
2022 год						
Газ	0	226	226	260	0	8050
Итого				260		
2021 год						
Газ	0	303	303	348	0	8050
Итого				348		
2020 год						
Газ	0	236	236	272	0	8050
Итого				272		

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	Всего, в т. условного топлива		
2019 год						
Газ	0	261	261	300	0	8050
Итого				300		
2018 год						
Газ	0	199	199	229	0	8050
Итого				229		
Котельная ООО «Технические системы»						
2022 год						
Газ	0	310	310	357	0	8071
Итого				357		
2021 год						
Газ	0	358	358	412	0	8071
Итого				412		
2020 год						
Газ	0	304	304	350	0	8071
Итого				350		
2019 год						
Газ	0	333	333	384	0	8071
Итого				384		
2018 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
Котельная ООО «СКАТ-База»						
2022 год						
Газ	0	626	626	720	0	8050
Итого				720		
2021 год						
Газ	0	783	783	900	0	8050
Итого				900		
2020 год						
Газ	0	595	595	685	0	8050
Итого				685		
2019 год						
Газ	0	656	656	755	0	8050
Итого				755		
2018 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
Котельная ООО «ТехСтрой»						
2022 год						
Газ	0	213	213	249	0	8190
Итого				249		
2021 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2020 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		
2019 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	Всего, в т. условного топлива		
2018 год						
Газ	0	0	0	0	0	0
Итого				0		

Таблица 8.5 – Таблица П17.3 Топливный баланс в зоне деятельности ЕТО №1-3 за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за календарный год, т. условного топлива			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м³)
			На котельных на отпуск тепловой энергии	на ТЭЦ			
				На отпуск тепловой энергии	На отпуск электрической энергии		
2022 год							
Газ	0	11416695	154843	408662	12578452	0	8058
Электроэнергия	0	734	90	0	0	0	860
Итого			154933	408662	12578452		
2021 год							
Газ	0	10842209	174146	424379	11868738	0	8049
Электроэнергия	0	871	107	0	0	0	860
Итого			174253	424379	11868738		
2020 год							
Газ	0	10345271	140356	368238	11380891	0	8045
Электроэнергия	0	743	91	0	0	0	860
Итого			140447	368238	11380891		
2019 год							
Газ	0	11678350	159459	411576	12898331	0	8074
Электроэнергия	0	1237	152	0	0	0	860
Итого			159611	411576	12898331		
2018 год							
Газ	0	12051909	165582	410737	13308389	0	8065
Электроэнергия	0	579	71	0	0	0	860
Итого			165653	410737	13308389		

В связи с отсутствием в зонах действия прочих ЕТО источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии таблицы по форме П17.3 аналогичны таблицам по форме П17.2 и повторно не приводятся

Таблица 8.6 – Таблица П17.4 Топливный баланс в г. Сургут за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за календарный год, т. условного топлива			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)
			На котельных на отпуск тепловой энергии	на ТЭЦ			
				На отпуск тепловой энергии	На отпуск электрической энрегии		
2022 год							
Газ	0	11430391	170617	408662	12578452	0	8058
Электроэнергия	0	734	90	0	0	0	860
Итого			170708	408662	12578452		
2021 год							
Газ	0	10857475	191743	424379	11868738	0	8049
Электроэнергия	0	871	107	0	0	0	860
Итого			191850	424379	11868738		
2020 год							
Газ	0	10357497	154447	368238	11380891	0	8045
Электроэнергия	0	743	91	0	0	0	860
Итого			154538	368238	11380891		
2019 год							
Газ	0	11686618	168978	411576	12898331	0	8074
Электроэнергия	0	1237	152	0	0	0	860
Итого			169130	411576	12898331		
2018 год							
Газ	0	12058539	173269	410737	13308389	0	8065
Электроэнергия	0	579	71	0	0	0	860
Итого			173340	410737	13308389		

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

В качестве резервного топлива на крупных источниках теплоснабжения используется также газовое топливо, доставляемое по второму газовому вводу, пропускная способность которого соответствует 100% потреблению газа всеми газоиспользующими установками источника. Данные о наличии резервного топлива на источниках теплоснабжения приведены в таблице 8.1.

Все котельные, за исключением котельной № 25 работают на природном (попутном) газе. Котельные СГМУП «ГТС» № 1, 2, 3, 5, 6, 7, 14, 21, 24, 26, 27, 28, 29, 30 аварийного топлива не имеют, поскольку в связи с плотной застройкой жилыми домами и административными зданиями вокруг территорий котельных, установка ёмкости с аварийным топливом не возможна, т. к. будут нарушены требования правил пожарной безопасности при устройстве складов с легковоспламеняющимися жидкостями.

Проектом предусмотрено аварийное топливо на котельных № 9, 13, 22, 23, 32, 33, 34. На котельной №13 в 2019 году было выполнено техническое перевооружение с устройство аварийного теплоснабжения. В качестве аварийного топлива используется дизельное топливо.

На котельной №9 в качестве аварийного топлива используется дизельное топливо.

В соответствии с проектом имеют источники аварийного дизельного топлива:

- котельная № 13 - $V=100\text{м}^3$ - 2 шт.;
- котельная № 9 - $V=50\text{м}^3$;
- котельная № 22 - $V=50\text{м}^3$;
- котельная № 23 - $V=25\text{м}^3$;
- котельная № 32 - $V=10\text{м}^3$ - 2 шт.;
- котельная № 33 - $V=20\text{м}^3$ - 2 шт.;
- котельная № 34 - $V=15\text{м}^3$.

8.4. Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

В качестве основного топлива на СГРЭС и котельных г. Сургута используется природный газ. На нём вырабатывается 99,99% тепловой энергии.

На электроэнергии работает всего один теплоисточника - Котельная №25 п. Лесной.

Значения низшей теплоты сгорания по каждому источнику тепловой энергии представлены в разделе 8.2.

8.5. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

Преобладающим видом топлива в системах теплоснабжения города Сургута является природный газ, на долю которого приходится 99,99% производимой тепловой энергии.

8.6. Приоритетное направление развития топливного баланса

Исходя из отсутствия проблем с поставкой природного газа в качестве топлива для источников тепловой энергии в дальнейшем так же предлагается использовать природный газ в качестве приоритетного топлива.

9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

9.1. Описание и значения показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, и иные сведения

Расчет надежности в базовой версии Схемы теплоснабжения произведен в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения», утвержденными Приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012

№565/667. При этом нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены СП 124.13330.2012 (актуализированная версия СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети») в части пунктов 6.25-6.30 раздела «Надежность».

Подходы к расчету надежности теплоснабжения потребителей г. Сургута при актуализации Схемы теплоснабжения

В настоящее время методика оценки надежности, утвержденная Приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения», является наиболее достоверной и реалистичной поскольку позволяет оценивать надежность относительно конечных потребителей тепловой энергии и учитывать территориальные особенности расположения потребителей.

При актуализации Схемы теплоснабжения произведены следующие изменения, влияющие на оценку надежности теплоснабжения:

1) Разработана электронная модель 2-го уровня, с описанием распределительных (квартальных) тепловых сетей, до конечных потребителей;

2) В базы данных внесены сведения по системам транспорта тепловой энергии, характеризующие в полной мере надежность систем теплоснабжения потребителей за ретроспективный период, к числу показателей относятся:

- фактический срок ввода в эксплуатацию участков;
- фактическое число функциональных отказов на участках, на основании чего рассчитана фактическая интенсивность отказов функциональных отказов по каждому участку;
- фактическое время восстановления работоспособного состояния тепловых сетей, на основании чего рассчитано среднее время восстановления по каждому участку.

Целевая установка расчетов заключается в определении базовых показателей для оценки надежности теплоснабжения по состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения.

Для выполнения целевой установки выполнены следующие задачи:

- 1) Доработана электронная модель для объективной оценки надежности теплоснабжения;
- 2) Внесены и скорректированы фактические данные, характеризующие надежность теплоснабжения города;
- 3) Произведены расчеты показателей надежности теплоснабжения;
- 4) Выявлены зоны ненадежного теплоснабжения. В течение расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения одной из основных задач является повышение надежности теплоснабжения таких зон.

Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии представлены ниже.

Описание показателей надежности

В соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать (пункт «6.26») для:

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- системы СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \times 0,97 \times 0,99 = 0,86$.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю осуществляется по следующему алгоритму:

1. Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.
2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.
3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.
4. На основе обработки данных по отказам и восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);

- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;
- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка.

Частота (интенсивность) отказов (в соответствии с ГОСТ 27.002-09 «Надежность в технике») каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i , который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час]. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу все системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_{1t}} \times e^{-\lambda_2 L_{2t}} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_{nt}} = e^{-\sum_{i=1}^N \lambda_i L_i} = e^{\lambda_c t}, \quad (1.1.)$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей

отказов на каждом участке $\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n$, [1/час], где L_i - протяженность каждого участка, [км]. И, таким образом, чем выше значение интенсивности отказов системы, тем меньше вероятность безотказной работы. Параметр времени в этих выражениях всегда равен одному отопительному периоду, т.е. значение вероятности безотказной работы вычисляется как некоторая вероятность в конце каждого рабочего цикла (перед следующим ремонтным периодом).

Интенсивность отказов каждого конкретного участка может быть разной, но самое главное, она зависит от времени эксплуатации участка. В нашей практике для описания параметрической зависимости интенсивности отказов мы применяется зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкая по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0,1 \tau)^{\alpha-1}, \quad (1.2.)$$

где τ - срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α : при $\alpha < 1$, она

монотонно убывает, при $\alpha > 1$ - возрастает; при $\alpha = 1$ функция принимает вид

$\lambda(t) = \lambda_0 = Const$. А λ_0 - это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Обработка значительного количества данных по отказам, позволяет использовать следующую зависимость для параметра формы интенсивности отказов:

$$\begin{cases} 0,8 \cdot n_{при} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ \cdot n_{при} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{\left(\frac{\tau}{17}\right)} \cdot n_{при} \cdot \tau > 17 \end{cases} \quad (1.3)$$

На рисунке ниже приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети. При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

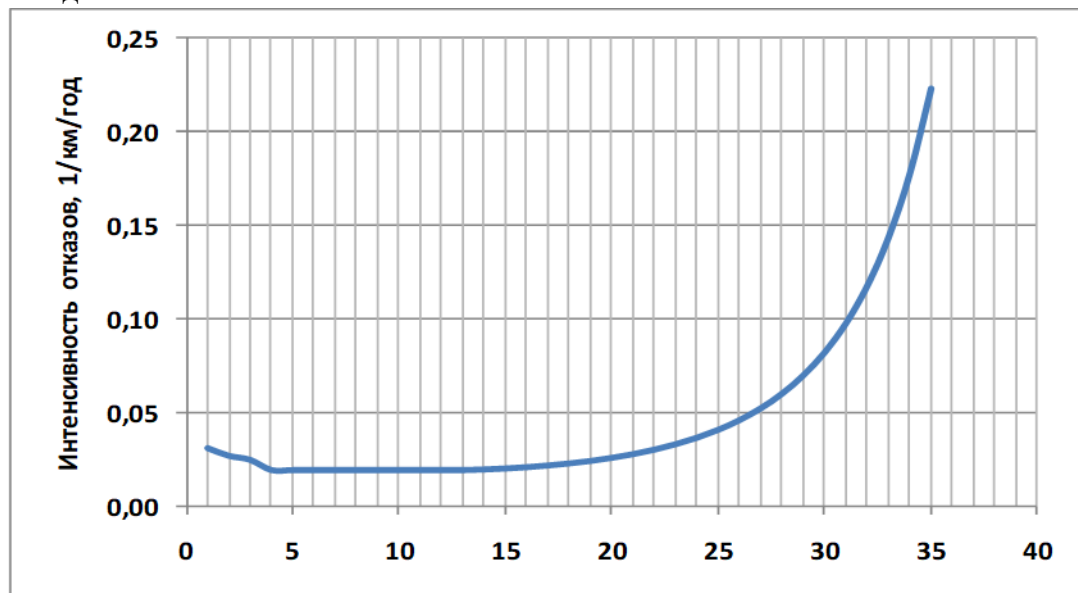


Рисунок 9.1 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления).

С использованием данных о теплоаккумулирующей способности абонентских установок определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$ (СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$Q = \frac{t'_e - t_n}{\frac{1}{q_o V} + \frac{1}{\exp(z \beta)}} \quad (1.4)$$

где

t_e	-	внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время
z	-	z в часах, после наступления исходного события, °C;
t'_e	-	температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °C;
t_n	-	температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °C;
Q_o	-	подача теплоты в помещение, Дж/ч;
$q_o V$	-	удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×°C);
β	-	коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчет времени снижения температуры в жилом здании до +12°C при внезапном

прекращении теплоснабжения эта формула при $\left(\frac{Q_o}{q_o V} = 0 \right)$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \times \ln \frac{(t_{e,a} - t_n)}{(t_e - t_n)}$$

$$(t_{e,a} - t_n) \quad (1.5)$$

где

$t_{e,a}$ - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°C для жилых зданий);

5. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используют эмпирическую зависимость для времени, необходимого для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a \left[1 + (b + c l_{c.з}) D^{1.2} \right] \quad (1.6)$$

где

a, b, c	-	постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода(подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ
$l_{c.з}$	-	расстояние между секционирующими задвижками, м;
D	-	условный диаметр трубопровода, м.

Расчет выполняется для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

- по каждой градации повторяемости температур с использованием уравнения 1.4 вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли (см. уравнение 1.7) и поток отказов (см. уравнение 1.8) участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры в $+12^{\circ}\text{C}$:

$$z = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{p} \right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{on}} \quad (1.7)$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1} z_{i,j}, \quad (1.8)$$

• вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента:

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i) \quad (1.9)$$

9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Учитывая, что наиболее уязвимой частью СЦТ являются водяные тепловые сети, рассмотрим основные свойства, определяющие надежность, прежде всего, данной части СЦТ. Под надежностью тепловых сетей понимается их способность обеспечивать потребителей требуемым количеством теплоносителя при заданном его качестве, оставаясь в течение заданного срока (25—30 лет) в полностью работоспособном состоянии при сохранении заданных на стадии проектирования технико-экономических показателей (значений абсолютных и удельных потерь теплоты, удельной пропускной способности, расхода электроэнергии на перекачку и др.).

Сведения о зафиксированных функциональных отказах на тепловых сетях предоставлены теплоснабжающими организациями СГМУП «ГТС». На тепловых сетях других теплоснабжающих организаций за ретроспективный период аварий и функциональных отказов не зафиксировано.

Сведения об отказах на тепловых сетях в разрезе источников тепловой энергии за 2017-2021 гг. представлены в таблице 9.1.1.

Как видно, наибольшее число функциональных отказов характерно для систем теплоснабжения на базе Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2, что объясняется количеством и разветвленностью магистральных и распределительных тепловых сетей от данных теплоисточников.

Довольно высокие значения повреждения на тепловых сетях характерны для котельных №1, 2, 3 СГМУП «ГТС».

За 5 лет на тепловых сетях зафиксировано 2387 функциональных отказа, из них наибольшее число произошло в 2021 г. – 660 ед. За рассматриваемый период не прослеживается положительная или отрицательная динамика изменения числа функциональных отказов на тепловых сетях, что свидетельствует о случайном, несистематическом характере их возникновения.

На основании статистической информации проведен анализ числа функциональных отказов по участкам, в зависимости от срока их службы. При этом срок службы от считывается от года ввода в эксплуатацию или от года проведения работ по капитальному ремонту участка.

Тем не менее, даже если бы все участки тепловых сетей были переложены или отремонтированы своевременно – это не гарантировало бы безотказную работу тепловых сетей, а лишь позволило бы минимизировать число функциональных отказов, что подтверждается наличием функциональных отказов на относительно новых тепловых сетях, введенных в 2016-2021 гг. – 17 шт. (0,2%). Отказы на относительно новых тепловых сетях могут быть вызваны несистемными факторами: некорректным ведением гидравлического режима, дефектами ремонта и монтажа и т.п.

Таблица 9.1 – Статистика функциональных отказов на тепловых сетях по системам теплоснабжения

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника						
			2017	2018	2019	2020	2021	2017 - 2021
1	Сургутская ГРЭС-1 - ПКТС - Город	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	86	47	300	153	148	734
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1			86	47	300	153	148	734
2	Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	133	20	240	107	94	594
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2			133	20	240	107	94	594
3	Котельная К-45	ООО "СГЭС"	0	0	0	0	0	0
4	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5»	ООО "СГЭС"	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «СГЭС»			0	0	0	0	0	0
5	Котельная № 1 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	4	1	16	6	13	40
6	Котельная № 2 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	28	5	68	57	23	181
7	Котельная № 3 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	5	3	31	9	15	63
8	Котельная № 5 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	1	0	2	0	1	4
9	Котельная № 6 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
10	Котельная № 7 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	1	0	1
11	Котельная № 9 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	1	1
12	Котельная № 13 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	7	7
13	Котельная № 14 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	2	1	20	17	14	54
14	Котельная № 21 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	3	0	0	3
15	Котельная № 22 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
16	Котельная № 23 Ледовый дворец (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0

17	Котельная №24 Пол- ка Нефтяник (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
18	Котельная №25 пос. Лесной	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
19	Котельная № 28 п. Юность	СГМУП «ГТС»	90	70	0	35	6	201
20	Котельная № 29 п. Таёжный	СГМУП «ГТС»	12	16	0	2	1	31
21	Котельная № 30 пос. Лунный	СГМУП «ГТС»	49	37	0	6	6	98

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источник а						
			2017	20 18	201 9	202 0	20 21	2017 - 202 1
22	Котельная № 31 п. Медвежий угол	СГМУП «ГТС»	25	15	0	0	0	40
23	Котельная № 33 п. Снежный	СГМУП «ГТС»	0	2	0	2	1	5
24	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ- 49	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
25	Котельная № 26 пр.Набережн ый д.17/2	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
26	Котельная № 27 р.Набережный д.17	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточников СГМУП «ГТС»			216	15 0	140	135	88	729
27	Котельная №1 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
28	Котельная №3,(ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
29	Котельная №4 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
30	Котельная №5 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
31	Котельная №6 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
32	Котельная №7 (ПАО	ПАО «Сургутнефтега	0	0	0	0	0	0

	«Сургутнефтегаз»)	з»						
33	Котельная №8 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
34	Котельная №9 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
35	Котельная №10(ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
36	Котельная №12(ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
37	Котельная №14(ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
38	Котельная №15 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
39	Котельная №16(ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
40	Котельная №17(ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтега з»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточников ПАО «Сургутнефтегаз»			0	0	0	0	0	0
42	Котельная промбазы УЭЗС ООО «Газпром энерго»	ООО «Газпро м энерго»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «Газпром энерго»			0	0	0	0	0	0
43	Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод»	СГМУП «Сургутский хлебозавод»	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источник а						
			2017	2018	2019	2020	2021	2017 - 2021
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника СГМУП «Сургутский хлебозавод»			0	0	0	0	0	0
44	Котельная «СЗТК»	ООО УК «Северо- Западная Тепловая Компания» (ООО УК «СЗТК»)	0	0	0	0	0	0

ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» (ООО УК «СЗТК»)			0	0	0	0	0	0
45	Автоматизированная газовая водогрейная котельная тепловой мощностью 4,48 МВт	АО «Горремстрой»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника АО «Горремстрой»			0	0	0	0	0	0
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	АО «Аэропорт Сургут»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника АО «Аэропорт Сургут»			0	0	0	0	0	0
47	Котельная ООО «ТВС-Сервис»	ООО «ТВС-Сервис»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «ТВС-Сервис»			0	0	0	0	0	0
48	Котельная ООО "Технические системы"	ООО "Технические системы"	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «Технические системы»			0	0	0	0	0	0
49	Котельная ООО "Скат-База"	ООО "Скат-База"	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «Скат-База»			0	0	0	0	0	0
ИТОГО по всем теплоисточникам			435	21 7	680	395	660	2387

Статистика отказов в зависимости от диаметров тепловых сетей представлена в таблице 9.1.2 и на рисунке 9.1.3.

Как видно, наибольшее число функциональных отказов характерно для распределительных и внутриквартальных тепловых сетей. Условные диаметры данных групп сетей, как правило, не превышают 300 мм. Для магистральных тепловых сетей характерна иная ситуация – функциональных отказов на тепловых сетях практически не наблюдалось.

Возможным вариантом оценки надежности тепловых сетей (как структурного элемента системы централизованного теплоснабжения), наряду с вероятностью безотказной работы, может служить интенсивность отказов – отношения числа функциональных отказов за рассматриваемый период к протяженности тепловой сети, шт./ (км·год).

По числу интенсивности отказов тепловых сетей, системы транспорта тепловой энергии можно классифицировать, как:

- высоконадежные при интенсивности менее 0,5 шт./ (км·год);
- надежные при интенсивности менее 0,5÷0,8 шт./ (км·год);
- малонадежные при интенсивности менее 0,8÷1,2 шт./ (км·год);
- ненадежные при интенсивности свыше 1,2 шт./ (км·год).

Наибольшая интенсивность отказов характерна для тепловых сетей следующих условных диаметров:

- 15 мм – 10,73 шт./ (км·год) – ненадежные сети;
- 20 мм – 2,437 шт./ (км·год) – ненадежные сети;
- 40 мм – 1,651 шт./ (км·год) – ненадежные сети;
- 125 мм – 7,794 шт./ (км·год) – ненадежные сети;
- 350 мм – 4,704 шт./ (км·год) – ненадежные сети.

В целом по рассматриваемой классификации все тепловые сети города следует отнести к категории высоконадежных, что связано с малым количеством функциональных отказов при значительной протяженности тепловых сетей. Однако для повышения надежности необходимо сократить интенсивность отказов на распределительных и внутриквартальных тепловых сетях.

Таблица 9.2 – Статистика функциональных отказов по условным диаметрам тепловых сетей

Условный диаметр, мм	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2020
15	10	2	13	1	0	26
20	22	9	14	1	8	54
25	54	12	25	15	18	124
32	16	5	18	7	30	76
40	6	1	12	3	4	26
50	53	58	126	92	163	492
65	0	3	1	0	2	6
70	20	29	0	50	82	181
80	23	37	175	57	85	377
100	103	2	133	84	129	451
125	0	1	4	1	4	10
150	38	31	96	58	95	318
200	24	3	43	18	24	112
250	34	2	11	1	4	52
300	12	3	1	1	6	23
350	0	0	0	0	0	0
400	6	2	3	3	0	14
500	14	8	2	2	4	30
600	0	0	1	0	0	1
700	0	0	2	1	0	3
800	0	0	0	0	2	2
средний диаметр	0	9	0	0	0	9
ИТОГО	435	217	680	395	660	2387



Рисунок 9.2 - Статистика и интенсивность функциональных отказов в зависимости от диаметра трубопроводов участков тепловой сети

В соответствии с п. 2.10 Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001: «2.10. Авариями в тепловых сетях считаются: 2.10.1. Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов».

9.3. Частота отключений потребителей

Согласно данным, предоставленным теплоснабжающими организациями, зафиксировано снижение теплоснабжения потребителей вследствие отказов участков тепловых сетей, за период 2021г., - 66. У остальных потребителей зафиксировано снижение параметров теплоснабжения и горячего водоснабжения потребителей вследствие возникновения функциональных отказов в тепловых сетях.

Среднее время восстановления работы тепловой сети и восстановления теплоснабжения потребителей составляет 3,46 ч.

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

За анализируемый период аварийных ситуаций на тепловых сетях г. Сургута не зафиксировано.

Сведения о длительности устранения функциональных отказов на тепловых сетях в зависимости от условного диаметра представлены в таблице 9.1.4 и на рисунке 9.1.4.

Как видно, в среднем на ликвидацию функционального отказа уходит 3,46 ч.

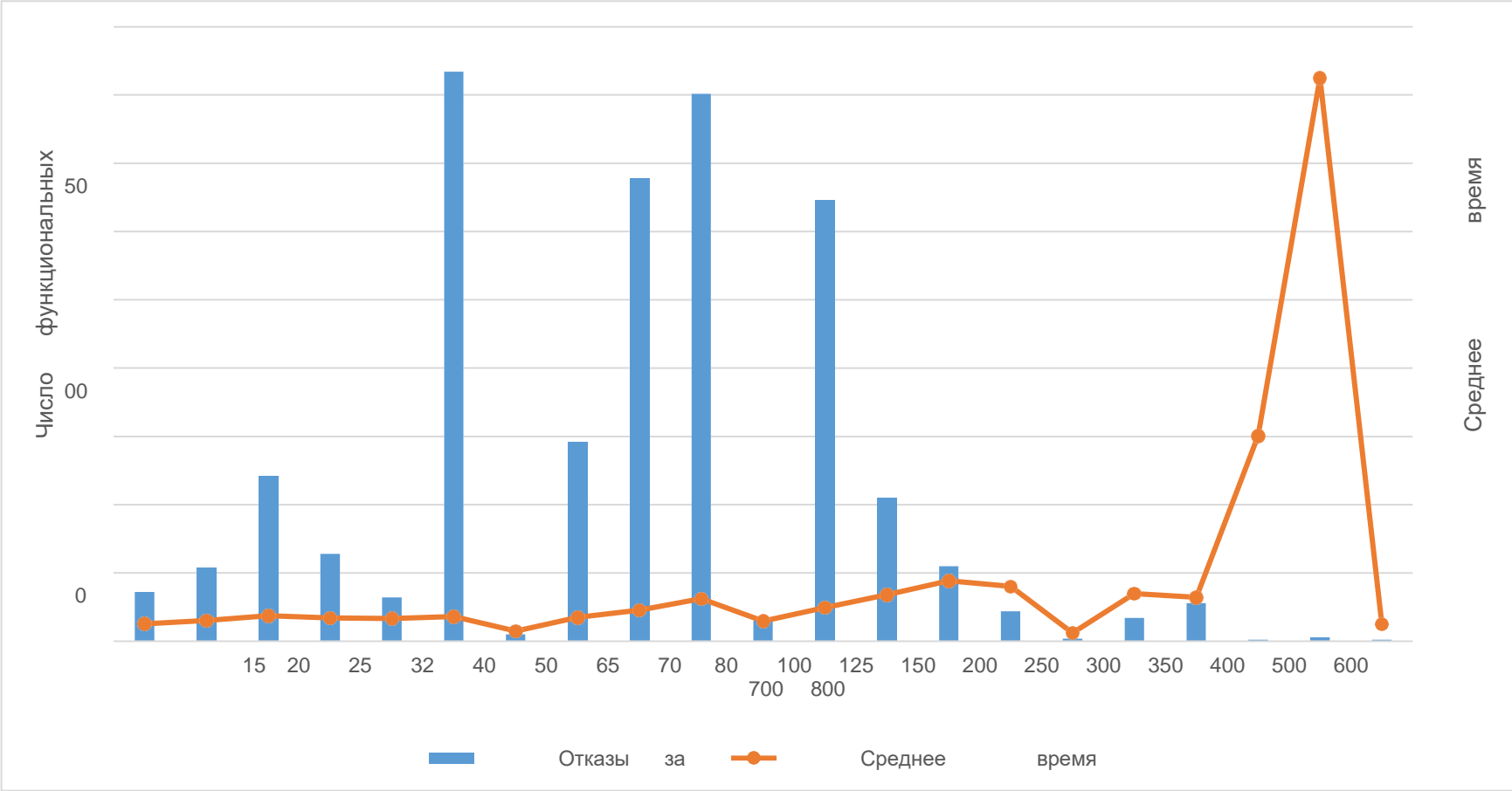


Рисунок 9.3 - Среднее время восстановления и отказов на тепловых сетях

Таблица 9.1.3 Сведения о длительности устранения последствий функциональных отказов на тепловых сетях за период 2017-2021гг.

№ п / п	Теплоисточник	Зона действия источника	Число функциональных отказов, шт.						Суммарное время восстановления, ч						Среднее время восстановления, ч					
			2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
			2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021												

1	Сургутская ГРЭС-1 - ПКТС - Город	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутс кая ГРЭС-1	8 6	4 7	3 0 0	1 5 3	1 4 8	73 4	181 ,7 2	125 ,5 8	1091, 8 3	615 ,2 5	470, 83	248 5,2 1	2,1 1	2,6 7	3,6 4	4,0 2	2,8 4	1 5, 2 8
---	-------------------------------------	---	--------	--------	-------------	-------------	-------------	---------	----------------	----------------	-----------------	----------------	------------	-----------------	----------	----------	----------	----------	----------	-------------------

[illegible]

10	Котельная № 7 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	1	0	1	0	0	0	2,08	0	2,08	0	0	0	2,08	0	2,08
11	Котельная № 9 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1,83	1,83	0	0	0	0	1,83	1,83
12	Котельная № 13 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	7	7	0	0	0	0	34,08	34,08	0	0	0	0	4,87	4,87
13	Котельная № 14 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	2	1	20	17	14	54	5,42	2,67	77,83	76,83	39,75	202,5	2,71	2,67	3,89	4,52	2,84	16,63
14	Котельная № 21 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	3	0	0	3	0	0	5,75	0	0	5,75	0	0	1,92	0	0	1,92
15	Котельная № 22 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
553																				

[illegible]

554

[illegible]

555

[illegible]

556

№ п / п	Теплоисточник	Зона действия источник а	Число функциональных отказов, шт.						Суммарное время восстановления, ч						Среднее время восстановления, ч					
			2 0 1 7	20 18	2 0 1 9	2 0 2 0	2 2 2 1	201 7- 202 1	201 7	201 8	2019	2020	2021	2017- 2021	20 17	20 18	20 19	20 20	20 21	2017 - 202 1
4 8	Котельная ООО "Технические системы"	ООО "Технические системы"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «Технические системы»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 9	Котельная ООО "Скат-База"	ООО "Скат- База"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «Скат-База»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по всем теплоисточникам			4 3 5	2 1 7	6 8 0	3 9 5	6 6 0	2 3 8 7	979, 9	579 ,7 9	2337, 1 4	143 9, 1	190 6,1 4	724 2,0 7	2, 2 5	2, 6 7	3,4 4	3,6 4	3, 4 6	1 5, 4 6

Таблица 9.1.4 Сведения о длительности устранения последствий функциональных отказов на тепловых сетях за 2017-2021 гг., в зависимости от условных диаметров

Условн ый диаметр , мм	Число функциональных отказов, шт.						Суммарное время восстановления, ч						Среднее время восстановления, ч					
	201 7	2018	201 9	2020	202 1	2017 - 202 1	2017	201 8	2019	2020	2021	2017 - 2021	2017	201 8	2019	2020	2021	201 7- 202 1
15	10	2	13	1	0	26	9,2	0,67	14,1	2,08	0	60,75	0,92	0,34	1,08	2,08	0	1,6 9
20	22	9	14	1	8	54	29,0 4	24,7 3	21,42	1,67	7,5	89,18	1,32	2,75	1,53	1,67	1,85	2,0 3
25	54	12	25	15	18	124	117,1 8	31,3 9	51,18	46,5	18,1 6	282,5 3	2,17	2,62	2,05	3,1	2,01	2,4 9
32	16	5	18	7	30	76	22,5 6	12,9	33,42	13,3 3	39,3	131,3 2	1,41	2,58	1,86	1,9	2,62	2,2 7
40	6	1	12	3	4	26	5,52	2,58	24,33	4,33	4,75	70,71	0,92	2,58	2,03	1,44	2,73	2,2 2

50	53	58	126	92	163	492	110,7 7	133, 2	305,3 3	257, 5	187, 25	1009, 53	2,09	2,3	2,42	2,8	2,28	2,4 1
65	0	3	1	0	2	6	0	9,17	0,37	0	2,5	12,04	0	3,06	0,37	0	2,5	0,9 8
70	20	29	0	50	82	181	56,6	50,6 6	0	162,6 7	124, 3	412,9 5	2,83	1,75	0	3,25	3,03	2,3 3
80	23	37	175	57	85	377	61,6 4	121, 58	467,1 7	183,8 8	124, 91	973,1 8	2,68	3,29	2,67	3,23	2,97	3,0 5
100	103	2	133	84	129	451	262,6 5	5,25	417,9 2	322,2 2	176, 5	1325, 8	2,55	2,63	3,14	3,84	2,71	4,1 6
125	0	1	4	1	4	10	0	2,7	7,25	4	1,25	34,52	0	2,7	1,81	4	0,62	1,9 8
150	38	31	96	58	95	318	112,8 6	69,4 2	379,0 8	296, 5	184	1131, 11	2,97	2,24	3,95	5,03	3,83	3,2 9
200	24	3	43	18	24	112	65,0 4	13,2 5	320,1 7	88,0 8	53,3	556,2 4	2,71	4,42	7,45	4,89	4,44	4,5 3
250	34	2	11	1	4	52	66,3	17,2 5	74,75	5,5	17,5	200,6	1,95	8,63	6,8	5,5	8,75	5,9 1
300	12	3	1	1	6	23	27,3 6	14,7 5	6,42	6,08	25,6	88,11	2,28	4,92	6,42	6,08	8,55	5,3 6
350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,8	0	0	0	0	0	0,8 1
400	6	2	3	3	0	14	21,8 4	9,96	24,75	22,5 8	0	89,84	3,64	4,98	8,25	7,53	0	4,6 6
500	14	8	2	2	4	30	11,3 4	15,3	14,67	16,4 2	15,1	72,83	0,81	1,91	7,34	8,21	7,58	4,3

Условный диаметр, мм	Число функциональных отказов, шт.						Суммарное время восстановления, ч						Среднее время восстановления, ч					
	2017	2018	2019	2020	2021	2017 - 2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017 - 2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
600	0	0	1	0	0	1	0	0	20,08	0	0	20,08	0	0	20,08	0	0	20,08
700	0	0	2	1	0	3	0	0	154,75	10,25	0	165	0	0	77,38	10,25	0	55
800	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	10,1	10,1	0	0	0	0	10,1	1,68
средний диаметр	0	9	0	0	0	9	0	45,03	0	0	0	45,03	0	5	0	0	0	5
ИТОГО	435	217	680	395	660	2387	979,9	579,79	2337,16	1443,6	992,02	6332,47	2,25	2,67	3,44	3,65	3,02	3,07

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

Как отмечалось ранее, для оценки надежности теплоснабжения упрощенно может использоваться показатель интенсивности отказов тепловых сетей. Однако он укрупненный, оценочный параметр и применим для оценки надежности системы теплоснабжения в целом.

Для определения зон ненадежного теплоснабжения используется методика оценки надежности, изложенная в совместном Приказе Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. №565/667 «Обутверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения». Основные подходы и описание ключевых показателей для оценки надежности представлены в разделе 9.1.

Расчет произведен только для систем теплоснабжения, в которых за ретроспективный период были зафиксированы отказы, безотказные системы теплоснабжения считаются надежными.

9.1.4.1. Оценка надежности теплоснабжения от СГРЭС-1

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-1 приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении 2Е и на рисунках 9.1.7. и 9.1.8 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

Рисунок 9.1.4 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-1

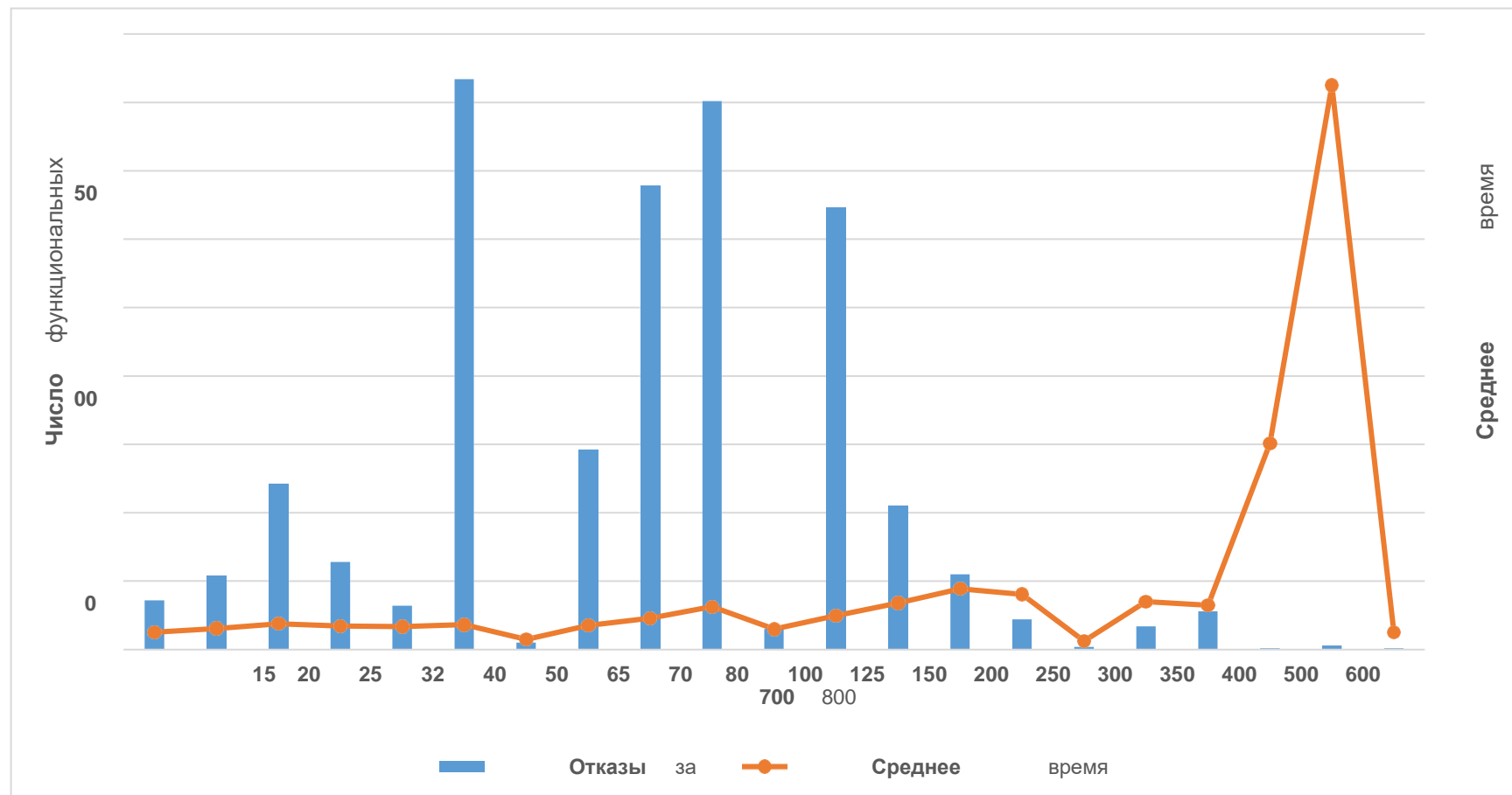


Рисунок 9.1.5 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от СГРЭС-1

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,99987 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,999854 при нормативе 0,97.

Подобный уровень числа инцидентов является следствием комплексной программы повышения надежности теплоснабжения, включающей перекладку ветхих и ненадежных участков тепловых сетей. По состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения, зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.2. Оценка надежности теплоснабжения от СГРЭС-2-ВЖР

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2-ВЖР приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении 2Е и на рисунках 9.1.11 – 9.1.12 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей надежностью).

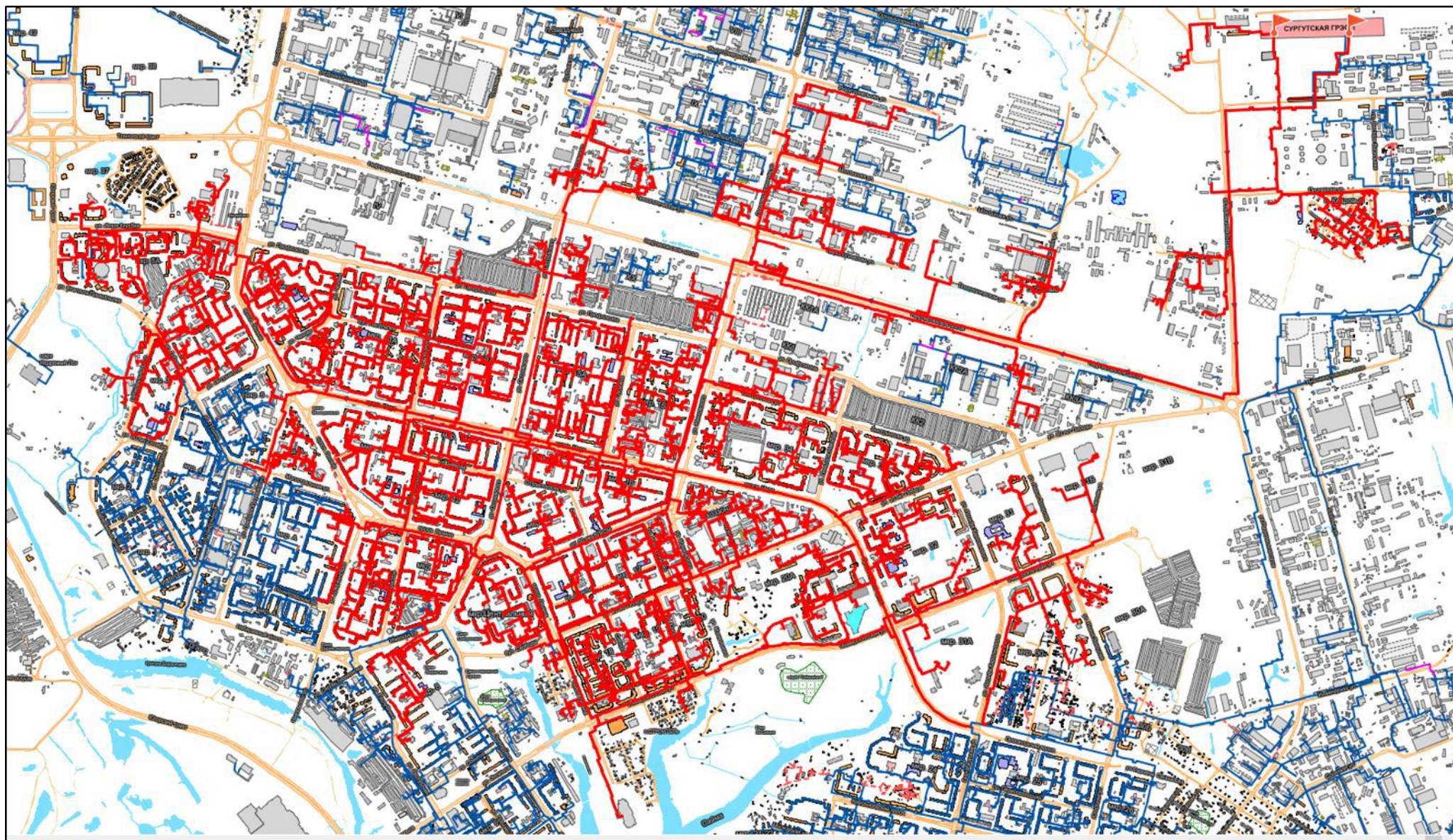


Рисунок 9.1.6 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-1

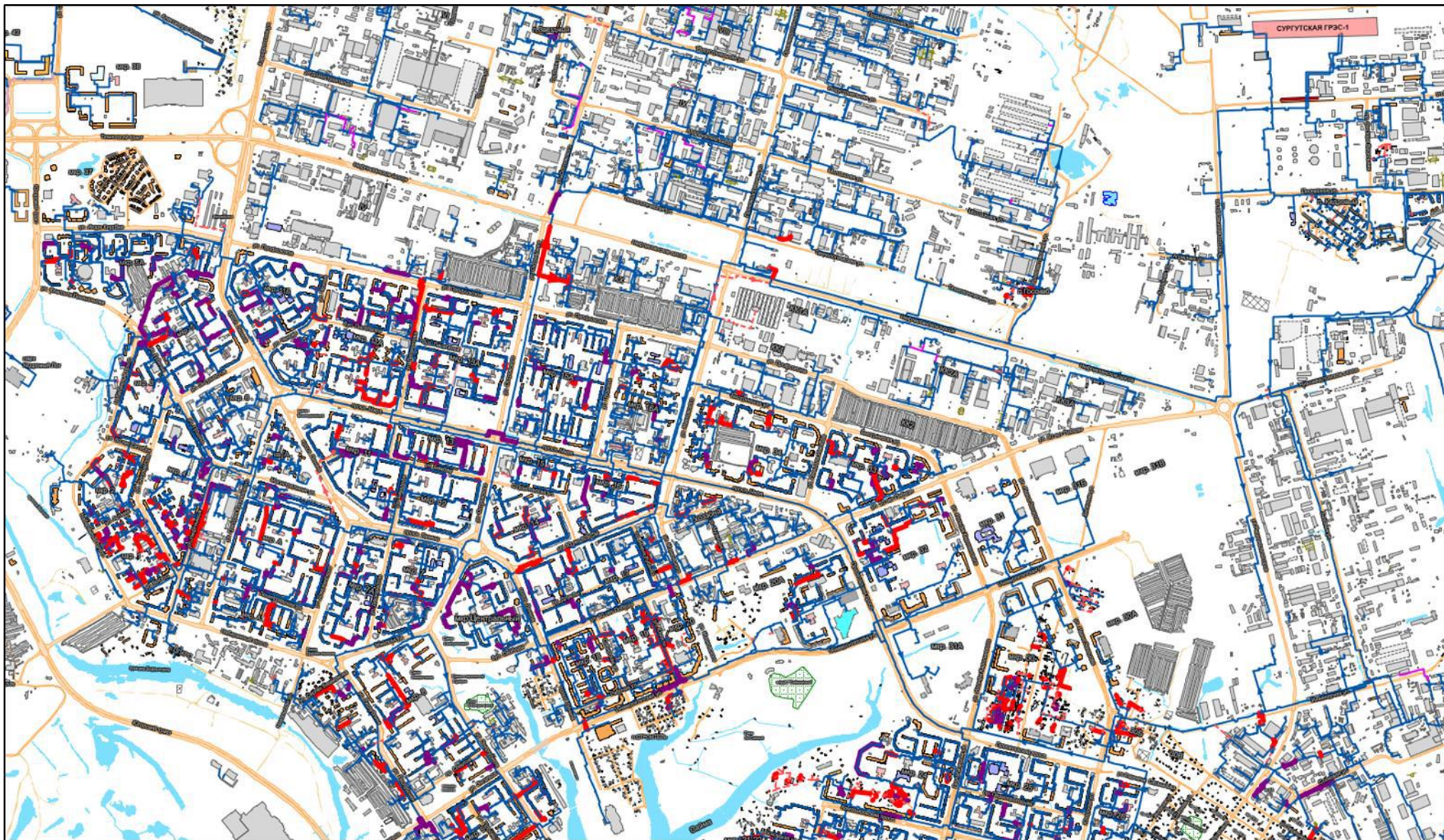


Рисунок 9.1.7 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от СГРЭС-1

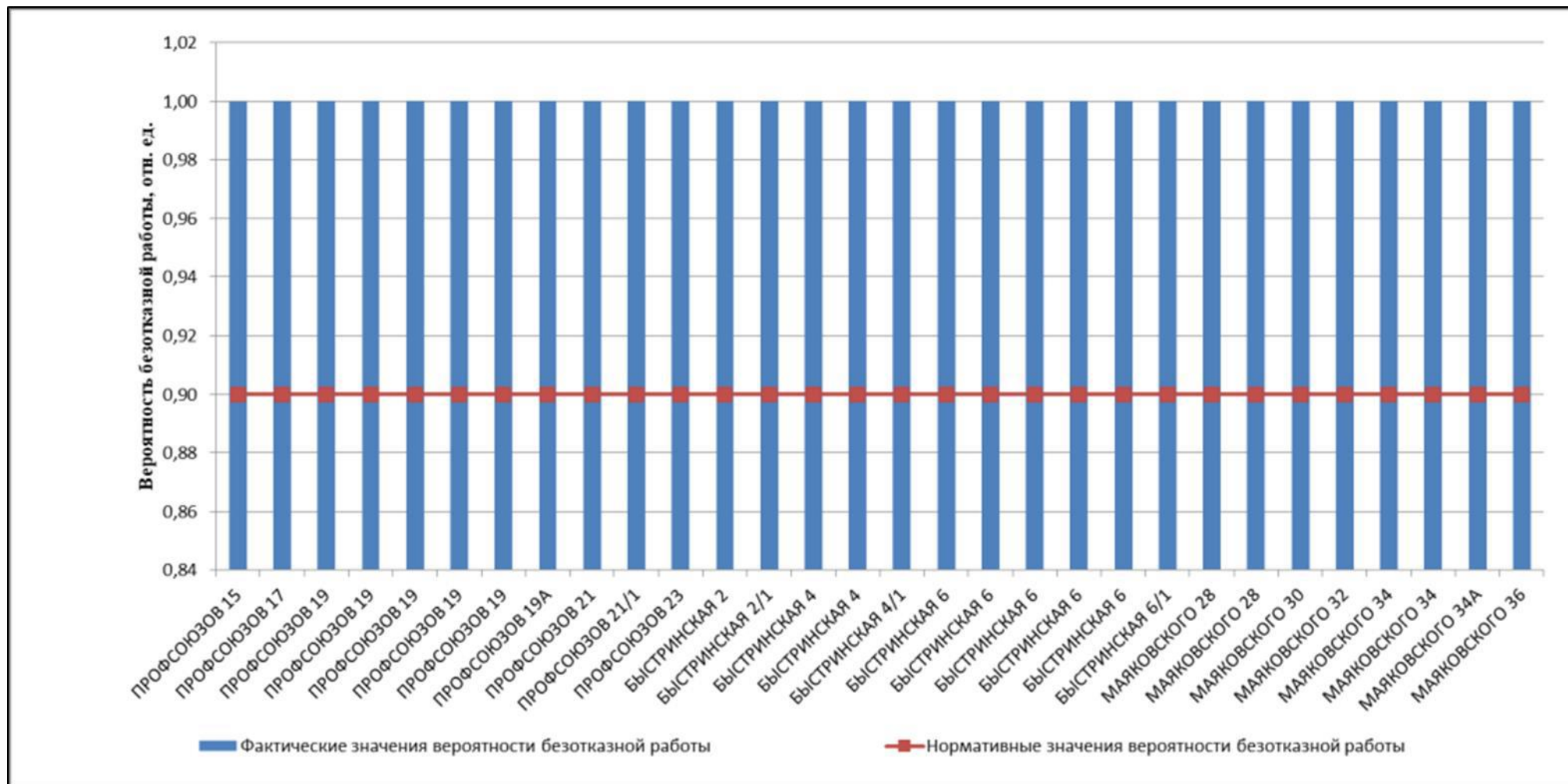


Рисунок 9.1.8 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

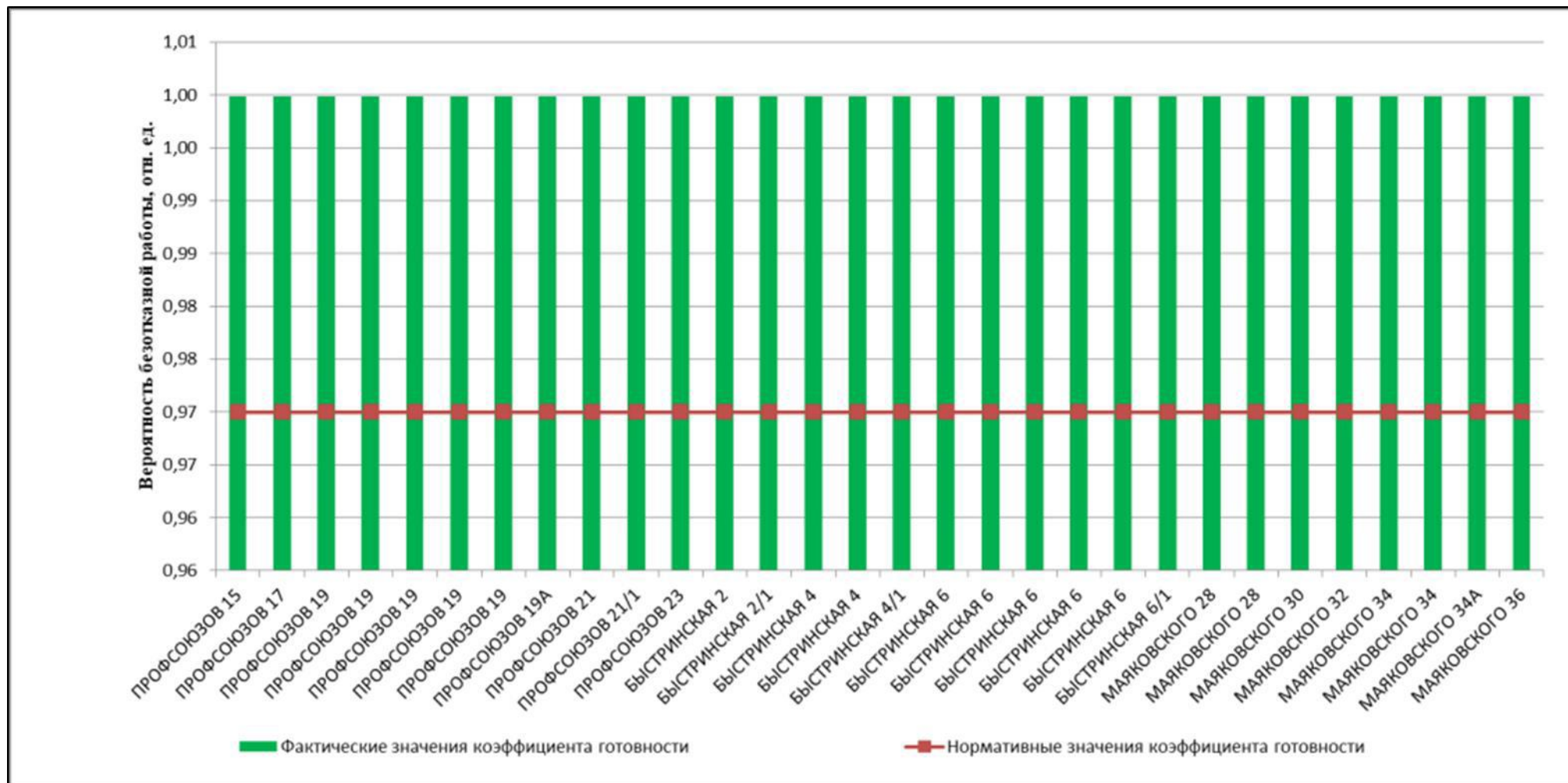


Рисунок 9.1.9 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,99987 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,999854 при нормативе 0,97.

Подобный уровень числа инцидентов является следствием комплексной программы повышения надежности теплоснабжения, включающей перекладку ветхих и ненадежных участков тепловых сетей. По состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения, зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.3. Оценка надежности теплоснабжения от СГРЭС-2-ВЖР

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2-ВЖР приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.11 – 9.1.12 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей надежностью).

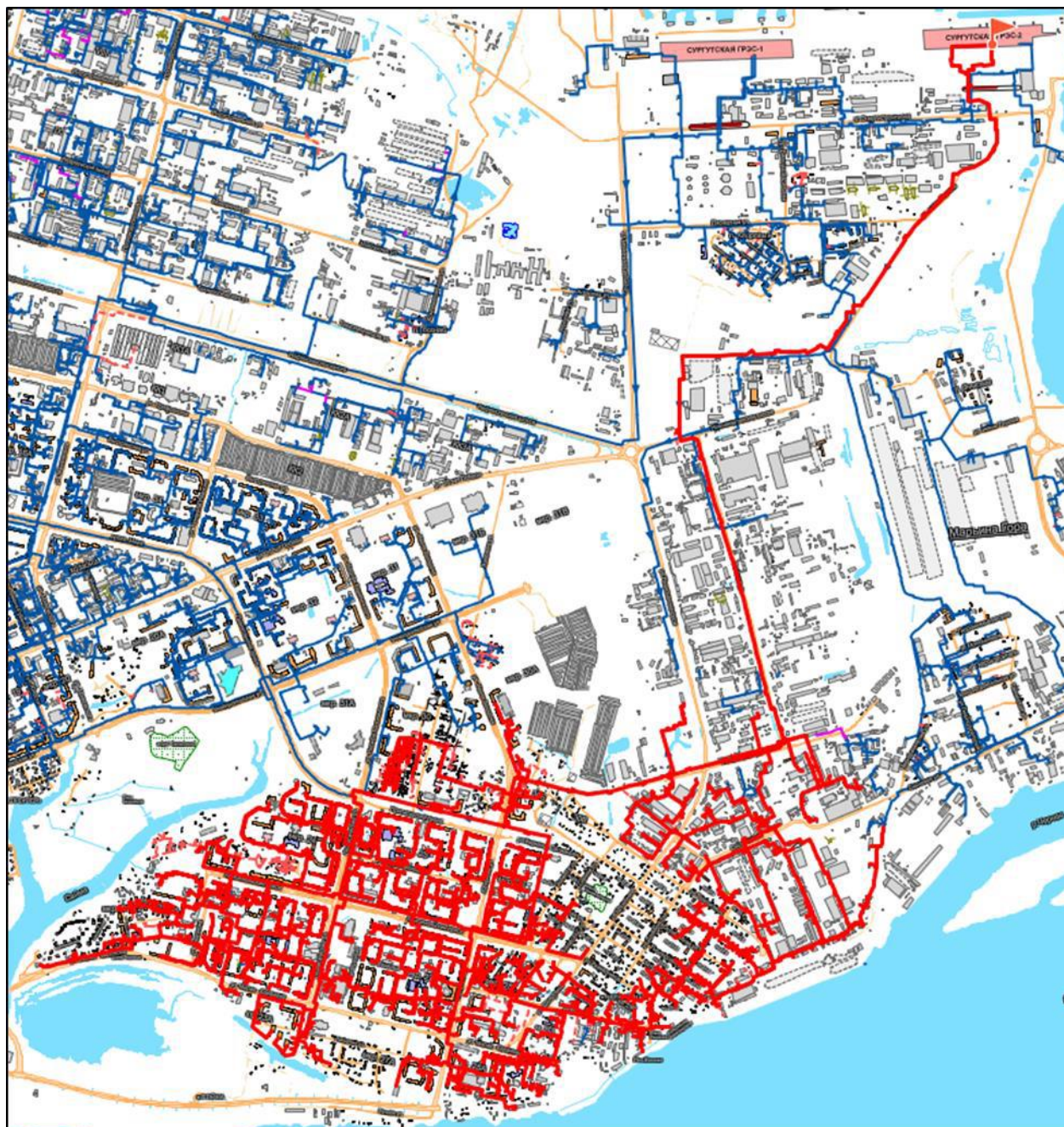


Рисунок 9.1.10 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2-ВЖР

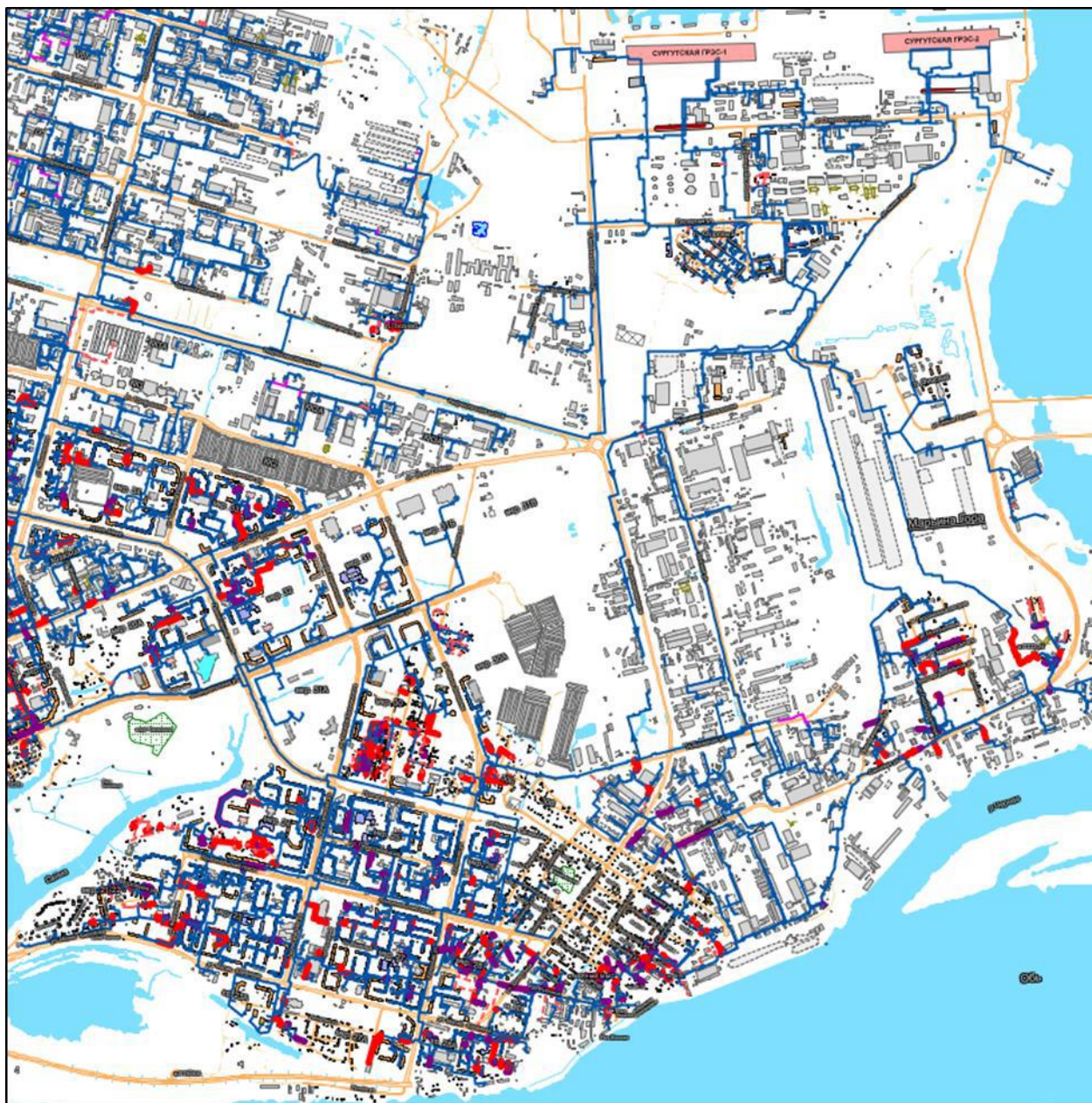


Рисунок 9.1.11 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от СГРЭС-2-ВЖР

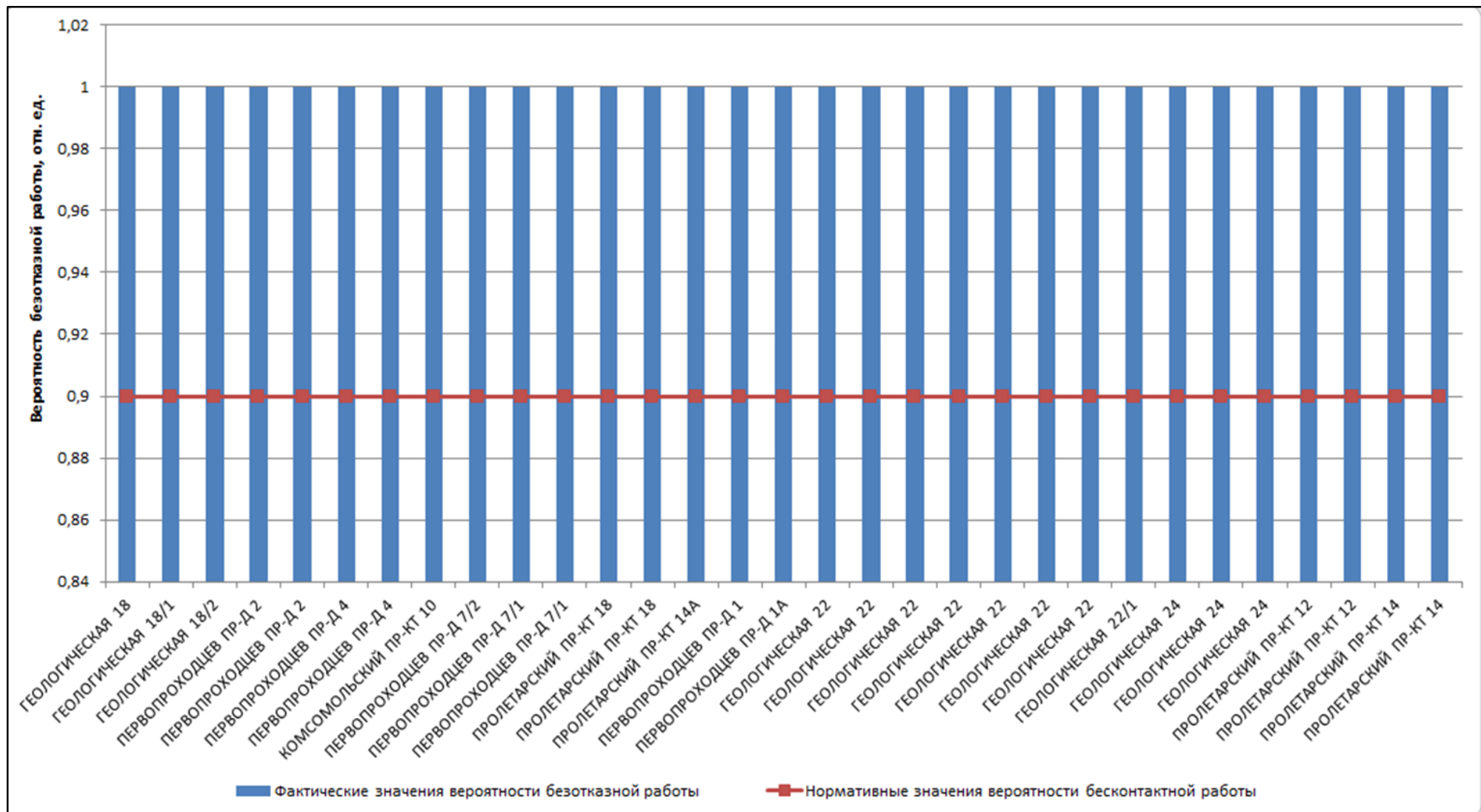


Рисунок 9.1.12 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до одного из наиболее удаленных потребителей)

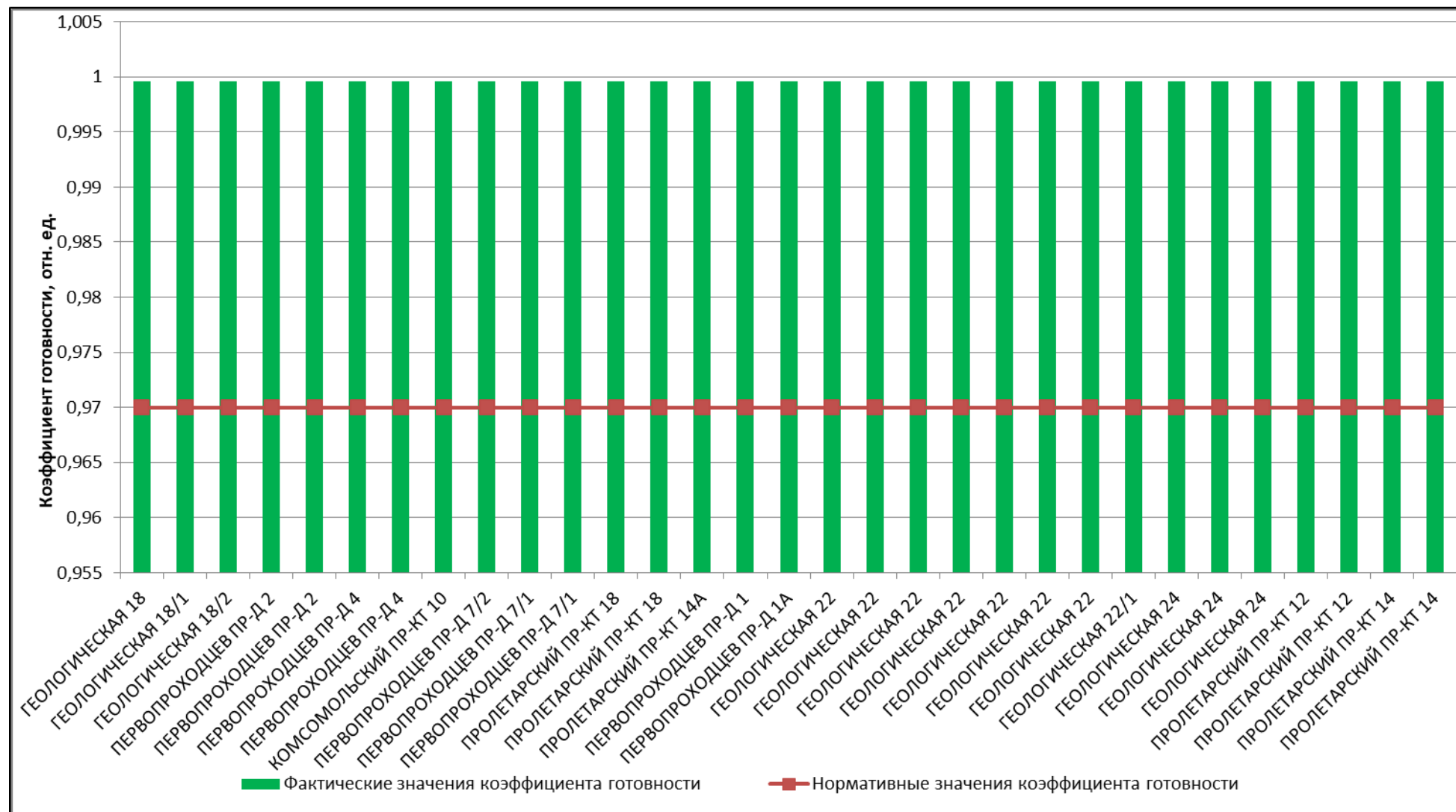


Рисунок 9.1.13 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до одного из наиболее удаленных потребителей)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 1 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,999922 при нормативе 0,97. При предшествующей актуализации Схемы теплоснабжения коэффициент готовности составлял 0,917. Причиной столь существенного изменения является резкое сокращение аварийных ситуаций на тепловых сетях до значения 42 шт. в 2016 г. Подобный уровень числа инцидентов является следствием комплексной программы повышения надежности теплоснабжения, включающей перекладку ветхих участков тепловых сетей. По состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения, зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.4. Оценка надежности теплоснабжения от СГРЭС-2 – Промзона

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2 – Промзона приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.15 – 9.1.16 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до одного из наиболее удаленных потребителей).

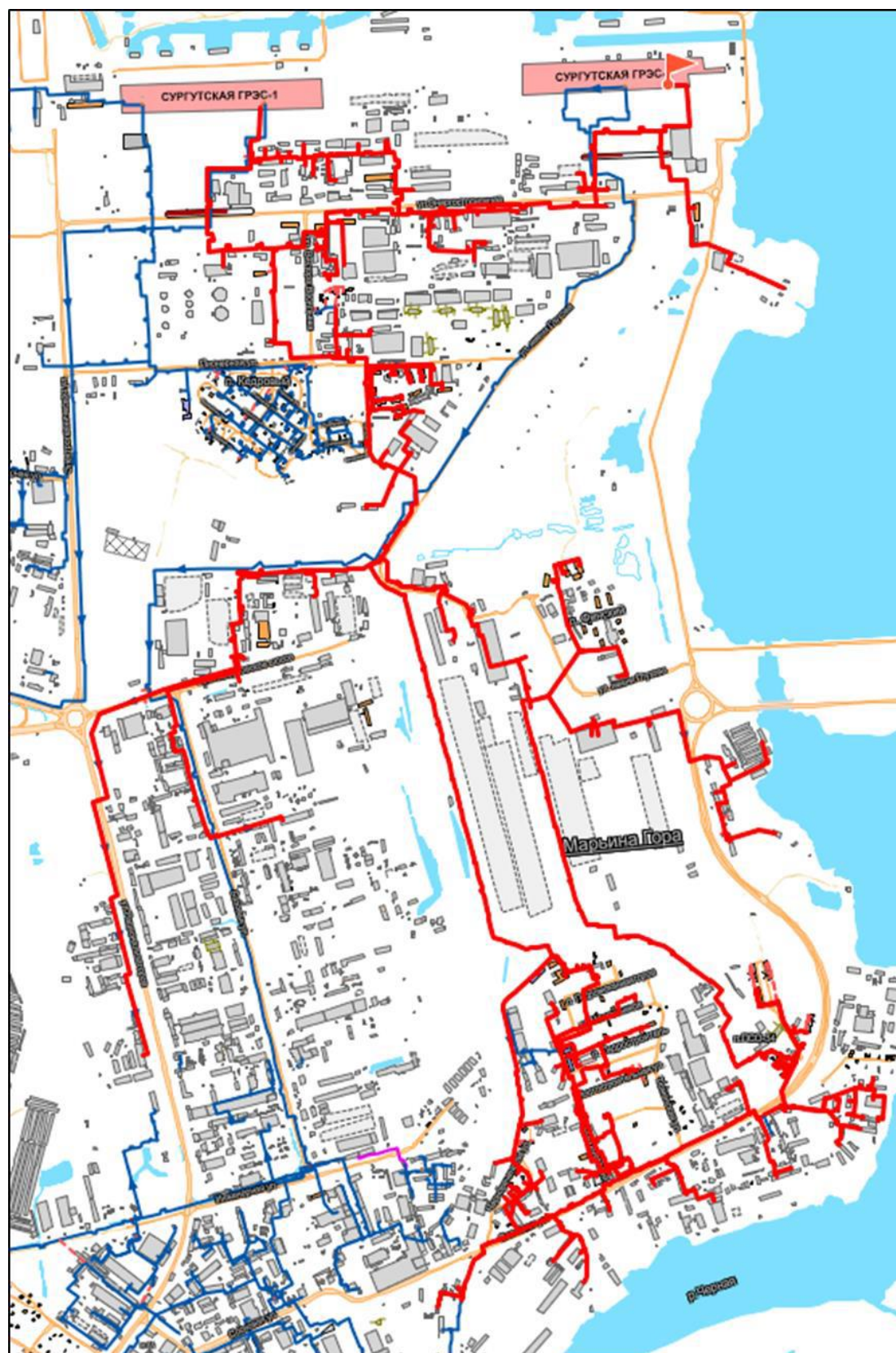


Рисунок 9.1.14 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2 – Промзона

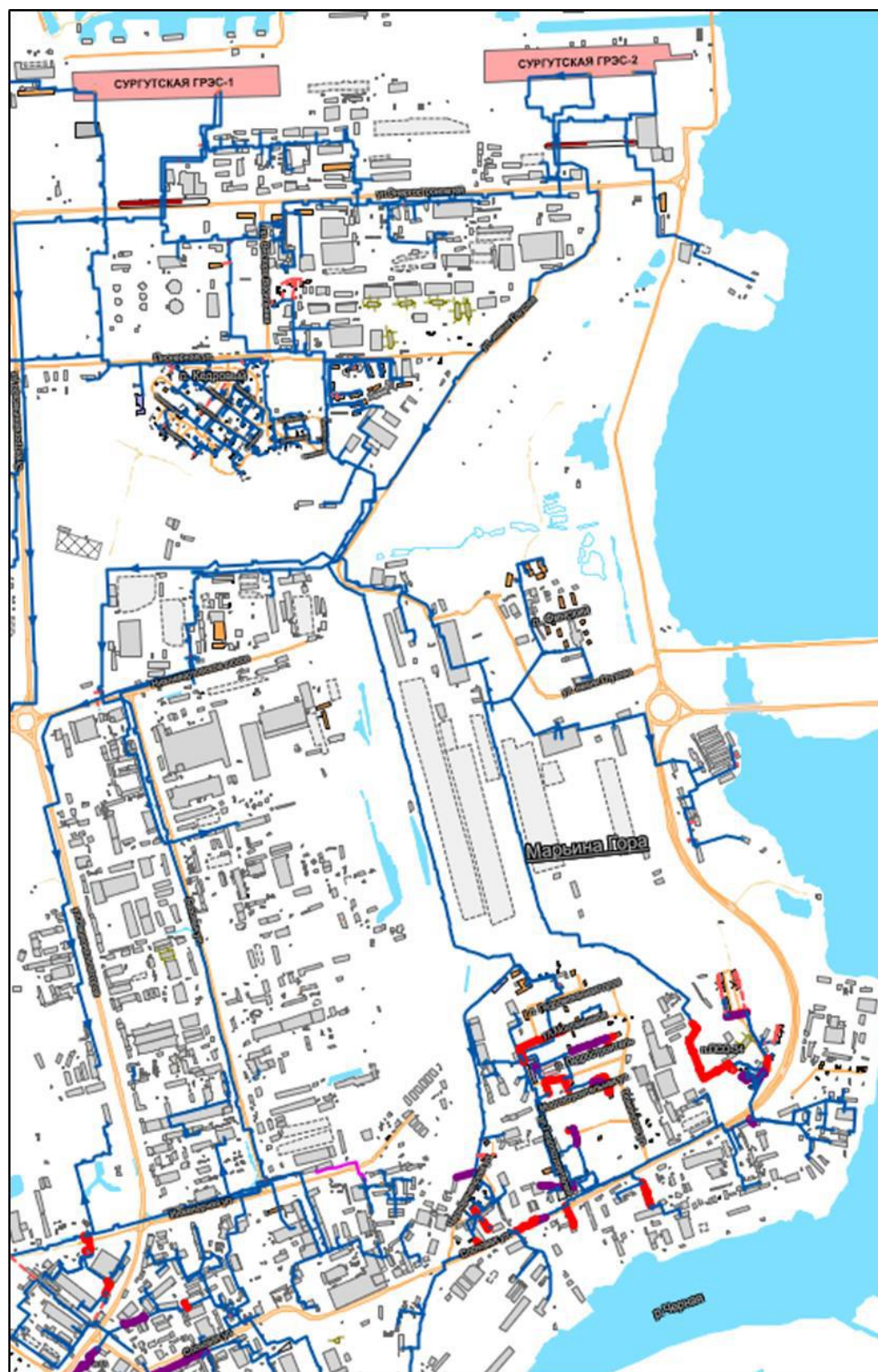


Рисунок 9.1.15 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от СГРЭС-2-Промзона

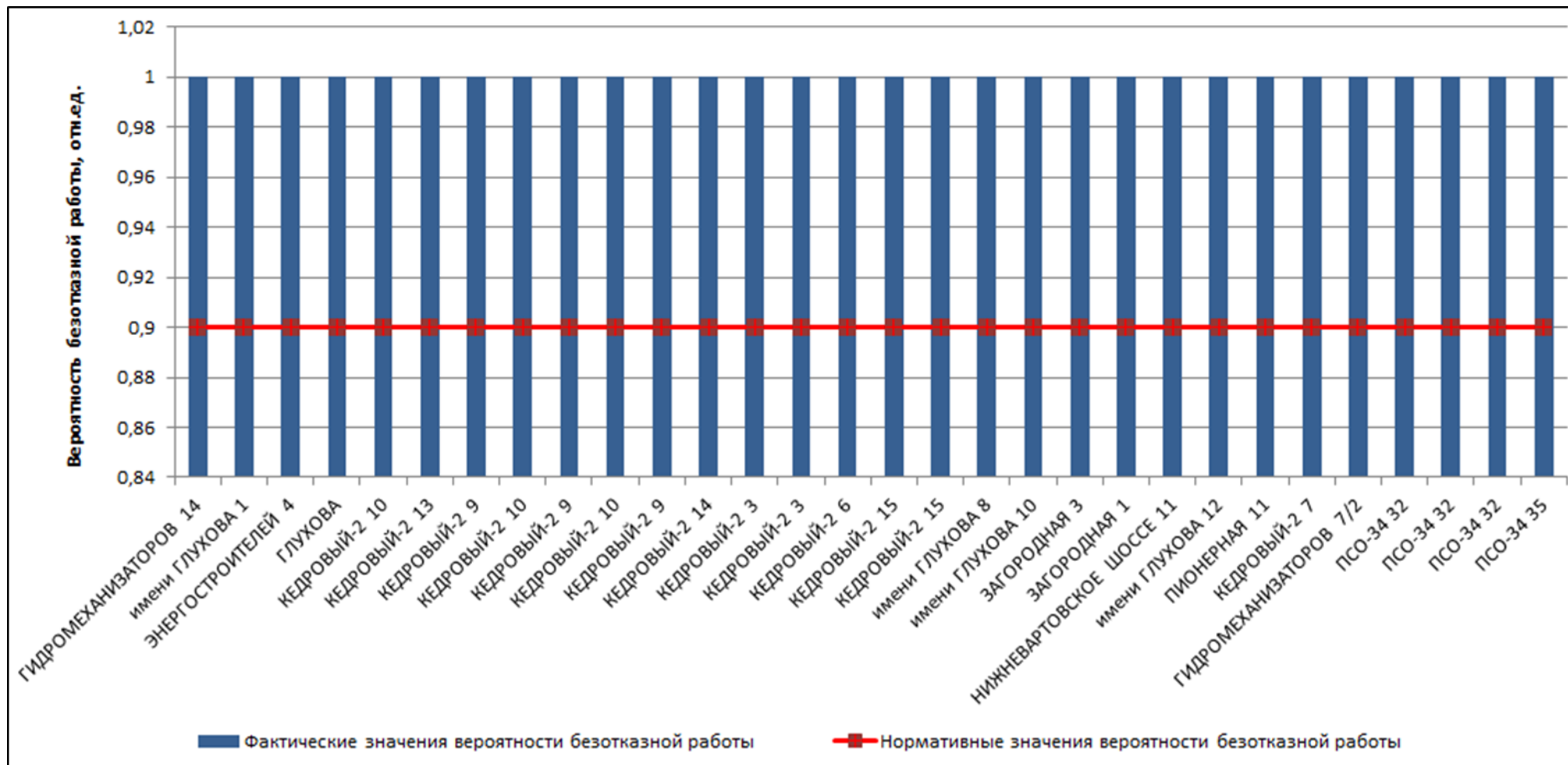


Рисунок 9.1.16 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до одного из наиболее удаленных потребителей)

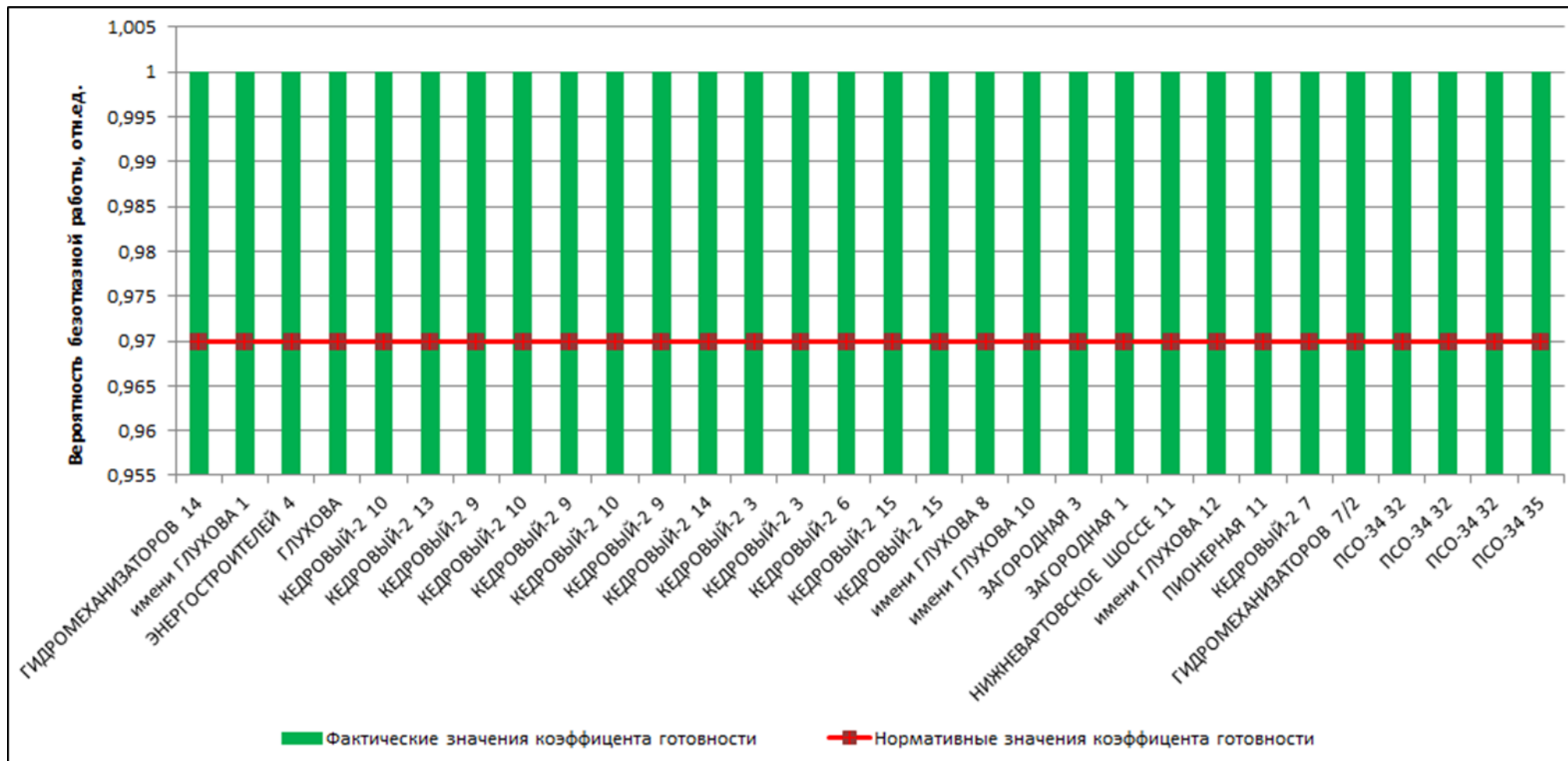


Рисунок 9.1.17 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до одного из наиболее удаленных потребителей)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По состоянию на момент актуализации Схемы теплоснабжения, зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.5. Оценка надежности теплоснабжения от котельной №1 СГМУП «ГТС»

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №1 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.19 – 9.1.20 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

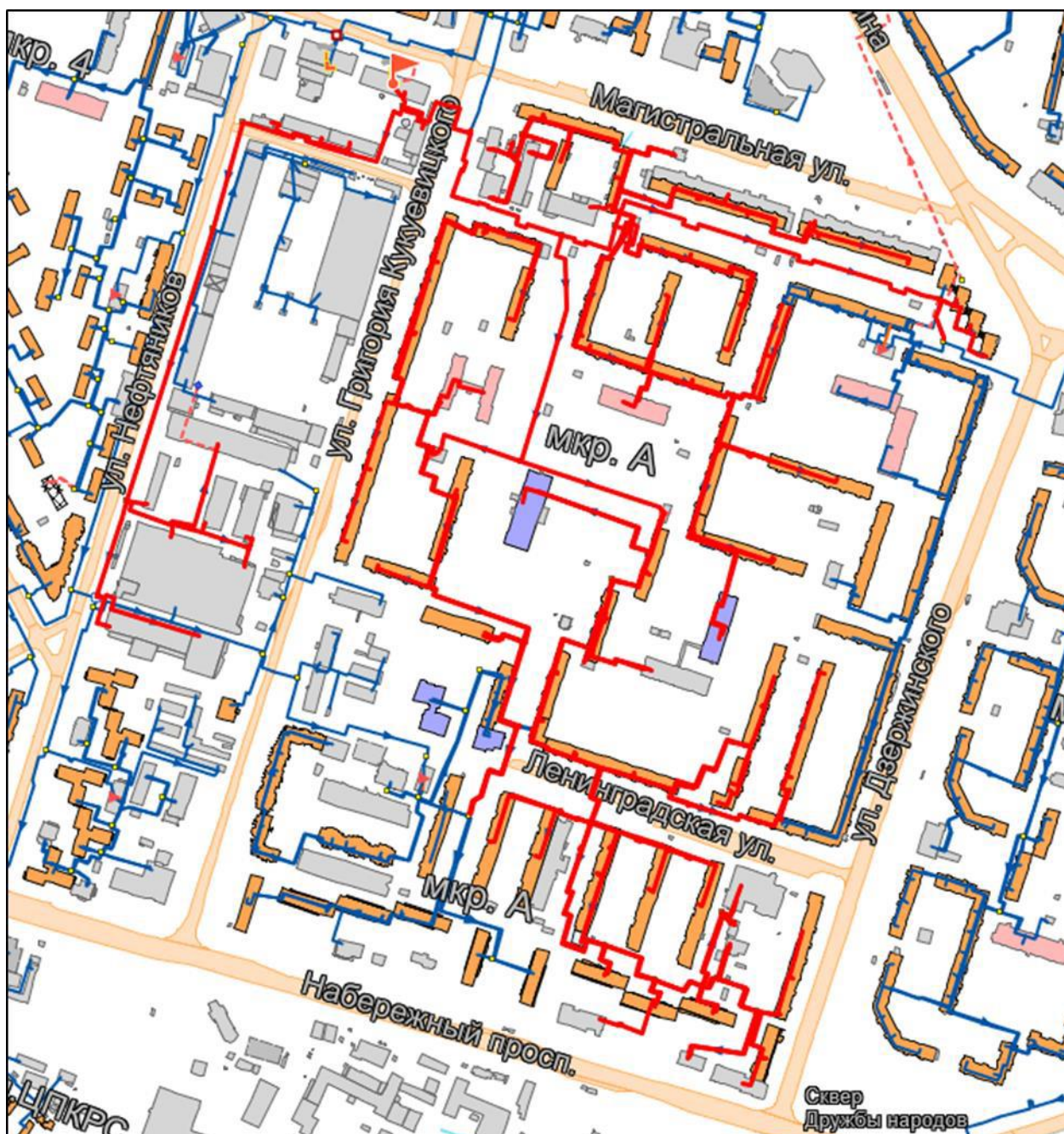


Рисунок 9.1.18 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Котельной №1 СГМУП «ГТС»

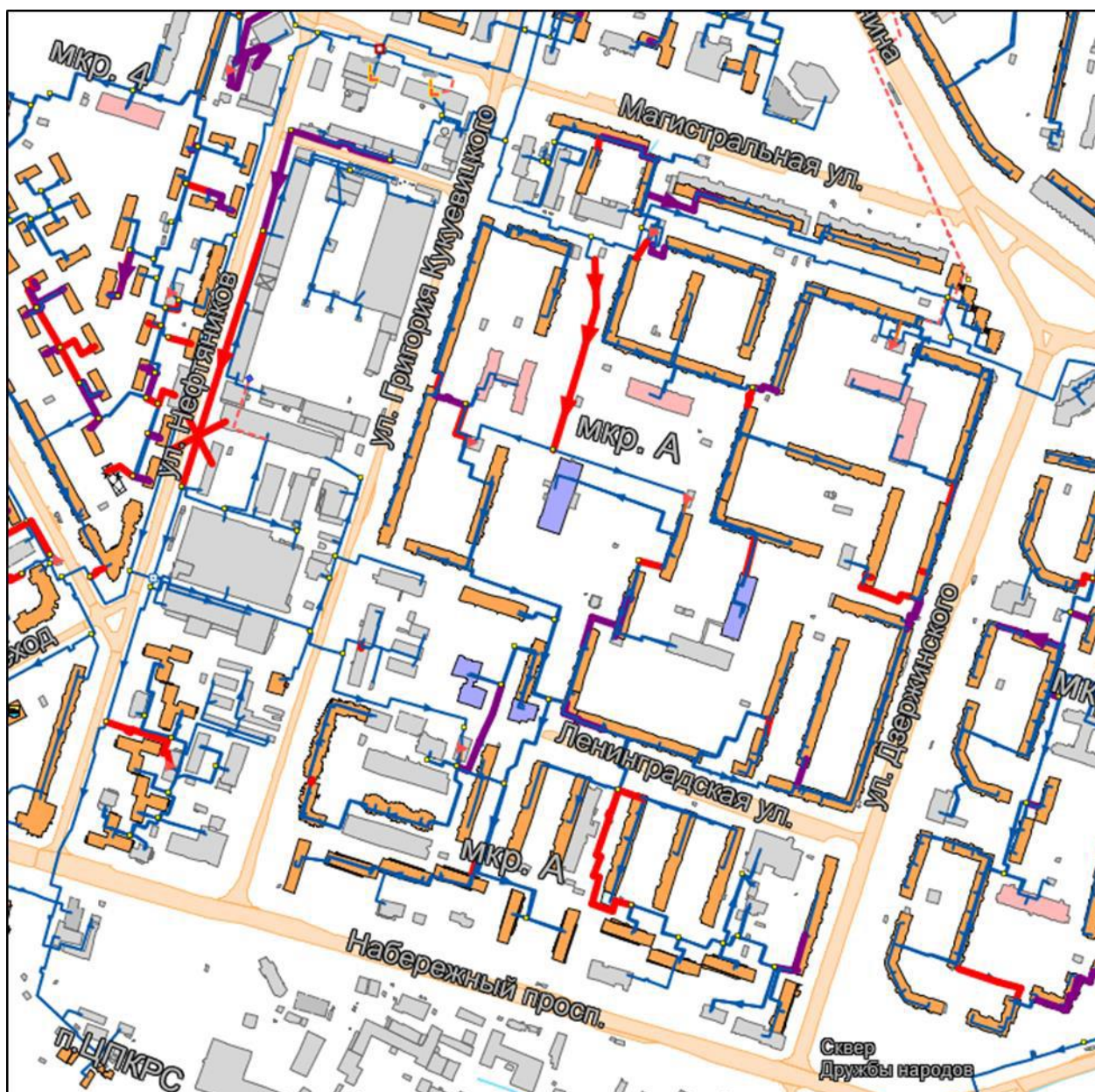


Рисунок 9.1.19 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от Котельной №1 СГМУП «ГТС»

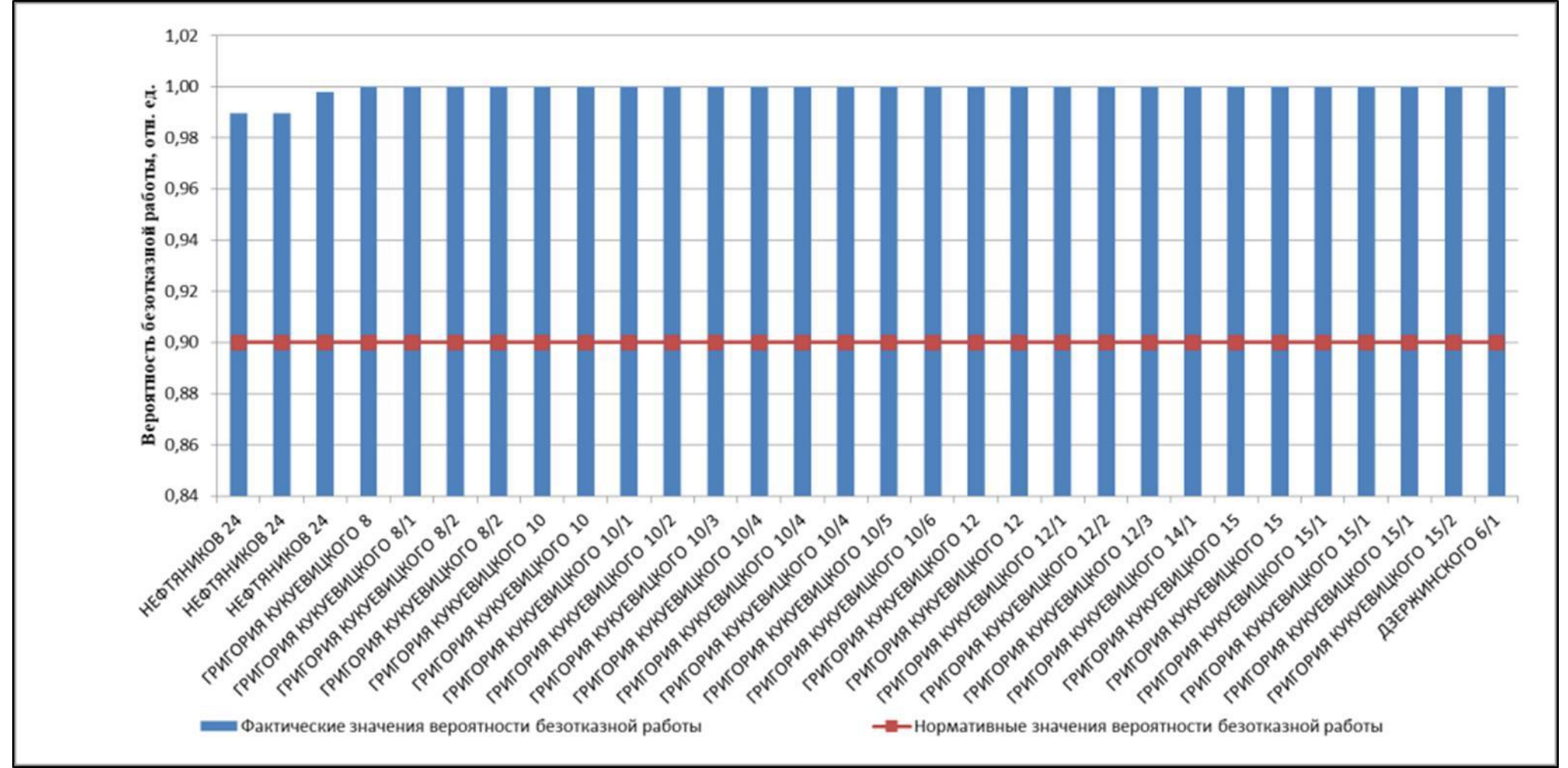


Рисунок 9.1.20 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

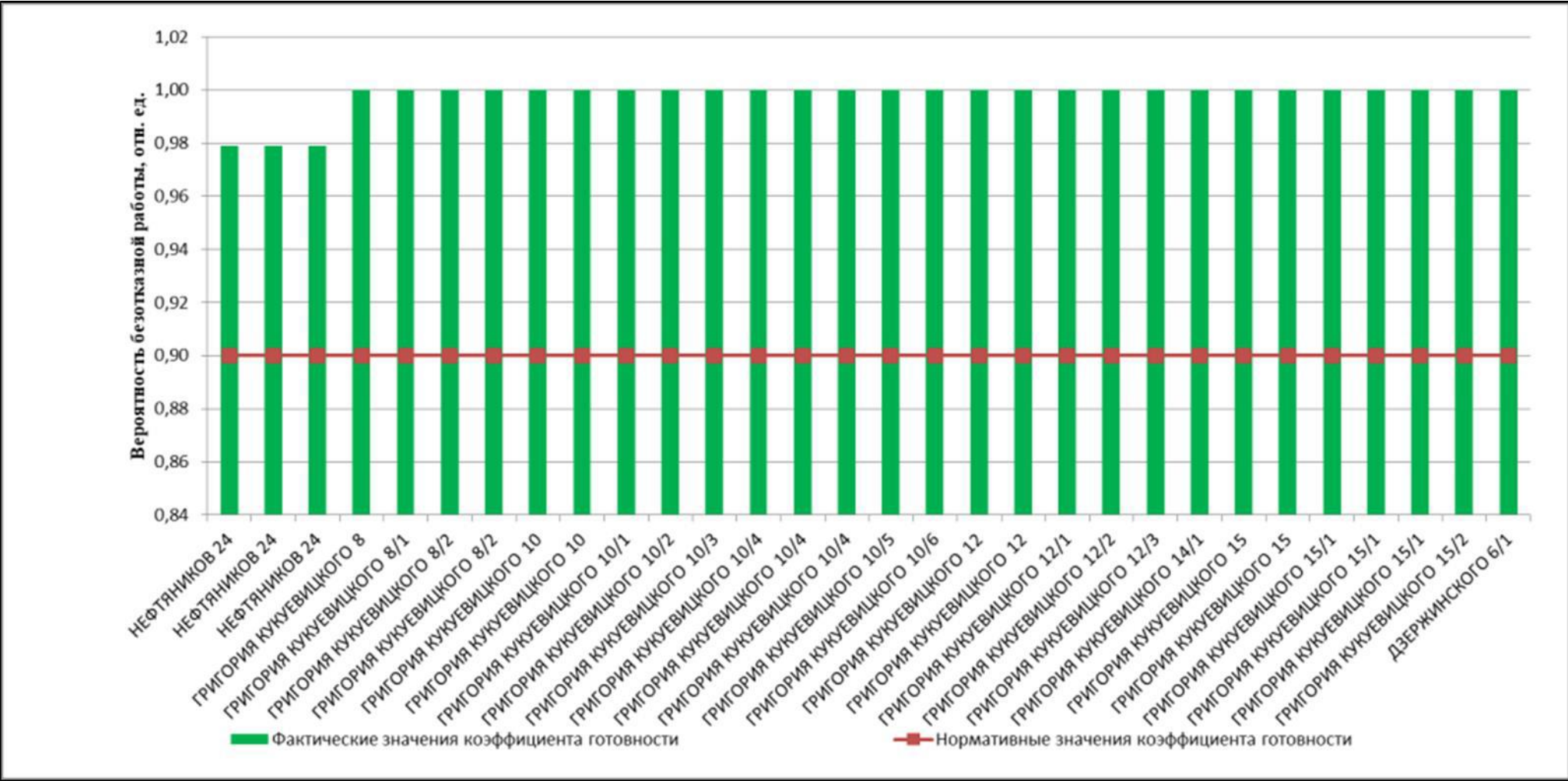


Рисунок 9.1.21 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По состоянию на момент актуализации Схемы теплоснабжения зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.6. Оценка надежности теплоснабжения от котельной №2 СГМУП «ГТС»

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №2 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.23 – 9.1.24 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

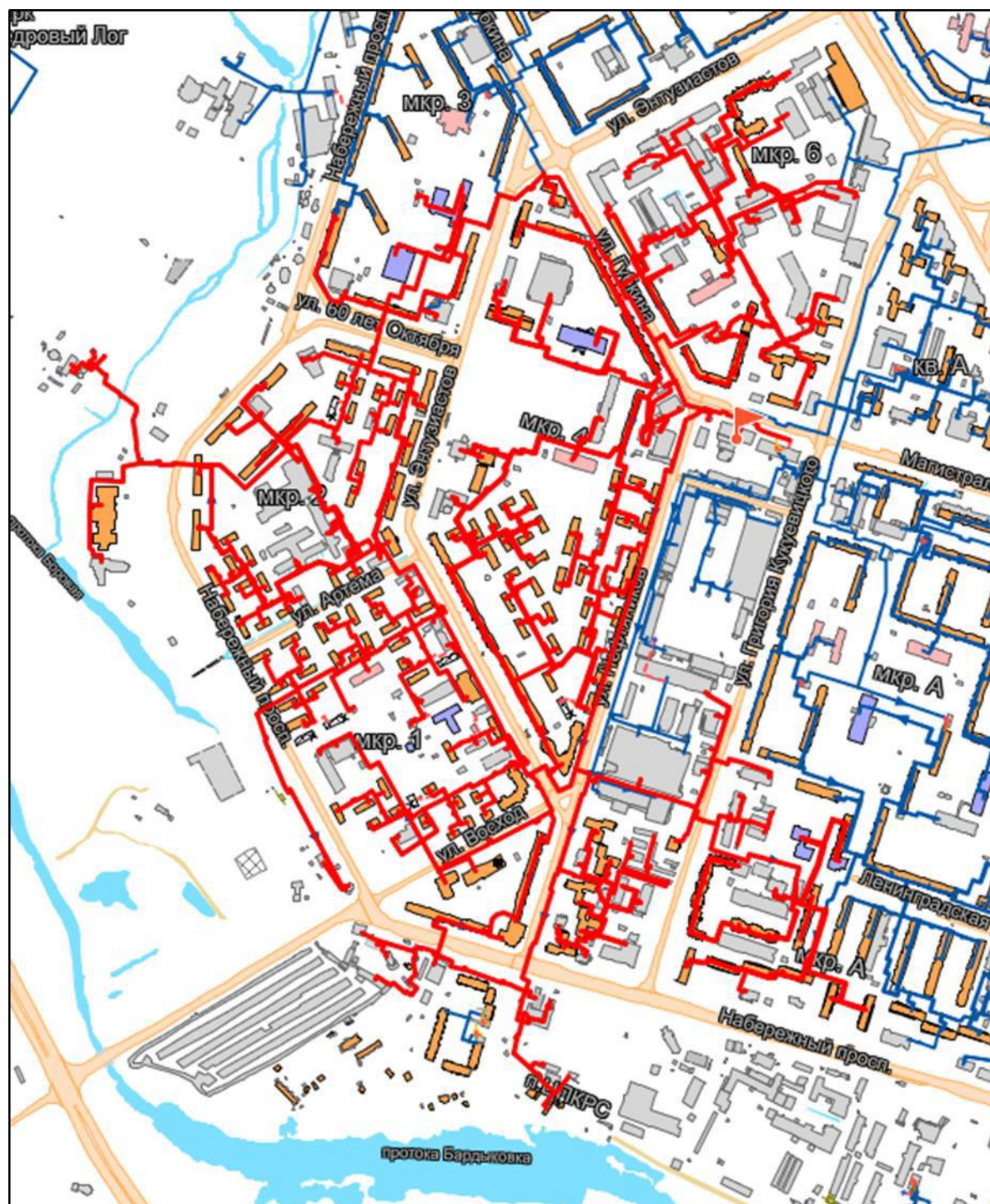


Рисунок 9.1.22 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №2 СГМУП «ГТС»

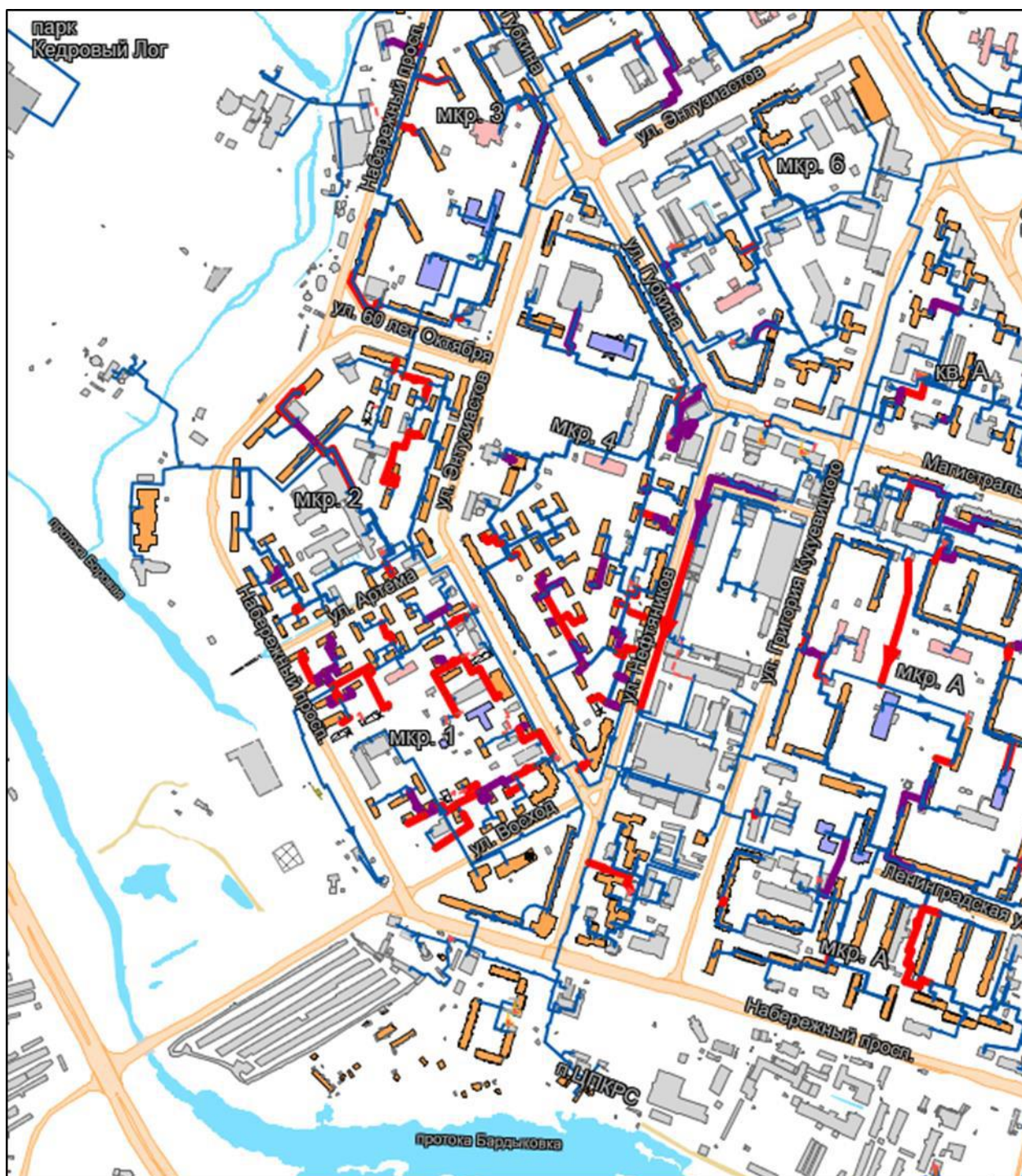


Рисунок 9.1.23 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от Котельной №2 СГМУП «ГТС»

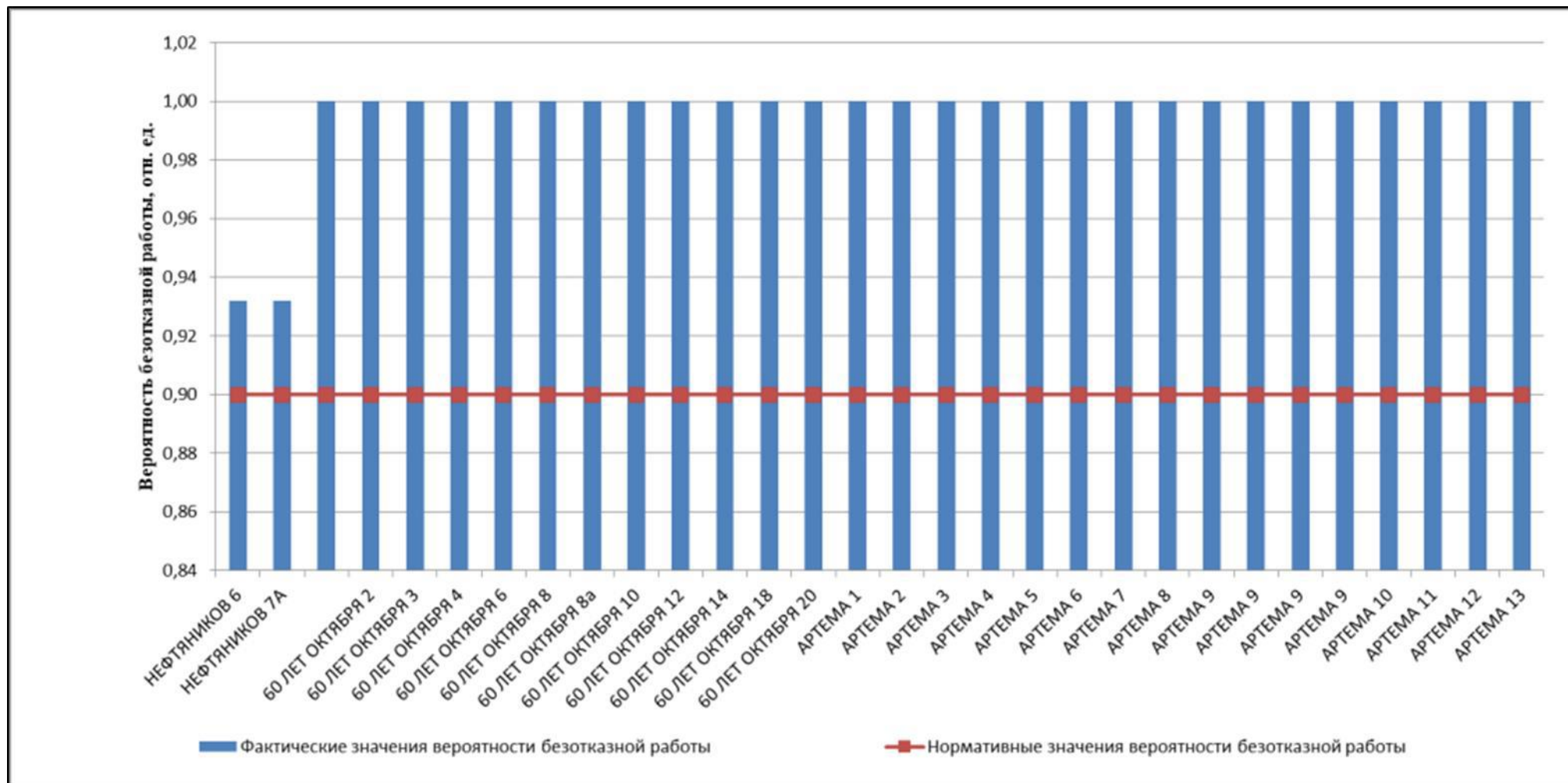


Рисунок 9.1.24 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

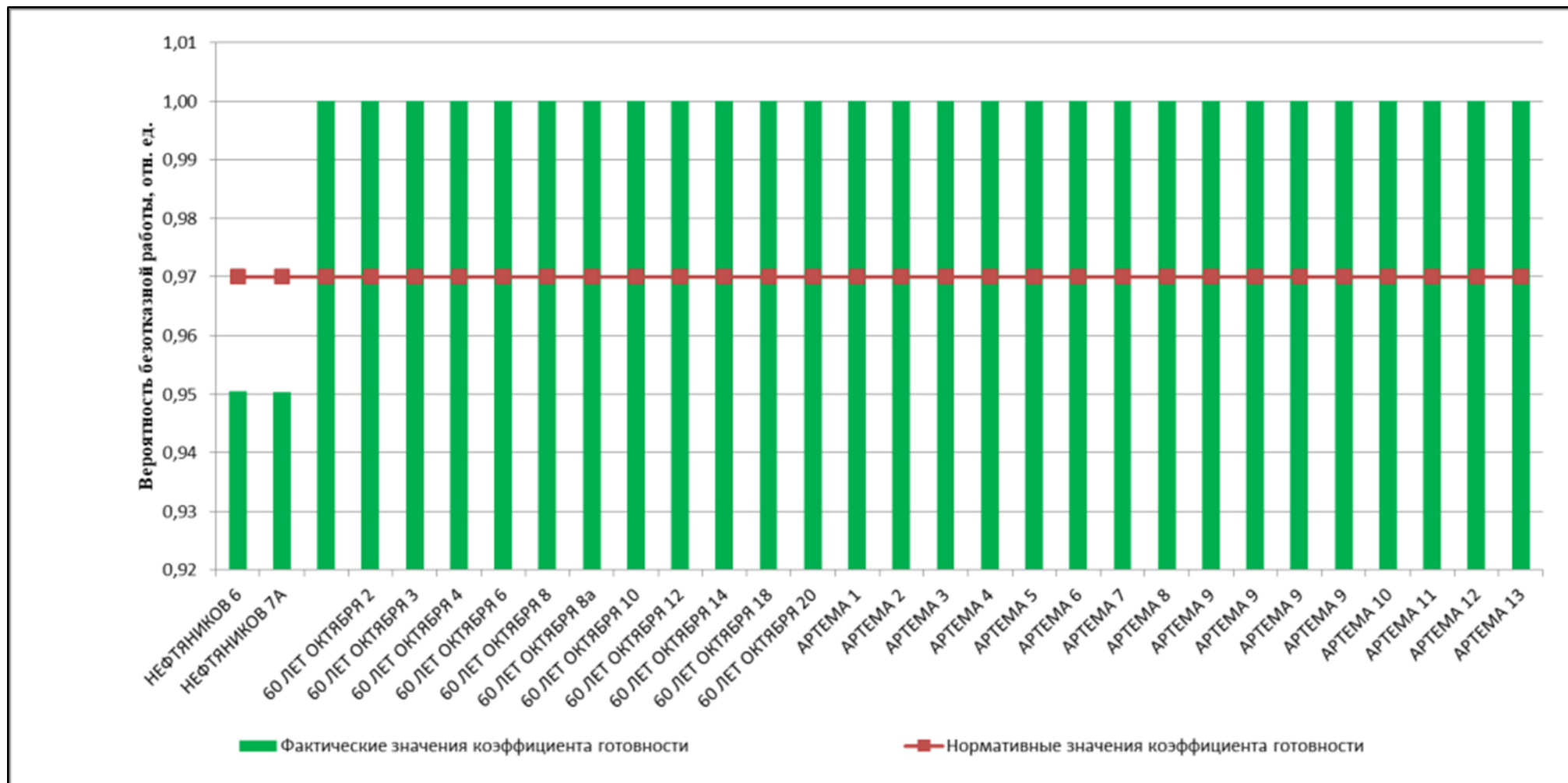


Рисунок 9.1.25 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,932098 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,950452 при нормативе 0,97.

Оценка надежности исключительно на основании данных показателей позволяет сделать формальный вывод о ненадежности теплоснабжения 2 потребителей (Нефтяников, 6 и Нефтяников, 7А) по существующему положению. Однако существующие подходы и методики по расчету показателей надежности недостаточно унифицированы, поскольку не позволяют учитывать:

- объемы резервирования тепловой нагрузки потребителей;
- возможность переключений при функциональном отказе участка тепловой сети.

Следствием чего является завышенная расчетная величина недоотпуска тепловой энергии конечным потребителям, при оценке надежности.

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения имеют требуемый уровень надежности, что обеспечивается многократным резервированием тепловой нагрузки. Фактически недоотпуск тепловой энергии потребителям минимален, что обусловлено оперативностью переключений на тепловых сетях, во избежание снижения качества оказываемой услуги теплоснабжения.

2) Для улучшения показателей живучести, вероятности безотказной работы и коэффициента готовности на перспективу необходимо предусмотреть мероприятия, направленные на повышение надежности теплоснабжения.

9.1.4.7. Оценка надежности теплоснабжения от котельной №3 СГМУП «ГТС»

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №3 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены и на рисунках 9.1.27 – 9.1.28 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

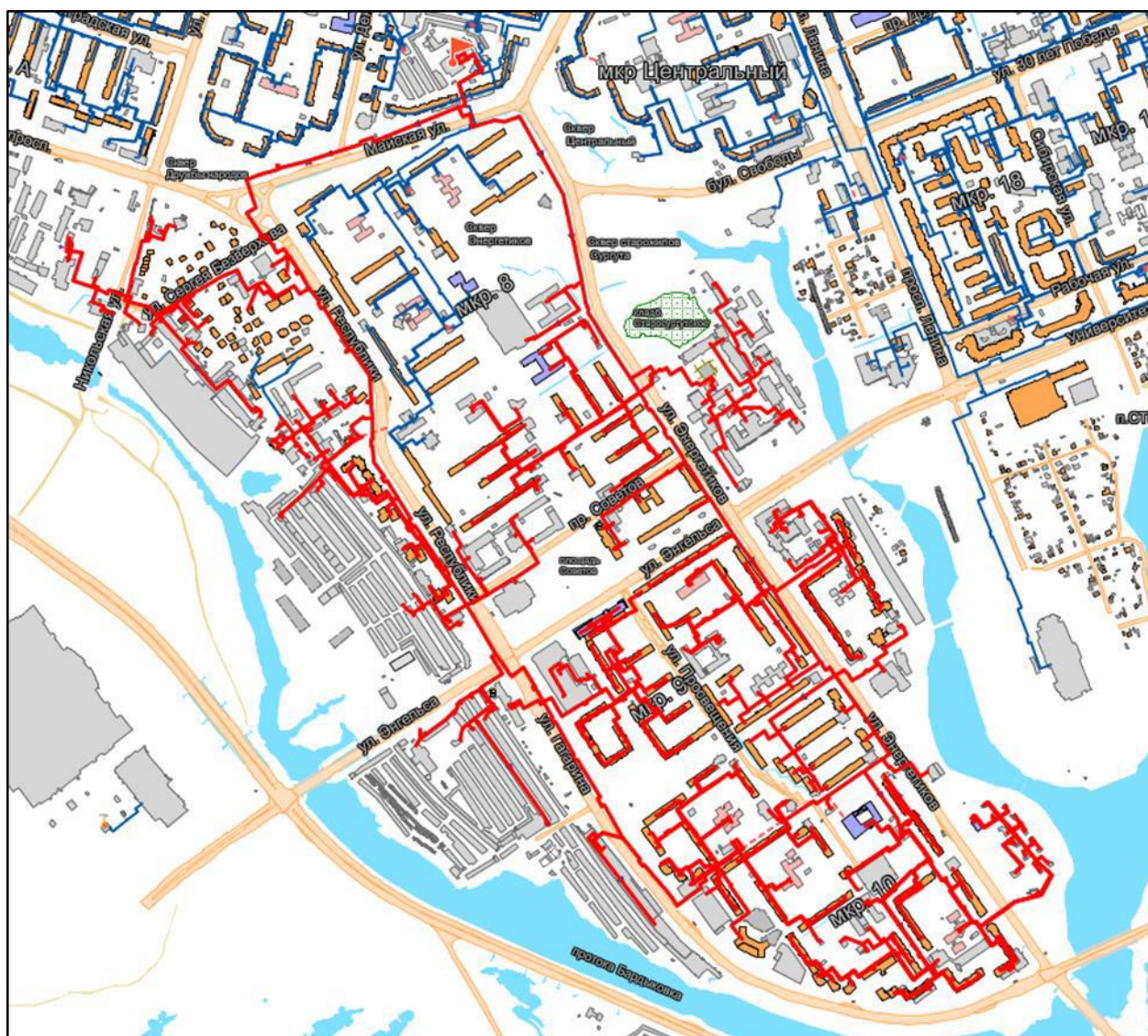


Рисунок 9.1.26 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №3 СГМУП «ГТС»

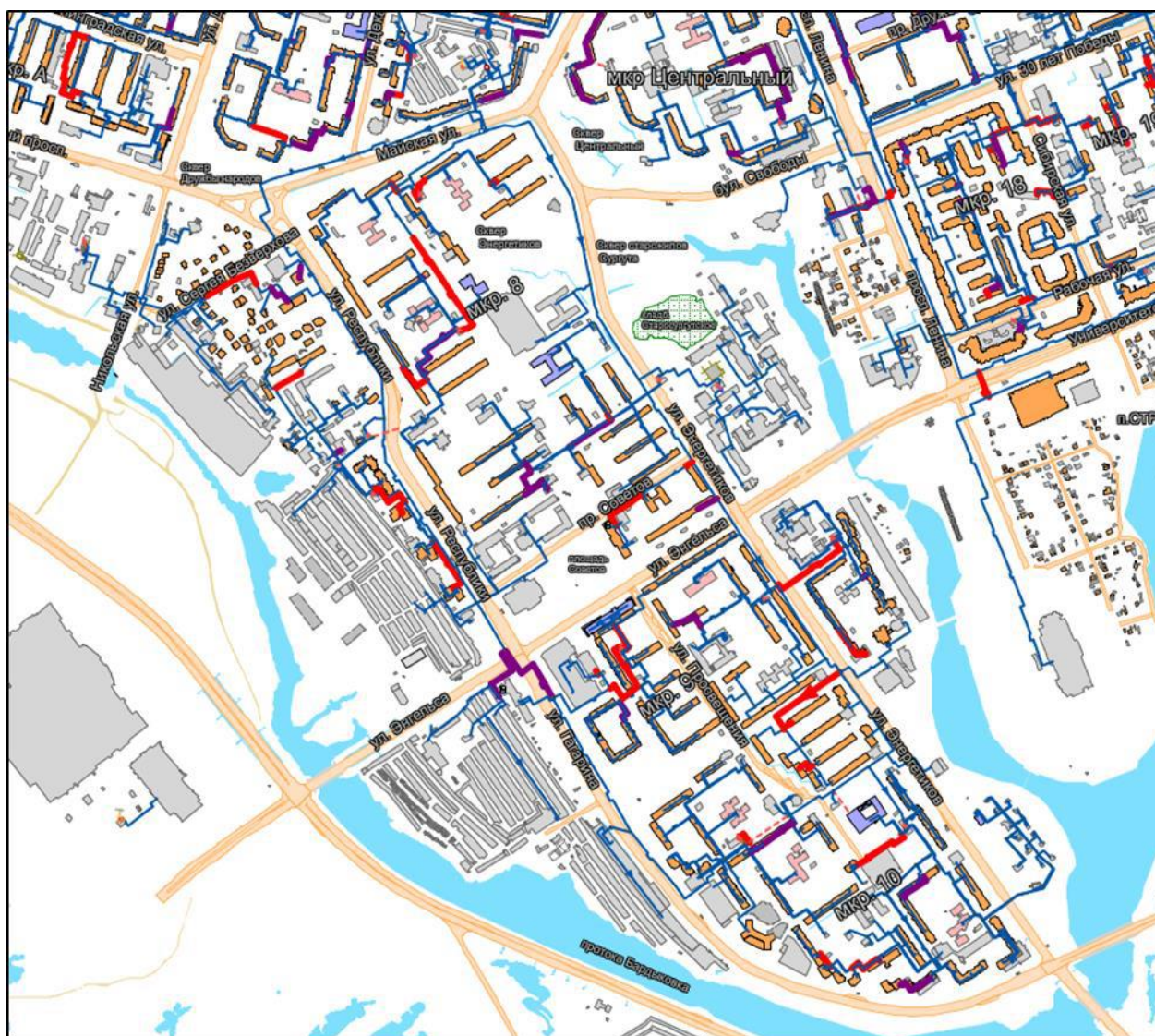


Рисунок 9.1.27 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от Котельной №3 СГМУП «ГТС»

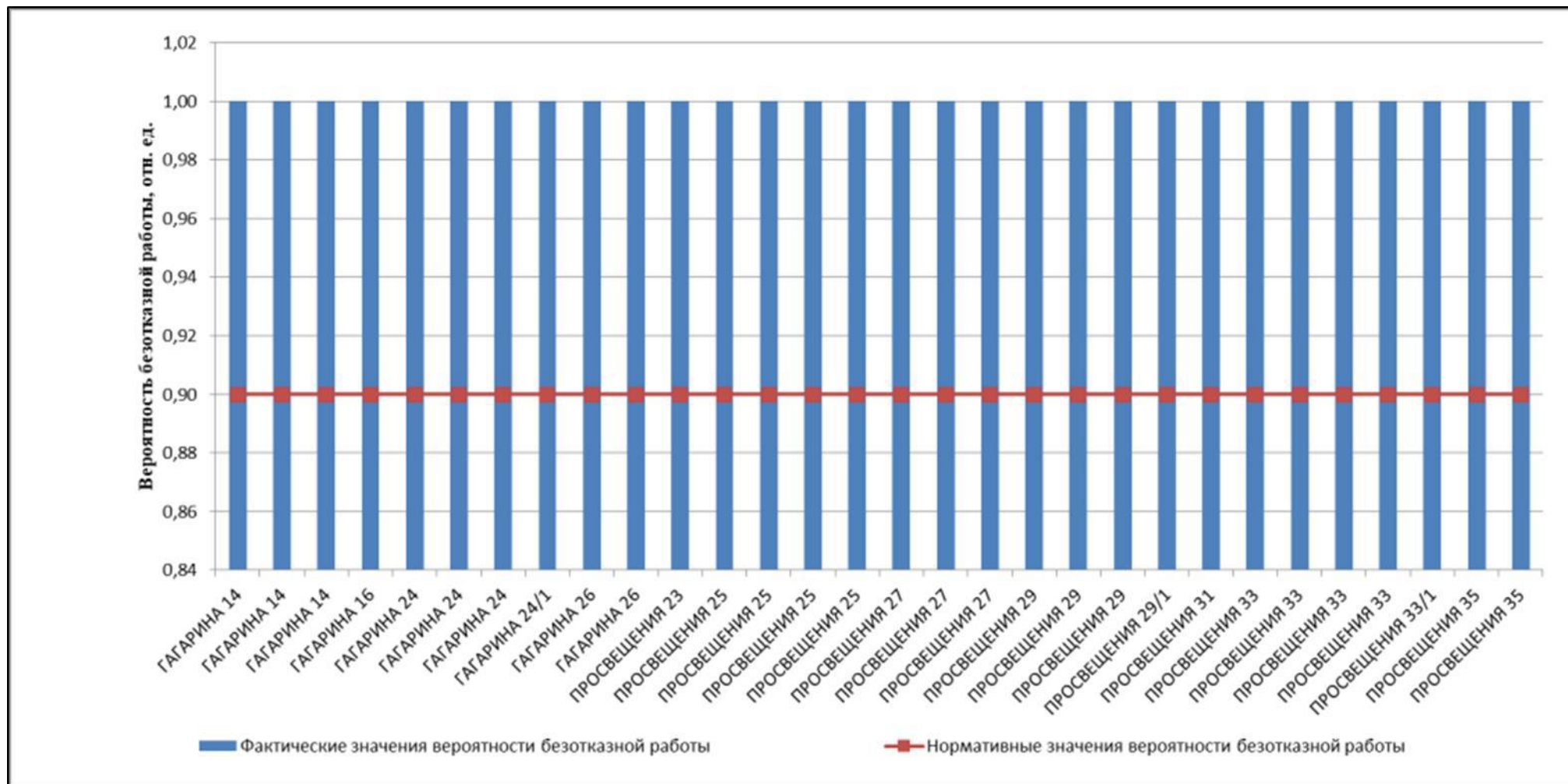


Рисунок 9.1.28 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

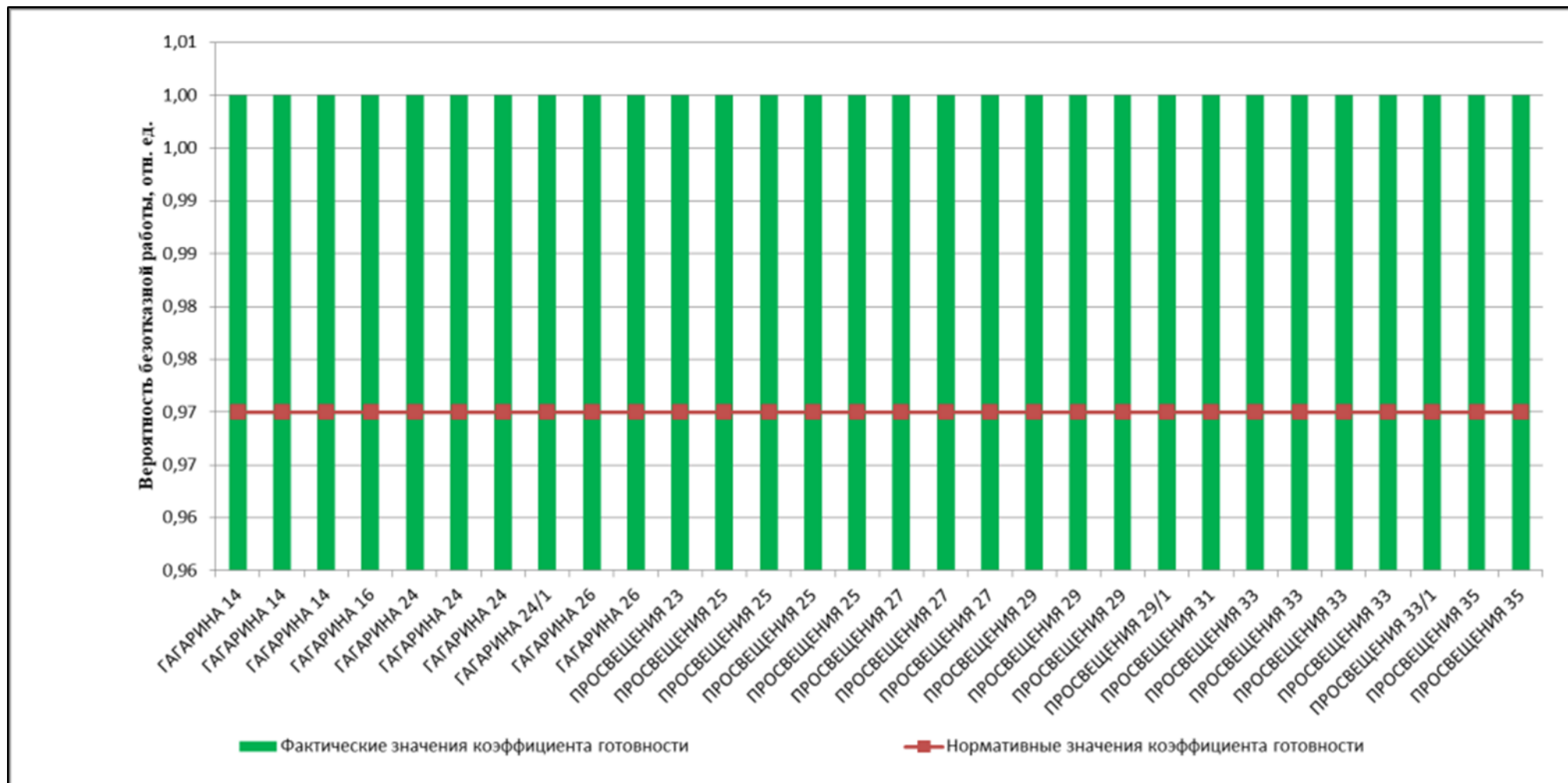


Рисунок 9.1.29 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По состоянию на момент актуализации Схемы теплоснабжения зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.8. Оценка надежности теплоснабжения от котельной №5 СГМУП «ГТС»

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №5 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.31 – 9.1.32 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

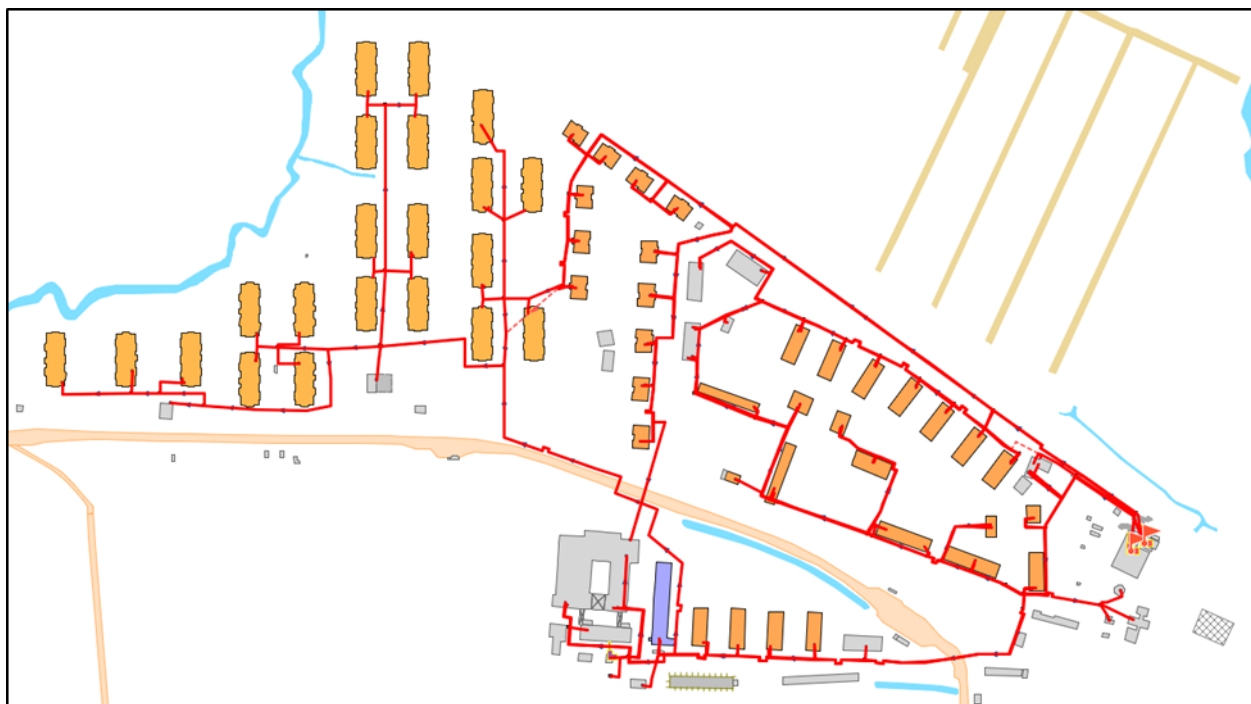


Рисунок 9.1.30 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №5 СГМУП «ГТС»

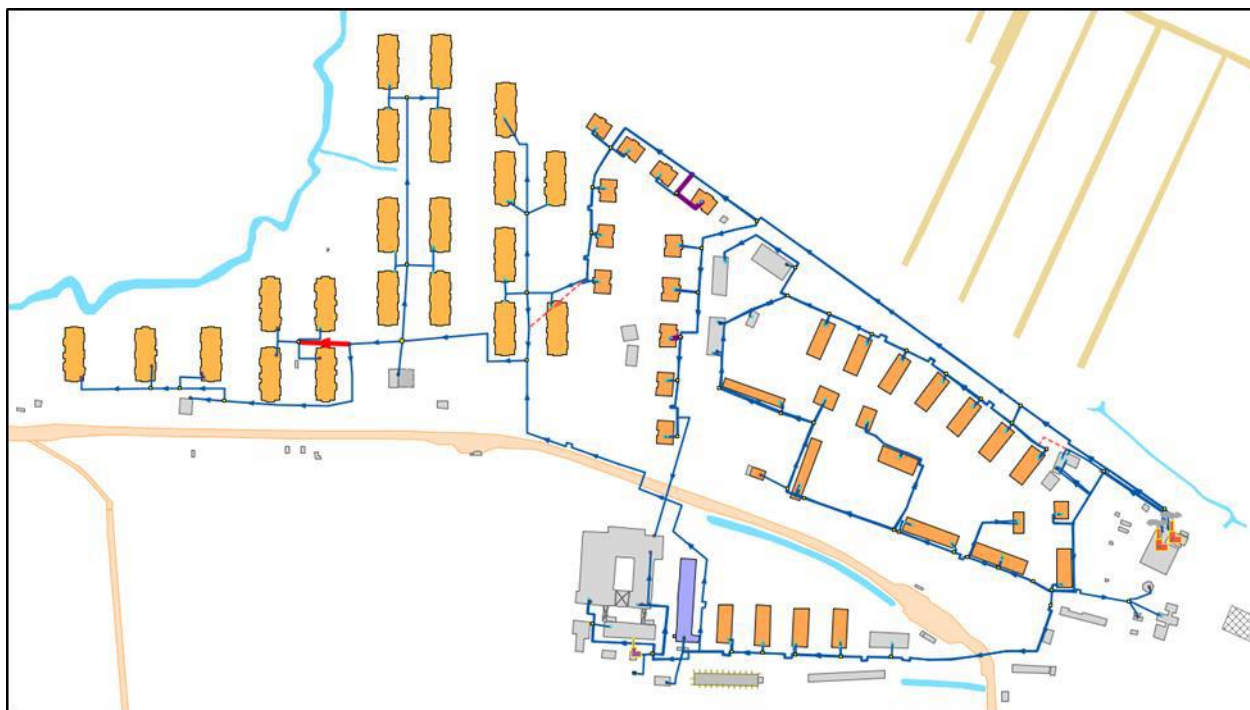


Рисунок 9.1.31 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от Котельной №5 СГМУП «ГТС»

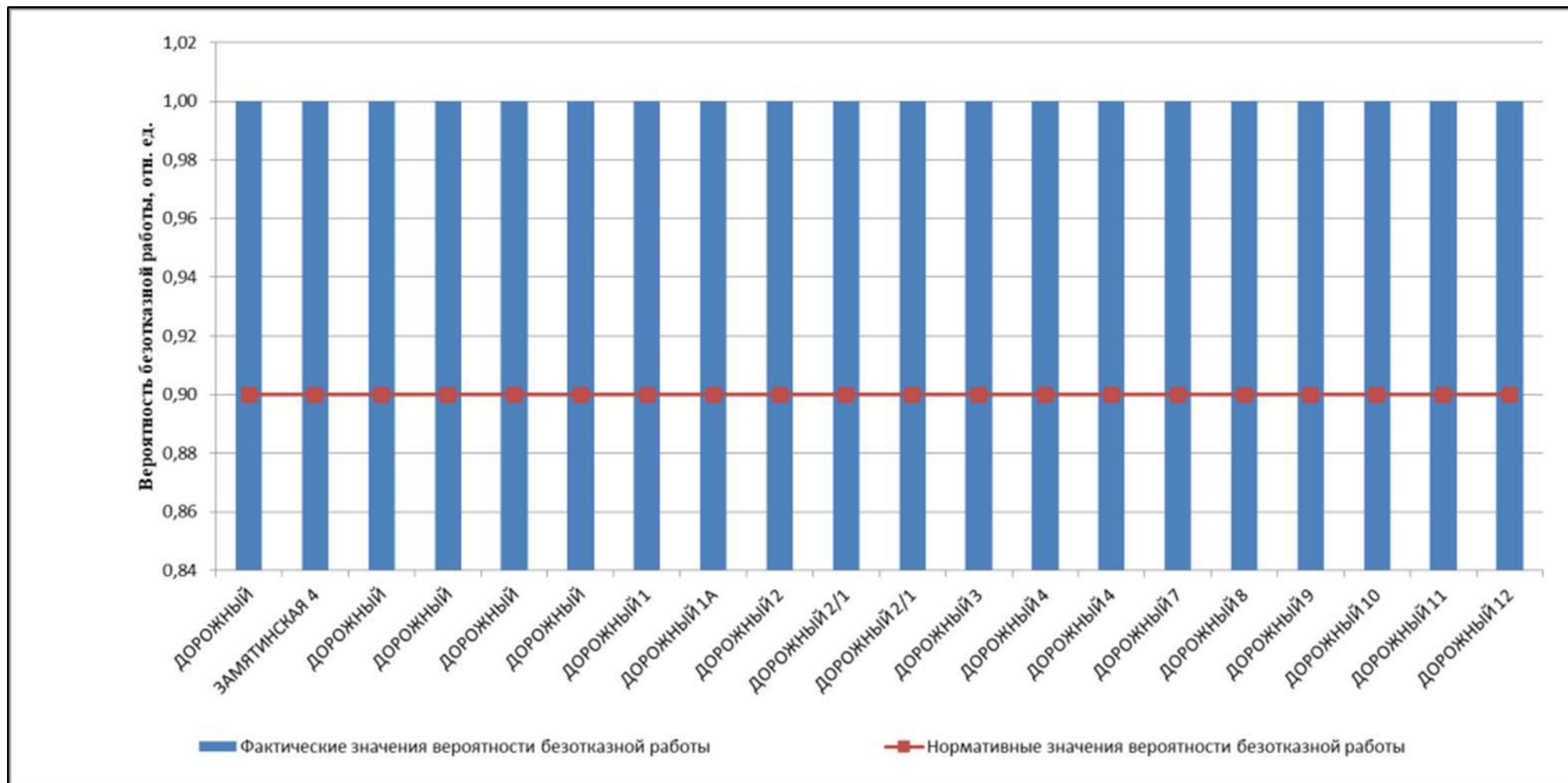


Рисунок 9.1.32 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

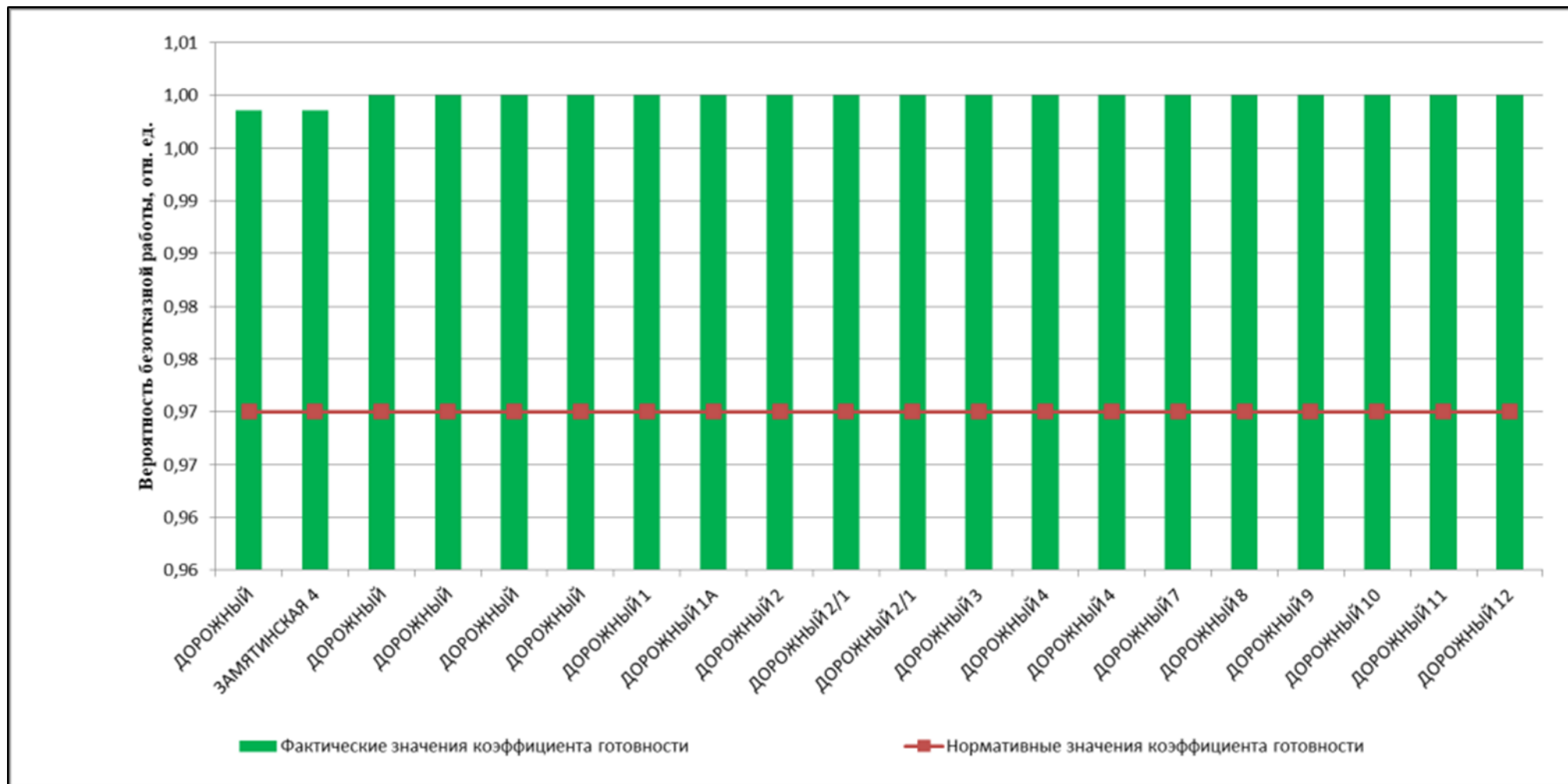


Рисунок 9.1.33 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения, зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.9. Оценка надежности теплоснабжения от котельной №14 СГМУП «ГТС»

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №14 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.35 – 9.1.36 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №14 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

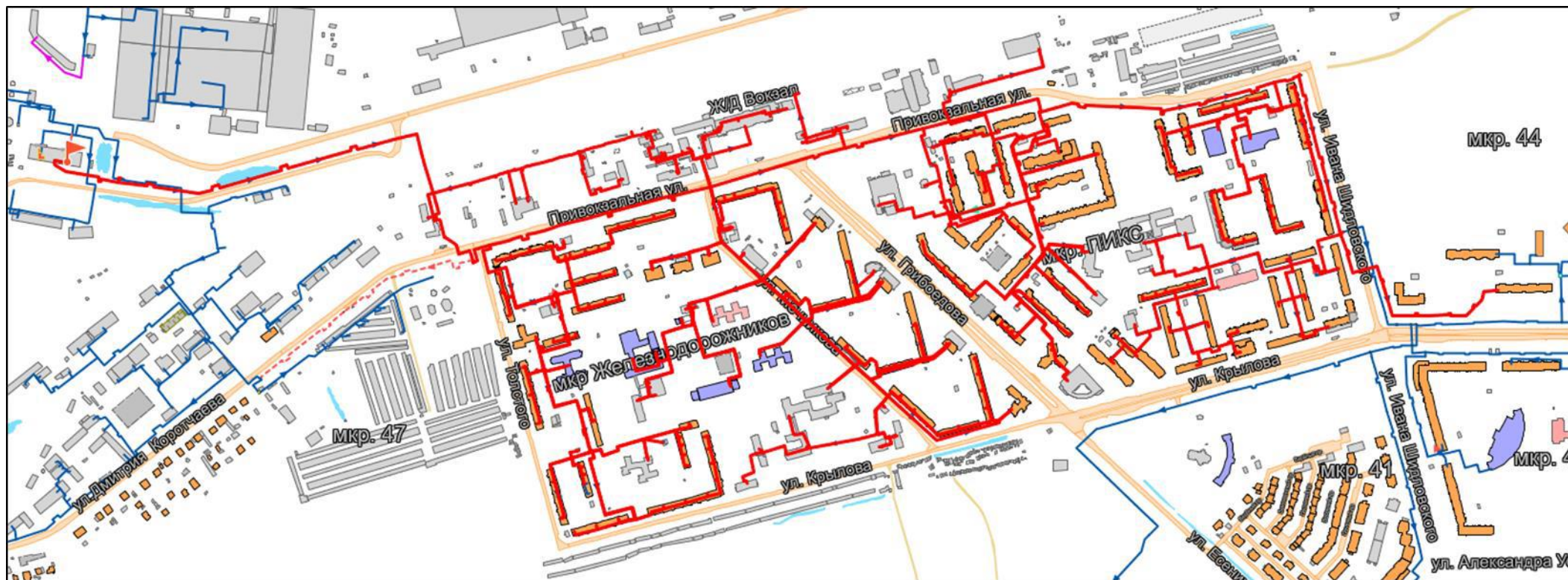


Рисунок 9.1.34 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №14 СГМУП «ГТС»

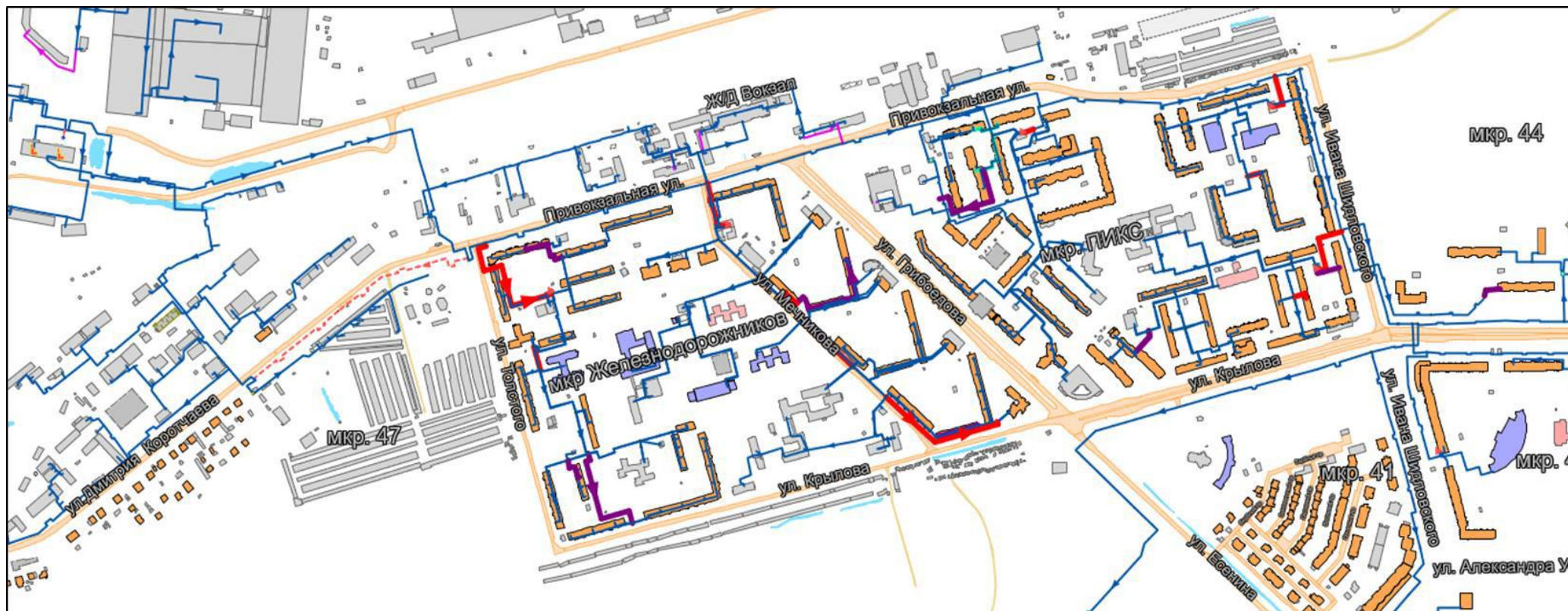


Рисунок 9.1.35 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от Котельной №14 СГМУП «ГТС»

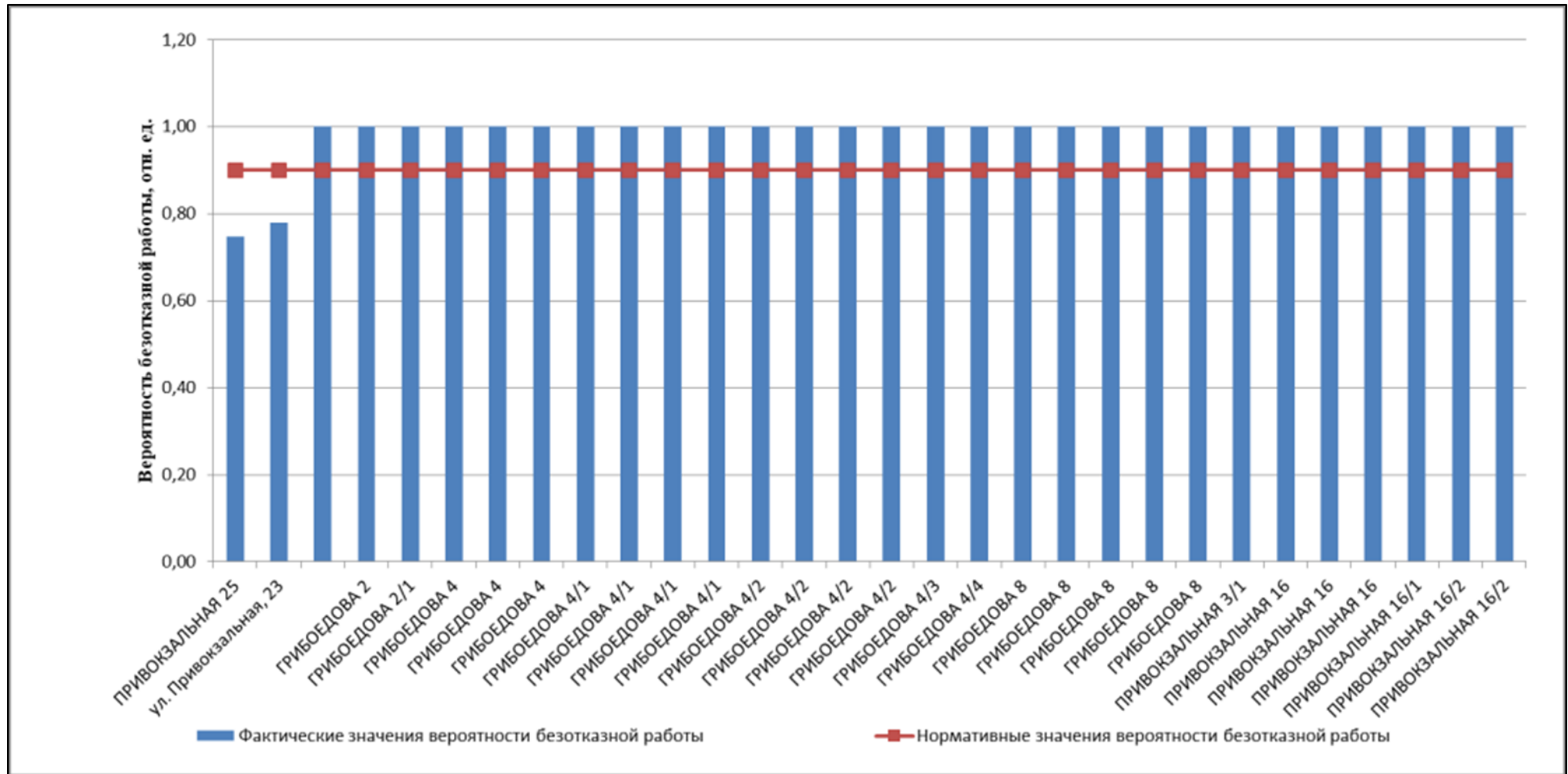


Рисунок 9.1.36 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

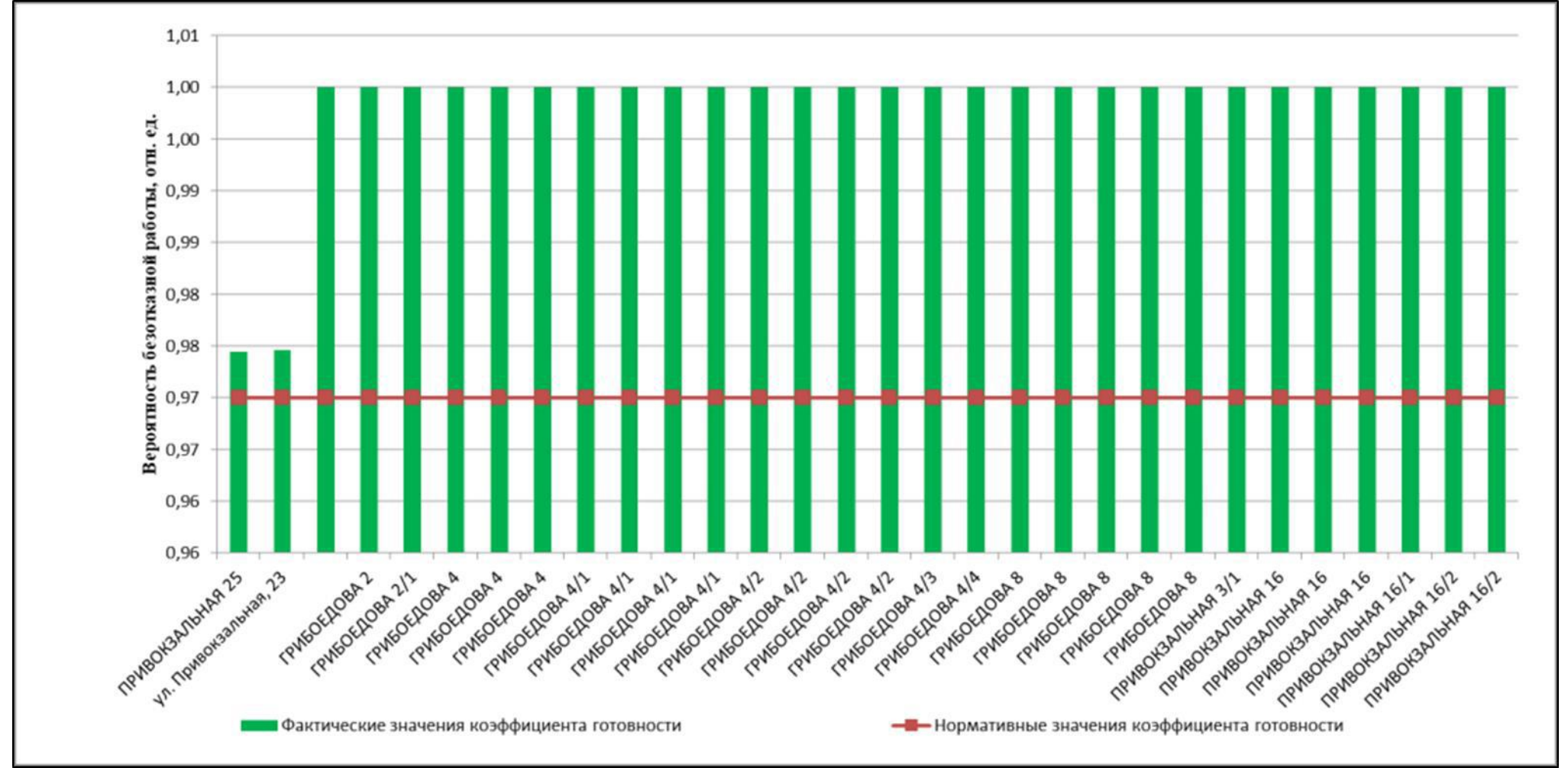


Рисунок 9.1.37 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По состоянию на момент актуализации Схемы теплоснабжения зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

Оценка надежности исключительно на основании данных показателей позволяет сделать формальный вывод о ненадежности теплоснабжения 2 потребителей (Привокзальная, 25 и Привокзальная, 23) по существующему положению. Однако существующие подходы и методики по расчету показателей надежности недостаточно унифицированы, поскольку не позволяют учитывать:

- объемы резервирования тепловой нагрузки потребителей;
- возможность переключений при функциональном отказе участка тепловой сети.

Следствием чего является завышенная расчетная величина недоотпуска тепловой энергии конечным потребителям, при оценке надежности.

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения имеют требуемый уровень надежности, что обеспечивается многократным резервированием тепловой нагрузки. Фактически недоотпуск тепловой энергии потребителям минимален, что обусловлено оперативностью переключений на тепловых сетях, во избежание снижения качества оказываемой услуги теплоснабжения.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

По результатам разработки раздела следуют выводы:

1) Системы теплоснабжения, на которых за отчетный период функциональных отказов не происходило, могут считаться надежными, т.к. фактические показатели надежности теплоснабжения превышают нормативные значения;

2) Ряд систем теплоснабжения, имевших функциональные отказы на тепловых сетях за отчетный период, по состоянию на базовый период актуализации могут считаться надежными, т.к. вероятность безотказной работы, коэффициент готовности соответствуют действующим нормативам. Причиной тому является малое количество функциональных отказов на тепловых сетях при значительной протяженности системы транспорта тепловой энергии (низкая интенсивность отказов), а также быстрое время ликвидации обнаруженных повреждений, нормативные сроки ликвидации повреждений соблюдаются.

3) Для крупных систем теплоснабжения (на базе СГРЭС-1 и СГРЭС-2) аварии и функциональные отказы на магистральных теплопроводах нехарактерны. Высокое качество обслуживания тепломагистралей предопределяет высокие показатели в целом по системе теплоснабжения. Наибольшее число функциональных отказов характерно для распределительных и внутриквартальных участков тепловых сетей. Как правило, наименее надежные зоны теплоснабжения располагаются на концевых участках. В целом по показателю интенсивности отказов тепловых сетей может быть классифицирована как высоконадежная, что встречается довольно редко в крупных городах РФ с населением свыше 100 тыс. чел.

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

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

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

Согласно данным, предоставленным теплоснабжающими организациями, зафиксировано снижение теплоснабжения потребителей вследствие отказов участков тепловых сетей, за период 2021г., - 66 (из 660 отказов работы тепловых сетей за 2021 год). У остальных потребителей зафиксировано снижение параметров теплоснабжения и горячего водоснабжения потребителей вследствие возникновения функциональных отказов в тепловых сетях.

Среднее время восстановления работы тепловой сети и восстановления теплоснабжения потребителей составляет 3,46.

9.7. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Актуализированные значения надежности за 2021 год представлены в разделах 9.1.1 – 9.1.3. За период 2021 г. на случилось 660 функциональных отказов на тепловых сетях.

10.ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций

На момент разработки настоящей актуализации (апрель 2023 г.) большинство организаций или еще не опубликовали свои отчетные данные, предоставляемые в соответствии со стандартами раскрытия информации за 2022 г., либо эти данные еще проходят проверку регулирующим органом, и опозда им не приняты. Поэтому ниже в основном рассмотрены отчетные данные ТСО за 2021 г.

Технико-экономические показатели работы наиболее крупных организаций и их зон деятельности в сфере теплоснабжения в 2021 приведены ниже:

- СГМУП "Городские тепловые сети" (производство, передача и сбыт теплоэнергии от объектов СГМУП «ГТС»):

■в 2021 г. выручка составила 4 032 млн. руб., при этом себестоимость – 3 785 млн. руб. (основные статьи расходов: топливо (41%), прочие расходы (12%), ФОТ основного персонала (9%), амортизация (8%) и ФОТ АУП (6%)). В отчетности за 2022 г. ТСО указала валовую прибыль в размере 247 млн. руб. Установленная мощность источников составила 820,31 Гкал/ч, выработка – 780,13 тыс. Гкал, покупка – 2 273,76 тыс. Гкал, отпуск потребителям – 3 033,42 тыс. Гкал.

- ООО "Сургутские городские электрические сети" (сбыт теплоэнергии кроме кот по ш. Нефтяников,22, стр.5 и ул. Крылова, 55/2):

■в 2021 г. выручка составила 1 738 млн. руб., при этом себестоимость – 1 701 млн. руб. (основные статьи расходов: покупка теплоэнергии (77%), амортизация (6%) и прочие расходы (5%)). В отчетности за 2022 г. ТСО указала валовую прибыль в размере 37 млн. руб. ТСО в данной зоне не эксплуатирует источники тепловой энергии поэтому установленная мощность источников и выработка тепла отсутствуют, покупка тепла составила 2 689,10 тыс. Гкал, отпуск потребителям – 2 554,89 тыс. Гкал.

- ООО "Сургутские городские электрические сети" (производство и сбыт теплоэнергии от кот по ул. Крылова, 55/2):

■в 2021 г. выручка составила 241 млн. руб., при этом себестоимость – 207 млн. руб. (основные статьи расходов: топливо (36%), амортизация (23%) и прочие расходы (19%)). В отчетности за 2022 г. ТСО указала валовую прибыль в размере 35 млн. руб. Установленная мощность источников составила 60 Гкал/ч, выработка – 153,15 тыс. Гкал, покупка тепла отсутствует, отпуск потребителям – 145,89 тыс. Гкал.

По имеющимся данным на 2021-2022 гг. инвестиционные программы были утверждены только для двух организаций (ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1 (на 2021-2022 гг.) и Филиал "Сургутская ГРЭС-2" ПАО "Юнипро" (на 2021 г.)). Однако данные ТСО не опубликовали информацию о результатах реализации инвестиционной программы в соответствии со стандартами раскрытия информации.

10.2. Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Далее приведены технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, установленными в Постановлении Правительства РФ от 05.07.2013 г. № 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

Сведения приведены по всем теплоснабжающим/теплосетевым организациям г. Сургута, которые опубликовали данные и содержат данные, сформированные службами ТСО и опубликованные на сайте РСТ ХМАО-Югры (портал публикации сведений, подлежащих свободному доступу).

В соответствии с Постановлением Правительства от 22.02.2012 г. № 154, настоящий раздел содержит описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

В следующей таблице приведены основные технико-экономические показатели деятельности за 2021 г. указанных организаций г. Сургута (по всем видам деятельности).

Таблица 10.1 – Основные технико-экономические показатели деятельности теплоснабжающих (теплосетевых) организаций г. Сургута за 2021-2022 гг.

№	Наименование	Ед. изм.	1	1	1	1	1.3	2	2	2	3
			ООО "Сургутские городские электрические сети"				ООО "Сибпромстрой №18"	СГМУП "Городские тепловые сети"			ПАО "Сургутнефтегаз"
	Централизованная система теплоснабжения		кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,	кот. по ул. Крылова, д.55/2	-	-	-	объекты СГМУП "ГТС"	котельныена пр. Набережный	Передача тепловой энергии	-
	Период		2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Сбыт. ТЭ	Передача. ТЭ	Передача. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ
	Территория оказания услуг		г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	Белояпский МР, Сургутский МР, Сургут
1.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	8 543	241 487	1 738 411	27 225	19 773	4 032 241	10 036	5 706	58 550
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	5 679	206 813	1 701 011	20 328	24 789	3 784 852	14 773	5 640	3 472 960
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0	0	1 311 010	0	3 072	1 534 714	0	1 704	0
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	1 393	74 817	0	0	0	408 323	3 468	0	294 969
2.2.1.	газ природный по регулируемой цене										
2.2.1.1.	Объем	тыс. м3	364,17	20 674,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.1.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	3,62	3,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.1.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	73,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.1.4.	Способ приобретения	х	Прямые договоры без торгов	Прямые договоры без торгов	-	-	-	-	-	-	-
2.2.2.	газ природный по нерегулируемой цене										
2.2.2.1.	Объем	тонна	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	103 598,40	878,34	0,00	131 295,55
2.2.2.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,90	3,95	0,00	2,23
2.2.2.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00
2.2.2.4.	Способ приобретения	х	-	-	-	-	-	Торги/аукционы	Торги/аукционы	-	Прочее
2.2.4.	Электроэнергия (СН)										
2.2.4.1.	Объем	тыс. кВтч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	935,47	0,00	0,00	0,00
2.2.4.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,68	0,00	0,00	0,00
2.2.4.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.4.4.	Способ приобретения	х	-	-	-	-	-	Торги/аукционы	-	-	-
2.2.4.	Нефть										
2.2.4.1.	Объем	тонна	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	176,65
2.2.4.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,22
2.2.4.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.4.4.	Способ приобретения	х	-	-	-	-	-	-	-	-	Прочее
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс.руб.	458	12 907	58 549	0	2 116	146 199	691	0	124 169
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	5,5	5,5	5,1	0,00	4,15	5,55	5,47	0,0	4,8
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	83	2 327	11 445	0	510	26 343	126,5	0	25 883
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0	551	23 781	0	0	23 244	65	0	144 008
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0	0	0	0	0	1 640	0	0	79 127
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	901	9 264	51 378	1 152	6 233	262 380	1 021	234	232 686
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	237	2 549	13 157	299	1 903	79 368	307	72	66 113
2.8.	Расходы на оплату труда АУП	тыс.руб.	757	4 955	39 717	1 007	1 448	182 031	1 001	197	169 524
2.9.	Отчисления на социальные нужды АУП	тыс.руб.	184	1 204	9 860	246	452	50 143	271	44	40 520
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	96	48 390	101 264	9 503	0	300 839	3 864	2 309	303 309

№	Наименование	Ед. изм.	1				1.3	2		2		3	
	Централизованная система теплоснабжения		ООО "Сургутские городские электрические сети"				ООО "Сибпромстрой №18"	СГМУП "Городские тепловые сети"				ПАО "Сургутнефтегаз"	
			кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,	кот. по ул. Крылова, д.55/2	-	-	-	объекты СГМУП "ГТС"	котельныена пр. Набережный	Передача тепловой энергии	-		
			Период	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021		
Вид деятельности	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Сбыт. ТЭ	Передача. ТЭ	Передача. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ				
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	589	10 569	8 291	873	5 533	14 933	0	0	0		
2.12.	Общепроизводственные расходы, в т.ч.:	тыс.руб.	0	0	0	0	0	194 713	832	252	38 900		
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0	0	0	0	0	32	0	0	4 334		
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0	0	0	0	0	149	0	0	0		
2.13.	Общехозяйственные расходы, в т.ч.:	тыс.руб.	0	0	0	0	0	73 016	425	90	277 880		
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0	0	0	0	0	160	0	0	1 697		
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	302		
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	285	2 086	6 391	0	3 416	69 924	951	0	603 504		
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует		
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс.руб.	779	39 522	77 614	7 248	616	443 384	1 875	738	1 098 251		
3.	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	2 864	34 675	37 401	6 897	-5 016	247 389	-4 737	66	3 223		
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	2 173	25 771	9 432	3 762	5 016	44 517	-1 889	-70	1 965		
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
5.	Изменение стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	0	91 719	190 003	3 996	0	184 461	439	1 424	332 422		
5.1.	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс.руб.	0	22 701	40 069	0	0	184 461	439	1 424	29 234		
5.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс.руб.	0	22 701	40 069	0	0	235 512	439	1 424	117 079		
5.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода из эксплуатации	тыс.руб.	0	0	0	0	0	51 051	0	0	87 845		
5.2.	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс.руб.	0	69 019	149 934	3 996	0	0	0	0	303 188		
6.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=0f566ed8-26e0-470b-b7f0-f369e1854ba2				https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=2b3c9508-e459-4cbe-992a-6fcee6fe92fb	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=8961fe04-97e5-4b71-a572-17c754ebea1f				-	
7.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии, в т.ч.	Гкал/ч	1,94	60,00	-	0,00	51,51	820,31	3,64	0,00	904,20		
7.1		Гкал/ч	-	-	-	-	-	кот. №1	66,00	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №1	16,88
7.2		Гкал/ч	-	-	-	-	-	кот. №2	90,00	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №2	10,32
7.3		Гкал/ч	-	-	-	-	-	кот. №3	90,00	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №7	21,31

№	Наименование	Ед. изм.	1		1		1		1		1.3		2		2		2		3					
			ООО "Сургутские городские электрические сети"						ООО "Сибпромстрой №18"		СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"							
			кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,		кот. по ул. Крылова, д.55/2		-		-		-		объекты СГМУП "ГТС"		котельныена пр. Набережный		Передача тепловой энергии		-					
			2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021			
			Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ					
7.4		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №5	10,32	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №14		2,41				
7.5		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №6	9,56	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №15		0,86				
7.6		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №7	21,60	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №16		1,72				
7.7		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №9	6,02	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №17		3,44				
7.8		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №13	24,00	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №18		3,44				
7.9		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №14	90,00	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №19		4,30				
7.10		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №21	4,52	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №20		5,16				
7.11		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №22	6,45	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №21		5,16				
7.12		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №23	5,16	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №22		0,59				
7.13		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №24	5,50	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №23		1,03				
7.14		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. ПКТС	350,00	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №24		4,30				
7.15		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №25	0,84	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №25		1,03				
7.16		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №26		кот. №26	1,24	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №26		1,72				
7.17		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №27		кот. №27	2,40	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №27		2,58				
7.18		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №28	16,00	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №28		1,38				
7.19		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №29	5,16	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №29		4,30				
7.20		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №30	10,32	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №30		2,58				
7.21		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №32	1,90	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №31		2,58				
7.22		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №33	5,42	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №32		4,30				
7.23		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №34	1,54	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №33		2,40				
7.24		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №1		0,69				
7.25		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №2		1,72				
7.26		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №3		1,03				
7.27		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №4		1,72				
7.28		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №5		1,03				
7.29		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №6		1,03				
7.30		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №7		4,64				
7.31		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №8		0,77				
7.32		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №9		1,72				
7.33		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №10		1,72				
7.34		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №11		5,68				
7.35		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №12		0,86				
7.36		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №13		6,00				
7.37		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №14		1,03				
7.38		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №15		0,69				
7.39		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №16		0,86				
7.40		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №17		12,90				
7.41		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №18		56,60				
7.42		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №18/1		1,67				
7.43		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №19		3,10				
7.44		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №1 ЦППН		56,60				
7.45		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №3 Обский водозабор		2,58				
7.46		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №4 ЦКПН		5,16				
7.47		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №5 ДНС-12		1,03				
7.48		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №6 ДНС-11		3,44				
7.49		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №7 ДНС-16		1,29				
7.50		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №8 ДНС-9		3,44				
7.51		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №9 ДНС-7		1,72				
7.52		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №10 ДНС-10		1,03				

№	Наименование	Ед. изм.	1		1		1		1		1.3		2		2		2		3	
			ООО "Сургутские городские электрические сети"								ООО "Сибпромстрой №18"		СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"	
			кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,		кот. по ул. Крылова, д.55/2		-		-		-		объекты СГМУП "ГТС"		котельныена пр. Набережный		Передача тепловой энергии		-	
			2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021	
			Производство ТЭ. Некомбинированна я выработка; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированна я выработка; Сбыт. ТЭ		Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированна я выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированна я выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	
7.53		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №11 ДНС-15	1,38	
7.54		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №12 ДНС-17	1,38	
7.55		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №13 ЦОПТ	5,00	
7.56		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №14 ДНС-1	0,69	
7.57		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №15	1,72	
7.58		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №16 ДНС-18	2,58	
7.59		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" Котельная автоматизированная паровая	4,11	
7.60		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДЕ-25	56,60	
7.61		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-6	1,72	
7.62		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-20	0,20	
7.63		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-2	0,17	
7.64		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. АБК ПАТ-2 ЦДНГ-2	0,20	
7.65		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-4	1,38	
7.66		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-19	0,34	
7.67		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-9	1,03	
7.68		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-7	0,69	
7.69		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-12	1,03	
7.70		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ПАТ-4	0,72	
7.71		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-3	1,72	
7.72		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-5	1,03	
7.73		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-13	3,44	
7.74		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-14	1,03	
7.75		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-10	3,44	
7.76		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-18	0,17	
7.77		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-16	0,43	
7.78		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-17	0,20	
7.79		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-3С	1,72	
7.80		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. УТТ транспортный участок №1	0,69	
7.81		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-ММ	1,72	
7.82		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-НМ	3,10	
7.83		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-1-3К	1,72	
7.84		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-2-3К	2,58	
7.85		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-3-3К	2,58	
7.86		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-СМ	1,38	
7.87		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-СС	4,30	
7.88		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №1Б	56,60	
7.89		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №1А	5,00	
7.90		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №2А	1,03	
7.91		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №2	1,38	
7.92		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №3А	2,58	
7.93		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №4	8,94	
7.94		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №5	2,58	
7.95		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №6	7,22	
7.96		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №7	5,16	
7.97		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №8А	3,96	
7.98		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №9	2,58	
7.99		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №10	0,69	

№	Наименование	Ед. изм.	1		1		1		1		1.3		2		2		2		3	
	Централизованная система теплоснабжения		ООО "Сургутские городские электрические сети"								ООО "Сибпромстрой №18"	СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"		
			кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,	кот. по ул. Крылова, д.55/2	-		-		-	объекты СГМУП "ГТС"	котельныена пр. Набережный	Передача тепловой энергии		-						
			2021	2021	2021		2021		2021	2021	2021	2021	2021							
			Вид деятельности	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ						
7.100		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №11	1,03
7.101		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №12	2,58
7.102		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №13	1,03
7.103		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №14	1,29
7.104		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДЕ-25/14 промзона	42,45
7.105		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДЕ-16/14 промзона	18,11
7.106		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДЕ-4/14 промзона	2,26
7.107		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ЦППН Алехинского месторождения	6,36
7.108		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Ульяновского месторождения	2,41
7.109		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Камынского месторождения	1,03
7.110		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Ай-Пимского месторождения	2,58
7.111		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Западно-Чигоринского месторождения	3,01
7.112		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Биттемского месторождения	3,44
7.113		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Северо-Лабатьюганского месторождения	3,44
7.114		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Северо-Лабатьюганского месторождения	5,16
7.115		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения	2,58
7.116		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-4 Северо-Лабатьюганского месторождения	2,58
7.117		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Ватлорского месторождения	1,72
7.118		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Ватлорского месторождения	2,58
7.119		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Ватлорского месторождения	2,58
7.120		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Верхнеказымского месторождения	5,16
7.121		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Жумажановского месторождения	1,72
7.122		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Жумажановского месторождения	1,72
7.123		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Нижне-Сортымского месторождения	2,58
7.124		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Нижне-Сортымского месторождения	0,08
7.125		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Нижне-Сортымского месторождения	1,38
7.126		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Мурьяунского месторождения	1,29
7.127		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Мурьяунского месторождения	1,55
7.128		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Мурьяунского месторождения	2,58
7.129		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-4 Лукьявинского месторождения	3,61

№	Наименование	Ед. изм.	1				1		1		1.3		2		2		2		3	
	Централизованная система теплоснабжения		ООО "Сургутские городские электрические сети"								ООО "Сибпромстрой №18"	СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"		
			кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,	кот. по ул. Крылова, д.55/2	-		-		-	объекты СГМУП "ГТС"	котельныена пр. Набережный	Передача тепловой энергии		-						
			2021	2021	2021		2021		2021	2021	2021	2021		2021						
			Вид деятельности	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ					
7.130		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС-5 Лукьявинского месторождения	3,61	
7.131		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС Тромьеганского месторождения	3,44	
7.132		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС Хорлорского месторождения	3,61	
7.133		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ПСВП Лукьявинского месторождения	21,00	
7.134		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС-6 Юкьяунского месторождения	3,44	
7.135		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС-7 Юкьяунского месторождения	5,16	
7.136		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС Западно-Перевальной площади	0,86	
7.137		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС Верхне-Надымского месторождения	3,44	
7.138		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС Южно-Сомлорского месторождения	2,58	
7.139		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УПГ кот. №1	20,66	
7.140		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УПГ кот. №2	1,55	
7.141		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УПГ кот. №3	11,04	
7.142		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №1	1,38	
7.143		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №2	4,30	
7.144		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №3	5,16	
7.145		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №5	10,32	
7.146		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №6	3,44	
7.147		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №7	4,30	
7.148		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №8	4,30	
7.149		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №9	7,74	
7.150		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №10	27,52	
7.151		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №11	4,30	
7.152		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №12	36,46	
7.153		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №14	5,16	
7.154		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №15	7,74	
7.155		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №16	1,29	
7.156		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №17	4,30	
7.157		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №18	12,29	
7.158		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №19	29,43	
7.159		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №20	20,38	
7.160		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №21	7,36	
7.161		Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №22	1,30	
8.	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	2,26		63,48		1 094,07		33,39		51,51		1 306,34		2,66		0,00		11,24	
9.	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	2,38		153,15		0,00		0,00		0,00		780,13		5,91		0,00		1 043,30	
9.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00		0,00		2 689,10		0,00		0,00		2 273,76		0,00		0,00		0,00	
10.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	2,28		145,89		2 554,89		152,37		86,06		3 033,42		5,88		27,01		23,11	
10.1	- определенный по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	2,28		145,89		2 531,89		152,37		86,06		2 429,69		3,66		0,00		19,46	
10.1.1	- определенный по приборам учета объем ТЭ, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления ТЭ объектов которых составляет менее 0,2 Гкал	тыс. Гкал	2,28		145,89		2 531,89		152,37		0,00		0,00		0,00		0,00		4,33	

№	Наименование	Ед. изм.	1				1.3	2		2		3						
	Централизованная система теплоснабжения		ООО "Сургутские городские электрические сети"				ООО "Сибпромстрой №18"	СГМУП "Городские тепловые сети"				ПАО "Сургутнефтегаз"						
			кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,	кот. по ул. Крылова, д.55/2	-	-	-	объекты СГМУП "ГТС"	котельныена пр. Набережный	Передача тепловой энергии	-							
			Период	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021						
Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Сбыт. ТЭ	Передача. ТЭ	Передача. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ								
10.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00	0,00	22,99	0,00	0,00	603,72	2,21	27,01	3,65							
11.	Нормативы технологических потерь при передаче ТЭ, ТН по тепловым сетям	Ккал/ч.мес	0,00	0,00	0,00	0,00	4,15	244,42	0,00	1,00	0,00							
12.	Фактический объем потерь при передаче ТЭ	тыс. Гкал	0,09	5,79	134,22	3,73	3,18	465,27	0,76	0,60	39,25							
12.1	Плановый объем потерь при передаче ТЭ	тыс. Гкал	0,04	8,12	139,66	1,95	5,33	244,42	0,00	1,00	0,00							
13.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	1,1	11,5	48,4	1,1	7,0	399,2	1,7	0,3	287,4							
14.	Среднесписочная численность АУП	чел.	0,5	3,3	26,7	0,7	1,0	167,5	0,9	0,2	105,4							
15.	Норматив УРУТ при производстве ТЭ источниками ТЭ с распределением по источникам ТЭ, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	кг у.т./Гкал	155,28	159,18	0,00	0,00	0,00	164,81	0,00	0,00	0,00							
15.1		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №1	160,12	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №1	-
15.2		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №2	157,33	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №2	-
15.3		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №3	157,37	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №7	-
15.4		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №5	166,55	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №14	-
15.5		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №6	167,97	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №15	-
15.6		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №7	185,83	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №16	-
15.7		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №9	189,21	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №17	-
15.8		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №13	163,52	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №18	-
15.9		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №14	158,67	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №19	-
15.10		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №21	163,00	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №20	-
15.11		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №22	160,02	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №21	-
15.12		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №23	152,88	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №22	-
15.13		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №24	160,06	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №23	-
15.14		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. ПКТС	-	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №24	-
15.15		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №25	-	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №25	-
15.16		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №26	-	кот. №26	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №26	-
15.17		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №27	-	кот. №27	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №27	-
15.18		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №28	-	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №28	-
15.19		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №29	-	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №29	-
15.20		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №30	-	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №30	-
15.21		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №32	-	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №31	-
15.22		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №33	-	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №32	-
15.23		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №34	-	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №33	-
16.	Плановый УРУТ при производстве ТЭ источниками ТЭ с распределением по источникам ТЭ, в т.ч.:	кг у.т./Гкал	155,28	159,18	0,00	0,00	0,00	159,66	157,44	0,00	160,50							
16.1		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №1	163,73	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №1	160,50
16.2		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №2	160,15	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №2	160,50
16.3		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №3	159,02	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №7	160,50
16.4		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №5	160,64	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №14	160,50
16.5		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №6	161,42	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №15	160,50
16.6		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №7	186,70	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №16	163,82
16.7		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №9	159,33	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №17	160,50
16.8		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №13	166,02	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №18	160,50
16.9		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №14	159,64	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №19	160,50
16.10		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №21	161,83	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №20	160,50
16.11		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №22	163,88	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №21	160,50

№	Наименование	Ед. изм.	1		1		1		1		1.3		2		2		2		3	
			ООО "Сургутские городские электрические сети"								ООО "Сибпромстрой №18"		СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"	
	кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,		кот. по ул. Крылова, д.55/2		-		-		-		объекты СГМУП "ГТС"		котельныена пр. Набережный		Передача тепловой энергии		-			
	2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021			
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированна я выработка; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированна я выработка; Сбыт. ТЭ		Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированна я выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированна я выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	
16.12		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №23	158,45	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №22	160,50	
16.13		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №24	162,06	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №23	160,50	
16.14		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. ПКТС	159,31	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №24	160,50	
16.15		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №25	159,66	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №25	160,50	
16.16		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №26		кот. №26	157,44	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №26	160,50	
16.17		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №27		кот. №27	157,44	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №27	160,50	
16.18		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №28	164,56	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №28	160,50	
16.19		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №29	165,56	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №29	160,50	
16.20		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №30	162,79	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №30	160,50	
16.21		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №32	165,55	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №31	160,50	
16.22		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №33	165,55	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №32	160,50	
16.23		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №34	141,22	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №33	160,50	
16.24		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №1	160,50	
16.25		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №2	160,50	
16.26		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №3	160,50	
16.27		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №4	160,50	
16.28		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №5	160,50	
16.29		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №6	160,50	
16.30		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №7	160,50	
16.31		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №8	160,50	
16.32		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №9	160,50	
16.33		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №10	160,50	
16.34		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №11	160,50	
16.35		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №12	160,50	
16.36		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №13	160,50	
16.37		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №14	160,50	
16.38		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №15	160,50	
16.39		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №16	160,50	
16.40		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №17	160,50	
16.41		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №18	160,50	
16.42		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №18/1	160,50	
16.43		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №19	160,50	
16.44		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №1 ЦППН	160,50	
16.45		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №3 Обский водозабор	160,50	
16.46		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №4 ЦКПН	160,50	
16.47		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №5 ДНС-12	160,50	
16.48		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №6 ДНС-11	160,50	
16.49		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №7 ДНС-16	160,50	
16.50		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №8 ДНС-9	160,50	
16.51		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №9 ДНС-7	160,50	
16.52		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №10 ДНС-10	160,50	
16.53		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №11 ДНС-15	160,50	
16.54		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №12 ДНС-17	160,50	
16.55		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №13 ЦОПТ	160,50	
16.56		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №14 ДНС-1	160,50	
16.57		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №15	160,50	
16.58		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №16 ДНС-18	160,50	
16.59		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" Котельная автоматизированная паровая	160,50	

№	Наименование	Ед. изм.	1				1				1.3		2		2		3			
			ООО "Сургутские городские электрические сети"								ООО "Сибпромстрой №18"		СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"	
			кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,		кот. по ул. Крылова, д.55/2		-		-		-		объекты СГМУП "ГТС"		котельныена пр. Набережный		Передача тепловой энергии		-	
			2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021	
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	
16.60		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДЕ-25	160,50	
16.61		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-6	160,50	
16.62		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-20	160,50	
16.63		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-2	160,50	
16.64		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. АБК ПАТ-2 ЦДНГ-2	160,50	
16.65		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-4	160,50	
16.66		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-19	160,50	
16.67		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-9	160,50	
16.68		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-7	160,50	
16.69		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-12	160,50	
16.70		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ПАТ-4	160,50	
16.71		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-3	160,50	
16.72		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-5	160,50	
16.73		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-13	160,50	
16.74		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-14	160,50	
16.75		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-10	160,50	
16.76		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-18	160,50	
16.77		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-16	160,50	
16.78		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-17	160,50	
16.79		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-3С	160,50	
16.80		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. УТТ транспортный участок №1	160,50	
16.81		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-ММ	160,50	
16.82		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-НМ	160,50	
16.83		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-1-3К	160,50	
16.84		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-2-3К	160,50	
16.85		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-3-3К	160,50	
16.86		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-СМ	160,50	
16.87		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-СС	160,50	
16.88		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №1Б	160,50	
16.89		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №1А	160,50	
16.90		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №2А	160,50	
16.91		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №2	160,50	
16.92		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №3А	160,50	
16.93		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №4	160,50	
16.94		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №5	160,50	
16.95		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №6	160,50	
16.96		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №7	160,50	
16.97		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №8А	160,50	
16.98		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №9	160,50	
16.99		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №10	160,50	
16.100		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №11	160,50	
16.101		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №12	160,50	
16.102		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №13	160,50	
16.103		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №14	160,50	
16.104		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДЕ-25/14 промзона	160,50	
16.105		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДЕ-16/14 промзона	160,50	

№	Наименование	Ед. изм.	1		1		1		1		1.3		2		2		2		3	
			ООО "Сургутские городские электрические сети"								ООО "Сибпромстрой №18"		СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"	
			кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,		кот. по ул. Крылова, д.55/2		-		-		-		объекты СГМУП "ГТС"		котельныена пр. Набережный		Передача тепловой энергии		-	
			2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021	
			Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	
16.106		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДЕ-4/14 промзона	160,50
16.107		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ЦППН Алехинского месторождения	160,50
16.108		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Ульяновского месторождения	160,50
16.109		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Камынского месторождения	160,50
16.110		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Ай-Пимского месторождения	160,50
16.111		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Западно-Чигоринского месторождения	160,50
16.112		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Биттемского месторождения	160,50
16.113		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Северо-Лабатьюганского месторождения	160,50
16.114		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Северо-Лабатьюганского месторождения	160,50
16.115		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения	160,50
16.116		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-4 Северо-Лабатьюганского месторождения	160,50
16.117		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Ватлорского месторождения	160,50
16.118		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Ватлорского месторождения	160,50
16.119		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Ватлорского месторождения	160,50
16.120		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Верхнеказымского месторождения	160,50
16.121		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Жумажановского месторождения	160,50
16.122		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Жумажановского месторождения	160,50
16.123		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Нижне-Сортымского месторождения	160,50
16.124		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Нижне-Сортымского месторождения	160,50
16.125		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Нижне-Сортымского месторождения	160,50
16.126		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Мурьяунского месторождения	160,50
16.127		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Мурьяунского месторождения	160,50
16.128		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Мурьяунского месторождения	160,50
16.129		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-4 Лукьявинского месторождения	160,50
16.130		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-5 Лукьявинского месторождения	160,50

№	Наименование	Ед. изм.	1		1		1		1		1.3		2		2		2		3	
	Централизованная система теплоснабжения		ООО "Сургутские городские электрические сети"								ООО "Сибпромстрой №18"		СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"	
			кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,	кот. по ул. Крылова, д.55/2	-		-		-		объекты СГМУП "ГТС"		котельныена пр. Набережный		Передача тепловой энергии		-			
			2021	2021	2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021			
			Вид деятельности	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		
16.131		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС Тромьеганского месторождения	160,50
16.132		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС Хорлорского месторождения	160,50
16.133		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ПСВП Лукьявинского месторождения	160,50
16.134		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС-6 Юкьяунского месторождения	160,50
16.135		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС-7 Юкьяунского месторождения	160,50
16.136		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС Западно-Перевальной площади	160,50
16.137		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС Верхне-Надымского месторождения	160,50
16.138		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортымскнефть" кот. ДНС Южно-Сомлорского месторождения	160,50
16.139		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УПГ кот. №1	160,50
16.140		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УПГ кот. №2	160,50
16.141		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УПГ кот. №3	160,50
16.142		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №1	160,50
16.143		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №2	160,50
16.144		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №3	160,50
16.145		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №5	160,50
16.146		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №6	160,50
16.147		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №7	160,50
16.148		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №8	160,50
16.149		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №9	160,50
16.150		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №10	160,50
16.151		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №11	160,50
16.152		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №12	160,50
16.153		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №14	160,50
16.154		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №15	160,50
16.155		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №16	160,50
16.156		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №17	160,50
16.157		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №18	160,50
16.158		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №19	160,50
16.159		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №20	160,50
16.160		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №21	160,50
16.161		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №22	160,50
17.	Фактический УРУТ при производстве ТЭ источниками ТЭ с распределением по источникам ТЭ, в т.ч.:	кг у.т./Гкал	176,06		155,01		0,00		0,00		0,00		152,85		170,81		0,00		159,50	
17.1		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №1	158,68	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №1	158,60
17.2		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №2	157,28	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №2	163,10
17.3		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №3	147,73	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №7	159,60
17.4		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №5	126,66	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №14	161,80
17.5		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №6	152,01	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №15	155,10
17.6		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №7	186,88	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №16	159,80
17.7		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №9	156,92	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №17	156,70
17.8		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №13	138,25	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №18	159,90
17.9		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кот. №14	152,18	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №19	159,10

№	Наименование	Ед. изм.	1		1		1		1		1.3		2		2		2		3			
			ООО "Сургутские городские электрические сети"						ООО "Сибпромстрой №18"		СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"					
			кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,		кот. по ул. Крылова, д.55/2		-		-		-		объекты СГМУП "ГТС"		котельныена пр. Набережный		Передача тепловой энергии		-			
			2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021	
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ			
17.10		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №21	146,98	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №20	155,40		
17.11		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №22	133,56	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №21	155,70		
17.12		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №23	159,82	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №22	153,40		
17.13		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №24	146,48	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №23	159,60		
17.14		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. ПКТС	153,76	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №24	160,30		
17.15		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №25	164,14	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №25	157,40		
17.16		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №26	-	кот. №26	170,81	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №26	157,10		
17.17		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №27	-	кот. №27	170,81	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №27	158,70		
17.18		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №28	167,64	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №28	157,10		
17.19		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №29	156,96	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №29	161,30		
17.20		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №30	165,05	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №30	157,90		
17.21		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №32	162,63	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №31	158,20		
17.22		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №33	162,63	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №32	160,50		
17.23		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		кот. №34	161,63	-	-	-	-	НГДУ "Быстринскнефть" кот. №33	159,90		
17.24		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №1	165,00		
17.25		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №2	159,10		
17.26		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №3	158,90		
17.27		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №4	161,40		
17.28		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №5	158,90		
17.29		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №6	155,80		
17.30		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №7	160,50		
17.31		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №8	155,60		
17.32		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №9	158,30		
17.33		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №10	161,00		
17.34		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №11	160,50		
17.35		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №12	159,20		
17.36		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №13	164,90		
17.37		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №14	156,50		
17.38		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №15	154,70		
17.39		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №16	156,60		
17.40		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №17	158,80		
17.41		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №18	159,30		
17.42		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №18/1	161,40		
17.43		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Сургутнефть" кот. №19	179,60		
17.44		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №1 ЦППН	158,30		
17.45		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №3 Обский водозабор	159,10		
17.46		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №4 ЦКПН	156,60		
17.47		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №5 ДНС-12	159,20		
17.48		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №6 ДНС-11	161,00		
17.49		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №7 ДНС-16	153,60		
17.50		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №8 ДНС-9	158,70		
17.51		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №9 ДНС-7	160,40		
17.52		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №10 ДНС-10	157,30		
17.53		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №11 ДНС-15	154,00		
17.54		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №12 ДНС-17	155,80		
17.55		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №13 ЦОПТ	162,50		
17.56		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №14 ДНС-1	163,20		
17.57		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №15	160,20		
17.58		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-	-	-	-	НГДУ "Федоровскнефть" кот. №16 ДНС-18	156,00		

№	Наименование	Ед. изм.	1		1		1		1		1.3		2		2		2		3		
	Централизованная система теплоснабжения		ООО "Сургутские городские электрические сети"								ООО "Сибпромстрой №18"		СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"		
			Период	кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,		кот. по ул. Крылова, д.55/2		-		-		-		объекты СГМУП "ГТС"		котельныена пр. Набережный		Передача тепловой энергии		-	
				2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021			
				Вид деятельности	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ
17.59		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" Котельная автоматизированная паровая	169,40	
17.60		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДЕ-25	154,40	
17.61		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-6	160,70	
17.62		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-20	159,20	
17.63		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-2	152,90	
17.64		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. АБК ПАТ-2 ЦДНГ-2	157,90	
17.65		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-4	154,80	
17.66		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-19	159,30	
17.67		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-9	160,30	
17.68		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-7	160,00	
17.69		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-12	157,00	
17.70		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ПАТ-4	159,60	
17.71		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-3	159,20	
17.72		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-5	159,10	
17.73		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-13	158,30	
17.74		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-14	158,00	
17.75		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-10	162,80	
17.76		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-18	154,80	
17.77		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-16	155,20	
17.78		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-17	160,50	
17.79		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-3С	161,00	
17.80		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. УТТ транспортный участок №1	160,10	
17.81		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-ММ	163,70	
17.82		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-НМ	178,10	
17.83		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-1-3К	157,80	
17.84		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-2-3К	159,80	
17.85		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-3-3К	162,10	
17.86		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-СМ	157,40	
17.87		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Лянторнефть" кот. ДНС-СС	163,00	
17.88		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №1Б	157,00	
17.89		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №1А	161,50	
17.90		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №2А	158,00	
17.91		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №2	156,70	
17.92		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №3А	159,20	
17.93		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №4	157,40	
17.94		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №5	158,40	
17.95		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №6	181,30	
17.96		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №7	158,50	
17.97		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №8А	156,90	
17.98		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №9	159,70	
17.99		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №10	158,80	
17.100		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №11	159,50	
17.101		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №12	156,90	
17.102		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №13	156,30	
17.103		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Комсомольскнефть" кот. №14	154,20	
17.104		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДЕ-25/14 промзона	158,20	

№	Наименование	Ед. изм.	1		1		1		1		1.3	2		2		2		3	
	Централизованная система теплоснабжения		ООО "Сургутские городские электрические сети"								ООО "Сибпромстрой №18"	СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"	
			кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,	кот. по ул. Крылова, д.55/2	-		-		-	объекты СГМУП "ГТС"	котельныена пр. Набережный	Передача тепловой энергии	-						
			Период	2021	2021	2021		2021		2021	2021	2021	2021	2021					
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ					
17.105		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДЕ-16/14 промзона	161,50	
17.106		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДЕ-4/14 промзона	162,60	
17.107		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ЦППН Алехинского месторождения	156,90	
17.108		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Ульяновского месторождения	161,80	
17.109		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Камынского месторождения	158,80	
17.110		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Ай-Пимского месторождения	155,70	
17.111		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Западно-Чигоринского месторождения	172,30	
17.112		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС Биттемского месторождения	161,20	
17.113		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Северо-Лабатьюганского месторождения	166,90	
17.114		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Северо-Лабатьюганского месторождения	157,00	
17.115		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения	161,70	
17.116		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-4 Северо-Лабатьюганского месторождения	160,50	
17.117		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Ватлорского месторождения	162,20	
17.118		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Ватлорского месторождения	159,80	
17.119		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Ватлорского месторождения	158,70	
17.120		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Верхнеказымского месторождения	159,70	
17.121		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Жумажановского месторождения	161,20	
17.122		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Жумажановского месторождения	158,40	
17.123		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Нижне-Сортымского месторождения	161,90	
17.124		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Нижне-Сортымского месторождения	155,50	
17.125		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Нижне-Сортымского месторождения	160,00	
17.126		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-1 Мурьяунского месторождения	154,30	
17.127		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-2 Мурьяунского месторождения	154,70	
17.128		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-3 Мурьяунского месторождения	165,10	
17.129		кг у.т./Гкал	-		-		-		-		-		-		-		НГДУ "Нижнесортнымскнефть" кот. ДНС-4 Лукьявинского месторождения	178,60	

№	Наименование	Ед. изм.	1		1		1		1		1.3		2		2		2		3	
			ООО "Сургутские городские электрические сети"								ООО "Сибпромстрой №18"		СГМУП "Городские тепловые сети"						ПАО "Сургутнефтегаз"	
	кот. по ш. Нефтеюганское, д.2 2, стр.5,		кот. по ул. Крылова, д.55/2		-		-		-		объекты СГМУП "ГТС"		котельныена пр. Набережный		Передача тепловой энергии		-			
	2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021		2021			
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ		Сбыт. ТЭ		Передача. ТЭ		Передача. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	
17.130		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортимскнефть" кот. ДНС-5 Лукьявинского месторождения	179,60	
17.131		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортимскнефть" кот. ДНС Тромьеганского месторождения	161,40	
17.132		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортимскнефть" кот. ДНС Хорлорского месторождения	181,40	
17.133		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортимскнефть" кот. ПСВП Лукьявинского месторождения	161,30	
17.134		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортимскнефть" кот. ДНС-6 Юкьяунского месторождения	160,50	
17.135		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортимскнефть" кот. ДНС-7 Юкьяунского месторождения	160,00	
17.136		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортимскнефть" кот. ДНС Западно-Перевальной площади	159,10	
17.137		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортимскнефть" кот. ДНС Верхне-Надымского месторождения	160,30	
17.138		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НГДУ "Нижнесортимскнефть" кот. ДНС Южно-Сомлорского месторождения	158,30	
17.139		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УПГ кот. №1	159,20	
17.140		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УПГ кот. №2	155,30	
17.141		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УПГ кот. №3	161,80	
17.142		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №1	157,10	
17.143		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №2	160,10	
17.144		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №3	158,90	
17.145		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №5	160,90	
17.146		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №6	154,60	
17.147		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №7	166,10	
17.148		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №8	160,50	
17.149		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №9	160,60	
17.150		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №10	157,20	
17.151		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №11	163,30	
17.152		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №12	161,30	
17.153		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №14	162,50	
17.154		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №15	158,20	
17.155		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №16	156,70	
17.156		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №17	164,90	
17.157		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №18	165,10	
17.158		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №19	168,10	
17.159		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №20	158,20	
17.160		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №21	162,30	
17.161		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УЭЗиС кот. №22	153,40	
18.	Удельный расход ЭЭ на производство (передачу) ТЭ, на единицу ТЭ, отпускаемой потребителям	тыс. кВт*ч/Гкал	34,85		15,21		4,26		0,00		5,93		0,06		0,02		0,00		0,02	
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) ТЭ, на единицу ТЭ, отпускаемой потребителям	куб. м/Гкал	0,00		0,03		0,20		0,00		0,00		0,22		0,28		0,00		0,47	
20.	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=899116ecd1dc-47e5-af50-e3a6e09f9026								https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=4b3aa99		https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=6		https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=6385edec-38dc-		https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=6385edec-38dc-		https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=5d23b6b1-211d-40ae-8668-65592a5fae90	

№	Наименование	Ед. изм.	1	1	1	1	1.3	2	2	2	3
			ООО "Сургутские городские электрические сети"				ООО "Сибпромстрой №18"	СГМУП "Городские тепловые сети"			ПАО "Сургутнефтегаз"
	Централизованная система теплоснабжения		кот. по ш. Нефтеюганское, д.22, стр.5,	кот. по ул. Крылова, д.55/2	-	-	-	объекты СГМУП "ГТС"	котельныена пр. Набережный	Передача тепловой энергии	-
	Период		2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Сбыт. ТЭ	Сбыт. ТЭ	Передача. ТЭ	Передача. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ
	ТЭ, ТН, а также источников ТЭ, функционирующих в режиме комбинированной выработки ЭЭ и ТЭ), в т.ч.:						1-0749-47b6-9656-f1725236704e	385edec-38dc-4517-bd44-54d191625426	4517-bd44-54d191625426	4517-bd44-54d191625426	
20.1.	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=4da364cb-6c5c-41ea-b26a-88bc48c32596								https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=3babf132-f3bc-4b0b-a932-08bdd2cef3a1
20.2.	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=4df84700-b2fb-47ed-87c5-6216094626c7								https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=f7737e0b-b1d7-4587-b992-bc92c976ece1

Продолжение таблицы

№	Наименование	Ед. изм.	4	4	5	6	7	8				9	10	11	2.1
			ООО "Газпром энерго"		АО "Аэропорт Сургут"	СГМУП "Сургутский хлебозавод"	ООО УК "СЗТК"	ООО "ТВС-сервис"				АО "Горремстрой"	ООО "Технические системы"	ООО "СКАТ - база"	АО "РЖД"
	Централизованная система теплоснабжения		-	-	-	-	-	-				-	-	-	-
	Период		2021	2021	2021	2021	2021	2021	2022	Изменения в 2022 относительно 2021		2021	2021	2021	2021
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка	Передача. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ		-	-	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ
	Территория оказания услуг		г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	-	-	г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут	г. Сургут, Нижневартовск, Пыть-Ях
1.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	105 394	364	10 630	30 097	27 028	11 063	10 942	-121	-1%	2 057	4 487	5 728	3 071
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	104 571	1 847	28 317	29 328	7 614 213	10 134	9 418	-716	-7%	3 474	3 875	11 204	83 243
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0	29	0	0	0	0	0	-	-	0	0	0	60 419
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	22 732	0	9 492	11 498	7 591 107	4 507	4 170	-336	-7%	0	1 187	3 694	0
2.2.1.	газ природный по регулируемой цене														
2.2.1.1.	Объем	тыс. м3	5 887,61	0,00	0,00	0,00	1 891 530,00	0,00	0,00	-	-	0,00	241,24	783,72	0,00
2.2.1.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	3,46	0,00	0,00	0,00	4,01	0,00	0,00	-	-	0,00	4,34	4,13	0,00
2.2.1.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	2 358,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	140,30	455,71	0,00
2.2.1.4.	Способ приобретения	х	Прямые договора без торгов	-	-	-	Прямые договоры без торгов	-	-			-	Прямые договоры без торгов	Прямые договоры без торгов	-
2.2.2.	газ природный по нерегулируемой цене														
2.2.2.1.	Объем	тонна	0,00	0,00	2 314,47	2 798,92	0,00	897,77	798,59	-99	-11%	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.2.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	0,00	0,00	4,10	4,11	0,00	4,42	4,55	0	3%	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.2.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,49	0,00	540,87	536,86	-4	-1%	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.2.4.	Способ приобретения	х	-	-	Прямые договора без торгов	Прямые договора без торгов	-	Прямые договоры без торгов	Прямые договоры без торгов			-	-	-	-
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс.руб.	7 976	0	919	1 869	3 180	410	461	51	12%	272	455	809	293
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	5,61	0,00	3,05	5,45	5,53	6,66	7,23	1	9%	5,53	7,03	6,58	4,29
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	1 421,94	0,00	301	343	575	62	64	2	4%	49	65	123	68
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	1 088	0	271	871	531	41	41	0	0%	57	0	52	0
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0	0	44	319	0	48	76	27	57%	0	0	0	2 060
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	26 721	1 067	6 721	4 918	7 871	2 096	861	-1 235	-59%	985	718	1 463	6 208
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	8 121	315	1 939	1 445	2 287	633	138	-495	-78%	301	214	439	1 842
2.8.	Расходы на оплату труда АУП	тыс.руб.	4 751	15	0	1 872	5 963	770	1 838	1 068	139%	577	421	668	3 464
2.9.	Отчисления на социальные нужды АУП	тыс.руб.	2 036	7	0	550	1 525	233	295	63	27%	176	125	201	880
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	142	0	236	178	0	505	530	25	5%	302	70	141	5 640
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	4 727	55	200	0	1 748	0	0	-	-	0	0	0	0
2.12.	Общепроизводственные расходы, в т.ч.:	тыс.руб.	9 497	0	0	4 893	0	765	440	-325	-42%	803	0	1 927	2 320
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0	0	0	3 792	1 028	15	440	425	2891%	0	0	736	0
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0	0	0	0	0	750	0	-750	-100%	0	0	1 191	0
2.13.	Общехозяйственные расходы, в т.ч.:	тыс.руб.	3 395	12	0	635	0	127	194	67	53%	0	0	0	117
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0	0	0	0	0	79	0	-79	-100%	0	0	0	0
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0	0	0	0	0	48	0	-48	-100%	0	0	0	0

№	Наименование	Ед. изм.	4		5	6	7	8				9	10	11	2.1
			ООО "Газпром энерго"		АО "Аэропорт Сургут"	СГМУП "Сургутский хлебозавод"	ООО УК "СЗТК"	ООО "ТВС-сервис"				АО "Горремстрой"	ООО "Технические системы"	ООО "СКАТ - база"	АО "РЖД"
	Централизованная система теплоснабжения		-	-	-	-	-	-				-	-	-	-
	Период		2021	2021	2021	2021	2021	2021	2022	Изменения в 2022 относительно 2021		2021	2021	2021	2021
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка	Передача. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	-	-	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	0	0	3 056	0	0	0	373	373	100%	0	0	0	0
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	отсутствует	отсутствует	есть	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует			отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс.руб.	13 385	347	5 439	280	0	0	0	-	-	0	684	1 811	0
3.	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	822	-1 483	-17 687	769	33 942	689	1 372	683	99%	0	0	-5 476	-80 172
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в т.ч.:	тыс.руб.	0	0	-17 687	641	0	689	1 372	683	99%	0	612	5 476	0
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0	0	0
5.	Изменение стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	0	0	0	0	0	2 630	2 560	-70	-3%	0	0	0	0
5.1.	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс.руб.	0	0	79	0	0	2 630	2 560	-70	-3%	0	0	0	0
5.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс.руб.	0	0	79	0	0	2 630	485	-2 145	-82%	0	0	0	0
5.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода из эксплуатации	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	3 044	3 044	100%	0	0	0	0
5.2.	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0	0	0
6.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		-	-	-	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=02bf5355-3c13-4433-8588-0c6e05b62e71	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=0a559b60-4447-4241-8a84-2a86266ef062	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=70ff7043-9bcf-48eb-a348-b0a4843c5787			-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=98b65f63-9632-4e7e-8c1e-ccd3cdb023e8	-	-
7.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	38,69	0,00	17,50	10,08	13,00	2,75	3,40	1	24%	1,93	9,00	5,46	0,00
7.1	отдельно по источникам	Гкал/ч	кот. 8-го пром.узла 38,69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8.	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	22,15	1,64	3,32	4,76	3,62	2,07	2,32	0	12%	0,84	2,40	1,70	0,00
9.	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	44,37	0,00	16,74	19,03	10,34	6,20	5,59	-1	-10%	2,27	2,57	5,58	0,00
9.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	42,62
10.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	39,24	2,84	5,55	17,60	10,13	6,14	5,57	-1	-9%	2,06	16,47	4,92	40,25
10.1	- определенный по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	21,18	2,84	5,09	17,60	9,95	6,14	5,57	-1	-9%	2,06	2,57	4,92	40,25
10.1.1	- определенный по приборам учета объем ТЭ, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления ТЭ объектов которых составляет менее 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,00	0,00	5,09	1,45	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	2,57	0,00	0,00
10.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	18,06	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00

№	Наименование	Ед. изм.	4		4		5		6		7		8				9		10		11		2.1	
			ООО "Газпром энерго"		АО "Аэропорт Сургут"		СГМУП "Сургутский хлебозавод"		ООО УК "СЗТК"		ООО "ТВС-сервис"				АО "Горремстрой"		ООО "Технические системы"		ООО "СКАТ - база"		АО "РЖД"			
	-		-		-		-		-		-				-		-		-		-			
	Период		2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2022	Изменения в 2022 относительно 2021		2021	2021	2021	2021							
												абсолютные значения	%											
Вид деятельности	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка	Передача. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	-	-	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ									
11.	Нормативы технологических потерь при передаче ТЭ, ТН по тепловым сетям	Ккал/ч.мес	4,17	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,03	0,00								
12.	Фактический объем потерь при передаче ТЭ	тыс. Гкал	3,79	0,02	0,82	0,17	0,17	0,00	0,00	-	-	0,15	0,07	0,55	2,37									
12.1	Плановый объем потерь при передаче ТЭ	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	-	-	0,24	0,09	0,24	0,00									
13.	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	20,0	1,0	10,5	9,5	20,0	4,5	3,0	-2	-33%	2,0	4,0	3,0	3,0									
14.	Среднесписочная численность АУП	чел.	3,0	0,0	0,0	3,0	8,0	1,8	2,0	0	14%	1,0	2,0	1,0	0,0									
15.	Норматив УРУТ при производстве ТЭ источниками ТЭ, с распределением по источникам ТЭ, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у.т./Гкал	158,05	0,00	162,23	172,69	191,35	174,40	174,40	0	0%	155,49	159,84	158,59	0,00									
15.1	отдельно по источникам	кг у.т./Гкал	кот. 8-го пром.узла	158,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
16.	Плановый УРУТ при производстве ТЭ источниками ТЭ с распределением по источникам тепловой энергии	кг у.т./Гкал	0,00	0,00	162,23	172,69	191,35	173,90	174,4	1	0%	157,23	159,84	158,59	0,00									
16.1	отдельно по источникам	кг у.т./Гкал	кот. 8-го пром.узла	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
17.	Фактический УРУТ при производстве ТЭ источниками ТЭ энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг у.т./Гкал	158,05	0,00	161,30	181,00	217,61	173,90	174,40	1	0%	153,96	95,56	162,10	0,00									
17.1	отдельно по источникам	кг у.т./Гкал	кот. 8-го пром.узла	158,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
18.	Удельный расход ЭЭ на производство (передачу) ТЭ, на единицу ТЭ, отпускаемой потребителям	тыс. кВт*ч/Гкал	0,03	0,00	18,00	19,69	58,03	12,25	12,25	0	0%	22,00	0,03	24,90	0,00									
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) ТЭ, на единицу ТЭ, отпускаемой потребителям	куб. м/Гкал	0,10	0,00	0,40	1,09	1,29	0,15	0,15	0	0%	0,60	0,00	0,19	0,00									
20.	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплотребляющих установок потребителей ТЭ, ТН, а также источников ТЭ, функционирующих в режиме комбинированной выработки ЭЭ и ТЭ), в т.ч.:	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	-	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e								
20.1.	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=60197ccd-a10f-4bc2-9fbc-ce1928e3995e	http://eias.admhmao.ru/disclo/get_file?p_guid=e7852cf3-1ed1-49d1-8e71-d792c8337d9b	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61								
20.2.	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=b91d62f8-d080-4db4-97b7-f6b70adbbe27	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=b91d62f8-d080-4db4-97b7-f6b70adbbe27	http://eias.admhmao.ru/disclo/get_file?p_guid=e9a7caa1-1cd8-47cb-8342-7e2a7beb93f3	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=d5ef7829-4cc3-4a44-9d97-1de7b65e1b61								

11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Исполнительным органом государственной власти, уполномоченным осуществлять государственное регулирование цен (тарифов) на товары (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (в том числе в сфере теплоснабжения) на территории г. Сургута, является Региональная служба по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа-Югры (далее – РСТ ХМАО-Югра).

Государственное регулирование цен (тарифов) СГРЭС-1 и СГРЭС-2 в сфере теплоснабжения осуществляет Региональная энергетическая комиссия Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа-Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – РЭК ТО, ХМАО-Югры, ЯНАО).

В соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения...» настоящий раздел содержит описание цен и тарифов, установленных с учетом последних трех лет (2021-2023 гг.).

11.1. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах)

В 2023 гг. были отмечены следующие изменения в утвержденных ценах (тарифах).

Тарифы на тепловую энергию

В 2023 г. число организаций, для которых установлены тарифы на тепловую энергию относительно прошлого года не изменилось и составляет 15.

Тарифы на тепловую энергию для новых организаций не устанавливались, для действующих организаций не отменялись (не теряли силу).

Максимальный темп роста тарифов с 01.12.2022 г. отмечен по следующим организациям:

- ООО "Сургутские городские электрические сети" - рост тарифа от котельной по ш. Нефтеюганское, д. 22, строение 5 на 25,1%.

По остальным ТСО г. Сургута рост тарифа не превышал 9,0%.

Снижение тарифов с 01.12.2022 г. отмечено по организациям:

- ООО «ТехСтрой» снижение тарифа на 6,9%;
- АО «Горремстрой» - снижение тарифа поставки на 0,8%.

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии

В конце 2022 г. число организаций, для которых установлены тарифы на услуги по передаче тепловой энергии сократилось с 4 до 1.

В 2023 г. тарифы на услуги по передаче тепловой энергии для новых организаций не устанавливались, для действующих организаций не отменялись (не теряли силу).

Темп роста тарифов единственной организации, для которой установлен тариф с 01.12.2022 г., составил 7,2%.

Снижение тарифов с 01.12.2022 г. не отмечено.

Тарифы на теплоноситель

В 2023 г. число организаций, для которых установлены тарифы на теплоноситель не изменилось и равно 2.

Тарифы на теплоноситель для новых организаций не устанавливались, для действующих организаций не отменялись (не теряли силу).

Рост тарифов с 01.12.2022 г. всем двум организациям (Филиал ПАО "ОГК-2" Сургутская ГРЭС-1" и Филиал "Сургутская ГРЭС-2" ПАО "Юнипро") составил 9,0%.

Снижение тарифов с 01.12.2022 г. не отмечено.

Тарифы на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения)

За рассмотренный период тариф на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории г. Сургута регулирующим органом не установлен.

Плата за подключение к системе теплоснабжения

На 2023 г. плата за подключение к системе теплоснабжения в г. Сургуте регулирующим органом помимо ООО «СГЭС» и СГМУП «ГТС» была установлена для 1 новой ТСО (ООО "Газпром энерго"), при этом на 2023 г.:

- по ООО «СГЭС»:

- плата в 2022-2023 гг. состоит только из платы за создание/реконструкцию сетей бесканальной прокладки диаметром до 250 мм. Плата в 2023 г. возросла в 3,9 раза до 231 тыс. руб./Гкал/ч.

- по СГМУП «ГТС»:

- плата за проведение мероприятий по подключению возросла в 12,4 раза до 122 тыс. руб./Гкал/ч;

- плата за создание/ реконструкцию тепловых сетей (подземная канальная прокладка, до Ду250 мм) – возросла на 33,2% до 12 201 тыс. руб./Гкал/ч;

- с 2023 г. в составе платы ТСО за подключение учтена плата за создание/ реконструкцию тепловых сетей (подземная бесканальная прокладка, до Ду250 мм) – 9 249 тыс. руб./Гкал/ч.

- по ООО "Газпром энерго":

- плата в 2023 гг. состоит только из платы за проведение мероприятий по подключению в размере 261 тыс. руб./Гкал/ч.

Кроме того в конце 2022 г. для ООО «СГЭС» установлена плата за подключение потребителей в индивидуальном порядке.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности

За 2021-2023 г. плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Сургуте регулирующим органом не установлена.

11.2. Описание динамики утвержденных цен (тарифов)

11.2.1. Утвержденные тарифы на тепловую энергию

На территории г. Сургута в период 2021-2023 гг. тарифы на тепловую энергию были установлены для 14-15 организаций (в зависимости от года).

Таблица 11.1 – Перечень организаций г. Сургута, для которых в период 2021-2023 гг. были установлены тарифы на тепловую энергию

№	Наименование	Деятельность ТСО по годам		
		2021	2022	2023
1	ООО "Сургутские городские электрические сети"	1	1	1
1.1.	Филиал ПАО "ОГК-2" Сургутская ГРЭС-1"	1	1	1
1.2.	Филиал "Сургутская ГРЭС-2" ПАО "Юнипро"	1	1	1
2.	СГМУП "Городские тепловые сети"	1	1	1
2.1	ОАО "РЖД" в зоне деятельности Свердловской дирекции по тепловодоснабжению - структурного подразделения Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО "РЖД"	1	1	1
3	ПАО "Сургутнефтегаз"	1	1	1
4	ООО "Газпром энерго"	1	1	1
5	АО "Аэропорт Сургут"	1	1	1
6	СГМУП "Сургутский хлебозавод"	1	1	1
7	ООО УК "Северо-Западная Тепловая Компания"	1	1	1
8	ООО "ТВС-сервис"	1	1	1
9	АО "Горремстрой"	1	1	1
10	ООО "Технические системы"	1	1	1
11	ООО "Специализированная компания автотехники - база"	1	1	1
12	ООО "ТехСтрой"	0	с 01.08	1
	ИТОГО	14	15	15

Утвержденные тарифы на тепловую энергию за 2021-2023 гг. представлены в следующей таблице.

Таблица 11.2 – Тарифы на тепловую энергию, утвержденные в г. Сургуте на 2021-2023 гг.

№	Наименование	2021			2022				2023			
		с 01.01.	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07. до 30.11	рост к предыдущему п/г	с 01.12. 2022	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г
1	ООО "Сургутские городские электрические сети"											
	вид деятельности	Поставка ТЭ на компенсацию потерь							-	-	-	-
	зона деятельности	на территории города Сургута, за исключением котельной по ул. Крылова, д. 55/2							-	-	-	-
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	666,29	688,94	3,4%	688,94	0,0%	712,36	3,4%	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 18.12.2018 №129-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №97-нп)							-	-	-	-
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)							-	-	-	-
	зона деятельности	на территории города Сургута от котельной по ул. Крылова, д. 55/2							-	-	-	-
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	1 636,16	1 691,77	3,4%	1 691,77	0,0%	1 749,29	3,4%	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 17.12.2019 №154-нп (на 2020-2024 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №97-нп)							-	-	-	-
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)										
	зона деятельности	на территории городского округа Сургута (до 2022 г. - города Сургута) от котельной по ш. Нефтеюганское, д. 22, строение 5										
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	3 740,75	3 740,75	0,0%	3 740,75	0,0%	3 901,56	4,3%	4 880,52	25,1%	4 880,52	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 18.12.2018 №125-нп (на 2019-2021 гг.)			Приказ РСТ ХМАО-Югра от 07.12.2021 №95-нп (на 2022-2026 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №73-нп)				Приказ РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №73-нп (на 2023 г.)			
	зона деятельности	на территории города Сургута от кот. по ул. Крылова, д. 55/2							на территории городского округа Сургута от кот. по ул. Крылова, д. 55/2			
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	1 636,16	1 691,77	3,4%	1 691,77	0,0%	1 749,29	3,4%	1 863,88	6,6%	1 863,88	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	1 963,39	2 030,12	3,4%	2 030,12	0,0%	2 099,15	3,4%	2 236,66	6,6%	2 236,66	0,0%
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 17.12.2019 №156-нп (на 2020-2024 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп (на 2023-2024 гг.)			
	зона деятельности	на территории города Сургута							на территории городского округа Сургута			
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	666,29	688,94	3,4%	688,94	0,0%	712,36	3,4%	776,48	9,0%	776,48	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	799,55	826,73	3,4%	826,73	0,0%	854,83	3,4%	931,78	9,0%	931,78	0,0%
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 18.12.2018 №125-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп (на 2023 гг.)			

№	Наименование	2021			2022				2023				
		с 01.01.	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдуше му п/г	с 01.07. до 30.11	рост к предыдуше му п/г	с 01.12. 2022	рост к предыду шему п/г	с 01.07.	рост к предыдуше му п/г	
	зона деятельности	с учетом транспортировки по сетям ООО "Сибпромстрой N 18" на территории города Сургута			-	-	-	-	-	-	-	-	
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	1 028,59	1 063,53	3,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 18.12.2018 №125-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 14.12.2021 №129-нп)			-	-	-	-	-	-	-	-	
1.1. Филиал ПАО "ОГК-2" Сургутская ГРЭС-1"													
	вид деятельности	Отпуск ТЭ с коллекторов											
	- ГВ, руб./Гкал	443,63	458,88	3,4%	458,88	0,0%	474,66	3,4%	517,38	9,0%	517,38	0,0%	
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	реквизиты документов	Приказ РЭК ТО, ХМАО-Югры, ЯНАО от 14.12.2017 №40 (на 2018-2022 гг.)							Приказ РЭК ТО, ХМАО-Югры, ЯНАО от 29.11.2022 №20 (на 2023-2027 гг.)				
1.2. Филиал "Сургутская ГРЭС-2" ПАО "Юнипро"													
	вид деятельности	Отпуск ТЭ с коллекторов											
	- ГВ, руб./Гкал	551,27	566,12	2,7%	566,12	0,0%	585,53	3,4%	638,23	9,0%	638,23	0,0%	
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	реквизиты документов	Приказ РЭК ТО, ХМАО-Югры, ЯНАО от 21.11.2016 №34 (на 2017- 2021 гг.)			Приказ РЭК ТО, ХМАО-Югры, ЯНАО от 14.12.2021 №19 (на 2022-2026 гг.)								
2 СГМУП "Городские тепловые сети"													
	вид деятельности	Поставка ТЭ на компенсацию потерь											
	зона деятельности	на территории города Сургута											
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	1 543,57	1 596,04	3,4%	1 596,04	0,0%	1 650,30	3,4%	1 798,81	9,0%	1 798,81	0,0%	
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 18.12.2018 №129-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №97-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №97-нп (на 2023 г.)				
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)											
	зона деятельности	на территории города Сургута											
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	1 543,57	1 596,04	3,4%	1 596,04	0,0%	1 650,30	3,4%	1 798,81	9,0%	1 798,81	0,0%	
	- население (с НДС), руб./Гкал	1 852,28	1 915,25	3,4%	1 915,25	0,0%	1 980,36	3,4%	2 158,57	9,0%	2 158,57	0,0%	
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 18.12.2018 №125-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп (на 2023 г.)				
	зона деятельности	на территории города Сургута от котельных, расположенных на проспекте Набережный, д. 17, д. 17/1, д. 17/2											

№	Наименование	2021			2022				2023			
		с 01.01.	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07. до 30.11	рост к предыдущему п/г	с 01.12. 2022	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	1 332,28	1 377,57	3,4%	1 377,57	0,0%	1 424,38	3,4%	1 552,52	9,0%	1 552,52	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	1 598,74	1 653,08	3,4%	1 653,08	0,0%	1 709,26	3,4%	1 863,02	9,0%	1 863,02	0,0%
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 08.12.2020 №79-нп (на 2021-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп (на 2023 г.)			
2.1	ОАО "РЖД" в зоне деятельности Свердловской дирекции по тепловодоснабжению - структурного подразделения Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО "РЖД"											
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)										
	зона деятельности	на территории города Сургута							на территории городского округа Сургут			
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	1 663,30	1 719,84	3,4%	1 719,84	0,0%	1 778,30	3,4%	1 911,66	7,5%	1 911,66	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	1 995,96	2 063,81	3,4%	2 063,81	0,0%	2 133,96	3,4%	2 293,99	7,5%	2 293,99	0,0%
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 13.12.2018 №111-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп (на 2023 г.)			
3	ПАО "Сургутнефтегаз"											
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)										
	зона деятельности	на территории города Сургута							на территории городского округа Сургут			
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	2 503,15	2 588,23	3,4%	2 588,23	0,0%	2 676,15	3,4%	2 681,20	0,2%	2 681,20	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 04.12.2018 №72-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №74-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №74-нп (на 2023 г.)			
4	ООО "Газпром энерго"											
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)										
	зона деятельности	на территории городского округа Сургут										
	- ставка за тепловую энергию, руб./Гкал	566,34	566,34	0,0%	566,34	0,0%	632,59	11,7%	663,99	5,0%	663,99	0,0%
	- ставка за содержание тепловой мощности, руб./Гкал/ч в мес	316,73	316,73	0,0%	303,85	-4,1%	303,85	0,0%	353,21	16,2%	353,21	0,0%
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 15.12.2020 №108-нп (на 2021-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №73-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №73-нп (на 2023 г.)			
5	АО "Аэропорт Сургут"											
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)										
	зона деятельности	на территории города Сургута							на территории городского округа Сургут			
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	1 901,67	1 940,61	2,0%	1 940,61	0,0%	2 008,97	3,5%	2 089,51	4,0%	2 089,51	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 04.12.2018 №72-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №74-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №74-нп (на 2023 г.)			
6	СГМУП "Сургутский хлебозавод"											
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)										

№	Наименование	2021			2022				2023			
		с 01.01.	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдуше му п/г	с 01.07. до 30.11	рост к предыдуше му п/г	с 01.12. 2022	рост к предыду щему п/г	с 01.07.	рост к предыдуше му п/г
	зона деятельности	на территории города Сургута							на территории городского округа Сургут			
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	1 618,59	1 822,19	12,6%	1 740,14	-4,5%	1 740,14	0,0%	1 895,13	8,9%	1 895,13	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 04.12.2018 №72-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп (на 2023 г.)			
7	ООО УК "Северо-Западная Тепловая Компания"											
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)										
	зона деятельности	на территории города Сургута							на территории городского округа Сургут			
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	2 646,57	2 712,98	2,5%	2 712,98	0,0%	3 076,98	13,4%	3 193,52	3,8%	3 193,52	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 04.12.2018 №72-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №74-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №74-нп (на 2023 г.)			
8	ООО "ТВС-сервис"											
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)										
	зона деятельности	на территории города Сургута							на территории городского округа Сургут			
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	1 751,74	1 755,33	0,2%	1 755,33	0,0%	2 194,99	25,0%	2 277,55	3,8%	2 277,55	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 04.12.2018 №72-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп (на 2023 г.)			
9	АО "Горремстрой"											
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)										
	зона деятельности	на территории города Сургута							на территории городского округа Сургут			
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	2 073,06	2 073,06	0,0%	2 073,06	0,0%	2 384,52	15,0%	2 364,36	-0,8%	2 364,36	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 04.12.2018 №72-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №74-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №74-нп (на 2023 г.)			
10	ООО "Технические системы"											
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)										
	зона деятельности	на территории города Сургута							на территории городского округа Сургут			
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	2 346,97	2 382,24	1,5%	2 382,24	0,0%	2 477,52	4,0%	2 630,23	6,2%	2 630,23	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 04.12.2018 №72-нп (на 2019-2023 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №74-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №74-нп (на 2023 г.)			
11	ООО "Специализированная компания автотехники - база"*											

№	Наименование	2021			2022				2023			
		с 01.01.	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыду му п/г	с 01.07. до 30.11	рост к предыдуше му п/г	с 01.12. 2022	рост к предыду шему п/г	с 01.07.	рост к предыдуше му п/г
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)										
	зона деятельности	на территории города Сургута							на территории городского округа Сургут			
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	2 230,35	2 439,20	9,4%	2 337,68	-4,2%	2 337,68	0,0%	2 484,19	6,3%	2 484,19	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 10.12.2019 №131-нп (на 2020-2024 гг.) (тарифы утратили силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп (на 2023-2024 гг.)			
12	ООО "ТехСтрой"*											
	вид деятельности	-	-	-	-	-	Поставка ТЭ (ГВ)					
	зона деятельности	-	-	-	-	-	на территории городского округа Сургут					
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	-	-	-	-	-	2 733,96 (с 01.08)	-	2 545,30	-6,9%	2 545,30	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	2 733,96 (с 01.08)	-	2 545,30	-6,9%	2 545,30	0,0%
	реквизиты документов	-	-	-	-	-	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 12.07.2022 №47-нп (на 2022 г.)		Приказ РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №95-нп (на 2023-2025 гг.)			

В целом по тарифам на тепловую энергию в г. Сургуте можно сделать следующие выводы, что за период 2021-2023 г. тарифы ежегодно утверждались для 14-15 организаций (в зависимости от года), при этом отмечены следующие изменения:

Тарифы на тепловую энергию

- **в 2021 г.**

Тарифы на тепловую энергию для действующих организаций не отменялись (не теряли силу), для новых ТСО не установлены.

- **в 2022 г.**

Тарифы на тепловую энергию для действующих организаций не отменялись (не теряли силу), для новых ТСО – с 01.08.2022 г. впервые установлен тариф для ООО «ТехСтрой».

- **в 2023 г.**

Тарифы на тепловую энергию для действующих организаций не отменялись (не теряли силу), для новых ТСО не установлены.

Темп рост тарифа

- **в 2021 г.**

В основном тарифы на 2 п/г 2021 г. установлены с ростом в пределах 3,4%, но по ряду ТСО отмечены более значительные изменения тарифов. Максимальный рост тарифа на 2 п/г 2021 г. отмечен по организациям:

- СГМУП "Сургутский хлебозавод" - рост тарифа поставки на 2 п/г на 12,6%;
- ООО "Специализированная компания автотехники - база"- рост тарифа поставки на 2 п/г на 9,4%;

Снижение тарифов со 2 п/г 2021 г. не отмечено.

- **в 2022 г.**

В основном тарифы на 2 п/г 2022 г. установлены с ростом в пределах 4,3%, но по ряду ТСО отмечены более значительные изменения тарифов. Максимальный темп роста тарифов в 2022 г. отмечен по следующим организациям:

- ООО «ТВС-сервис» – рост на 2 п/г на 25,0%;
- АО «Горремстрой»- рост на 2 п/г на 15,0%;
- ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» – рост на 2 п/г на 13,4%;
- ООО «Газпром энерго» рост ставки за тепловую энергию на 2 п/г на 11,7% (при этом с 1 п/г ставка за содержание тепловой мощности снизилась на 4,1%).

Снижение тарифов в 2022 г. отмечено по организациям:

- ООО «Газпром энерго» с 1 п/г ставка за содержание тепловой мощности снизились на 4,1% (при этом рост ставки за тепловую энергию на 2 п/г на 11,7%);
- СГМУП «Сургутский хлебозавод» - снижение тарифа с 1 п/г на 4,5%;
- ООО "Специализированная компания автотехники - база"- снижение тарифа с 1 п/г на 4,2%.

● **в 2023 г.**

В основном тарифы с 01.12.2022 г. установлены с ростом в пределах 9,0%, но по ряду ТСО отмечены более значительные изменения тарифов. Максимальный темп роста тарифов с 01.12.2022 г. отмечен по следующей организации:

- ООО "Сургутские городские электрические сети" - рост тарифа от котельной по ш. Нефтеюганское, д. 22, строение 5 на 25,1%.

Снижение тарифов с 01.12.2022 г. отмечено по организациям:

- ООО «ТехСтрой» снижение тарифа на 6,9%;
- АО «Горремстрой» - снижение тарифа поставки на 0,8%.

11.2.2. Утвержденные тарифы на услуги по передаче тепловой энергии

На территории г. Сургута в период 2021-2023 гг. тарифы услуги на передаче тепловой энергии были установлены для 1-4 организаций (в зависимости от года).

Таблица 11.3 – Перечень ТСО г. Сургута, для которых были утверждены тарифы на услуги по передаче тепловой энергии на 2021-2023 гг.

№	Наименование	Деятельность ТСО по годам		
		2021	2022	2023
1	ООО "Сургутские городские электрические сети"	1	1	1
1.3.	ООО "Сибпромстрой №18"	1	до 01.09	0
2	СГМУП "Городские тепловые сети"	1	до 01.09	0
4	ООО "Газпром энерго"	1	до 01.09	0
	ИТОГО	4	4	1

Утвержденные тарифы на услуги по передаче тепловой энергию за 2021-2023 гг. представлены в следующей таблице (нумерация организаций соответствует нумерации ТСО, приведенной в Разделе 11.2.1).

Таблица 11.4 – Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, утвержденные в г. Сургуте на 2021-2023 гг.

№	Наименование	2021		рост к предыду щему п/г	2022				2023			
		с 01.01.	с 01.07.		с 01.01.	рост к предыду щему п/г	с 01.07. до 30.11	рост к предыду щему п/г	с 01.12.2022	рост к предыду щему п/г	с 01.07.	рост к предыду щему п/г
1	ООО "Сургутские городские электрические сети"											
	вид теплоносителя	Вода										
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	178,68	178,68	0,0%	178,68	0,0%	180,01	0,7%	192,98	7,2%	192,98	0,0%
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 18.12.2018 №127-нп (на 2019-2023 гг.)							Приказ РСТ ХМАО-Югра от 29.11.2022 №96-нп (на 2023 г.)			
1.3.	ООО "Сибпромстрой №18"											
	вид теплоносителя	Вода							-	-	-	-
	зона деятельности	на территории города Сургута							-	-	-	-
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	228,82	228,82	0,0%	228,82	0,0%	2 628,32 (до 01.09)	1048,6%	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 13.12.2018 №110-нп (на 2019-2023 гг.) (утратил силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 11.08.2022 №57-нп)							-	-	-	-
2	СГМУП "Городские тепловые сети"											
	вид теплоносителя	Вода							-	-	-	-
	зона деятельности	на территории городского округа Сургут							-	-	-	-
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	201,32	229,46	14,0%	218,01	-5,0%	218,01 (до 01.09)	0,0%	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 08.12.2020 №81-нп (на 2021-2023 гг.) (утратил силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 11.08.2022 №57-нп)							-	-	-	-
4	ООО "Газпром энерго"											
	вид теплоносителя	Вода							-	-	-	-
	зона деятельности	на территории городского округа Сургут							-	-	-	-
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	126,65	130,96	3,4%	130,96	0,0%	133,61 (до 01.09)	2,0%	-	-	-	-
	реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 08.12.2020 №81-нп (на 2021-2023 гг.) (утратил силу по Приказу РСТ ХМАО-Югра от 11.08.2022 №57-нп)							-	-	-	-

В целом по тарифам на услуги по передаче тепловой энергии в г. Сургуте можно сделать выводы, что за период 2021-2023 г. тарифы ежегодно утверждались для 1-4 организаций (в зависимости от года), при этом отмечены следующие изменения:

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии

• в 2021 г.

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии для новых организаций не устанавливались, для действующих организаций не отменялись (не теряли силу).

• в 2022 г.

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии отменены (утратили силу) для трех организаций:

- ООО "Сибпромстрой №18";
- СГМУП "Городские тепловые сети";
- ООО "Газпром энерго".

• в 2023 г.

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии для новых организаций не устанавливались, для действующих организаций не отменялись (не теряли силу).

Темп рост тарифа

• в 2021 г.

Максимальный рост тарифа в 2021 г. отмечен по одной организации:

- СГМУП "Городские тепловые сети" - рост тарифа на 2 п/г на 14,0%;

По остальным организациям темп роста тарифов на 2 п/г 2022 г. не превышает 3,4%.

Снижение тарифов в 2021 г. не отмечено.

• в 2022 г.

Максимальный рост тарифа в 2022 г. отмечен по одной организации:

- ООО "Сибпромстрой №18" - рост тарифа на 2 п/г в 11,5 раз.

По остальным организациям темп роста тарифов на 2 п/г 2022 г. не превышает 2,0%.

Снижение тарифов в 2022 г. отмечено по одной организации:

- СГМУП "Городские тепловые сети" - снижение тарифа на 1 п/г на 5,0%.

• в 2023 г.

Максимальный рост тарифа с 01.12.2022 г. по единственной организации, для которой установлен тариф (ООО «СГЭС»), составил 7,2%.

Снижение тарифов в 2023 г. не отмечено.

11.2.3. Утвержденные тарифы на теплоноситель

В г. Сургуте тарифы на теплоноситель в период 2021-2023 гг. были установлены для 2 организаций.

Таблица 11.5 – Перечень ТСО г. Сургута, для которых были утверждены тарифы на теплоноситель на 2021-2023 гг.

№	Наименование	2021	2022	2023
1.1.	Филиал ПАО "ОГК-2" Сургутская ГРЭС-1"	1	1	1
1.2.	Филиал "Сургутская ГРЭС-2" ПАО "Юнипро"	1	1	1
	ИТОГО	2	2	2

Данные об изменении тарифов на теплоноситель, установленных регулирующим органом на 2021-2023 гг. представлены в следующей таблице (нумерация организаций соответствует нумерации ТСО, приведенной в Разделе 11.2.1).

Таблица 11.6 – Тарифы на теплоноситель, утвержденные в г. Сургуте на 2021-2023 гг.

№	Наименование	2021			2022				2023			
		с 01.01.	с 01.07.	рост к предыду щему п/г	с 01.01.	рост к предыду щему п/г	с 01.07. до 30.11	рост к предыду щему п/г	с 01.12.2022	рост к предыду щему п/г	с 01.07.	рост к предыду щему п/г
1.1.	Филиал ПАО "ОГК-2" Сургутская ГРЭС-1"											
	вид теплоносителя	Вода										
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	33,77	34,93	3,4%	34,93	0,0%	36,11	3,4%	39,36	9,0%	39,36	0,0%
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	33,77	34,93	3,4%	34,93	0,0%	36,11	3,4%	39,36	9,0%	39,36	0,0%
	реквизиты документов	Приказ РЭК ТО, ХМАО-Югры, ЯНАО от 19.12.2018 №47 (на 2019-2023 гг.)										
1.2.	Филиал "Сургутская ГРЭС-2" ПАО "Юнипро"											
	вид теплоносителя	Вода										
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	50,24	51,95	3,4%	51,95	0,0%	53,74	3,4%	58,58	9,0%	58,58	0,0%
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	50,24	51,95	3,4%	51,95	0,0%	53,74	3,4%	58,58	9,0%	58,58	0,0%
	реквизиты документов	Приказ РЭК ТО, ХМАО-Югры, ЯНАО от 14.12.2017 №43 (на 2018-20223 гг.)							Приказ РЭК ТО, ХМАО-Югры, ЯНАО от 29.11.2022 №27 (на 2023-2027 гг.)			

В целом по тарифам на теплоноситель в г. Сургуте можно сделать выводы, что за период 2021-2023 г. тарифы ежегодно утверждались для 2 организаций, при этом отмечены следующие изменения:

Тарифы на теплоноситель

• в 2021 г.

Тарифы на теплоноситель установлены для двух организаций:

- Филиал ПАО "ОГК-2" Сургутская ГРЭС-1";
- Филиал "Сургутская ГРЭС-2" ПАО "Юнипро".

• в 2022-2023 гг.

Тарифы на теплоноситель для новых организаций не установлены, для действующих организаций тарифы не отменялись (не теряли силу).

Темп роста тарифа

Темпы роста тарифов на теплоноситель для обеих организаций за период 2021-2023 гг. одинаковы.

• в 2021 г.

Рост тарифов на 2 п/г 2021 г. по обеим ТСО составил 3,4%.

Снижения тарифов в 2021 г. не отмечено.

• в 2022 г.

Рост тарифов на 2 п/г 2022 г. по обеим ТСО составил 3,4%.

Снижения тарифов в 2022 г. не отмечено.

• в 2023 г.

Рост тарифов с 01.12.2022 г. по обеим ТСО составил 9,0%.

Снижения тарифов в 2023 г. не отмечено.

11.2.4. Утвержденные тарифы на ГВС в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения)

За период 2021-2023 гг. тариф на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории г. Сургута регулирующим органом не установлен.

11.3. Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Данные о структуре тарифов на тепловую энергию, установленных (скорректированных) регулирующим органом на 2023 гг. сформированы на основании Протоколов заседаний правления РСТ ХМАО-Югра и РЭК ТО, ХМАО-Югры, ЯНАО.

Таблица 11.7 – Структура тарифов на тепловую энергию в г. Сургуте на 2023 г.

№	Наименование	Ед. изм	1		1		1	
			ООО "Сургутские городские электрические сети"		ООО "Сургутские городские электрические сети"		ООО "Сургутские городские электрические сети"	
			поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ	
			на территории городского округа Сургута (до 2022 г. - города Сургута) от котельной по ш. Нефтеюганское, д. 22, стр. 5		на территории городского округа Сургута от котельной по ул. Крылова, д. 55/2		на территории городского округа Сургута	
			абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
	Операционные (подконтрольные) расходы							
	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на ремонт ОС	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Лизинговый платеж	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Арендная плата	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Другие расходы	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
1	ИТОГО операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	4 976	53%	39 064	18%	183 514	10%
	Неподконтрольные расходы							
	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	0	0%	7	0%	335	0%
	Арендная плата	тыс. руб.	574	6%	16 501	7%	9 673	1%
	Концессионная плата	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	20	0%	11 194	5%	9 810	1%
	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	508	5%	5 188	2%	25 115	1%
	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0	0%	3 112	1%	483	0%
	Амортизация ОС и нематериальных активов	тыс. руб.	59	1%	52 718	24%	76 186	4%
	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Налог на прибыль	тыс. руб.	10	0%	112	0%	344	0%

№	Наименование	Ед. изм	1		1		1	
			ООО "Сургутские городские электрические сети"		ООО "Сургутские городские электрические сети"		ООО "Сургутские городские электрические сети"	
			поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ	
			на территории городского округа Сургута (до 2022 г. - города Сургута) от котельной по ш. Нефтеюганское, д. 22, стр. 5		на территории городского округа Сургута от котельной по ул. Крылова, д. 55/2		на территории городского округа Сургута	
			абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
2	ИТОГО неподконтрольные расходы	тыс. руб.	1 171	12%	88 832	40%	121 945	6%
	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов							
	Расходы на топливо	тыс. руб.	1 241	13%	80 433	36%	0	0%
	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	248	3%	14 935	7%	73 145	4%
	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	0	0%	0	0%	1 446 433	76%
	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	14	0%	730	0%	0	0%
	Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	0	0%	0	0%	35 365	2%
3	ИТОГО расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	1 502	16%	96 099	43%	1 554 943	82%
4	Прибыль	тыс. руб.	38	0%	446	0%	1 375	0%
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	343	4%	9 529	4%	21 863	1%
7	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.	1 370	15%	-12 187	-5%	17 917	1%
9	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс. руб.	9 400	100%	221 783	100%	1 901 556	100%
10	Отпуск тепловой энергии за год с коллекторов:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-
11	Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	-	-	-	-	2 584,38	-
12	Поступление тепловой энергии с сеть	тыс. Гкал	1,98	-	128,31	-	2 584,38	-
13	Потери тепловой энергии в сети	тыс. Гкал	0,05	-	9,32	-	135,42	-
		%	2,6%	-	7,3%	-	5,2%	-
14	Объем отпуска тепловой энергии из сетей	тыс.Гкал	1,93	-	118,99	-	2 448,96	-
16	Тариф на тепловую энергию из сети	руб./Гкал						
16.1	- значение	руб./Гкал	4 880,52	-	1 863,88	-	776,47	-
16.2	утвержденный тариф на 1 п/г	руб./Гкал	4 880,52	-	1 863,88	-	776,48	-
16.3	утвержденный тариф на 2 п/г	руб./Гкал	4 880,52	-	1 863,88	-	776,48	-

Продолжение таблицы

№	Наименование	Ед. изм	1.1.		1.2.		2	
			Филиал ПАО "ОГК-2" Сургутская ГРЭС-1"		Филиал "Сургутская ГРЭС-2" ПАО "Юнипро"		СГМУП "Городские тепловые сети"	
			отпуск ТЭ с коллекторов		отпуск ТЭ с коллекторов		поставка ТЭ	
			-		-		на территории города Сургута	
			абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
	Параметры операционных (долгосрочных) расходов долгосрочного периода регулирования							
	установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	903	-	840	-	н/д	-
	Операционные (подконтрольные) расходы							
	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	11 513	1%	5 160	1%	н/д	н/д
	Расходы на ремонт ОС	тыс. руб.	21 262	2%	10 275	2%	н/д	н/д
	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	44 789	5%	51 054	9%	н/д	н/д
	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	10 753	1%	1 857	0%	н/д	н/д
	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	11 790	1%	7 024	1%	н/д	н/д
	Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	0	0%	84	0%	н/д	н/д
	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	262	0%	264	0%	н/д	н/д
	Лизинговый платеж	тыс. руб.	0	0%	0	0%	н/д	н/д
	Арендная плата	тыс. руб.	0	0%	28	0%	н/д	н/д
	Другие расходы	тыс. руб.	4 907	1%	8 683	2%	н/д	н/д
1	ИТОГО операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	105 275	12%	84 428	15%	1 282 207	29%
	Неподконтрольные расходы							
	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	1 794	0%	0	0%	26 674	1%
	Арендная плата	тыс. руб.	462	0%	219	0%	20 236	0%
	Концессионная плата	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	8	0%	5 258	1%	39 706	1%
	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	13 526	2%	13 928	2%	263 286	6%
	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0	0%	0	0%	55 793	1%
	Амортизация ОС и нематериальных активов	тыс. руб.	17 091	2%	38 546	7%	222 089	5%
	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0%	0	0%	16 075	0%
2	ИТОГО неподконтрольные расходы	тыс. руб.	32 874	4%	57 951	10%	643 859	15%
	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов							

№	Наименование	Ед. изм	1.1.		1.2.		2	
			Филиал ПАО "ОГК-2" Сургутская ГРЭС-1"		Филиал "Сургутская ГРЭС-2" ПАО "Юнипро"		СГМУП "Городские тепловые сети"	
			отпуск ТЭ с коллекторов		отпуск ТЭ с коллекторов		поставка ТЭ	
			-		-		на территории города Сургута	
			абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
	Расходы на топливо	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	414 148	9%
	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	155 093	4%
	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	1 547 738	35%
	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	28 278	1%
	Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0%
	Внепроизводственные расходы - подпитка теплосетей	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0%
3	ИТОГО расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	694 272	80%	413 849	73%	2 145 257	49%
4	Прибыль	тыс. руб.	6 907	1%	2 062	0%	64 298	1%
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
7	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.	0	0%	0	0%	227 915	5%
8	Корректировка НВВ, в т.ч. экономия/выпадающие доходы	тыс. руб.	24 179	3%	5 983	1%	0	0%
9	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс. руб.	863 508	100%	564 274	100%	4 363 535	100%
10	Отпуск тепловой энергии за год с коллекторов:	тыс. Гкал	1 683,73	-	896,35	-	-	-
10.1	- отпуск на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	15,20	-	12,22	-	-	-
11	Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	-	0,00	-	-	-
12	Поступление тепловой энергии с сеть	тыс. Гкал	1 668,53	-	884,13	-	2 664,58	-
13	Потери тепловой энергии в сети	тыс. Гкал	-	-	-	-	238,79	-
		%	-	-	-	-	9,0%	-
14	Объем отпуска тепловой энергии из сетей	тыс.Гкал	-	-	-	-	2 425,79	-
15	Среднегодовой тариф на тепловую энергию с коллекторов							
15.1	- значение	руб./Гкал	517,53	-	638,22	-	-	-
15.2	утвержденный тариф на 1 п/г	руб./Гкал	517,38	-	638,23	-	-	-
15.3	утвержденный тариф на 2 п/г	руб./Гкал	517,38	-	638,23	-	-	-
16	Тариф на тепловую энергию из сети	руб./Гкал						
16.1	- значение	руб./Гкал	-	-	-	-	1 798,81	-
16.2	утвержденный тариф на 1 п/г	руб./Гкал	-	-	-	-	1 798,81	-
16.3	утвержденный тариф на 2 п/г	руб./Гкал	-	-	-	-	1 798,81	-

Продолжение таблицы

№	Наименование	Ед. изм	2		3		4		5	
			СГМУП "Городские тепловые сети"		ПАО "Сургутнефтегаз"		ООО "Газпром энерго"		АО "Аэропорт Сургут"	
			поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ	
			на территории города Сургута от котельных, расположенных на проспекте Набережный, д. 17, д. 17/1, д. 17/2		-		-		-	
			абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
	Операционные (подконтрольные) расходы									
	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на ремонт ОС	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Лизинговый платеж	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Арендная плата	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Другие расходы	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
1	ИТОГО операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	2 724	30%	1 497 570	58%	55 224	49%	15 976	54%
	Неподконтрольные расходы									
	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	21	0%	973	0%	29	0%	0	0%
	Арендная плата	тыс. руб.	33	0%	0	0%	8 221	7%	0	0%
	Концессионная плата	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	129	1%	79 678	3%	12	0%	13	0%
	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	725	8%	120 380	5%	11 790	11%	1 886	6%
	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	122	1%	0	0%	0	0%	0	0%
	Амортизация ОС и нематериальных активов	тыс. руб.	677	7%	248 015	10%	958	1%	41	0%
	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Налог на прибыль	тыс. руб.	65	1%	1 761	0%	333	0%	0	0%
2	ИТОГО неподконтрольные расходы	тыс. руб.	1 773	20%	450 807	18%	21 343	19%	1 939	7%

№	Наименование	Ед. изм	2		3		4		5	
			СГМУП "Городские тепловые сети"		ПАО "Сургутнефтегаз"		ООО "Газпром энерго"		АО "Аэропорт Сургут"	
			поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ	
			на территории города Сургута от котельных, расположенных на проспекте Набережный, д. 17, д. 17/1, д. 17/2		-		-		-	
			абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов									
	Расходы на топливо	тыс. руб.	3 694	41%	330 682	13%	20 995	19%	9 567	32%
	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	569	6%	149 514	6%	7 324	7%	920	3%
	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	47	1%	30 468	1%	1 448	1%	270	1%
	Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Внепроизводственные расходы - подпитка теплосетей	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
3	ИТОГО расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	4 310	48%	510 664	20%	29 767	27%	10 757	36%
4	Прибыль	тыс. руб.	260	3%	7 044	0%	1 333	1%	0	0%
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0%	109 949	4%	4 060	4%	953	3%
9	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс. руб.	9 067	100%	2 576 034	100%	111 726	100%	29 625	100%
10	Отпуск тепловой энергии за год с коллекторов:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-
10.1	- отпуск на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Поступление тепловой энергии с сеть	тыс. Гкал	5,84	-	1 000,29	-	40,93	-	14,18	-
13	Потери тепловой энергии в сети	тыс. Гкал	0,00	-	39,51	-	9,31	-	0,00	-
		%	0,0%	-	3,9%	-	22,7%	-	0,0%	-
14	Объем отпуска тепловой энергии из сетей	тыс.Гкал	5,84	-	960,78	-	31,62	-	14,18	-
16	Тариф на тепловую энергию из сети	руб./Гкал								
16.1	- значение	руб./Гкал	1 552,52	-	2 681,20	-	3 533,51	-	2 089,51	-
16.2	утвержденный тариф на 1 п/Г	руб./Гкал	1 552,52	-	2 681,20	-	3 533,51	-	2 089,51	-
16.3	утвержденный тариф на 2 п/Г	руб./Гкал	1 552,52	-	2 681,20	-	3 533,51	-	2 089,51	-

Продолжение таблицы

№	Наименование	Ед. изм	6		7		8		9		10	
			СГМУП "Сургутский хлебозавод"		ООО УК "Северо- Западная Тепловая Компания"		ООО "ТВС-сервис"		АО "Горремстрой"		ООО "Технические системы"	
			поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ	
			-		-		-		-		-	
			абсолютное значение	удельн ый вес	абсолютное значение	удельн ый вес	абсолютно е значение	удельн ый вес	абсолютное значение	удельн ый вес	абсолютно е значение	удельн ый вес
	Операционные (подконтрольные) расходы											
	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на ремонт ОС	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Лизинговый платеж	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Арендная плата	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Другие расходы	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
1	ИТОГО операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	9 662	40%	13 497	47%	4 699	41%	2 026	43%	2 443	43%
	Неподконтрольные расходы											
	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	44	0%	137	0%	0	0%	0	0%	76	1%
	Арендная плата	тыс. руб.	63	0%	1 031	4%	0	0%	0	0%	130	2%
	Концессионная плата	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	22	0%	23	0%	221	2%	18	0%	121	2%
	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2 242	9%	3 853	14%	1 045	9%	497	11%	464	8%
	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Амортизация ОС и нематериальных активов	тыс. руб.	152	1%	0	0%	283	2%	214	5%	2	0%
	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Налог на прибыль	тыс. руб.	41	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2	ИТОГО неподконтрольные расходы	тыс. руб.	2 564	11%	5 045	18%	1 549	14%	729	15%	792	14%

№	Наименование	Ед. изм	6		7		8		9		10	
			СГМУП "Сургутский хлебозавод"		ООО УК "Северо- Западная Тепловая Компания"		ООО "ТВС-сервис"		АО "Горремстрой"		ООО "Технические системы"	
			поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ	
			-		-		-		-		-	
			абсолютное значение	удельн ый вес	абсолютное значение	удельн ый вес	абсолютно е значение	удельн ый вес	абсолютное значение	удельн ый вес	абсолютно е значение	удельн ый вес
	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов											
	Расходы на топливо	тыс. руб.	9 221	38%	6 504	23%	4 396	38%	1 452	31%	1 786	32%
	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	1 715	7%	2 123	7%	476	4%	317	7%	424	8%
	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	717	3%	302	1%	42	0%	64	1%	0	0%
	Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Внепроизводственные расходы - подпитка теплосетей	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
3	ИТОГО расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	11 653	48%	8 929	31%	4 914	43%	1 833	39%	2 211	39%
4	Прибыль	тыс. руб.	165	1%	1 064	4%	0	0%	0	0%	0	0%
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0%	0	0%	274	2%	140	3%	175	3%
9	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс. руб.	24 044	100%	28 535	100%	11 436	100%	4 729	100%	5 621	100%
10	Отпуск тепловой энергии за год с коллекторов:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Поступление тепловой энергии с сеть	тыс. Гкал	12,86	-	9,52	-	5,02	-	2,23	-	2,23	-
13	Потери тепловой энергии в сети	тыс. Гкал	0,17	-	0,58	-	0,00	-	0,23	-	0,09	-
		%	1,3%	-	6,1%	-	0,0%	-	10,3%	-	4,0%	-
14	Объем отпуска тепловой энергии из сетей	тыс.Гкал	12,69	-	8,94	-	5,02	-	2,00	-	2,14	-
16	Тариф на тепловую энергию из сети	руб./Гкал										
16.1	- значение	руб./Гкал	1 895,13	-	3 193,52	-	2 277,55	-	2 364,36	-	2 630,23	-
16.2	утвержденный тариф на 1 п/г	руб./Гкал	1 895,13	-	3 193,52	-	2 277,55	-	2 364,36	-	2 630,23	-
16.3	утвержденный тариф на 2 п/г	руб./Гкал	1 895,13	-	3 193,52	-	2 277,55	-	2 364,36	-	2 630,23	-

Продолжение таблицы

№	Наименование	Ед. изм	11		12		2.1	
			ООО "Специализированная компания автотехники - база"		ООО "ТехСтрой"		ОАО "РЖД" в зоне деятельности Свердловской дирекции по тепловодоснабжению - структурного подразделения Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО "РЖД"	
			поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ	
			-		-		-	
			абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
	Операционные (подконтрольные) расходы							
	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	н/д	н/д	86	1%	н/д	н/д
	Расходы на ремонт ОС	тыс. руб.	н/д	н/д	0	0%	н/д	н/д
	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	н/д	н/д	3 401	34%	н/д	н/д
	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	н/д	н/д	115	1%	н/д	н/д
	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	н/д	н/д	0	0%	н/д	н/д
	Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	н/д	н/д	0	0%	н/д	н/д
	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	н/д	н/д	0	0%	н/д	н/д
	Лизинговый платеж	тыс. руб.	н/д	н/д	0	0%	н/д	н/д
	Арендная плата	тыс. руб.	н/д	н/д	0	0%	н/д	н/д
	Другие расходы	тыс. руб.	н/д	н/д	0	0%	н/д	н/д
1	ИТОГО операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	5 870	48%	3 602	36%	4 348	6%
	Неподконтрольные расходы							
	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	37	0%	0	0%	0	0%
	Арендная плата	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Концессионная плата	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	139	1%	0	0%	94	0%
	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	678	5%	1 006	10%	373	0%
	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Амортизация ОС и нематериальных активов	тыс. руб.	155	1%	1 275	13%	453	1%
	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
2	ИТОГО неподконтрольные расходы	тыс. руб.	1 009	8%	2 282	23%	920	1%

№	Наименование	Ед. изм	11		12		2.1	
			ООО "Специализированная компания автотехники - база"		ООО "ТехСтрой"		ОАО "РЖД" в зоне деятельности Свердловской дирекции по тепловодоснабжению - структурного подразделения Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО "РЖД"	
			поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ	
			-		-		-	
			абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов							
	Расходы на топливо	тыс. руб.	4 002	32%	3 137	31%	0	0%
	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	1 006	8%	695	7%	196	0%
	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	0	0%	0	0%	71 197	93%
	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	55	0%	4	0%	0	0%
	Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
	Внепроизводственные расходы - подпитка теплосетей	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
3	ИТОГО расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	5 064	41%	3 836	38%	71 393	93%
4	Прибыль	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	389	3%	329	3%	289	0%
9	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс. руб.	12 332	100%	10 049	100%	76 950	100%
10	Отпуск тепловой энергии за год с коллекторов:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-
11	Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-
12	Поступление тепловой энергии с сеть	тыс. Гкал	5,23	-	3,95	-	40,30	-
13	Потери тепловой энергии в сети	тыс. Гкал	0,26	-	0,00	-	0,05	-
		%	5,0%	-	0,0%	-	0,1%	-
14	Объем отпуска тепловой энергии из сетей	тыс.Гкал	4,96	-	3,95	-	40,25	-
16	Тариф на тепловую энергию из сети	руб./Гкал						
16.1	- значение	руб./Гкал	2 484,19	-	2 545,30	-	1 911,66	-
16.2	утвержденный тариф на 1 п/г	руб./Гкал	2 484,19	-	2 545,30	-	1 911,66	-
16.3	утвержденный тариф на 2 п/г	руб./Гкал	2 484,19	-	2 545,30	-	1 911,66	-

11.4. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

За рассматриваемый период 2021-2023 г. плата за подключение к системе теплоснабжения в г. Сургуте регулирующим органом была установлена для трех организаций:

- ООО "Сургутские городские электрические сети" (на 2021-2023 гг.);
- СГМУП "Городские тепловые сети" (на 2021-2023 гг.);
- ООО "Газпром энерго" (на 2023 г.).

Из основных изменений за указанный период можно отметить отмену с 2022 г. разделения платы по подключаемой нагрузке потребителя.

Утвержденный размер платы за подключение к системе теплоснабжения в г. Сургуте за 2021-2023 гг. представлен в следующей таблице.

Таблица 11.8 – Плата за подключение в расчете на единицу мощности в г. Сургуте в 2021-2023 г. (без НДС), тыс. руб./Гкал/ч

Наименование/номер ТСО	1	1	1	2	2	2	4
	ООО "Сургутские городские электрические сети"			СГМУП "Городские тепловые сети"			ООО "Газпром энерго"
	2021	2022	2023	2021	2022	2023	2023
- период действия	01.01.2021-31.12.2021	01.01.2022-31.12.2022	01.01.2023-31.12.2023	01.01.2021-31.12.2021	01.01.2022-31.12.2022	01.01.2023-31.12.2023	12.02.2023-31.12.2023
- плата при подключении нагрузки потребителей, которая не превышает 1,5 Гкал/ч при наличии технической возможности							
- проведение мероприятий по подключению	-	-	-	24,10	-	-	-
- создание /реконструкция тепловых сетей, в т.ч.:	-	-	-	-	-	-	-
- надземная (наземная) прокладка	-	-	-	-	-	-	-
- подземная прокладка	-	-	-	-	-	-	-
канальная прокладка	-	-	-	-	-	-	-
бесканальная прокладка	364,96	-	-	12 841,57	-	-	-
50-250 мм	364,96	-	-	12 841,57	-	-	-
- создание /реконструкция тепловых пунктов	0,00	-	-	0,00	-	-	-
- налог на прибыль	0,00	-	-	0,00	-	-	-
- плата при подключении нагрузки потребителей, которая превышает 1,5 Гкал/ч при наличии технической возможности подключения	-	-	-	-	-	-	-
- проведение мероприятий по подключению	-	-	-	31,54	-	-	-
- создание /реконструкция тепловых сетей, в т.ч.:	-	-	-	0,00	-	-	-
- создание /реконструкция тепловых пунктов	-	-	-	0,00	-	-	-
- налог на прибыль	-	-	-	0,00	-	-	-
- плата за подключение при наличии технической возможности подключения (тыс. руб./Гкал/ч)	-	-	-	-	-	-	-
- проведение мероприятий по подключению	-	-	-	-	9,87	122,25	260,71
- создание /реконструкция тепловых сетей, в т.ч.:	-	-	-	-	-	-	-
- надземная (наземная) прокладка	-	-	-	-	-	-	-
- подземная прокладка	-	-	-	-	-	-	-
канальная прокладка	-	-	-	-	9 156,52	-	-
до 250 мм	-	-	-	-	9 156,52	12 200,55	-
бесканальная прокладка	-	59,98	230,96	-	-	-	-
до 250 мм	-	59,98	230,96	-	-	9 248,79	-
- создание /реконструкция тепловых пунктов	-	0,00	0,00	-	-	-	-
- налог на прибыль	-	0,00	0,00	-	-	-	-
реквизиты документов	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 08.12.2020 №83-нп	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 23.11.2021 №81-нп	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 22.11.2022 №75-нп	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 15.12.2020 №110-нп	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 07.12.2021 №98-нп	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 13.12.2022 №125-нп	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 26.01.2023 №4-нп

Из таблицы видно, что:

• **на 2022 г.:**

○ по ООО «СГЭС»:

- плата в 2022 г. состоит только из платы за создание/реконструкцию сетей бесканальной прокладки диаметром до 250 мм. Плата в 2022 г. сократилась на 84% с 365 до 60 тыс. руб./Гкал/ч.

○ по СГМУП «ГТС»:

- плата за проведение мероприятий по подключению снизилась на 59-69% с 24 (32) до 10 тыс. руб./Гкал/ч;

- плата за создание/ реконструкцию тепловых сетей (подземная канальная прокладка, до Ду250 мм) – снизилась на 29% с 12 842 до 9 157 тыс. руб./Гкал/ч;

- с 2023 г. в составе платы ТСО за подключение учтена плата за создание/ реконструкцию тепловых сетей (подземная бесканальная прокладка, до Ду250 мм) – 9 249 тыс. руб./Гкал/ч.

• **на 2023 г.:**

○ по ООО «СГЭС»:

- плата в 2023 г. состоит только из платы за создание/реконструкцию сетей бесканальной прокладки диаметром до 250 мм. Плата в 2023 г. возросла в 3,9 раза до 231 тыс. руб./Гкал/ч.

○ по СГМУП «ГТС»:

- плата за проведение мероприятий по подключению возросла в 12,4 раза до 122 тыс. руб./Гкал/ч;

- плата за создание/ реконструкцию тепловых сетей (подземная канальная прокладка, до Ду250 мм) – возросла на 33,2% до 12 201 тыс. руб./Гкал/ч;

- с 2023 г. в составе платы ТСО за подключение учтена плата за создание/ реконструкцию тепловых сетей (подземная бесканальная прокладка, до Ду250 мм) – 9 249 тыс. руб./Гкал/ч.

○ по ООО "Газпром энерго":

- плата в 2023 гг. состоит только из платы за проведение мероприятий по подключению в размере 261 тыс. руб./Гкал/ч.

Кроме того в конце 2022 г. для ООО «СГЭС» установлена плата за подключение потребителей к системам теплоснабжения в индивидуальном порядке.

Данные об установленной в индивидуальном порядке плате за подключение представлены в следующей таблице.

Таблица 11.9 - Плата за подключение, установленная в индивидуальном порядке в г. Сургуте за 2021-2023 гг. (без НДС), тыс. руб.

№	Наименование	Ед. изм.	1
			ООО "Сургутские городские электрические сети"
	Объект капитального строительства ООО Специализированный застройщик "Домостроительный комбинат-1"		
1.	Плата за подключение при отсутствии технической возможности подключения (тыс. руб./Гкал/ч)	тыс. руб.	78 510,63
2.	Расходы на проведение мероприятий по подключению	тыс. руб.	0
2.1.	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	тыс. руб./Гкал/ч	0
2.2.	Подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя	Гкал/ч	14,993
3.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта заявителя, в том числе:	тыс. руб.	23 659,42
3.1.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов), в том числе:	тыс. руб.	23 659,42
3.1.1.	- надземная (наземная) прокладка	тыс. руб.	0
	50-250 мм	тыс. руб.	-
	251-400 мм	тыс. руб.	-
3.1.2.	- подземная прокладка	тыс. руб.	23 659,42
	канальная прокладка	тыс. руб.	0
	50-250 мм	тыс. руб.	-
	300 мм	тыс. руб.	0
	251-400 мм	тыс. руб.	-
	бесканальная прокладка	тыс. руб.	23 659,42
	50-250 мм	тыс. руб.	-
	300 мм	тыс. руб.	23 659,42
	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов	тыс. руб.	0
	Расходы на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, в том числе:	тыс. руб.	54 851,21
	Создание (реконструкция) источников тепловой энергии, в том числе:	тыс. руб.	54 851,21
	II очередь котельная по ул. Крылова, д. 55/2	тыс. руб.	54 851,21
	Развитие существующих источников тепловой энергии	тыс. руб.	0
	Расходы на развитие тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов)	тыс. руб.	0
	Расходы на развитие тепловых пунктов	тыс. руб.	0
4.	Налог на прибыль	тыс. руб./Гкал/ч	0
	реквизиты документов	-	Приказ РСТ ХМАО-Югра от 27.12.2022 №135-нп

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

За период 2021-2023 гг. плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Сургуте регулирующим органом не установлена.

12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

12.1. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

При актуализации Схемы теплоснабжения на 2022 г. уточнены основные проблемы в системах теплоснабжения города, которые имеют техническую, экономическую и организационную направленность.

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

С момента утверждения действующей схемы теплоснабжения Сургута в 2013 году и актуализации в 2020, 2021 годах описанные в ней проблемы теплоснабжения сохранили свою актуальность. В первую очередь это относится к следующим проблемам:

- вынужденная корректировка температурного графика центрального качественного регулирования СГРЭС-1 и СГРЭС-2 с 75°C до 82°C (соответствует тн.в. - минус 7,66°C), что приводит к «перетопу» потребителей, подключенных через элеваторные узлы;
- высокое давление (близкие к максимально допустимым по условиям механической прочности отопительных приборов) в обратных трубопроводах местных систем теплопотребления в ВЖР, наиболее удаленных потребителей от ЦТП 54 и ЦТП 58, 61.

Данная проблема технологического комплекса СГРЭС-2 – ВЖР, обусловлена в первую очередь местоположением и режимом работы ПНС-1.

- значительное изменение расходов циркуляции в СЦТ города в течение отопительного периода (34...100%), требующее внедрения систем автоматического регулирования расхода на источниках теплоснабжения и ЦТП, а также корректного местного регулирования;
- дефицит напора подкачивающих насосов СЭ2500-60-11 в группе ПН7...ПН12 на ПКТС;
- высокие гидравлические потери тепломагистрали 2Ду1000 «СГРЭС-1 – ПКТС» на участке от П-3 до ПКТС, по причине ограниченной пропускной способности участка;
- превышение договорных тепловых нагрузок относительно их фактически достигаемых значений, отсутствие действенных законодательных механизмов их приведения в соответствие;

- несанкционированный разбор теплоносителя из систем теплоснабжения;
- моральный и физический износ основного оборудования ряда источников теплоснабжения (в первую очередь котельных №6, №7, №28 СГМУП «ГТС»).
- невозможность выдачи всей располагаемой тепловой мощности от СГРЭС-1 и СГРЭС-2 из-за ограничений, налагаемых системой транспортировки тепловой энергии от них.
- дробление систем транспортировки тепловой энергии на отдельные имущественные объекты происходит вплоть до отдельных абонентских тепловых вводов, которые являются частью системы теплоснабжения объекта, что может приводить к снижению качества в обслуживании теплосетевых объектов (с возникновением соответствующих рисков) и нежелательному росту тарифов для конечных потребителей.

Необходимость временного перевода существующих и перспективных объектов, расположенных в мкр. 31А г. Сургута, с источника теплоснабжения СГРЭС-1 на источник теплоснабжения СГРЭС-2 с устройством резервирующей перемычки в тепловой камере

УТ1 для высвобождения тепловой нагрузки в размере 12,594 Гкал/ч и возможности подключения перспективных объектов капитального строительства, расположенных в зоне действия теплового источника СГРЭС-1 до реализации мероприятий ООО «СГЭС» в части реконструкции тепловых сетей от СГРЭС-1 с увеличением диаметра от П-3 (Нефтеюганское ш.) до ПКТС с Ду1000 на Ду1200 и технического перевооружения пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС) с заменой существующих перекачивающих насосов и установкой высоковольтных преобразователей частоты, обеспечивающих снятие технических ограничений подключения к системе теплоснабжения от теплоисточника СГРЭС-1 с выполнением гидравлического расчета от источника ГРЭС-2 до узла врезки на существующие объекты: «Здание лечебно-диагностического корпуса клинического перинатального центра на 315 коек», «Здание хозяйственного и пищевого блока»

Отсутствие источника финансирования для выполнения мероприятий по проектированию и строительству отдельного выхода сетей теплоснабжения из котельной по существующему коридору с устройством ИТП для нужд ГВС и автоматизированных узлов управления на нужды ТС двух капитальных 5-ти этажных домов в п. Таежный для перевода потребителей на закрытую схему ГВС.

Также ряд перечисленных выше проблем подтвержден проведенными в феврале – марте 2017 года испытаниями по определению максимальной пропускной способности, в результате которых было выявлено:

Гидравлические режимы работы системы теплоснабжения, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного

потребителя, определены с помощью теплогидравлических расчетов, выполнены с использованием программно-расчетного комплекса Zulu Thermo. После выполненных теплогидравлических расчетов построены пьезометрические графики.

По результатам расчёта определены участки тепловой сети, имеющие дефицит пропускной способности. В таблице 1.80 представлен расчет балансов пропускной способности выпусков источников тепловой энергии.

Источники, имеющие дефицит пропускной способности тепловых сетей в районе выпуска из котельной:

- Котельная №5 п. Дорожный СГМУП «ГТС» (выпуск отопления);
- Котельная №21 п. Звездный СГМУП «ГТС»;
- Котельная №23 Ледовый дворец СГМУП «ГТС»;
- Котельная №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС»;
- Котельная №27 Набережный 17 СГМУП «ГТС»;
- Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС» (выпуск отопления);
- Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС» (выпуск отопления);
- Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»;
- Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»;
- Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»;
- Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»;
- Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз».

Для данных источников требуется замена участков тепловых сетей с увеличением диаметра для повышения пропускной способности.

Помимо выпусков из источников тепловых сетей имеются дефициты пропускной способности на магистральных, квартальных сетях. Данные участки представлены в электронной модели.

Существующая схема трубопроводов внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 (после реконструкции с расшивкой внутреннего тракта) имеет максимальную пропускную способность равную 11000 т/ч. При данном расходе циркуляции максимальный отпуск тепловой энергии от СГРЭС-1 на город составляет 600 Гкал/ч.

1. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутренних трактов сетевой воды теплоисточников СГРЭС-1 и ПКТС с учетом имеющихся ограничений и допустимых характеристик оборудования

Анализ оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-1

Установленная теплофикационная мощность СГРЭС-1 для теплоснабжения города Сургута составляет 903 Гкал/ч.

Проектная схема трубопроводов внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 (до выполнения реконструкции в 2011 году) имела максимальную пропускную способность равную 8500...8700 т/ч (не зависимо от числа включенных сетевых насосов и включения в работу ПСГ блока 12).

При данном расходе циркуляции 8500...8700 т/ч максимальный отпуск тепловой энергии от СГРЭС-1 на город составлял не более 464...475 Гкал/ч (при $T_{н.в.} = - 23,00^{\circ}\text{C}$) и 358...366 Гкал/ч (при $T_{н.в.} = - 43,00^{\circ}\text{C}$).

Выводы по теплофикационному комплексу теплоисточника СГРЭС-1:

1). Проектная схема теплофикационного комплекса теплоисточника СГРЭС-1 для вывода тепломагистрали 2Ду1200 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» имела резерв по тепловой мощности и величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию максимального расхода циркуляции 8500...8700 т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года):

- резерв по увеличению циркуляции $(8700 - 7900) = 800$ т/ч (+10%);
- резерв по максимальному отпуску тепловой энергии от СГРЭС-1 при $T_{н.в.} = - 23,00^{\circ}\text{C}$ $283,3$ Гкал/ч (+31,37%).

2). Запертая тепловая мощность СГРЭС-1 проектной схемы теплофикационного комплекса теплоисточника СГРЭС-1 для вывода тепломагистрали 2Ду1200 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» по условию максимальной пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды 8500...8700 т/ч составляет 228 Гкал/ч.

3). После выполнения в 2011 году реконструкции схемы внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 по проекту ЗАО «ПИЦ УралТЭП» 03.060.07.00-10 «Сургутская ГРЭС-1. Увеличение пропускной способности трубопроводов СГРЭС-1 существующей СЦТ», с увеличением пропускной способности, появилась возможность увеличить отпуск тепловой энергии на город по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года):

- увеличение циркуляции $(11000 - 7900) = 3100$ т/ч (+39%);
- увеличение максимального отпуска тепловой энергии от СГРЭС-1 при $T_{н.в.} = - 23,00^{\circ}\text{C}$ $(600,8 - 431,5) = 169,3$ Гкал/ч (+39%).

Основные выводы по теплофикационному комплексу СГРЭС-1

1). Теплоисточник СГРЭС-1 на настоящий момент не имеет ограничений по гидравлическому режиму и отпуску теплоты и после завершения работ по реконструкции внутреннего тракта сетевой воды обладает требуемым резервом для нужд теплоснабжения города Сургута.

2). Пропускная способность внутреннего тракта сетевой воды и существующий состав насосного оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-1:

- первый подъем (ТНП-1...ТНП-4 и ТНЛ-1...ТНЛ-2) с насосами СЭ2500-60-11;
- второй подъем (ТНЗ-1...ТНЗ-6) с насосами СЭ2500-180-10.

При существующем максимальном расходе циркуляции в тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» составляющем 7750...7890 т/ч (7900 ч) имеет резерв для обеспечения увеличения циркуляции при аварийных режимах на $(11000 - 7900) = 3100$ т/ч (+39%).

3). На основании имеющегося на СГРЭС-1 резерва по циркуляции в размере до 3000...3100 т/ч должны быть разработаны технические мероприятия обеспечивающие его использование для аварийного резервирования теплоисточника СГРЭС-2 (тепломагистрали: «СГРЭС-2 – ВЖР» и «СГРЭС-2 – Промзона».

Анализ гидравлических режимов тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС»

Тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутренний тракт сетевой воды ПКТС на настоящий момент не обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

В отопительных сезонах 2016-2017 г.г. и на 2017-2018 г.г. для режима в точке излома температурного графика на выходе из ПКТС на город постоянно фиксируются нарушения гидравлического режима, вызванные снижением расчетного располагаемого напора на город на 0,5...1,2 кгс/см², что недопустимо.

Выводы по гидравлическим режимам тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 - ПКТС»

1). Тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» на настоящий момент является основным ограничителем подачи требуемого расхода теплоносителя в город от теплоисточника СГРЭС-1 и не обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

2). Дальнейшее подключение потребителей в зоне теплоснабжения ПКТС без увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и(или) выполнения работ по техническому перевооружению внутреннего тракта сетевой воды ПКТС недопустимо, т.к. это может привести к полному «обвалу» гидравлического режима СЦТ Центрального жилого района города Сургута.

3). Заложенное в проекте тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» (ОАО «ВНИПИЭнергопром», 1982 год) техническое решение со строительством:

- головного участка тепломагистрали 2d1220x10,0 мм, L = 5840 м от выхода из стены главного корпуса СГРЭС-1 до павильона П-3;

- участка на входе в город 2d1020x9,0 мм, L = 1474 м от павильона П-3 до входа в здание ПКТС.

При росте нагрузок в зоне теплоснабжения ПКТС и выработке трубопроводами тепломагистрали рабочего ресурса (25 лет) проектом предусматривалось перекладка участка от павильона П-3 до входа в здание ПКТС с увеличением диаметров с 2d1020x9,0 мм на 2d1220x10,0 мм.

При перекладке участка №2 с увеличением диаметра с 2d1220x10,0 мм на 2d1020x9,0 мм доля гидравлических потерь снизится с 40,7% до 14,9%, что позволит обеспечить подключение дополнительно тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения ПКТС в количестве + 48...52 Гкал/ч.

Анализ тепловых режимов тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС».

Для увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм с 2007 года была увеличена температура в подающем трубопроводе на выходе с СГРЭС-1 с $T1_{\text{СГРЭС-1}} = 750^{\circ}\text{C}$ до $T1_{\text{СГРЭС-1}} = 820^{\circ}\text{C}$ в диапазоне температур наружного воздуха $T_{\text{н.в.}} = -7,66...0,00^{\circ}\text{C}$.

Повышение температуры $T1_{\text{СГРЭС-1}}$ до 820°C привело к нерасчетному увеличению отпуска теплоты потребителям.

По состоянию на 01.09.2018 года потребители в зоне теплоснабжения ПКТС подразделяются на три группы:

- 1 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и элеваторными узлами в ИТП (без автоматики и корректирующих насосов);
- 2 группа потребителей: подключенных после ЦТП оснащенных корректирующими насосами;
- 3 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и автоматизированными тепловыми узлами.

Первая группа потребителей имеет перетоп во всем диапазоне температур наружного воздуха с $T_{\text{н.в.}} = -7,66...0,00^{\circ}\text{C}$.

Вторая группа потребителей имеет перетоп в диапазоне температур наружного воздуха от $T_{\text{н.в.}} = -7,66...-4,2(0,0)^{\circ}\text{C}$ (до момента включения в работу корректирующих насосов).

Третья группа потребителей: не имеет перетопа.

Применительно ко второй группе потребителей избыточный отпуск теплоты (перетоп) в диапазоне температур наружного воздуха $T_{\text{н.в.}} = -7,66...-4,2(0,0)^{\circ}\text{C}$ происходит в связи с невозможностью работы корректирующих насосов с производительностью менее 10...15% от номинальной (нерабочая зона характеристики Q-H).

Оценка дальнейшего увеличения температуры $T1_{\text{СГРЭС-1}}$ в подающем трубопроводе на выходе из СГРЭС-1 более 82,0°C для режима в точке излома температурного графика.

Возможное перспективное повышение температуры $T1_{\text{СГРЭС-1}}$ для нижней срезки температурного графика с 82,0°C до 90,0°C приведет к дополнительному снижению относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС только на 13,0%, но при этом температура внутреннего воздуха в помещениях увеличится с 22,140°C до 24,580°C, что может вызвать встречные иски и отказ от оплаты сверхнормативной тепловой энергии со стороны управляющих компаний.

Согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003: «При центральном качественном и качественно-количественном регулировании по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения точка излома графика температур воды в подающем и обратном трубопроводах должна приниматься при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома графика регулирования по нагрузке отопления».

Дальнейшее повышение температуры $T1_{\text{СГРЭС-1}}$ для нижней срезки температурного графика более 90,0°C (согласно представленного графика) уже не имеет физического смысла, т.к. это уже не будет приводить к снижению расхода греющего теплоносителя, а только к увеличению температуры внутреннего воздуха в отапливаемых помещениях.

После выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» рекомендуется выполнить снижение температуры $T1_{\text{СГРЭС-1}}$ для нижней срезки температурного графика с 82,0°C до расчетного значения равного 75,0°C (согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Анализ оборудования пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС)

Существующая пиковая котельная тепловых сетей (ПКТС) предназначена для:

- пикового подогрева прямой сетевой воды от Сургутской ГРЭС-1 с температуры 1120°C до 1130°C ... 1420°C в диапазоне температур наружного воздуха от минус 230°C до минус 430°C;
- перекачки обратной сетевой воды от потребителей Центрального жилого района на СГРЭС-1 и снижения давления в обратном трубопроводе вывода тепловой сети на город до 2,0 кгс/см² в течении всего отопительного сезона;
- автоматического поддержания постоянных давлений в подающем и обратном трубопроводах и расчетных значений располагаемых напоров $dP = (P1 - P2) = (80 - 20) =$

60 м = const на город после коллекторных №1 и №2 при изменении гидравлического режима на тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» на входе в ПКТС со стороны СГРЭС-1;

- защиты системы теплоснабжения города от внезапного повышения давления при отключении перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 (от одного до всех);
- для аварийного резервирования системы теплоснабжения Центрального жилого района при аварийных ситуациях на тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» или теплоисточнике СГРЭС-1.

Выводы по установленной и фактической тепловой мощности пиковой водогрейной котельной ПКТС:

Установленная тепловая мощность пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС) составляет - 350 Гкал/ч. Фактическая пиковая тепловая мощность ПКТС для теплоснабжения города Сургута составляет 280...287 Гкал/ч и имеет резерв по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 2021 год) равный 82,59 Гкал/ч (+ 27,84 %).

Теплоисточник ПКТС имеет резерв по тепловой мощности и дефицит по величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию требуемого максимального часового расхода циркуляции на город до 7774/7727 т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года) при работе трех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12:

- дефицит по пропускной способности (расходу) $(7385 - 7724) = - 339$ т/ч (- 4,6%);
- резерв по фактической мощности водогрейных котлов 82,59 Гкал/ч (+ 27,84%).

Анализ и выводы по фактической совместной пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС

Для режима с увеличением давления в подающем трубопроводе на выходе из стены главного корпуса до $P1_СГРЭС-1 = 16,0$ кгс/см² фактическое значение максимальной пропускной способности для подающего трубопровода тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС по результатам испытаний проведенным в 2017 году составляет 8780 т/ч.

Полученное по результатам испытаний в 2017 году фактическое значение максимальной пропускной способности для обратного трубопровода тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС составило 8020 т/ч (при работе четырех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 в ПКТС).

Основные выводы по совместной пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС

1). Подающий трубопровод тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» имеет большую максимальную пропускную способность равную 8780 т/ч по отношению к обратному трубопроводу для которого она составляет 8020 т/ч (при работе четырех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 в ПКТС).

2). При включении в ПКТС только трех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 максимальная пропускная способность обратного трубопровода составляет не более 7730 т/ч (с учетом переключения на тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» подмешивающей насосной станции ПС-4 СГМУП «ГТС»).

3). Для существующей величины подключенной тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения ПКТС и гидравлическом режиме в точке излома температурного графика при максимальном часовом водоразборе на ГВС фактические расходы теплоносителя по обратному трубопроводу в тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» составляют 7750...7890 т/ч, т.е. превышают максимальную пропускную способность обратного трубопровода которая составляет не более 7730 т/ч.

4). Любое дополнительное подключение потребителей в зоне теплоснабжения ПКТС будет приводить к систематическим, а не кратковременным (по 2...4 часа) гидравлическим «обвалам» которые сегодня фиксируются в часы максимальных водоразборов на ГВС или при запаздывании с увеличением температуры Т1_СГРЭС-1 на выходе из СГРЭС-1 (например: при существенном изменении температуры наружного воздуха).

5). В настоящий момент любое подключение новых объектов капитального строительства в зоне теплоснабжения ПКТС будет приводить к дополнительному росту гидравлических потерь ($dP = S \times G^2$) в тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и снижению фактического располагаемого напора на выходе из ПКТ, что не допустимо, т.к. приводит к нарушениям в теплоснабжении наиболее удаленных потребителей.

2. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренних трактов сетевой воды теплоисточника СГРЭС-2 и перекачивающей насосной станции ПНС с учетом имеющихся ограничений и допустимых характеристик оборудования

Анализ оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-2

Подключенная тепловая нагрузка к выводу тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР»:

- Существующая суммарная договорная нагрузка к выходным коллекторам СГРЭС-2 вывода 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» на город (при Тн.в. = - 43,00С, максимальном

водоразборе на ГВС, с учетом 5% тепловых потерь на инфильтрацию и $K = 1,48$ на тепловые потери в циркуляционных контурах ГВС) составляет – 210,114 Гкал/ч (с учетом вновь подключенных объектов на 01.09.2018 года).

Выводы по теплофикационному комплексу теплоисточника СГРЭС-2:

1). Ввод в эксплуатацию в 2009 году второго тепловывода от СГРЭС-2 позволяет обеспечить выдачу полной (проектной) тепловой мощности равной 410,5 Гкал/ч на Восточный жилой район с проектными значениями давлений сетевой воды на выходе из станции $P1/P2 = 16,0/3,0$ кгс/см².

2). Теплоисточник СГРЭС-2 имеет резерв по тепловой мощности и величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию максимального расхода циркуляции 5 130 т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2019 года):

- резерв по увеличению циркуляции $(5\,130 - 3\,250) = 1\,890$ т/ч (+37%);
- резерв по тепловой мощности 47,964 Гкал/ч (+9,54 %).

3). Теплоисточник СГРЭС-2 на настоящий момент не имеет ограничений по гидравлическому режиму и отпуску теплоты и обладает требуемым резервом для нужд теплоснабжения города Сургута до 2020...2025 года.

Анализ гидравлических режимов тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР»

Тепломагистраль 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – Восточный жилой район» с перекачивающей насосной станцией ПНС-1 на настоящий момент обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года) только при условии поддержания нижней срезки температурного графика не менее 820С.

Проведенные согласно утвержденной программы испытания по определению максимальной пропускной способности тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутреннего тракта сетевой воды ПНС в период: с 00-00 часов 10.03.2017 года по 16-00 часов 10.03.2017 года выявили:

- для температуры $T1_{\text{СГРЭС-2}} = 820\text{С}$ в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...0,00\text{С}$ максимальная пропускная способность тепломагистрали от СГРЭС-2 до ЦТП в Восточном жилом районе составляет не более 3 900...3 950 т/ч (по условию обеспечения требуемого давления в обратных трубопроводах на выходе из ЦТП и на вводах у наиболее неблагоприятных потребителей);

- при расходе циркуляции в обратном трубопроводе тепломагистрали более 3 600...3 650 т/ давление обратной сетевой воды во всасывающих патрубках насосов ПН- 1...ПН-4

типа Wilo SCP 350/470HA-355 снижается ниже допустимого кавитационного запаса (NPSH = 7,34 м).

Предельные значения давлений P2 и P4 в обратных трубопроводах на вводах магистральной тепловой сети и на выводах распределительной тепловой сети отопления для ЦТП составляют:

- ЦТП-54: $P2 \leq 4,45$ кгс/см², $P4 \leq 4,90$ кгс/см²;
- ЦТП-58: $P2 \leq 3,81$ кгс/см², $P4 \leq 4,34$ кгс/см²;
- ЦТП-61: $P2 \leq 4,27$ кгс/см², $P4 \leq 4,75$ кгс/см².

В случае превышения давления P2 на выходе из ЦТП более указанных значений у части потребителей давление в обратном трубопроводе местной системы отопления будет равно максимально допустимому значению $P4_{\text{макс}} = 6,0$ кгс/см² по условию механической прочности отопительных приборов, что недопустимо.

Общие выводы по тепломатриале 2Ду1000/800 мм «Сургутская ГРЭС-2 – Восточный жилой район»:

1). Тепломатриаль 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренний тракт сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС для режима в точке излома температурного графика при $T_{н.в.} = -7,660^{\circ}\text{C}$ при максимальном часовом режиме водоразбора на ГВС и выполнении следующих условий обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года):

- обеспечения температуры $T1_{\text{СГРЭС-2}}$ не менее 820°C в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...0,00^{\circ}\text{C}$;
- включении трех насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПНС при расходах более 3300...3350 т/ч.

2). Диапазон суточного изменения расходов теплоносителя в тепломатриале 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» в точке излома температурного графика на отопительный сезон 2018-2019 г.г. составляет:

- среднее за сутки (базовое значение) $G1_{\text{СГРЭС-2_ср_сут}} = 3\,000,30$ т/ч или 100%;
- минимальное часовое $G1_{\text{СГРЭС-2_мин}} = 2507,05$ т/ч или 83,56%;
- максимальное часовое $G1_{\text{СГРЭС-2_макс}} = 3455,75$ т/ч или 115,18%.

ИТОГО: изменение расхода составляет $948,69+493,25-455,45$ т/ч или $(16,44 + 15,18) = 31,62\%$.

Анализ тепловых режимов тепломатриале 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР».

Для увеличения пропускной способности тепломатриале 2Ду1000/800 мм с 2010 года была увеличена температура в подающем трубопроводе на выходе с СГРЭС-2 с

$T1_{\text{СГРЭС-2}} = 750^{\circ}\text{C}$ до $T1_{\text{СГРЭС-2}} = 820^{\circ}\text{C}$ в диапазоне температур наружного воздуха $T_{\text{н.в.}} = -7,66 \dots 0,00^{\circ}\text{C}$.

Повышение температуры $T1_{\text{СГРЭС-2}}$ до 820°C привело к нерасчетному увеличению отпуска теплоты потребителям.

По состоянию на 01.09.2018 года потребители в зоне теплоснабжения СГРЭС-2 подразделяются на три группы:

- 1 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и элеваторными узлами в ИТП (без автоматики и корректирующих насосов);
- 2 группа потребителей: подключенных после ЦТП оснащенных корректирующими насосами;
- 3 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и автоматизированными тепловыми узлами или смесительными насосами в ЦТП (с температурными графиками $95-700^{\circ}\text{C}$ распределительных тепловых сетей).

Первая группа потребителей имеет перетоп во всем диапазоне температур наружного воздуха с $T_{\text{н.в.}} = -7,66 \dots 0,00^{\circ}\text{C}$.

Вторая группа потребителей имеет перетоп в диапазоне температур наружного воздуха от $T_{\text{н.в.}} = -7,66 \dots -4,2(0,0)^{\circ}\text{C}$ (до момента включения в работу корректирующих насосов).

Третья группа потребителей: не имеет перетопа.

Применительно ко второй группе потребителей избыточный отпуск теплоты (перетоп) в диапазоне температур наружного воздуха $T_{\text{н.в.}} = -7,66 \dots -4,2(0,0)^{\circ}\text{C}$ происходит в связи с невозможностью работы корректирующих насосов с производительностью менее $10 \dots 15\%$ от номинальной (нерабочая зона характеристики Q-H).

Увеличение отпуска теплоты (перетоп) по зоне теплоснабжения СГРЭС-2 в течение отопительного сезона в диапазоне температур наружного воздуха $T_{\text{н.в.}} = -7,66^{\circ}\text{C} \dots -4,2^{\circ}\text{C} \dots +0,00^{\circ}\text{C}$ составляет:

- 1 группа потребителей: $(52\,038 - 51\,449) = +589$ Гкал;
- 2 группа потребителей: $(90\,633 - 89\,814) = +819$ Гкал.;

ИТОГО по зоне теплоснабжения СГРЭС-2: $(589 + 819) = +1408$ Гкал.

Выводы:

1). Первое повышение температуры $T1_{\text{СГРЭС-2}}$ для нижней срезки температурного графика в 2002 году с $72,0^{\circ}\text{C}$ до $75,0^{\circ}\text{C}$ привело к снижению относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС на $31,0\%$.

2). Второе повышение температуры $T1_{\text{СГРЭС-2}}$ для нижней срезки температурного графика в 2010 году с $75,0^{\circ}\text{C}$ до $82,0^{\circ}\text{C}$ привело к снижению относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС на 25,7%.

График зависимости относительного расхода греющего теплоносителя $q_{\text{ВВП_ГВС}}$ (%) на подогреватели ГВС от $T1_{\text{греющ}}$ в диапазоне $70,0...92,5^{\circ}\text{C}$ для режима в точке излома температурного графика при $T_{\text{н.в.}} = -4,2^{\circ}\text{C}$.

Оценка дальнейшего увеличения температуры $T1_{\text{СГРЭС-2}}$ в подающем трубопроводе на выходе из СГРЭС-2 более 820°C для режима в точке излома температурного графика аналогична.

После выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности тепломагистрали $2\text{Ду}1000/800$ мм «СГРЭС-2 – ВЖР» рекомендуется выполнить снижение температуры $T1_{\text{СГРЭС-2}}$ для нижней срезки температурного графика с $82,0^{\circ}\text{C}$ до расчетного значения равного $75,0^{\circ}\text{C}$ (согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Анализ перекачивающей насосной станции ПНС

Выполненная ОАО «Фортум» в летний период 2010 года реконструкция ПНС-1 с целью увеличения производительности с $3850 \text{ м}^3/\text{ч}$ до $5400 \text{ м}^3/\text{ч}$ (+ 40%) фактически привела к увеличению производительности не более чем до $4285 \text{ м}^3/\text{ч}$ (4180 т/ч) или на $435 \text{ м}^3/\text{ч}$ (424 т/ч), что составляет +11%.

Причины фактического отсутствия результата при выполнении реконструкции ПНС:

- не выполнена реконструкция подводящих трубопроводов $d720 \times 7,0$ мм и коллекторов в насосной станции (сохранены тройники 720×426 мм на коллекторах);
- напор новых насосов подобран не верно (фактически с завода рабочие колеса пришли меньше проектных на $(440 \text{ мм} - 453 \text{ мм}) = -13 \text{ мм}$;
- не верно проектно решена автоматизация насосной с сохранением существующего регулирующего клапана;
- при реконструкции не автоматизирована схема частичной рассечки по подающему трубопроводу в павильоне П-3 (с увеличением производительности);
- при реконструкции не заменен быстродействующий сбросной клапан на всасывающем коллекторе насосной.

Выводы по перекачивающей насосной станции ПНС

1). Фактически при расходах циркуляции более $3535 \text{ м}^3/\text{ч}$ (3362 т/ч) и работе двух насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПНС-1 она уже не может обеспечивать поддержание постоянного заданного значения давления в обратном

трубопроводе тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» со стороны города
равного $P_{21_ПНС-1} = 1,10 \pm 0,10$ кгс/см².

При отсутствии включения в работу третьего насоса в ПНС-1 при расходах циркуляции в тепломагистрали более 3 350...3 400 т/ч будет происходить:

- снижение располагаемых напоров на вводах у всех потребителей в Восточном жилом районе и частичному ограничению циркуляции в подзонах теплоснабжения ЦТП-54, ЦТП-59 и ЦТП-61;
- повышению давления P_4 на вводах у наиболее неблагополучных потребителей выше максимально допустимых значений по механической прочности ($P \geq 6,0$ кгс/см²).

2). Назначенная существующая уставка автоматического включения третьего насоса в ПНС-1 составляет:

- включение насоса – 3520...3540 т/ч;
- отключение насоса – 3460...3480 т/ч,

Назначенная существующая уставка автоматического включения третьего насоса в ПНС-1 несколько выше требуемых значений.

3). Максимальная загрузка ПНС-1 при включении в работу трех насосов составляет не более 4250...4285 т/ч и ограничена снижением давления обратной сетевой воды во всасывающих патрубках перекачивающих насосов ПН-1...ПН-4 типа Wilo SCP 350/470НА-355 ниже допустимого кавитационного запаса ($NPSH = 7,34$ м).

Основные выводы по перекачивающей насосной станции ПНС

1). Тепломагистраль 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренний тракт сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС-1 для режима в точке излома температурного графика при $T_{н.в.} = -7,660^{\circ}\text{C}$ при максимальном часовом режиме водоразбора на ГВС и выполнении следующих условий обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года):

- обеспечения температуры $T_{1_СГРЭС-2}$ не менее 820°C в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...0,00^{\circ}\text{C}$
- включении трех насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПНС-1 при расходах более 3 350...3 400 т/ч.

2). Максимальная пропускная способность тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» после ввода в эксплуатацию ПНС-2 по предельным параметрам гидравлического режима (с увеличением $P_{1_СГРЭС-2}$ с 10,5 кгс/см² до 16,0 кгс/см² и перекладкой трубопроводов тепломагистрали с увеличением диаметров между павильонами П-5 и П-9 с 2d820x9,0 мм до 2d1020x10,0 мм) увеличивается с 4 250...4 285

т/ч до 5600...5800 т/ч, что позволит выполнить подключение дополнительной нагрузки в размере + 185...220 Гкал/ч (по отношению к существующей нагрузке на 01.09.2018 года).

Имеющееся технологическое ограничение для оборудования ПНС

Основным ограничением пропускной способности тепломагистрали «СГРЭС-2 – Восточный жилой район» является снижение давления обратной сетевой воды во всасывающих патрубках насосов ПН-1...ПН-4 типа Wilo SCP 350/470HA-355 снижается ниже допустимого кавитационного запаса ($NPSH = 7,34$ м) при расходе циркуляции $G_2 > 3600...3650$ т/ч.

Примечание: существующее технологическое ограничение обусловлено проектными ошибками допущенными ОАО «Фортум» при проведении реконструкции ПНС в 2010 году.

Описание и анализ существующей системы защиты потребителей от внезапного повышения при аварийном отключении сетевых насосов на Сургутской ГРЭС-2

В настоящий момент на СГРЭС-2 смонтирована и включена в работу схема защиты первой секции общестанционного обратного коллектора сетевой воды d1020x10 мм на базе двух быстродействующих клапанов сбросных БКС модели Bermad WW-720-00-ES (Израиль) с электронным управлением через электромагнитные клапана от системы АСУ ТП ОСО.

Схема защиты первой секции общестанционного обратного трубопровода d1020x10 мм (всасы СН-1...СН-3) предусматривает защиту:

- от внезапного повышения давления, вызванного аварийным отключением одного или нескольких работающих сетевых насосов первого подъема (насосы СН-1...СН-7);
- от гидравлического удара, что может быть вызвано аварийным отключением одного или нескольких работающих откачивающих сетевых насосов на перекачивающей насосной станции ПНС (расположенной на обратном трубопроводе тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР») образующего в общестанционном обратном трубопроводе d1020x10 мм волны высокого и низкого давления.

Оба быстродействующих клапана сбросных (БКС) Bermad WW-720-00-ES подключены к первой секции общестанционного обратного коллектора сетевой воды d1020x10 мм (всасы СН-1...СН-3) к которым подключены обратные трубопроводы основных потребителей - тепломагистралей «СГРЭС-2 – ВЖР» (первая и третья секции) и «СГРЭС-2 – Промзона» (первая секция).

Уставка срабатывания быстродействующих клапанов сбросных (БКС) Bermad WW-720-00-ES принята равной:

- быстродействующий клапан БКС: $4,0 \pm 0,1$ кгс/см²;

- быстродействующий клапан БКС: $4,2 \pm 0,1$ кгс/см².

Выполненные расчеты и испытания под нагрузкой показывает, что для существующей подключенной теплофикационной нагрузки к СГРЭС-2 достаточно действия одного быстродействующего сбросного клапана DN200 мм с расходом сбрасываемой сетевой воды из обратного общестанционного коллектора Ду800 мм в сливной циркуловод в количестве 1 385 м³/ч (384,6 л/с).

Примечание: требуемая расчетная величина сброса для существующей подключенной нагрузки должна быть не менее 850...900 м³/ч (236...250 л/с).

При перспективном увеличении подключенной теплофикационной нагрузки к СГРЭС-2 (на ВЖР с 185 до 410 Гкал/ч) требуется одновременная последовательная работа двух параллельно включенных быстродействующих сбросных клапанов DN200 мм с суммарной величиной сброса не менее 1600...1800 м³/ч (444,4...500 л/с).

Примечание: фактическая величина сброса для двух клапанов установленных 1 и 3 секциях коллектора Ду800 мм составит 2770 м³/ч (769,4 л/с).

Учитывая количество одновременно находящихся в работе сетевых насосов первого подъема СН-1...СН-7 в зимнее время (не менее 3-х насосов), конфигурацию их напорных патрубков, схемы подключения насосов и бойлерных установок БУ-1...БУ-6 возникающий гидравлический удар в напорном трубопроводе для одного аварийно отключившегося сетевого насоса (при соударении потока воды с обратным клапаном) не вызывает значительного положительного скачка давления в общестанционном напорном коллекторе d820x9,0 мм.

Использование в такой ситуации специального клапана, предупреждающего гидравлический удар и работающего на принципе волны низкого давления предшествующей гидравлическому удару и заранее открывающей сбросной клапан не представляется возможным, т.к. волна низкого давления непосредственно в общестанционном напорном коллекторе d820x9,0 мм будет минимальной.

Вывод: защита общестанционного напорного коллектора d820x9,0 мм на СГРЭС-2 от гидравлического удара при аварийном отключении одного сетевого насоса первого подъема в группе СН-1...СН-7 не требуется.

Пояснение к образованию гидравлического удара в напорных коллекторах d820x9,0 мм насосов второго подъема - при отключении одного из двух работающих повысительных сетевых насосов произойдет скачек давления, т.к. поток воды с прежней скоростью продолжит свое движение в сторону города:

- в группе ПСН-6...ПСН-9 (первый тепловывод d820x9,0 мм);
- в группе ПСН-10...ПСН-13 (второй тепловывод d820x9,0 мм);

Так как в работе всегда остается один из двух работающих насосов, то в начальный период времени ($t = 2$ сек) это приведет к понижению давления в общем напорном коллекторе $d820 \times 9,0$ мм сетевых насосов с $10,0 \dots 12,5$ кгс/см² до $6,5 \dots 7,5$ кгс/см², что достаточно для исключения вскипания теплоносителя с температурой до 142С.

При аварийном отключении одного из работавших сетевых насосов второго подъема схема АВР немедленно выполнит включение в работу резервного сетевого насоса (находящегося в положении с полностью открытыми задвижками на всасе и напоре насоса):

- в группе ПСН-6...ПСН-9 (первый тепловывод $d820 \times 9,0$ мм);
- в группе ПСН-10...ПСН-13 (второй тепловывод $d820 \times 9,0$ мм);

Учитывая ряд факторов влияющих на силу образовавшегося при аварийном отключении насоса гидравлического удара:

- количество одновременно находящихся в работе повысительных сетевых насосов второго подъема ПСН-6...ПСН-13 в зимнее время (минимальное количество – 2 насоса (переходный период), номинальное количество (зимний режим) – 3 насоса);

- конфигурацию напорных патрубков в группе ПСН-6(10)...ПСН-9(13) с подключением к общему напорному коллектору $820 \times 9,0$ мм (длиной не более 15 м);

- слияние подающих трубопроводов от двух тепловыводов в точке подключения к тепломагистрали $2Dy1000/800$ мм «СГРЭС-2 – ВЖР» в непосредственной близости от главного корпуса станции (длина каждого трубопровода не более 350 метров), что приводит к распределению и гашению силы гидравлического удара, то при аварийном отключении одного из двух (трех) работающих насосов второго подъема в группе ПСН-6...ПСН-13, то вносимое возмущение будет минимальным.

Включение в течение $1,0 \dots 1,5$ секунд схемой АВР резервного сетевого насоса быстро устраняет возникшие в системе колебания и восстанавливает расчетное значение давления на город.

Для исключения возможности полного отключения работающих повысительных сетевых насосов в группе ПСН-6...ПСН-9 и группе ПСН-10...ПСН-13 (что может привести к образованию гидравлического удара значительной силы и повреждению магистральной тепловой сети и распределительных тепловых сетей города) на СГРЭС-2 предусмотрено:

- в работе находится не менее двух повысительных сетевых насосов, в том числе один из насосов на тепловыводе №1 (группа ПСН-6...ПСН-9) и один из насосов на тепловыводе №2 (группа ПСН-10...ПСН-13)

- включенные в работу повысительные сетевые насосы в группе ПСН-6...ПСН-9 и группе ПСН-10...ПСН-13 по электроснабжению запитаны с разных секций (что исключает одновременное отключение двух насосов);

- схемы АВР повысительных сетевых насосов в группе ПСН-6...ПСН-9 и группе ПСН-10...ПСН-13 всегда постоянно введены в работу;

- - пуск насосов резервных насосов выполняется с использованием гидромффт Voith Turbo 650 SVTLs 21.2 (Германия), что исключает резкие скачки давления при работе схемы АВР.

Данные мероприятия позволяет организовать работу насосов второго подъема в группе ПСН-6...ПСН-13 с высокой степенью надежности и исключить образование гидравлических ударов значительной силы при аварийном одном из работающих насосов.

Описание и анализ существующей системы защиты потребителей от внезапного повышения при аварийном отключении перекачивающих насосов в ПНС

Комплексная система защиты тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР» при аварийном отключении перекачивающих насосов в ПНС предусматривает:

- защиту потребителей города и общего всасывающего коллектора d720x8,0 мм в ПНС от внезапного повышения давления за счет сброса части обратной сетевой воды через клапан БКС в ПНС;

- защиту общего напорного коллектора d720x8,0 мм перекачивающих насосов в ПНС от гидравлического удара и повышения давления в общем обратном коллекторе d820x9,0 мм на СГРЭС-2 за счет сброса части обратной сетевой воды через клапаны БКС-1 и БКС-2 на СГРЭС-2.

В настоящий момент для ПНС и павильона П-3 предусматривается автоматическое управление комплексной системой защиты:

- технологическая защита (ТЗ) по параметру «Внезапное повышение давления в обратном трубопроводе» при аварийном отключении работающих перекачивающих насосов (одного, нескольких или всех) в перекачивающей насосной станции с целью защиты оборудования ПНС (коллектора и корпуса насосов) и потребителей города от внезапного повышения давления в обратном трубопроводе на базе быстродействующего сбросного клапана БКС в ПНС;

- технологическая защита (ТЗ) по параметру «Частичная рассечка подающего трубопровода» при аварийном отключении работающих перекачивающих насосов (одного, нескольких или всех) в перекачивающей насосной станции с целью защиты потребителей города от высокого давления в подающем трубопроводе на базе регулирующего гидравлического клапана РК-3 в павильоне секционирующих задвижек П-3.

Для внедрения комплексной системы защиты требуется:

- установка нового шкафа автоматики с микропроцессорным управлением в ПНС;

- замена существующего быстродействующего сбросного клапана (БКС) прямого действия установленного на всасывающем коллекторе перекачивающей насосной станции (ПНС) на быстродействующий клапан типа Raphael серии G-60 (DN 200, PN25, Kv = 670 м³/ч, Tr = -290С...+900С, герметичность – класс А) с электрогидравлической схемой управления;

- перевод существующей схемы электрогидравлического управления регулирующим гидравлическим клапаном РК-3 в павильоне П-3 на управление от нового шкафа автоматики с микропроцессорным управлением устанавливаемым в ПНС.

Новая комплексная автоматизированная система защиты предусматривается по двухуровневой схеме:

1 уровень, начальный этап развития авария при аварийном отключении насосов в ПНС:

- функция ТЗ: снижение давления в общем всасывающем коллекторе ПНС за счет открытия нового быстродействующего клапана Raphael серии G-6, DN 200, PN25, Kv = 670 м³/ч (уставка ТЗ для клапана БКС рассчитывается измерительным контроллером по группе параметров и условий);

2 уровень, перевод системы в установившийся послеаварийный режим:

- функция ТЗ: регулирование давления Р12 в подающем трубопроводе после регулирующего клапана РК-3 на город (уставка регулирования рассчитывается измерительным контроллером по группе параметров и условий).

После включения насосов в ПНС и восстановления расчетного гидравлического режима тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР» новая комплексная система защиты автоматически возвращаться в исходное состояние (клапан БКС в ПНС – полностью закрыт, клапан РК-3 в павильоне П-3 – полностью открыт).

В павильоне П-3 на подающем трубопроводе смонтирован регулирующий клапан РК-3 включенный по схеме «частичной» рассечки подающего трубопровода тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – Восточный жилой район».

Принципиальная схема павильона П-3 представлена на рисунке..... (смотреть в раздле сетей выше):

- с системой защиты от внезапного повышения давления у потребителей при аварийном отключении ПНС по схеме «частичной» рассечки подающего трубопровода с клапаном РК-3 (проектное обозначение клапана Р-2);

- коллекторами 2Ду700 мм подключения перекачивающей насосной станции ПНС (перед павильоном, со стороны СГРЭС-2)

Перечень оборудования входящего в состав системы защиты по схеме «частичной» расщепки подающего трубопровода тепломагистрали при аварийном отключении ПНС:

- нормально открытый клапан прямого действия типа РК-1 Ду700 мм, Ру25 кгс/см², Kv = 4 900 м³/ч с гидравлическим управлением;
- два электромагнитных клапана типа EV220B-15B Ду25 мм фирмы Danfoss (используемые в схеме гидравлического управления клапана прямого действия типа РК-1 Ду700 мм).

В перспективе при строительстве аварийной перемычки резервирования зон теплоснабжения от теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 предусматривается замена клапана прямого действия типа РК-1 Ду700 мм, Ру25 кгс/см², Kv = 4900 м³/ч с гидравлическим управлением установленного в павильоне П-3 на дисковый трехэксцентриковый дисковый поворотный из углеродистой стали со сварным типом присоединения типа HOGFORS 31300CS 700 ZG5, DN700, DN25, Kv = 20 000 м³/ч с электроприводом AUMA SAR 10.1/GS 160.3(54:1) / GZ 160.3 (4:1) / AM01.1 / EWG для скорости вращения электропривода 45 об/мин, Уупр = 24VDC с тиристорным реверсивным устройством оснащенного источником бесперебойного питания.

3. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-2 – Промзона»

Тепломагистраль 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» на настоящий момент обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

Анализ тепловых и гидравлических режимов тепломагистрали 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона»

Подключенная тепловая нагрузка и расходы циркуляции для вывода тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона»:

- Существующая суммарная договорная нагрузка к выходным коллекторам СГРЭС-2 вывода 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по состоянию на 01.09.2018 года составляет – 82,081 Гкал/ч.

Существующие фактические расходы циркуляции и давления в трубопроводах тепломагистрали 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» на выходе из СГРЭС-2 составляют:

- расходы циркуляции в подающем и обратном трубопроводах 1106,3/1051,7 т/ч;
- давления теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах 4,78/2,67 кгс/см²;
- располагаемый напор 21,0 м.

В марте 2018 года суммарный расход циркуляции по отношению к январю 2018 года снизился на $dG = (1051,66 - 1106,63) = - 54,97$ т/ч (- 4,96%), т.е. практически не изменился,

что говорит об отсутствии у потребителей автоматизированных узлов управления (АУУ) и незначительной нагрузке ГВС.

Давления в подающем и обратном трубопроводе и располагаемый напор на выходе из стены главного корпуса СГРЭС-2 в течение отопительного сезона являются постоянными величинами и поддерживаются автоматическими регуляторами (регулятор давления в ПС и регулятор подпитки), в том числе:

- давление в подающем трубопроводе 5,2 кгс/см²;
- давление в обратном трубопроводе 3,0 кгс/см²;
- располагаемый напор 2,2 кгс/см².

Анализ технологической схемы подключения тепломагистрали 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» к Сургутской ГРЭС-1

В связи с выработкой срока службы трубопроводами тепломагистрали «Промзона» (более 25 лет) проложенными по территории промплощадки СГРЭС-1 и в главном корпусе станции требуется предусмотреть полную замену:

- обратного трубопровода 1д820х9,0 мм от до наружной ограды промплощадки до общего всасывающего коллектора d1020х10,0 мм (в районе всаса насосов ТНЛ-1...ТНЛ-2);
- подающего трубопровода 1д530х8,0 мм от до наружной ограды промплощадки до общего напорного коллектора d1020х10,0 мм группы насосов ТНП-1...ТНП-4 и ТНЛ-1...ТНЛ-2.

Основание для проведения замены трубопроводов тепломагистрали 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона»:

1) Существующий обратный трубопровод 1820х9,0 мм тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона» проложенный совместно с трубопроводами 21200х12,0 мм тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» на всей территории промплощадки СГРЭС-1 должен быть заменен на новый такого же диаметра по условию превышения срока службы более 25 лет.

2) Подающий трубопровод 1530х8,0 мм связи с СГРЭС-2 тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона» проложенный на эстакаде совместно с газопроводами от ГРП к второй очереди СГРЭС-1 должен вынесен на отдельную эстакаду, т.к. при возникновении гидравлических ударов при аварийной ситуации это может привести к непредсказуемым последствиям.

3) Существующая технологическая схема подключения трубопроводов тепловой сети «Промзона» в главном корпусе СГРЭС-1 с полным отсутствием расходомеров и датчиков давления не позволяют выполнить эксплуатационное подключение данной тепловой сети к теплофикационному комплексу СГРЭС-1 в аварийной ситуации.

При рабочем давлении в общем напорном коллекторе 1020x10,0 мм группы насосов ТНП-1...ТНП-4 и ТНЛ-1...ТНЛ-2 равно $P = 8,5 \dots 9,5$ кгс/см² подающий трубопровод тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона» с существующим давлением $P = 4,6 \dots 5,2$ кгс/см² (в трубопроводах тепломагистрали по ул. Энергостроителей) и его существующим ветхим состоянием может не выдержать увеличения давления до $P = 8,5 \dots 9,5$ кгс/см², что может вместо требуемого резервирования создать новую аварийную ситуацию.

Вывод: схема резервирования СГРЭС-1 и СГРЭС-2 через тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона» не может быть использована при существующей технологической схеме подключения.

МЕРОПРИЯТИЯ, ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ СНЯТЫ ПРОБЛЕМЫ И ОГРАНИЧЕНИЯ

На сегодняшний день наиболее эффективными источниками теплоснабжения Сургута являются комбинированные источники тепловой энергии - СГРЭС-1 и СГРЭС-2. Производимая на них тепловая энергия по показателям себестоимости более чем в два раза ниже, чем на любом не комбинированном источнике. В перспективе целесообразна максимальная загрузка источников комбинированной выработки с присоединением к ним большей части перспективных потребителей тепловой энергии, расположенных в радиусе эффективного теплоснабжения источников.

По соотношению располагаемой тепловой мощности и присоединённых нагрузок СГРЭС-1 (с ПКТС) и СГРЭС-2 имеют ощутимый резерв, который составляет в совокупности более 300 Гкал/ч. Однако система теплоснабжения от СГРЭС-1 имеет ряд ограничений, препятствующих выдаче их тепловой мощности (пропускная способность теплосетевого тракта ПКТС и характеристик её сетевых насосов).

Преодоление указанных ограничений требует выработки принципиальных технических решений, как по крупным источникам теплоснабжения (СГРЭС-1 с ПКТС и СГРЭС-2), так и по системам транспортировки тепловой энергии от них.

Для увеличения пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды ПКТС требуется:

- 1) Для приведения в соответствие максимальной пропускной способности трубопроводов тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и гидравлического режима ПКТС по обратному трубопроводу необходимо увеличить полезный напор группы откачивающих насосов ПН-7...ПН-12 с 60 м (номинальный напор существующих насосов СЭ250-60-11) до 90 м (рабочая точка для режима по состоянию на 2018...2030 год) для чего, предусмотреть их замену на более высоконапорные насосы типа Wilo SCP 400/660DV-SX/E1-FC с отечественными электродвигателями типа АДЧР-650-6.0-4У1 P1 ($U = 6,0$ кВ, I

= 77А, $n = 1\,485$ об/мин, $N_{эл.дв.} = 630$ кВт) производства ОАО «РУСЭЛПРОМ» адаптированных под частотное регулирование (с сохранением номинальной мощности электродвигателей).

2) Для регулирования полезного напора группы откачивающих насосов ПН-7...ПН-12 предусмотреть установку индивидуальных преобразователей частоты для новых высоконапорных перекачивающих насосов типа Wilo SCP 400/660DV-CX/E1-FC, что позволяет обеспечить снижение потребления электроэнергии за отопительный сезон с 6 847 928 кВт*ч до 4 893 520 кВт*ч (снижение на 1 954 408 кВт*ч или на 28,54%) применительно к существующей величине подключенной тепловой нагрузки по состоянию на 01.03.2017 года.

3) Выполнить СМР и ввод в эксплуатацию дополнительного обратного трубопровода от точки слияния потоков от коллекторных №1 и №2 до общего всасывающего коллектора группы перекачивающих насосов ПН-8, ПН-10, ПН-12 диаметром $d820 \times 9,0$ мм $L = 275$ метров (с установкой на трубопроводе задвижек, регулирующего клапана и строительством нового павильона для запорной арматуры).

4) Выполнить СМР и ввод в эксплуатацию дополнительного подающего трубопровода от ввода в ПКТС до точки разветвления на коллекторные №1 и №2 с ответвлением к общему всасывающему коллектору сетевых насосов СН-4...СН-6 диаметром $d820 \times 9,0$ мм $L = (221 + 82) = 303$ метра (с установкой на трубопроводе задвижек, регулирующего клапана и строительством нового павильона для запорной арматуры).

5) Выполнить СМР и ввод в эксплуатацию нового участка тепломагистрали «СГРЭС-1 - ПКТС» с увеличением диаметров с $21020 \times 9,0$ мм на $21220 \times 10,0$ мм по территории промплощадки ПКТС суммарной длиной $L = 136$ м.

6) Перспективные мероприятия по увеличению надежности работы оборудования ПКТС:

- выполнить проектные работы и ввод в эксплуатацию системы защиты внутреннего тракта сетевой воды ПКТС и сальниковых компенсаторов на тепломагистрали «СГРЭС-1 - ПКТС» путем установки двух новых быстродействующих сбросных клапанов БКС-3 и БКС-4 (Bermad или Raphael DN200, PN16(25)) включенных по схеме «предупреждение гидравлического удара»;

- выполнить проектные работы и ввод в эксплуатацию двух автоматизированных узлов подпитки зоны теплоснабжения ЦЖР от теплоисточников СГРЭС-1 (с ввода тепломагистрали) и СГРЭС-2 (через коллекторную №2) для работы ПКТС в автономном режиме при аварийных ситуациях в отопительном сезоне;

- выполнить замену трех существующих комплектов составных теплосчетчиков на входе и выходе из ПКТС с заменой типов расходомеров и установкой струевыпрямителей лопастного типа (в связи с систематическим отказом существующих расходомеров при увеличении расходов циркуляции на город);

- выполнить проектные работы и ввод в эксплуатацию регулирующего поворотного затвора типа Vexve BFC1000W2 DN1000, PN25, Kv=56900 м³/ч с электроприводом SAR14.5/GS 250.3/GZ 250.3/AM01.1 на общем подающем трубопроводе 1020x10,0 мм в ПКТС.

Тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» на настоящий момент является основным ограничителем подачи требуемого расхода теплоносителя в город от теплоисточника СГРЭС-1 и не обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.03.2017 года).

1. При перекладке участка 2d1020x9,0 мм протяженностью 1 475 м с увеличением диаметра на 2d1220x10,0 мм доля гидравлических потерь снизится с 40,7% до 14,9%, что позволит обеспечить подключение дополнительно тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения ПКТС в количестве + 48...52 Гкал/ч.

2. Для дополнительного увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» требуется выполнить перекладку участка подающего трубопровода Ду 1200 мм ориентировочной длиной 2092 м и участка обратного трубопровода Ду 1200 мм ориентировочной длиной 2612 м с целью снижения внутренней шероховатости трубопровода и повышения надежности.

Данная перекладка участка подающего трубопровода d1220x10 мм позволит обеспечить подключение дополнительно тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения ПКТС в количестве + 10,5 Гкал/ч.

После выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС», а так же внутреннего тракта сетевой воды ПКТС, рекомендуется выполнить снижение температуры T1_СГРЭС-1 для нижней срезки температурного графика с 82,0°С до расчетного значения равного 75,0°С (согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Увеличение пропускной способности тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР»:

1. Перекладка трубопроводов тепломагистрали с увеличением диаметров между павильонами П-5 и П-7 с 2d820x8,0 мм до 2d1020x10,0 мм. (Максимальная пропускная способность тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» после ввода в эксплуатацию ПНС-2 по предельным параметрам гидравлического режима (с увеличением

P1_СГРЭС-2 с 10,5 кгс/см² до 16,0 кгс/см² и перекладкой трубопроводов тепломагистрали с увеличением диаметров между павильонами П-5 и П-7 с 2d820x8,0 мм до 2d1020x10,0 мм) увеличивается с 4 250...4 285 т/ч до 5 600...5 800 т/ч, что позволит выполнить подключение дополнительной нагрузки в размере + 185...220 Гкал/ч (по отношению к существующей нагрузке на 01.03.2017 года).

2. После выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» рекомендуется выполнить снижение температуры T1_СГРЭС-2 для нижней срезки температурного графика с 82,0°С до расчетного значения равного 75,0°С (согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Примечание: выполнения мероприятия по вводу в эксплуатацию ПНС-2, с условием максимального расхода по тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2-ВЖР» до 3800 т/ч, уже позволит произвести снижение нижней срезки температурного графика с 82,0°С до расчетного значения равного 75,0°С.

Технические решения по выполнению реконструкции подключения тепловой сети «Промзона»:

1) Существующий подающий трубопровод 1Ду800 мм проложенный совместно с трубопроводами 2Ду1200 мм тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» на всей территории промплощадки СГРЭС-1 заменяется на новый такого же диаметра по условиям срока службы более 25 лет.

Данный трубопровод в перспективе планируется использовать как общий для тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» и для тепломагистрали «Промзона» (при ее аварийном подключении).

2) Перед входом в главный корпус станции к данному существующему подающему трубопроводу 1Ду800 мм предусматривается подключение нового трубопровода 1Ду800 мм вывода от повысительных насосов ТНЗ-7...ТНЗ-9.

Планируемая точка подключения в районе главного корпуса станции - в районе точки разветвления существующего обратного трубопровода Ду1200 мм и строящегося по проекту 03.060.07.00-10 нового обратного трубопровода Ду1000 мм.

Перед точкой подключения планируется размещение нового павильона с запорной арматурой (электрозатвор Ду800 мм, Ру25 кгс/см²) и регулирующим дисковым поворотным затвором Vexve BFC (Hogfors 31300CS) DN800, PN25.

3) Внутри главного корпуса на подающем трубопроводе 1Ду800 мм тепловой сети «Промзона» предусматривается:

- полная замена трубопровода Ду800 мм (по условиям срока службы более 25 лет);

- замена существующей электрозадвижки Ду800 мм, Ру25 кгс/см² на новую;
- замена существующего регулирующего клапана Ду800 мм на новый дисковый регулирующий затвор.

Рекомендуемый тип дискового регулирующего затвора: Vexve BFC (Hogfors 31300CS) DN500, PN25, Kv = 15 600 м³/ч, Траб = -40...+260°С, тип присоединения – под сварку, фланец под электропривод F16 по ISO 5211 с электроприводом для регулирования AUMA SAR 10.1 / AM 01.1 / GSM 125.3 (52:1) / VZ 3.3 (3,1:1). Полное время хода привода на 900 - 53 секунды.

4) Переключение тепловых нагрузок поселка Кедровый на тепломагистраль «СГРЭС-2-Промзона» 2ДУ800 в районе опоры НО-6, в связи с выводом из эксплуатации теплотрассы от здания ПРТЭЦ до поселка Кедровый

Внедрение мероприятия позволит:

- снизить общую стоимость проектных и СМР, т.к. в качестве подающего трубопровода 1Ду800 мм для новой тепломагистрали используются существующие опоры и выполняется только замена трубопровода по условию срока службы;
- существенно повысить надежность схемы теплоснабжения, т.к. выводятся из эксплуатации ветхие трубопроводы наружной тепловой сети «Промзона» (выполняется ее переключение на новую тепломагистраль «СГРЭС-1 – 18 микрорайон»);
- в главном корпусе станции вывести из эксплуатации по сроку службы (демонтируется) обратный трубопровод 1Ду500 мм тепловой сети «Промзона»;
- в главном корпусе станции полностью заменить на новый (по сроку службы) подающий трубопровод 1Ду800 мм тепловой сети «Промзона» с монтажом нового узла регулирования;
- исчезает необходимость в контроле за размораживанием трубопроводов тепловой сети «Промзона»;
- восстановить из нерабочего состояния схему аварийного резервирования тепловой сети «Промзона»;
- существующий коридор позволяет запроектировать один обратный трубопровод Ду1000 мм в створе эстакады газопроводов к второй очереди станции с использованием П-образных вертикальных компенсаторов (по основной длине трассы).

Следует отметить, что данное техническое решение может быть реализовано в перспективе с вводом в эксплуатацию тепловывода СГРЭС-1 – 18 микрорайон.

В качестве альтернативы для обеспечения возможности в аварийных режимах поставок от СГРЭС-1 тепловой энергии потребителям СГРЭС-2 и наоборот предполагается строительство переключки с узлом переключения, редуцирования и реверса между т/м

«СГРЭС-1 – ПКТС» Ду 1200 мм и «СГРЭС-2 – Промзона» Ду 800 мм. в районе ул. Энергостроителей («Теплотрасса от ограды СГРЭС-1 до ограды СГРЭС-2»).

Данные перемычки позволяют осуществлять перераспределение зон теплоснабжения источников, повышая надежность и качество теплоснабжения потребителей.

Следует отметить, что при проектировании перемычек необходимо рассмотреть вариант организации их обогрева во избежание замерзания теплоносителя при низких температурах.

В дальнейшем при возникновении ситуации резервирования одного источника другим следует учитывать факт того, что компенсация собственных нужд ГРЭС будет восполняться через перемычку за счет мощностей резервного источника.

12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Нормативный срок службы тепловых сетей достиг и превысил 30 лет, что приводит к повышенной аварийности и возможности нарушения подачи тепла потребителям.

По материальной характеристике 13,27% тепловых сетей СГМУП «ГТС» имеют срок эксплуатации более 30 лет.

Износ магистральных и квартальных тепловых сетей в системе теплоснабжения от СГМУП «ГТС» составляет 60,96%. Средний срок эксплуатации всех трубопроводов составляет 19 лет. Высокий процент износа тепловых сетей может приводить к функциональным отказам на тепловых сетях. В настоящее время СГМУП «ГТС» проводит ежегодные капитальные ремонты в следствии которых износ тепловых сетей снижается, что повышает надежность теплоснабжения.

За 5 лет на тепловых сетях зафиксировано 1864 функциональных отказа, из них наибольшее число произошло в 2020 г. – 396 ед

Подавляющее большинство отказов происходило на абонентских вводах. При этом в зону отключения попадали единичные потребители.

Проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей могут быть обусловлены завышенными расходами теплоносителя, отсутствием необходимого регулирования в ИТП и ЦТП, нарушением требований по максимальному давлению в обратном трубопроводе тепловой сети.

12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению

надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Важной проблемой теплоснабжения города является развитие систем теплоснабжения крупных источников тепловой энергии Сургута с одновременным повышением показателей их надёжности и живучести. Резервирование тепловой мощности теплоисточника Сургутская ГРЭС-1 невозможно осуществить при текущем положении по следующим причинам:

1) Моральный и физический износ основного и вспомогательного оборудования ПКТС (включая системы автоматического управления), а также отсутствие резерва пиковой тепловой мощности ПКТС при $T_{н.в.} = -43^{\circ}\text{C}$ для существующей величины подключенной тепловой нагрузки и расчетного гидравлического режима при $T_{н.в.} = -43^{\circ}\text{C}$ по причине отсутствия системы (насосов) рециркуляции теплоносителя для обеспечения совместной работы всех котлов с учетом поддержания минимальных расходов циркуляции.

Для решения проблемы требуется разработка технических решений по строительству новых участков тепловых сетей с целью организации связей между тепломагистралями для обеспечения резервирования смежных зон теплоснабжения.

При проектировании новых трубопроводов для наружной тепловой сети магистрали «СГРЭС-1 – 18 микрорайон» требуется одновременно запроектировать реконструкцию схемы подключения трубопроводов тепловой сети связи с СГРЭС-2 (тепломагистраль 2Ду800 мм «тепловой сети от ограды СГРЭС-1 до ограды СГРЭС-2»).

2). Существующие трубопроводы 1Ду500 мм (обратный) и 1Ду800 мм (подающий) тепловой сети от ограды СГРЭС-1 до ввода в главный корпус СГРЭС-1 выработали свой срок службы и требуют замены (технологическая связь между СГРЭС-1 и СГРЭС-2).

3). Существующая технологическая схема подключения трубопроводов «тепловой сети от ограды СГРЭС-1 до ограды СГРЭС-2» в главном корпусе СГРЭС-1 (обратный трубопровод Ду500 мм подключен к напорному коллектору насосов ТНП-1...ТНП-4; существующая схема регулирования давления только по подаче; полное отсутствие приборов контроля и учета) не позволяют выполнить эксплуатационное подключение данной тепловой сети к теплофикационному комплексу СГРЭС-1 в аварийной ситуации.

4). Диаметр обратного трубопровода 1Ду500 мм не соответствует требуемой пропускной способности для резервирования тепловой сети «Промзона» и главного корпуса СГРЭС-2.

12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

В качестве основного топлива для котельных ТСО Сургута (за исключением Котельной №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС», использующей в качестве топлива электрическую энергию) используется природный газ, поставляемый к источникам теплоснабжения Сургут от месторождения природного газа Уренгойское и от Среднеобских нефтяных месторождений (попутный газ), по отводам от магистральных газопроводов Уренгой-Челябинск и Уренгой-Сургут-Омск.

Основными газоснабжающими организациями Сургута являются ПАО «Сургутнефтегаз» (снабжение природным и попутным газом) и ЗАО «Газпром энерго» (региональная компания ОАО «Газпром» - снабжение природным газом). Природный и попутный газ, поставляемый в ТСО Сургута имеет сходные составы, и близкие теплотворные способности по этой причине в топливном балансе ТСО как правило учитывается общее потребление газового топлива (без разделения на природный газ и попутный газ).

Проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения города Сургута не выявлены.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения на территории города Сургута не выдавались.

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

За период актуализации проблемы в работе системы теплоснабжения остаются на том же уровне. Однако проведенные мероприятия оказывают благоприятный эффект на систему теплоснабжения.