



**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 1 (РАЗДЕЛЫ 1 - 5)**

## 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 .....	7
Перечень рисунков .....	12
1. Функциональная структура теплоснабжения .....	17
1.1. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	18
1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	18
1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями .....	23
1.4. Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны действия ЕТО .....	26
1.5. Зоны действия производственных котельных .....	26
1.6. Зоны действия индивидуального теплоснабжения .....	26
1.7. Объекты теплоснабжения, находящиеся в государственной или муниципальной собственности и которые переданы ЕТО на основании договора аренды, договора безвозмездного пользования, договора доверительного управления имуществом, иных договоров, предусматривающих переход прав владения и (или) пользования в отношении государственного или муниципального имущества и (или) концессионного соглашения .....	28
2. Источники тепловой энергии .....	30
2.1. Источники комбинированной выработки .....	30
2.1.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	30
2.1.2. Структура и технические характеристики основного оборудования .....	30
2.1.2.1. СГРЭС-1 .....	30
2.1.2.2. СГРЭС-2 .....	33
2.1.3. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки .....	35
2.1.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности .....	35
2.1.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто» .....	36
2.1.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса .....	37
2.1.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) .....	41
2.1.7.1. СГРЭС-1 .....	41
2.1.7.2. СГРЭС-2 .....	44
2.1.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха .....	47
2.1.9. Среднегодовая загрузка оборудования .....	50
2.1.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети .....	50
2.1.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии .....	51

2.1.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	52
2.1.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей ....	53
2.1.14. Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике комбинированной выработки.....	53
2.1.15. Описание проектного и установленного топливного режима источников комбинированной выработки .....	53
2.1.16. Характеристики и состояние золоотвалов.....	54
2.1.17. Описание эксплуатационных показателей функционирования источников комбинированной выработки г. Сургута.....	54
2.2. Котельные.....	57
2.2.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	57
2.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования .	57
2.2.3. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	64
2.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности;	66
2.2.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.....	67
2.2.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	70
2.2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха .....	70
2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования .....	72
2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	74
2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	76
2.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	76
2.2.12. Проектный и установленный топливный режим котельных.....	76
2.2.13. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных	79
3. Тепловые сети, сооружения на них.....	86
3.1. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	86
3.2. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.....	89
3.3. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	89



3.4. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.....	89
3.5. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	112
3.6. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	119
3.7. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	120
3.8. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети....	134
3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	148
3.10. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2018-2022 гг.	181
3.11. Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2018-2022 гг.....	288
3.12. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	291
3.13. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	296
3.14. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	301
3.15. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.....	305
3.16. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	308
3.17. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	308
3.18. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	315
3.19. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	317
3.20. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	318
3.21. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления....	116
3.22. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	116
3.23. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	137
4. Зоны действия источников тепловой энергии .....	144
4.1. Описание изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения....	144
4.2. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения .....	144

4.3. Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	171
5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	172
5.1. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения....	172
5.2. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии .....	172
5.3. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	176
5.4. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	225
5.5. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом .....	225
5.6. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	228
5.1. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	230

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Изменение численности населения муниципального образования за последние 10 лет.....	17
Таблица 1.2 - Число часов максимума тепловой нагрузки (спроса на тепловую мощность) отопления и вентиляции жилых зданий (таблица ПЗ1.1 МУ) .....	18
Таблица 1.3 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций в 2023 году.....	21
Таблица 1.4 - Тепловая нагрузка потребителей, обеспечиваемая от ИТГ .....	27
Таблица 1.5 - Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций с долей государственного или муниципального участия на 2023 год .....	29
Таблица 2.1 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов СГРЭС-1 .....	31
Таблица 2.2 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов СГРЭС-1 .....	31
Таблица 2.3 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов СГРЭС-2 .....	34
Таблица 2.4 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов СГРЭС-2 .....	34
Таблица 2.5 – Таблица ПЗ.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность СГРЭС-1 .....	35
Таблица 2.6 – Таблица ПЗ.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность СГРЭС-2 .....	35
Таблица 2.7 – Таблица ПЗ.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» СГРЭС-1 .....	36
Таблица 2.8 – Таблица ПЗ.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» СГРЭС-2 .....	36
Таблица 2.9 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов СГРЭС-1 в 2022 году.....	38
Таблица 2.10 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин СГРЭС-1 в 2022 году .....	38
Таблица 2.11 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов СГРЭС-2 в 2022 году.....	39
Таблица 2.12 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин СГРЭС-2 в 2022 году .....	40
Таблица 2.13 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок СГРЭС-1 в 2022 году.....	41
Таблица 2.14 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников теплофикационных установок СГРЭС-1 за 2022 год .....	42
Таблица 2.15 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов СГРЭС-1 за 2022 год .....	42
Таблица 2.16 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок СГРЭС-2 в 2022 году.....	45
Таблица 2.17 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников теплофикационных установок СГРЭС-2 за 2022 год .....	45
Таблица 2.18 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов СГРЭС за 2022 год .....	45
Таблица 2.19 – Утвержденный температурный график СГРЭС-1 и СГРЭС-2 .....	49
Таблица 2.20 – Таблица П6.1. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности СГРЭС-1 .....	50
Таблица 2.21 – Таблица П6.1. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности СГРЭС-2 .....	50

Таблица 2.22 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов СГРЭС-1 за 2022 год .....	51
Таблица 2.23 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от СГРЭС-1 за 2018-2022 гг. ....	52
Таблица 2.24 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов СГРЭС-2 за 2022 год .....	52
Таблица 2.25 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от СГРЭС-2 за 2018-2022 гг. ....	52
Таблица 2.26 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на СГРЭС-1 .....	53
Таблица 2.27 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на СГРЭС-2 .....	54
Таблица 2.28 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели СГРЭС-1 .....	55
Таблица 2.29 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели СГРЭС-2 .....	56
Таблица 2.30 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в 2022 году актуализации схемы теплоснабжения .....	58
Таблица 2.31 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в 2022 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	64
Таблица 2.32 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения .....	68
Таблица 2.33 - Способы регулирования и проектные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных г. Сургут .....	71
Таблица 2.34 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования котельных в 2022 году актуализации схемы теплоснабжения .....	73
Таблица 2.35 – Перечень приборов учёта, установленных на котельных .....	75
Таблица 2.36 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в 2022 году актуализации схемы теплоснабжения .....	77
Таблица 2.37 – Таблица П10.8. Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в 2022 году актуализации схемы теплоснабжения.....	79
Таблица 3.1 – Мероприятия утвержденной схемы теплоснабжения г. Сургута, реализованные за период, предшествующий текущей актуализации .....	87
Таблица 3.2 - Общая характеристика магистральных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО .....	91
Таблица 3.3 - Общая характеристика распределительных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО .....	92
Таблица 3.4 - Общая характеристика сетей ГВС ТСО в зоне деятельности ЕТО.....	96
Таблица 3.5 - Способы прокладки магистральных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО .....	98
Таблица 3.6 - Способы прокладки распределительных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО .....	99
Таблица 3.7 - Способы прокладки сетей ГВС ТСО в зоне деятельности ЕТО.....	101
Таблица 3.8 - Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки ТСО в зоне деятельности ЕТО .....	102
Таблица 3.9 - Общая характеристика тепловых сетей и сетей ГВС в системе теплоснабжения г. Сургута .....	105
Таблица 3.10 Общая характеристика муниципальных тепловых сетей и сетей ГВС в системе теплоснабжения г. Сургута, находящихся в эксплуатации ТСО .....	105
Таблица 3.11 – Количество арматуры на магистральных сетях СГМУП «ГТС» .....	112
Таблица 3.12 – Количество арматуры на распределительных сетях СГМУП «ГТС» .....	112
Таблица 3.13 – Запорно-регулирующая арматура ЦТП СГМУП «ГТС» .....	113

Таблица 3.14 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график СГРЭС-1) (П12.1 МУ).....	120
Таблица 3.15 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график СГРЭС-2) (П12.1 МУ).....	121
Таблица 3.16 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график ПКТС) (П12.1 МУ) .....	122
Таблица 3.17 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельных №№5,6,9,22,24,25,26,27,28,29,30,32,33,34 СГМУП «ГТС», котельной СОК) (П12.1 МУ).....	123
Таблица 3.18 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельных №№1,2,3 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ) .....	124
Таблица 3.19 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельных №№7,13 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ) .....	125
Таблица 3.20 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной №14 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ).....	126
Таблица 3.21 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной №21 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ).....	127
Таблица 3.22 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной №23 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ).....	129
Таблица 3.23 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной ООО "Газпром энерго") (П12.1 МУ).....	130
Таблица 3.24 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной ООО «ТВС-сервис») (П12.1 МУ) .....	131
Таблица 3.25 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной ООО «Технические системы») (П12.1 МУ).....	132
Таблица 3.26 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска	

тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной ООО УК "СЗТК") (П12.1 МУ).....	133
Таблица 3.27 – Параметры гидравлического режима работы тепломагистралей СГРЭС-1 и СГРЭС-2.....	149
Таблица 3.28 – Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации в зоне деятельности СМУП «ГТС».....	150
Таблица 3.29 – Статистика отказов на тепловых сетях СГМУП «ГТС» за период 2016-2021 гг. ....	286
Таблица 3.30 – Статистика технологических нарушений на тепловых сетях СГМУП "ГТС" за 2021 год.....	287
Таблица 3.31 – Статистика технологических нарушений на сетях горячего водоснабжения СГМУП "ГТС" за 2021 год.....	287
Таблица 3.32 – Статистика восстановлений работы тепловой сети СГМУП "ГТС" за период 2016-2021 гг. ....	289
Таблица 3.33 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии за 2022 год.....	302
Таблица 3.34 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям ООО «СГЭС», г. Сургут на 2021 год.....	304
Таблица 3.35 – Фактические технологические потери при передаче тепловой энергии в тепловых сетях СГМУП «ГТС» за 2018-2022 гг. ....	305
Таблица 3.36 – Динамика изменения расчетных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя тепловых сетей СГМУП «ГТС».....	306
Таблица 3.37 – Объем нереализованной тепловой энергии в результате применения понижающего коэффициента к нормативам потребления коммунальной услуги по отоплению.....	307
Таблица 3.38 – Объем нереализованной тепловой энергии в результате применения понижающего коэффициента к нормативам расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды, для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению .....	307
Таблица 3.39 – Объем нереализованной тепловой энергии в результате применения понижающего коэффициента к нормативу 0,1002 Гкал/м <sup>3</sup> расхода тепловой энергии, на подогрев холодной воды за 2021 год.....	307
Таблица 3.40 – Перечень кожухотрубчатых теплообменников на ГВС.....	310
Таблица 3.41 – Перечень пластинчатых теплообменников .....	310
Таблица 3.42 – Оснащенность потребителей приборами учета тепловой энергии СГМУП «ГТС».....	316
Таблица 3.43 – Оснащенность ЦТП, ПС СГМУП «ГТС» автоматизированными системами управления .....	96
Таблица 3.44 – Перечень выявленных бесхозных сетей по состоянию на 01.02.2022г. (ООО "СГЭС") .....	135
Таблица 3.45 – Расчетные потери сетевой воды на 2022 г. для работы водяных тепловых сетей от СГРЭС-1 в целом .....	138
Таблица 3.46 – Расчетные потери сетевой воды на 2022 г. для работы водяных тепловых сетей от СГРЭС-2 в целом .....	138
Таблица 3.47 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии по тепловым сетям от котельной К-45 в целом.....	138
Таблица 3.48 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии вводяных тепловых сетях от СГРЭС-1 в целом.....	139
Таблица 3.49 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии вводяных тепловых сетях от СГРЭС-2 в целом.....	139
Таблица 3.50 – Расчетные потери сетевой воды на 2022 г, для работы водяных тепловых сетей от котельной К-45 в целом .....	140

Таблица 3.51 – Расчетные потери сетевой воды на 2022 г, для работы водяных тепловых сетей от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5 .....	141
Таблица 3.52 – Расчетные потери тепловой энергии с потерями сетевой воды на 2022 г. для работы водяных тепловых сетей от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5.....	141
Таблица 3.53 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии по тепловым сетям от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5.....	141
Таблица 3.54 – Динамика основных показателей.....	142
Таблица 4.1 – Перечень котельных находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	171
Таблица 5.1 – Распределение договорных нагрузок по элементам территориального деления – районам г. Сургут с разбивкой по видам теплопотребления .....	173
Таблица 5.2 – Сдвиг линейной функции, относительно начала координат ( $b_0$ ) и наклон прямой ( $b_1$ ).....	177
Таблица 5.3 – Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, полученные на основании анализа данных приборов учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, за базовый период актуализации и предшествующие периоды.....	221
Таблица 5.4 – Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии, по состоянию на 1 января 2023 года .....	223
Таблица 5.5 – Перечень жилых многоквартирных зданий с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	225
Таблица 5.6 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии за последние 3 года.....	226
Таблица 5.7 – Многоквартирные дома и жилые дома с закрытой системой отопления	228
Таблица 5.8 – Жилые дома и многоквартирные дома постройки до 1999 года включительно с отбором ГВС из систем отопления .....	229
Таблица 5.9 – Нормативы потребления коммунальных ресурсов по холодному, горячему водоснабжению и отведению сточных вод в целях содержания общего имущества в многоквартирных домах на территории Ханты Мансийского автономного округа - Югры .....	229
Таблица 5.10 – Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	231

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Функциональная структура теплоснабжения города (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями).....	25
Рисунок 2.1 - Принципиальная тепловая схема СГРЭС-1.....	43
Рисунок 2.2 - Принципиальная тепловая схема СГРЭС-2.....	46
Рисунок 3.1 – Структура тепловых сетей СГМУП «ГТС» по длине.....	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 3.2 – Структура тепловых сетей СГМУП «ГТС» по мат. характеристике.....	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 3.3 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от СГРЭС-1 в 2022 г. ....	135
Рисунок 3.4 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от СГРЭС-2 в 2022 г. ....	135
Рисунок 3.5 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №1 СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	136
Рисунок 3.6 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №2 СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	136
Рисунок 3.7 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №3 СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	137
Рисунок 3.8 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №5 СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	137
Рисунок 3.9 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №6 СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	138
Рисунок 3.10 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №7 СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	138
Рисунок 3.11 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №9 СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	139
Рисунок 3.12 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №13 СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	139
Рисунок 3.13 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №14 СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	140
Рисунок 3.14 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №21 СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	140
Рисунок 3.15 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №22 «Олимпия» СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	141
Рисунок 3.16 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №23 «Ледовый дворец» СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	141



Рисунок 3.17 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №24 «Нефтяник» СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	142
Рисунок 3.18 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №25 п. Лесной СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	142
Рисунок 3.19 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №26 «Набережный» СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	143
Рисунок 3.20 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №27 «Набережный» СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	143
Рисунок 3.21 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №28 п. Юность СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	144
Рисунок 3.22 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №29 п. Таежный СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	144
Рисунок 3.23 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №30 п. Лунный СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	145
Рисунок 3.24 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №33 п. Снежный СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	145
Рисунок 3.25 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС» в 2022 г. ....	146
Рисунок 4.1 – Зона действия комплекса СГРЭС-1 – ПКТС .....	145
Рисунок 4.2 – Зона действия СГРЭС-2-ВЖР .....	146
Рисунок 4.3 – Зона действия СГРЭС-2-Промзона .....	147
Рисунок 4.4 – Зона действия котельной №1 СГМУП «ГТС» .....	148
Рисунок 4.5 – Зона действия котельной №2 СГМУП «ГТС» .....	149
Рисунок 4.6 – Зона действия котельной №3 СГМУП «ГТС» .....	149
Рисунок 4.7 – Зона действия котельной №5 СГМУП «ГТС» .....	150
Рисунок 4.8 – Зона действия котельной №6 СГМУП «ГТС» .....	150
Рисунок 4.9 – Зона действия котельной №7 СГМУП «ГТС» .....	151
Рисунок 4.10 – Зона действия котельной №9 СГМУП «ГТС» .....	151
Рисунок 4.11 – Зона действия котельной №13 СГМУП «ГТС» .....	152
Рисунок 4.12 – Зона действия котельной №14 СГМУП «ГТС» .....	152
Рисунок 4.13 – Зона действия котельной №21 СГМУП «ГТС» .....	153
Рисунок 4.14 – Зона действия котельной №22 СГМУП «ГТС» .....	153
Рисунок 4.15 – Зона действия котельной №23 СГМУП «ГТС» .....	154
Рисунок 4.16 – Зона действия котельной №24 СГМУП «ГТС» .....	154
Рисунок 4.17 – Зона действия котельной №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС» .....	155
Рисунок 4.18 – Зона действия котельной №26 и №27 пр. Набережный СГМУП «ГТС» ..	155
Рисунок 4.19 – Зона действия котельной №28 п. Юность СГМУП «ГТС» .....	156
Рисунок 4.20 – Зона действия котельной №29 п. Таежный СГМУП «ГТС» .....	156
Рисунок 4.21 – Зона действия котельной №30 п. Лунный СГМУП «ГТС» .....	157
Рисунок 4.22 – Зона действия котельной №32 и №33 п. Снежный СГМУП «ГТС» .....	157
Рисунок 4.23 – Зона действия котельной №34 СГМУП «ГТС» .....	158
Рисунок 4.24 – Зона действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	158
Рисунок 4.25 – Зона действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	159

Рисунок 4.26 – Зона действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	159
Рисунок 4.27 – Зона действия котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	160
Рисунок 4.28 – Зона действия котельной №7 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	160
Рисунок 4.29 – Зона действия котельной №8 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	161
Рисунок 4.30 – Зона действия котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	161
Рисунок 4.31 – Зона действия котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	162
Рисунок 4.32 – Зона действия котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	162
Рисунок 4.33 – Зона действия котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	163
Рисунок 4.34 – Зона действия котельной №15 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	163
Рисунок 4.35 – Зона действия котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	164
Рисунок 4.36 – Зона действия котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	164
Рисунок 4.37 – Зона действия котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	165
Рисунок 4.38 – Зона действия котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	165
Рисунок 4.39 – Зона действия котельной К-45 ООО «СГЭС» .....	166
Рисунок 4.40 – Зона действия котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО «СГЭС» .....	166
Рисунок 4.41 – Зона действия котельной ООО «Газпром энерго» .....	167
Рисунок 4.42 – Зона действия котельной «Аэропорт Сургут» .....	167
Рисунок 4.43 – Зона действия котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод» .....	168
Рисунок 4.44 – Зона действия котельной ООО УК «СЗТК» .....	168
Рисунок 4.45 – Зона действия котельной ООО «ТВС-сервис» .....	169
Рисунок 4.46 – Зона действия котельной АО «Горремстрой» .....	169
Рисунок 4.47 – Зона действия котельной ООО «Технические системы» .....	170
Рисунок 4.48 – Зона действия котельной ООО «Скат-База» .....	170
Рисунок 5.1 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия СГРЭС-1 - ПКТС .....	179
Рисунок 5.2 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной ПКТС .....	180
Рисунок 5.3 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия СГРЭС-2 .....	181
Рисунок 5.4 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №1 .....	182
Рисунок 5.5 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №2 .....	183
Рисунок 5.6 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №3 .....	184
Рисунок 5.7 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №5 .....	185
Рисунок 5.8 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №6 .....	186
Рисунок 5.9 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №7 .....	187
Рисунок 5.10 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №9 .....	188
Рисунок 5.11 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №13 .....	189
Рисунок 5.12 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №14 .....	190
Рисунок 5.13 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №21 .....	191
Рисунок 5.14 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №22 «Олимпия» .....	192

Рисунок 5.15 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №23 «Ледовый Дворец» .....	193
Рисунок 5.16 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №24 «Нефтяник» .....	194
Рисунок 5.17 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №25 п. Лесной .....	195
Рисунок 5.18 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №26 «Набережный» .....	196
Рисунок 5.19 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №27 «Набережный» .....	197
Рисунок 5.20 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №28 п. Юность .....	198
Рисунок 5.21 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №29 п. Таежный .....	199
Рисунок 5.22 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №30 п. Лунный .....	200
Рисунок 5.23 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №32 п. Снежный .....	201
Рисунок 5.24 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №33 п. Снежный .....	202
Рисунок 5.25 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №34 Крылова, 40 .....	203
Рисунок 5.26 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	204
Рисунок 5.27 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	205
Рисунок 5.28 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	206
Рисунок 5.29 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	207
Рисунок 5.30 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	208
Рисунок 5.31 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №7 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	209
Рисунок 5.32 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №8 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	210
Рисунок 5.33 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	211
Рисунок 5.34 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	212
Рисунок 5.35 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	213
Рисунок 5.36 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	214
Рисунок 5.37 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №15 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	215
Рисунок 5.38 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	216
Рисунок 5.39 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	217
Рисунок 5.40 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз» .....	218

<i>Рисунок 5.41 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз» .....</i>	<i>219</i>
<i>Рисунок 5.42 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной К-45 .....</i>	<i>220</i>

## 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Здесь и в дальнейшем под базовой версией Схемы теплоснабжения принимается проект Схемы теплоснабжения, утвержденный Постановлением Главы города № 81 от 10.08.2022 Об утверждении схемы теплоснабжения МО городской округ Сургут ХМАО - Югры (актуализация на 2023 год). При настоящей актуализации проекта за базовый год принят 2021 год.

Сургут — город в России, крупнейший и старейший город Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, административный центр Сургутского района.

Как административно-территориальная единица ХМАО имеет статус города окружного значения. В рамках местного самоуправления образует муниципальное образование город Сургут со статусом городского округа как единственный населённый пункт в его составе. Один из немногих российских региональных городов, превосходящих административный центр своего субъекта федерации как по численности населения, так и по экономическому значению.

Динамика численности населения города с окончания 2012 г., представленная в таблице ниже, принята по данным Федеральной службы государственной статистики ([https://www.gks.ru/scripts/db\\_inet2/passport/table.aspx?opt=7187600020132014201520162017201820192020202120222023](https://www.gks.ru/scripts/db_inet2/passport/table.aspx?opt=7187600020132014201520162017201820192020202120222023)).

**Таблица 1.1 - Изменение численности населения муниципального образования за последние 10 лет**

Показатель	Численность населения (к окончанию года), тыс. чел.						
	2012	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ИТОГО по городскому округу	325,5	366,2	373,9	380,6	387,2	395,9	406,9
ИТОГО прирост (+)/ убыль (-) по сравнению с предыдущим годом, %		1,6%	2,1%	1,8%	1,7%	2,2%	2,8%
ИТОГО прирост (+)/ убыль (-) с 2012, %	0,0%	12,5%	14,9%	16,9%	19,0%	21,6%	25,0%
Реализация Генерального плана	325,5	353,7	359,1	364,4	369,8	375,1	380,5
Разница между фактическим и приростом по ГП, %	0,0%	3,5%	4,1%	4,5%	4,7%	5,6%	7,0%

За последние 10 лет население города увеличилось на 81,4 тыс. чел. (25%), что приводит к превышению над показателями Генерального плана (как видно, на 31.12.2022 г. фактическая численность населения превышает показатели Генерального плана на 7,0% и ежегодно разница увеличивается).

**Таблица 1.2 - Число часов максимума тепловой нагрузки (спроса на тепловую мощность) отопления и вентиляции жилых зданий (таблица П31.1 МУ)**

Городской округ	Продолжительность отопительного периода, сут.	Расчетная температура наружного воздуха средняя за самую холодную пятидневку с обеспеченностью 0,92, °С	Средняя температура отопительного периода, °С	Число часов максимума тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилых зданий, ч
Сургут	254	-42	-9,3	2896

### **1.1. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Нумерация изолированных систем теплоснабжения представлена в материалах Главы 15:

- в таблице 3.1 – по данным утвержденной версии проекта (таблица 4 Главы 15 утвержденной версии);
- в таблице 3.2 - утвержденные единые теплоснабжающие организации в системах теплоснабжения на территории городского округа, учтенные при текущей актуализации Схемы теплоснабжения (по форме таблицы П49.1 МУ).

За период, предшествующий актуализации, в части изменений функциональной структуры теплоснабжения произошли следующие изменения:

- 1)В эксплуатацию введена Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз», система теплоснабжения №50 и ЕТО №3.
- 2)В проект добавлена ООО «ТехСтрой» осуществляющая деятельность в зоне собственной котельной (система теплоснабжения №49, ЕТО №12).

### **1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

В настоящее время централизованное теплоснабжение потребителей города Сургут осуществляется, в основном, от источников теплоснабжения следующих теплоснабжающих организаций (ТСО) для которых обоснован и установлен тариф на тепловую энергию (организации перечислены в порядке уменьшения объемов теплоотпуска с коллекторов их источников):

- филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 (СГРЭС-1);
- ПАО «Юнипро» - Сургутской ГРЭС-2 (СГРЭС-2);
- 24 котельных СГМУП «ГТС», включая: - единственную в городе крупную котельную (свыше 100 Гкал/ч) – ПКТС с установленной мощностью 350 Гкал/ч (данная котельная находится в аренде у СГМУП «ГТС», собственником является – ООО «СГЭС»);

- 16 котельных ПАО «Сургутнефтегаз»;
- 2 котельных ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС»);
- ряда локальных котельных, осуществляющих деятельность в одной изолированной системе теплоснабжения.

Перечень источников тепловой энергии с указанием эксплуатирующей организации представлен в таблице ниже. Основным балансодержателем тепловых сетей, обеспечивающим транспортировку теплоты до потребителей, являются ООО «СГЭС» и СГМУП «ГТС». При этом ООО «СГЭС» обеспечивает передачу теплоты потребителям города от СГРЭС-1 и СГРЭС-2, а СГМУП «ГТС» - от собственных теплоисточников и от СГРЭС-1, СГРЭС-2 через тепловые сети на балансе ООО «СГЭС». Часть распределительных и внутриквартальных сетей Сургута, присоединённых к сетям ООО «СГЭС» и СГМУП «ГТС» находится в ведении теплосетевой организации ООО «Сибпромстрой №18», не имеющей собственных источников теплоснабжения.

При этом требуется учитывать, что теплоснабжающими организациями, в соответствии с федеральным законом №190-ФЗ «О теплоснабжении» являются организации, осуществляющие продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии, в то время, как теплосетевыми организациями являются организации, оказывающие услуги по передаче тепловой энергии.

Порядка 90 % тепловой энергии, отпускаемой ТСО в тепловые сети, производится на источниках трёх крупных ТСО – Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1, ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2, СГМУП «ГТС». При этом тепловая энергия от СГРЭС-1 и ГРЭС-2 транспортируется к потребителям по тепловым сетям СГМУП «ГТС» и ООО «СГЭС», которые объединяют в единую систему теплоснабжения наиболее мощные источники Сургута – СГРЭС-1, СГРЭС-2 и крупные котельные СГМУП «ГТС». СГРЭС-1 и СГРЭС-2 являются единственными источниками теплоснабжения города с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Отдельное место в системе теплоснабжения города занимает ТСО ООО «Сургутские городские электрические сети». Данная организация обеспечивает транспортировку тепловой энергии от крупнейших источников теплоснабжения Сургута – СГРЭС-1 и СГРЭС-2 по собственным магистральным сетям до тепловых сетей СГМУП «ГТС» и пиковой котельной тепловых сетей (принадлежащей ООО «СГЭС» и находящейся в аренде у СГМУП «ГТС»).

Одновременно в ведение ООО «СГЭС» находится одна котельная средней мощности (60 Гкал/ч), которая работает на собственную зону теплоснабжения в Западном жилом районе. Также в III квартале 2017 года ООО «СГЭС» взял в аренду «Котельную для теплоснабжения» по адресу: г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5. Прочие ТСО Сургута обладают 1-2 источниками теплоснабжения мощностью до 50 Гкал/ч, которые работают на собственные локальные зоны теплоснабжения. Также в Сургуте имеется теплосетевая организация, не владеющая источниками теплоснабжения, но имеющая на своём балансе тепловые сети. Это ТСО ООО «Сибпромстрой №18», осуществляющая теплоснабжение потребителей по собственным распределительным тепловым сетям в микрорайонах № 38, № 40, № 20А, № 32, № 31. Распределительные сети ООО «Сибпромстрой №18» присоединены к магистральным тепловым сетям СГМУП "ГТС" и ООО "СГЭС". ТСО Сургута осуществляют теплоснабжение потребителей по «закрытой» схеме без отбора теплоносителя на нужды ГВС из системы. От ПС-1, 2 «открытая» схема отбора теплоносителя на нужды ГВС.



Таблица 1.3 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций в 2023 году

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети		№ ЕТО	ЕТО	№ системы теплоснабжения (см. Главу 15)
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание			
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии + ПКТС									
1	СГРЭС-1	г. Сургут, ул. Электротехническая, 23/1	филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	ООО «СГЭС»	ООО «СГЭС»	1	ООО «СГЭС»	1
2	Котельная ПКТС	г. Сургут, ул. Мира, д.41	ООО «СГЭС»	СГМУП «ГТС»	1) ООО «СГЭС» 2) муниципальная собственность, СГМУП «ГТС» 3) ООО «Сибпромстрой №18»	1) ООО «СГЭС» 2) СГМУП «ГТС» 3) ООО «Сибпромстрой №18»	1 2	1) ООО «СГЭС» 2) СГМУП «ГТС»	1
3	СГРЭС-2	г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	1) ООО «СГЭС» 2) муниципальная собственность, СГМУП «ГТС» 3) ООО «Сибпромстрой №18»	1) ООО «СГЭС» 2) СГМУП «ГТС» 3) ООО «Сибпромстрой №18»	1 2	1) ООО «СГЭС» 2) СГМУП «ГТС»	1
Котельные СГМУП «ГТС»									
4	Котельная №1	г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	1
5	Котельная №2	г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр. 4	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	1
6	Котельная №3	г. Сургут ул. Майская д.10/2 стр.2	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	1
7	Котельная №5	п. Дорожный	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	6
8	Котельная №6	Заячий остров	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	7
9	Котельная №7	8-ой пром.узел, ул.Индустриальная	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	8
10	Котельная №9	8-ой пром.узел, ул.Буровая	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	9
11	Котельная №13	р-н ж/д,ул.Западная 1/1	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	2	СГМУП «ГТС»	10
12	Котельная №14	р-н ж/д ул. Западная 1/1	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	10
13	Котельная №21	п. Звездный ул.Трубная	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	12
14	Котельная №22 "Олимпия"	ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	13
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	Ледовый дворец Югорский тракт, 40	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	14
16	Котельная №24 "Нефтяник"	г. Сургут, ул. Игоря Киртбая 12/1 (Поликлиника Нефтяник)	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	15
17	Котельная №25 п. Лесной	пос. Лесной	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	16
18	Котельная №26 "Набережный"	г. Сургут, Набережный пр. 17/2	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	17
19	Котельная №27 "Набережный"	г. Сургут, Набережный пр. 17	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	17
20	Котельная №28 п. Юность	п. Юность	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	18
21	Котельная №29 п. Таежный	п. Таежный	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	19
22	Котельная №30 п. Лунный	п. Лунный	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	20
23	Котельная №32 п. Снежный	п. Снежный	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	21
24	Котельная №33 п. Снежный	п. Снежный	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	21

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети		№ ЕТО	ЕТО	№ системы теплоснабжения (см. Главу 15)
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание			
25	Котельная №34 Крылова, 40	г. Сургут, ул. Крылова, 40	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	22
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	г. Сургут Спортивное ядро	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	23
Котельные ПАО «Сургутнефтегаз»									
27	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Аэропорт	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	24
28	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, промзона, ш. Нефтеюганское, 56, соор. 19	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	1
29	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Андреевский заезд, 14, соор. 10	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	50
30	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Андреевский заезд, 14, соор. 8	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	26
31	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ул. Буровая, 1, соор. 15	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	27
32	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Заячий остров, 6	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	28
33	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Андреевский заезд, 2, соор. 4	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	1
34	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Северный промрайон, Индустриальная, 56, соор. 19	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	30
35	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, промзона, ш. Нефтеюганское, 7/1, соор. 4	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	31
36	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ул. Промышленная, 20/1	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	32
37	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ш. Нефтеюганское, 54, соор. 1	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	33
38	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Югорский тракт, 6/1	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	34
39	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ул. Промышленная, 2, соор. 9	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	35
40	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Андреевский заезд, 9	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	36
41	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ул. Автомобилистов, 16	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	37
42	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ул. Заячий остров, 6, соор. 19	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	38
Котельные ООО «СГЭС»									
43	Котельная К-45	г. Сургут, ул. Крылова, 55/2	ООО «СГЭС»	ООО «СГЭС»	ООО «СГЭС»	ООО «СГЭС»	1	ООО «СГЭС»	1
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5	ООО «СГЭС»	ООО «СГЭС»	ООО «СГЭС»	ООО «СГЭС»	1	ООО «СГЭС»	40
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне деятельности ЕТО)									
45	Котельная ООО «Газпром энерго»	г. Сургут, ул. Производственная,17	ООО «Газпром энерго»	ООО «Газпром энерго»	ООО «Газпром энерго»	ООО «Газпром энерго»	4	ООО «Газпром энерго»	41
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	г. Сургут, ул. Аэрофлотская, д. 49/1	АО «Аэропорт Сургут»	АО «Аэропорт Сургут»	АО «Аэропорт Сургут»	АО «Аэропорт Сургут»	5	АО «Аэропорт Сургут»	42
47	Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 2 (ПРОМЗОНА)	СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	6	СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	43
48	Котельная ООО УК «СЗТК»	г. Сургут, ул. Автомобилистов, д. 3	ООО «ОРИОН»	ООО «ОРИОН»	ООО «ОРИОН»	ООО «ОРИОН»	7	ООО «ОРИОН»	44
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	г. Сургут ул. Инженерная 20 стр. 2	ООО «ТВС-сервис»	ООО «ТВС-сервис»	ООО «ТВС-сервис»	ООО «ТВС-сервис»	8	ООО «ТВС-сервис»	45
50	Котельная АО «Горремстрой»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 21 база АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	9	АО «Горремстрой»	46
51	Котельная ООО «Технические системы»	г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 64/1	ООО «Технические системы»	ООО «Технические системы»	ООО «Технические системы»	ООО «Технические системы»	10	ООО «Технические системы»	47
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	г. Сургут, ул. Монтажная 4	ООО «СКАТ-База»	ООО «СКАТ-База»	ООО «СКАТ-База»	ООО «СКАТ-База»	11	ООО «СКАТ-База»	48
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	г. Сургут, ул. Игоря Киртбая	ООО «ТехСтрой»	ООО «ТехСтрой»	ООО «ТехСтрой»	ООО «ТехСтрой»	12	ООО «ТехСтрой»	49

### **1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями**

В соответствии с ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. №190-ФЗ, Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 и утвержденной схемой теплоснабжения г Сургута до 2035 года по состоянию на 2023 год теплоснабжающими организациями в г. Сургуте являются 12 Единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), которые объединяют функции производства, передачи и сбыта тепловой энергии в границах зон своей деятельности. В соответствии с ч. 2 ст. 13, ст. 15 ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. №190-ФЗ поставка тепловой энергии осуществляется в соответствии с заключаемыми договорами энергоснабжения. Договорные отношения в системе централизованного теплоснабжения в г. Сургуте выстроены следующим образом:

1. Договоры теплоснабжения с потребителями заключают соответствующие службы сбыта ЕТО, т.е. потребители, находящиеся в границах зоны деятельности ЕТО независимо от точки подключения и источника теплоснабжения, заключают договоры с ЕТО. При этом условия договора должны соответствовать техническим условиям.

2. ЕТО заключает договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя на объемы тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения с иным теплоснабжающим организациям, осуществляющими свою деятельность в границах зоны ЕТО.

3. Для реализации комплекса организационных и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу тепловой энергии и теплоносителя через тепловые сети и устройства, ЕТО заключает договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения и теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче с теплосетевыми компаниями ведущих свою деятельность в границах зоны ЕТО.

На основании договоров на оказание услуг по передаче тепловой энергии и теплоносителя сетевые предприятия оказывают услуги ЕТО по передаче тепловой энергии и теплоносителя до конечного потребителя.

4. Отношения между теплоснабжающими организациями в рамках зоны деятельности ЕТО осуществляются на основе соглашения об управлении системой теплоснабжения в соответствии с правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Это соглашение теплоснабжающие организации и теплосетевые организации, осуществляющие свою деятельность в границах зоны деятельности ЕТО, обязаны заключать между собой ежегодно до начала отопительного периода.

Предметом указанного соглашения является порядок взаимных действий по обеспечению функционирования системы теплоснабжения в соответствии с требованиями Федерального закона. Обязательными условиями указанного соглашения являются:

- определение соподчиненности диспетчерских служб теплоснабжающих организаций и теплосетевых организаций, порядок их взаимодействия;
- порядок организации наладки тепловых сетей и регулирования работы системы теплоснабжения;
- порядок обеспечения доступа сторон соглашения или, по взаимной договоренности сторон соглашения, другой организации к тепловым сетям для осуществления наладки тепловых сетей и регулирования работы системы теплоснабжения;
- порядок взаимодействия теплоснабжающих организаций и теплосетевых организаций в чрезвычайных ситуациях и аварийных ситуациях.

Тариф на тепловую энергию для всех потребителей в зоне деятельности ЕТО устанавливается единым с дифференциацией по параметрам теплоносителя и точке подключения потребителя (потребитель на коллекторах источника, потребитель на тепловых сетях). Тарифы для конечных потребителей определяются как средневзвешенная стоимость производства и средневзвешенная стоимость транспортировки в зоне деятельности ЕТО, средневзвешенная стоимость теплоносителя. Схема организации производства и передачи тепловой энергии в городе Сургуте представлена на рисунке ниже. ООО «СГЭС» предоставляет тепловую энергию СГМУП «ГТС», ООО «Сибпромстрой №18», которую получает от источников комбинированной выработки тепловой энергии СГРЭС-1 и СГРЭС-2. ООО «Сибпромстрой №18» эксплуатирует тепловые сети от магистральных тепловых сетей СГМУП «ГТС» и ООО «СГЭС».

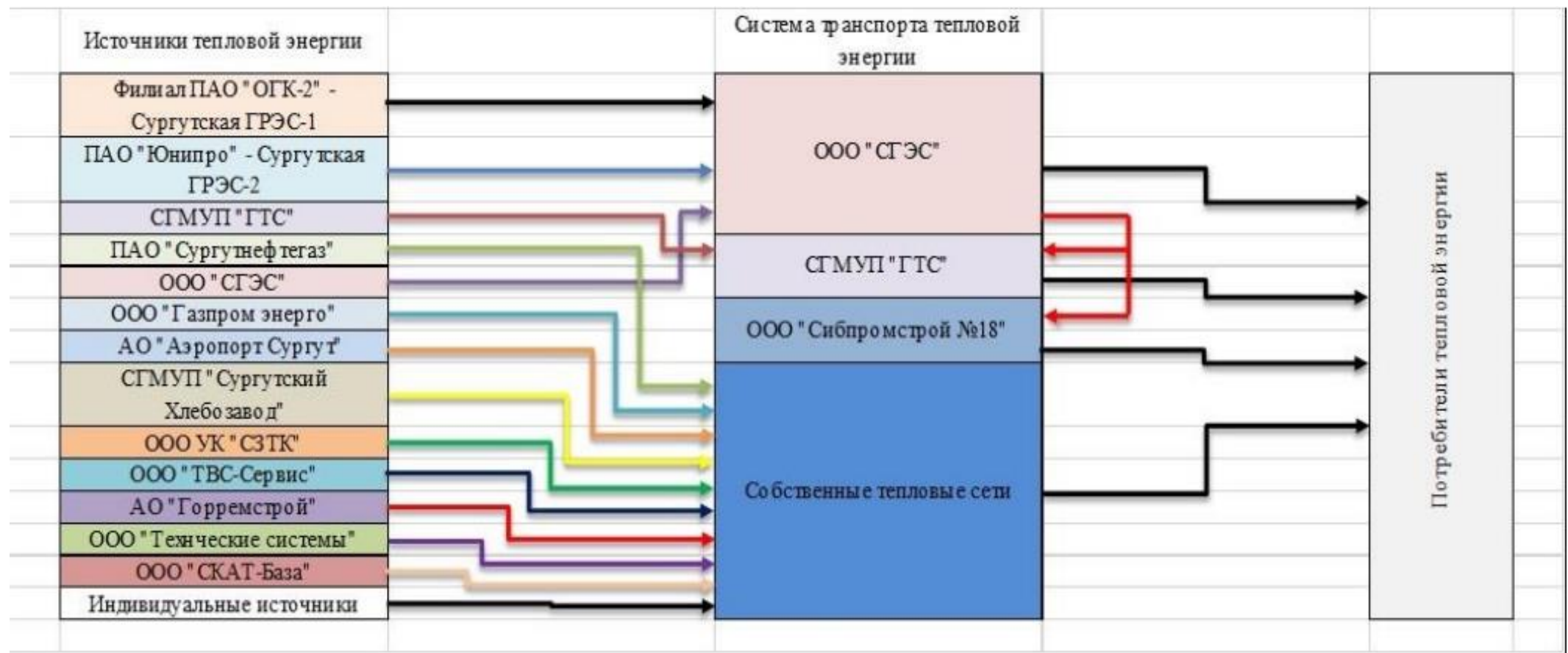


Рисунок 1.1 – Функциональная структура теплоснабжения города (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями)

#### **1.4. Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны действия ЕТО**

В состав реестра ЕТО утвержденной версии не вошли системы теплоснабжения от котельных:

- ООО «ТехСтрой» (принято решение образовать новую ЕТО);
- №4 ПАО «Сургутнефтегаз» (принято решение включить систему теплоснабжения в состав ЕТО №3).

#### **1.5. Зоны действия производственных котельных**

Помимо источников централизованного теплоснабжения ТСО в Сургуте имеется 104 индивидуальных котельных, которые не снабжают тепловой энергией сторонних потребителей. Совокупный теплоотпуск данных котельных находится на уровне 270,5 тыс. Гкал, что составляет порядка 6% от отпуска всех источников теплоснабжения города, а совокупная договорная тепловая нагрузка – 88,1 Гкал/ч (также 6% - соответственно). Индивидуальные котельные территориально расположены во всех районах города. Наибольшее количество индивидуальных котельных расположено в Северном промышленном и Северо-Восточном жилом районах.

#### **1.6. Зоны действия индивидуального теплоснабжения**

Индивидуальные жилые дома расположены во многих районах города. Такие здания (одно-, двухэтажные, в основном деревянные), как правило, не присоединены к системе централизованного теплоснабжения. В настоящее время для их теплоснабжения применяются индивидуальные теплогенераторы (ИТГ) – отопительные печи, газовые котлы. Кроме индивидуальных жилых домов индивидуальное теплоснабжение, в том числе электроотопление, применяется в некоторых многоквартирных домах. В целом по городу от ИТГ обеспечивается тепловая нагрузка в размере 11,2 Гкал/ч или около 0,7% от суммарной тепловой нагрузки в городе. В многоквартирных жилых домах от ИТГ обеспечивается нагрузка отопления и горячего водоснабжения. Тепловая нагрузка таких домов, расположенных в Центральном, Северо-Восточном и Восточном жилых районах, составила 6,3 Гкал/ч или 0,4% от суммарной тепловой нагрузки в городе. Тепловая нагрузка потребителей города, обеспечиваемая индивидуальными теплогенераторами по районам, представлена в таблице ниже.

**Таблица 1.4 - Тепловая нагрузка потребителей, обеспечиваемая от ИТГ**

Наименование	Тепловая нагрузка потребителей ИТГ, Гкал/ч		
	отопление	ГВС	всего
Центральный жилой район, всего,	2,36	0,26	2,63
в т.ч.:			
многоквартирные дома	1,74	0,26	2,01
жилые дома	0,62	-	0,62
Северный промышленный район, всего,	0,13	-	0,13
в т.ч.:			
жилые дома	0,13	-	0,13
Северо-Восточный жилой район, всего,	2,11	0,32	2,43
в т.ч.:			
многоквартирные дома	1,99	0,32	2,31
жилые дома	0,12	-	0,12
Восточный жилой район, всего,	3,53	0,27	3,80
в т.ч.:			
многоквартирные дома	1,69	0,27	1,96
жилые дома	1,84	-	1,84
Восточный промышленный район, всего,	0,21	-	0,21
в т.ч.:			
жилые дома	0,21	-	0,21
Западный жилой район, всего,	0,84	-	0,84
в т.ч.:			
жилые дома	0,84	-	0,84
Южный район, всего,	0,18	-	0,18
в т.ч.:			
жилые дома	0,18	-	0,18
Поселки, всего,	1,02	-	1,02
в т.ч.:			
жилые дома	1,02	-	1,02
Всего по городу,	10,38	0,86	11,23
в т.ч.:			



**1.7. Объекты теплоснабжения, находящиеся в государственной или муниципальной собственности и которые переданы ЕТО на основании договора аренды, договора безвозмездного пользования, договора доверительного управления имуществом, иных договоров, предусматривающих переход прав владения и (или) пользования в отношении государственного или муниципального имущества и (или) концессионного соглашения**

В таблице ниже представлен перечень теплоснабжающих организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, с долей государственного и/или муниципального участия.



**Таблица 1.5 - Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций с долей государственного или муниципального участия на 2023 год**

№ п/п	ИНН	КПП	Наименование ЮЛ	Организационно- правовая форма	Вид деятельности организации	Наличие статуса ЕТО	Наличие нерегулируемых видов деятельности	Государственное и (или) муниципальное участие в ЮЛ	
1	8602017038	860201001	СГМУП «ГТС»	Муниципальное унитарное предприятие	Производство, передача тепловой энергии, сбыт	Да	Нет	100%	Муниципальное

## **2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

### **2.1. Источники комбинированной выработки**

#### **2.1.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

За период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения, в составе оборудования источников комбинированной выработки изменения не зафиксированы.

#### **2.1.2. Структура и технические характеристики основного оборудования**

##### **2.1.2.1. СГРЭС-1**

Изменения в составе оборудования за период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения, не произошли. На 01.01.2023 г. в состав СГРЭС-1 входят 16 турбоагрегатов с установленной мощностью 3333 МВт и 16 энергетических котлоагрегатов с производительностью 10720 т/ч.

Используемый вид топлива на электростанции – природный газ. Резервное топливо – природный газ.

Состав основного оборудования СГРЭС-1 представлен в таблицах ниже.

**Таблица 2.1 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов СГРЭС-1**

Турбоагрегат	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
К-200-130-3	1	ЛМЗ	1972	215	-	-	-	130	540
К-200-130-3	2	ЛМЗ	1973	215	-	-	-	130	540
К-200-130-3	3	ЛМЗ	1973	215	-	-	-	130	540
К-200-130-3	4	ЛМЗ	1974	215	20	20	-	130	540
К-200-130-3	5	ЛМЗ	1975	215	20	20	-	130	540
К-200-130-3	6	ЛМЗ	1975	215	20	20	-	130	540
К-200-130-3	7	ЛМЗ	1977	215	20	20	-	130	540
К-200-130-3	8	ЛМЗ	1978	215	20	20	-	130	540
К-200-130-3	9	ЛМЗ	1978	215	20	20	-	130	540
К-210-130-3	10	ЛМЗ	1979	215	20	20	-	130	540
К-210-130-3	11	ЛМЗ	1979	215	20	20	-	130	540
Т-178/210-130	12	ЛМЗ	1980	178	183	183	-	130	540
К-210-130-3	13	ЛМЗ	1981	215	20	20	-	130	540
Т-180/210-130	14	ЛМЗ	1982	180	260	260	-	130	540
Т-180/210-130	15	ЛМЗ	1982	180	260	260	-	130	540
К-210-130-3	16	ЛМЗ	1983	215	20	20	-	130	540
<b>ИТОГО</b>				<b>3333</b>	<b>903</b>	<b>903</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

**Таблица 2.2 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов СГРЭС-1**

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С	основное	резервное
ТГМ-104	1	1972	670	140	545	газ	газ
ТГМ-104	2	1973	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	3	1973	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	4	1974	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	5	1975	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	6	1975	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	7	1977	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	8	1978	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	9	1978	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	10	1979	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	11	1979	670	140	545	газ	газ

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С	основное	резервное
ТГ-104	12	1980	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	13	1981	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	13	1982	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	15	1982	670	140	545	газ	газ
ТГ-104	16	1983	670	140	545	газ	газ
<b>ИТОГО</b>			<b>10720</b>	-	-	-	-

В составе оборудования филиала отсутствуют ПВК и РОУ, используемые в схеме отпуска тепла потребителям.

#### **2.1.2.2. СГРЭС-2**

Изменения в составе оборудования за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не произошли. На 01.01.2023 г. в состав СГРЭС-2 входят 8 турбоагрегатов с установленной мощностью 5150 МВт и 8 энергетических котлоагрегатов с производительностью 16669 т/ч.

Состав основного оборудования СГРЭС-2 представлен в таблицах ниже.

**Таблица 2.3 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов СГРЭС-2**

Турбоагрегат	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
К-810-240-5	1	ЛМЗ	1985	810	-	-	-	240	540
К-810-240-5	2	ЛМЗ	1985	810	-	-	-	240	540
К-810-240-5	3	ЛМЗ	1986	810	-	-	-	240	540
К-810-240-5	4	ЛМЗ	1987	810	-	-	-	240	540
К-810-240-5	5	ЛМЗ	1987	810	-	-	-	240	540
К-810-240-5	6	ЛМЗ	1988	810	-	-	-	240	540
D-10 (ПТ-130)	7	GE	2011	145	-	-	-	97	552
D-10 (ПТ-130)	8	GE	2011	145	-	-	-	97	552
<b>ИТОГО</b>				<b>5150</b>	-	-	-	-	-

**Таблица 2.4 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов СГРЭС-2**

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С	основное	резервное
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1	1985	2650	245	545	газ	газ
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	2	1985	2650	245	545	газ	газ
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	3	1986	2650	245	545	газ	газ
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	4	1985	2650	245	545	газ	газ
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	5	1985	2650	245	545	газ	газ
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	6	1986	2650	245	545	газ	газ
Котел-утилизатор (HRSG) паровой, трехбарабанный водотрубный	7	2011	385	99	556	выхлопные газы	выхлопные газы
Котел-утилизатор (HRSG) паровой, трехбарабанный водотрубный	8	2011	385	99	556	выхлопные газы	выхлопные газы
<b>ИТОГО</b>			<b>16669</b>	-	-	-	-

В составе оборудования филиала отсутствуют ПВК и РОУ, используемые в схеме отпуска тепла потребителям.

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

В разделе 2.1.2 подробно рассмотрена структура основного теплогенерирующего оборудования источников комбинированной выработки и котельных, расположенных на территории города.

В таблицах ниже представлены сведения об установленной и располагаемой электрической, а также установленной тепловой мощности, в том числе теплофикационных отборов турбин СГРЭС.

**Таблица 2.5 – Таблица ПЗ.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность СГРЭС-1**

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2018	3278,9	3278,9	903,0	703,0
2019	3333,0	3294,9	903,0	703,0
2020	3333,0	3294,9	903,0	703,0
2021	3333,0	3294,9	903,0	703,0
2022	3333,0	3294,9	903,0	703,0

**Таблица 2.6 – Таблица ПЗ.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность СГРЭС-2**

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2018	4860,0	4860,0	840,0	-
2019	4860,0	4860,0	840,0	-
2020	4860,0	4860,0	840,0	-
2021	4860,0	4860,0	840,0	-
2022	4860,0	4860,0	840,0	-

### 2.1.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 г. №276) вводит следующие понятия:

*«Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения*

собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии;

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

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

Расчетное потребление тепловой мощности по источникам комбинированной выработки на территории города Сургута и соответствующая тепловая мощность нетто для СГРЭС представлены в таблицах.

**Таблица 2.7 – Таблица ПЗ.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» СГРЭС-1**

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
	турбо агрегатов	прочее	всего				
2018	903,0	-	903,0	-	903,0	17,1	885,9
2019	903,0	-	903,0	-	903,0	15,2	887,8
2020	903,0	-	903,0	-	903,0	13,2	889,8
2021	903,0	-	903,0	-	903,0	18,4	884,6
2022	903,0	-	903,0	-	903,0	24,3	878,7

**Таблица 2.8 – Таблица ПЗ.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» СГРЭС-2**

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
	турбо агрегатов	прочее	всего				
2018	-	840	840	-	840	337	503
2019	-	840	840	-	840	337	503
2020	-	840	840	-	840	337	503
2021	-	840	840	-	840	337	503
2022	-	840	840	-	840	337	503



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

Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин и энергетических котлов СГРЭС представлен в таблицах ниже.

**Таблица 2.9 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов СГРЭС-1 в 2022 году**

Ст. N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2022 года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМ-104	1972	200 000	364 837	1998	380 000	5	2023
2	ТГМ-104	1973	200 000	375 336	2000	384 027	5	2023
3	ТГ-104	1973	200 000	373 844	1998	409 272	6	2026
4	ТГ-104	1974	200 000	367 364	2000	386 000	5	2026
5	ТГ-104	1975	200 000	345 009	2001	370 454	6	2027
6	ТГ-104	1975	200 000	339 656	2001	360 000	5	2023
7	ТГ-104	1977	200 000	331 805	2004	352 000	3	2026
8	ТГ-104	1978	200 000	317 761	2005	350 000	4	2025
9	ТГ-104	1978	200 000	318 370	2005	329 688	3	2024
10	ТГ-104	1979	200 000	310 612	2006	344 387	4	2027
11	ТГ-104	1979	200 000	300 486	2007	322 000	4	2025
12	ТГ-104	1980	200 000	302 173	2007	346 181	3	2027
13	ТГ-104	1981	200 000	292 741	2008	305 000	4	2025
14	ТГ-104	1982	200 000	291 983	2009	325 087	4	2026
15	ТГ-104	1982	200 000	298 095	2009	346 905	4	2029
16	ТГ-104	1983	200 000	284 519	2010	300 000	3	2025

**Таблица 2.10 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин СГРЭС-1 в 2022 году**

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.23, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	К-200-130-3	1972	220 000	364 837	2000	5	6	377 954	3	2024
2	К-200-130-3	1973	220 000	375 336	2002	6	7	384 027	4	2024
3	К-200-130-3	1973	220 000	373 844	2001	8	10	409 272	5	2027
4	К-200-130-3	1974	220 000	367 364	2002	5	7	386 000	4	2026
5	К-200-130-3	1975	220 000	345 009	2004	6	6	370 454	3	2027
6	К-200-130-3	1975	220 000	339 656	2004	4	4	350 000	4	2023
7	К-200-130-3	1977	220 000	331 805	2006	7	7	352 000	3	2026
8	К-200-130-3	1978	220 000	317 761	2007	6	9	330 748	3	2024
9	К-200-130-3	1978	220 000	318 370	2007	6	6	329 688	3	2024

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.23, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
10	К-210-130-3	1979	220 000	310 612	2009	4	4	344 387	3	2027
11	К-210-130-3	1979	220 000	300 486	2010	7	10	316 988	2	2024
12	Т-178/210-130	1980	220 000	302 173	2010	8	10	346 181	2	2027
13	К-210-130-3	1981	220 000	292 741	2011	8	10	334 393	3	2027
14	Т-180/210-130	1982	220 000	291 983	2012	4	4	325 087	3	2027
15	Т-180/210-130	1982	220 000	298 095	2011	6	6	346 905	3	2029
16	К-210-130-3	1983	220 000	284 519	2012	6	6	291 462	2	2024

**Таблица 2.11 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов СГРЭС-2 в 2022 году**

Ст. N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2022 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1985	350 640	250 366	2043	220 000	-	2024
2	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1985	350 640	248 492	2043	220 000	-	2026
3	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1986	350 640	244 896	2044	220 000	-	2021
4	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1985	350 640	246 278	2042	220 000	-	2020
5	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1985	350 640	243 278	2042	220 000	-	2024
6	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1986	350 640	241 392	2028	220 000	-	2021
7	Котел-утилизатор (HRSG) паровой, трехбарабанный водотрубный	2011	200 000	80 500	2038	-	-	-
8	Котел-утилизатор (HRSG) паровой, трехбарабанный водотрубный	2011	200 000	85 778	2038	-	-	-

**Таблица 2.12 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин СГРЭС-2 в 2022 году**

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.23, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	K-810-240-5	1985	100 000	250 366	-	-	396	200 000	5	2052
2	K-810-240-5	1985	100 000	248 492	2000	198	357	288 338	5	2029
3	K-810-240-5	1986	100 000	244 896	2001	198	359	262 548	4	2026
4	K-810-240-5	1987	100 000	246 278	2001	189	327	263000	4	2026
5	K-810-240-5	1987	100 000	243 278	2001	152	271	267 922	4	2026
6	K-810-240-5	1988	100 000	241 392	2002	155	273	263 196	4	2026
7	D-10 (ПТ-130)	2011	200 000	80 500	2035	-	-	-	0	-
8	D-10 (ПТ-130)	2011	200 000	85 778	2035	-	-	-	0	-

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

### 2.1.7.1. СГРЭС-1

Выдачу тепловой мощности СГРЭС-1 осуществляет от теплофикационных блоков ст. №№ 12, 14, 15.

Энергоблок № 12 оснащен одним подогревателем ПСГ-4600-3,5-12-2. Энергоблок ст. № 14 оснащен двумя подогревателями ПСГ-5000-3,5-8 и одним подогревателем ПСВ-90-7-15, включенным параллельно двум предыдущим. Блок ст. № 15 идентичен блоку ст. № 14.

Перед подогревателями установлено 7 сетевых насосов 6-СЭ-2500-60 и 1-СЭ-1250-70, после подогревателей – 6 повысительных сетевых насосов СЭ-2500-180.

Восполнение потерь теплоносителя в тепловых сетях потребителей в пределах нормативной утечки производится насосами подпитки теплосети, сверх нормативной (аварийная подпитка) – через регулятор насосами осветленной воды.

В схеме теплоснабжения города предусмотрена подача тепловой мощности по резервному тепловыводу от СГРЭС-2. Однако в настоящее время схема резервирования не работоспособна, так как не испытана и её использование не регламентировано какими-либо документами.

Отпуск тепловой энергии от теплофикационных установок СГРЭС-1 производится по тепловому выводу 2Ду 1200 мм.

В таблицах ниже представлены краткие технические характеристики теплофикационных установок, теплообменного и насосного оборудования.

**Таблица 2.13 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок СГРЭС-1 в 2022 году**

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1	4	ПСВ-200-7-15 - основной бойлер. ПСВ-90-70-15 - пиковый бойлер.	Саратовский завод тяжелого машиностроения	1974
2	5			1975
3	6			1975
4	7			1977
5	8			1978
6	9			1978
7	10			1979
8	11			1979
9	13			1981
10	16			1983
11	12	ПСГ-4600-0,75-1,2-2 - горизонтальный сетевой подогреватель	ЛМЗ	1980

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
12	14	ПСГ-5000-0,35-8 - горизонтальный сетевой подогреватель (ПСГ-1 и ПСГ-2)	ЛМЗ	1982
13	15	ПСГ-5000-0,35-8 - горизонтальный сетевой подогреватель (ПСГ-1 и ПСГ-2)	ЛМЗ	1982

**Таблица 2.14 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников теплофикационных установок СГРЭС-1 за 2022 год**

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
ПСВ-200-7-15 - основной бойлер. ПСВ-90-70-15 - пиковый бойлер.	20	400/175 (т/ч)
ПСГ-4600-0,75-1,2-2 - горизонтальный сетевой подогреватель	183	8000
ПСГ-5000-0,35-8 - горизонтальный сетевой подогреватель (ПСГ-1 и ПСГ-2)	260	7200

**Таблица 2.15 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов СГРЭС-1 за 2022 год**

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Насос сетевой зимний	СЭ-2500-180	2500	180	1380	6
Насос сетевой летний	СЭ-2500-60	2500	60	422	6
Насос сетевой летний	СЭ-1250-70-11	1250	70	255	1
Сетевой насос бойлеров	СЭ-500-70-16	500	70	160	8

На рисунке ниже приведена принципиальная тепловая схема СГРЭС-1.

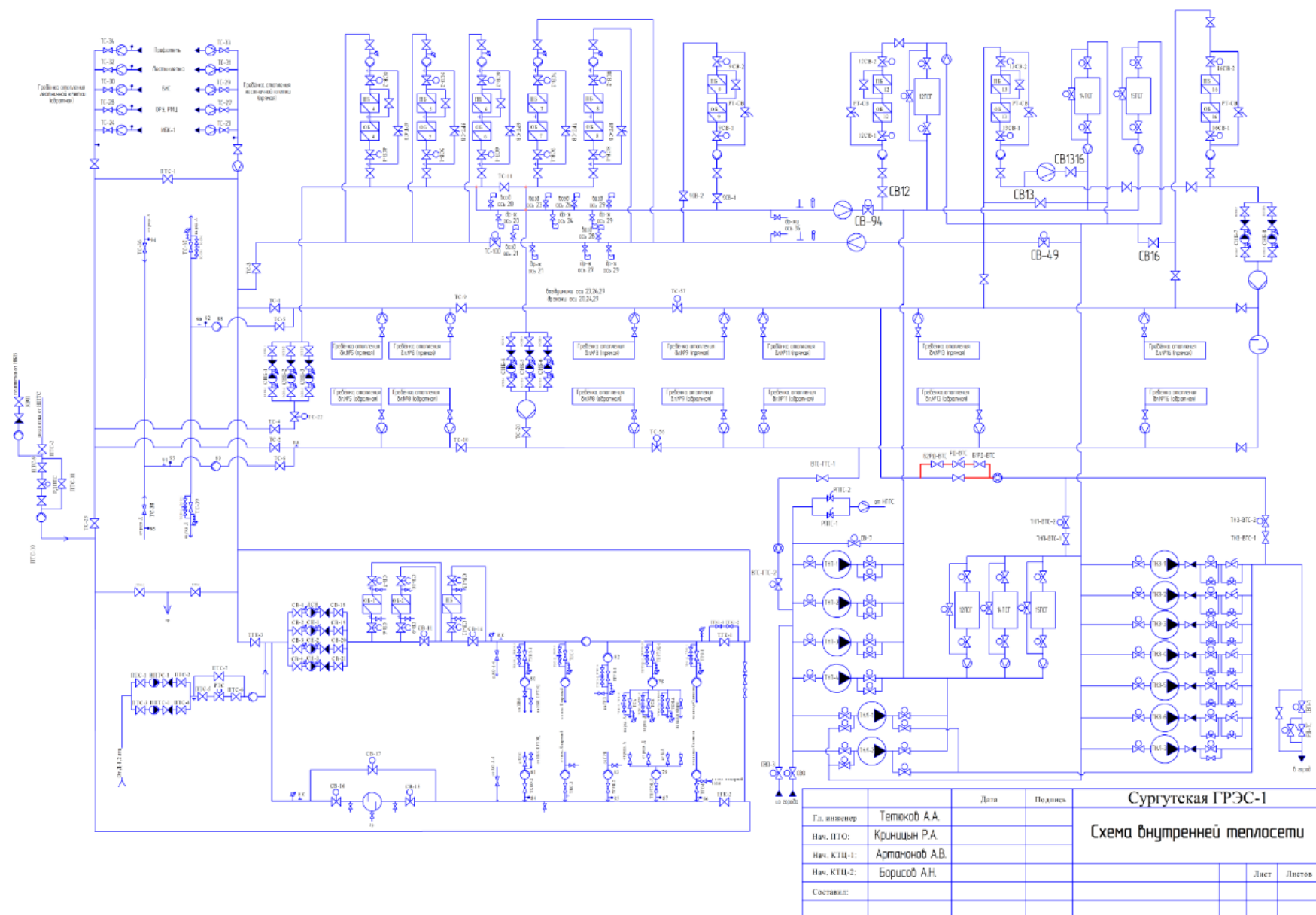


Рисунок 2.1 - Принципиальная тепловая схема СГРЭС-1

### **2.1.7.2. СГРЭС-2**

Выдачу тепловой мощности СГРЭС-2 осуществляет от отборов паросиловых блоков ст. № 1-6. На каждом энергоблоке ст. № 1-6 имеется бойлерная установка мощностью 140 Гкал/ч, которая включает в себя два основных сетевых подогревателя типа ПСВ-500-3-23 и один пиковый - типа ПСВ-500-14-23-1.

Выдача тепловой энергии внешним потребителям осуществляется следующим образом:

- по двум тепловыводам Ду 800 мм с последующим присоединением к магистральной сети 2 Ду 1000мм «СГРЭС-2 - ВЖР» для теплоснабжения Восточного жилого района города;
- по тепловыводу Ду 800 мм тепломагистраль «СГРЭС-2 - Промзона» для теплоснабжения промышленного района города.

В таблицах ниже представлены краткие технические характеристики теплофикационных установок, теплообменного и насосного оборудования.

На рисунке ниже приведена принципиальная тепловая схема СГРЭС-2.



**Таблица 2.16 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок СГРЭС-2 в 2022 году**

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1		ПСВ-500-3-23 (12 шт)		
2		ПСВ-500-14-23-1 (6 шт)		

**Таблица 2.17 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников теплофикационных установок СГРЭС-2 за 2022 год**

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
ПСВ-500-3-23 (12 шт)	43,75	875
ПСВ-500-14-23-1 (6 шт)	52,5	1750

**Таблица 2.18 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов СГРЭС за 2022 год**

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
СН (сетевой насос первого подъема)	СЭ-2500-60	2500	60	500	7
ПСН (повысительный сетевой насос второго подъема Промзоны)	СЭ-1250-45	1250	45	250	5
ПСН (повысительный сетевой насос второго подъема ВЖР)	СЭ-1250-140	1250	140	630	8

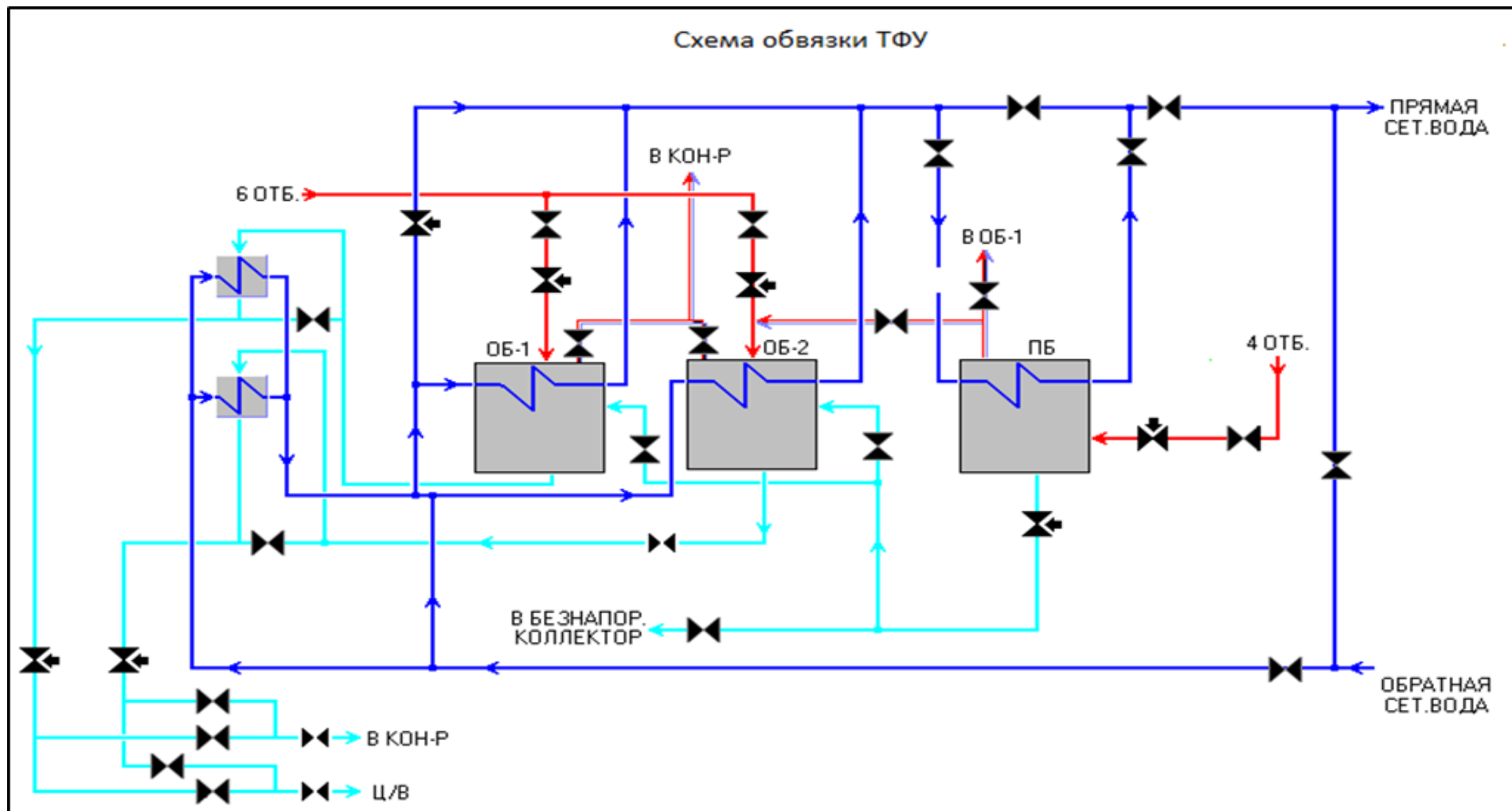


Рисунок 2.2 - Принципиальная тепловая схема СГРЭС-2

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

Регулирование отпуска тепловой энергии с СГРЭС-1 производится согласно диспетчерского графика в соответствии с «Инструкцией по гидравлическому и температурному режимам системы централизованного теплоснабжения г. Сургута от теплоисточника СГРЭС-1 по тепломагистралям «СГРЭС-1-ПКТС» и «СГРЭС-1 - ВЖР», согласованный с СГМУП «ГТС».

В инструкции определены режимы работы тепловых сетей в различные периоды года: отопительный, летний и переходный.

Регулирование отпуска тепла осуществляется качественно-количественным способом.

Регулирование отпуска теплоты от СГРЭС-1 производится по отопительному температурному графику 150-70°C с верхней срезкой на 112°C и двумя нижними срезками на 82°C и 75°C. Максимальная температура для верхней срезки равная 112°C обусловлена конструктивными особенностями горизонтального подогревателя типа ПСГ-5000-3,5-8-1 с параметрами  $R_{\text{пара рабочее}} = 3,0 \text{ кгс/см}^2 \text{ (абс.)}$  и  $T_{\text{макс.на выходе}} = 115^\circ\text{C}$ .

Подогрев сетевой воды, при температурах наружного воздуха ниже минус 23 С, производится в пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС) ООО «СГЭС»

Обоснованность выбранного температурного графика с нижней срезкой на 82°C подтверждается проведенными в феврале - марте 2017 года испытаниями по определению максимальной пропускной способности тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС до выхода из коллекторных №1 и №2, а также тепломагистрали

«СГРЭС-2 – Восточный жилой район» и внутреннего тракта сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС-1, которые наглядно продемонстрировали, что понижение температуры теплоносителя  $T_1$  СГРЭС-1 и  $T_1$  СГРЭС-2 менее 82°C на выходе с СГРЭС-1 и СГРЭС-2 в диапазоне температур наружного воздуха  $T_{\text{н.в.}} = - 7,66...0,0^\circ\text{C}$  недопустимо, т.к. это однозначно приводит к полному «обвалу» гидравлического режима тепломагистралей и СЦТ Центрального жилого района и Восточного жилого района города Сургута и превышению давлений  $P_4$  в обратных трубопроводах местных отопительных систем более максимально допустимого по условиям механической прочности отопительных приборов ( $P_{4\_макс} \leq 6,0 \text{ кгс/см}^2$ ) у значительной части потребителей. Однако, вынужденная корректировка температурного графика центрального качественного

регулирования СГРЭС-1 и СГРЭС-2 с  $75^{\circ}\text{C}$  до  $82^{\circ}\text{C}$  (соответствует тн.в. - минус  $7,66^{\circ}\text{C}$ ), что приводит к «перетопу» потребителей, подключенных через элеваторные узлы.

Для Восточного жилого района регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом. По тепломагистрали «СГРЭС-2-Промзона» регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом. Для осуществления количественного регулирования шесть сетевых насосов оснащены гидромучами. Системы теплоснабжения, подключенные к тепловым сетям СГРЭС-2, проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Проектный температурный график  $150/70^{\circ}\text{C}$  выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 80-х годах прошлого века и действует до настоящего времени. На этот график выполнены проекты

тепловых сетей и наладка зависимых систем отопления.

В настоящее время отпуск тепла осуществляется по температурному графику  $150/70^{\circ}\text{C}$  с вынужденной верхней срезкой по температуре теплоносителя в подающем трубопроводе на уровне  $142^{\circ}\text{C}$ .

Максимальное значение температуры в подающем трубопроводе  $142^{\circ}\text{C}$  обусловлено неравномерностью распределения сетевой воды между бойлерными установками, а также из условия невоскипания теплоносителя в верхних точках тепломагистрали при более высоких температурах. В летний период температура в подающем трубопроводе составляет  $75^{\circ}\text{C}$ . Данная температура также является нижней срезкой температурного графика.

Регулирование отпуска тепловой энергии на СГРЭС-2 производится согласно диспетчерского графика в соответствии с «Инструкцией по гидравлическому и температурному режимам системы централизованного теплоснабжения г. Сургута от теплоисточника СГРЭС-2 по тепломагистралям «СГРЭС-2 - ВЖР» и «СГРЭС-2 - промзона», согласованной с СГМУП «ГТС».

В инструкции определены режимы работы тепловых сетей в различные периоды года: отопительный, летний и переходный.

Температурные графики отпуска тепловой энергии СГРЭС приведены на рисунке ниже.

**Таблица 2.19 – Утвержденный температурный график СГРЭС-1 и СГРЭС-2**

Температура наружного воздуха, $t_{\text{нв}}$ , °C	Температура сетевой воды, °C			
	СГРЭС-1		СГРЭС-2	
	T1	T2	T1	T2
8	75	37	75	43,4
7	75	37,7	75	43,2
6	75	38,4	75	43
5	75	39,1	75	42,8
4	75	39,8	75	42,6
3	75	40,4	75	42,4
2	75	41,1	75	42,2
1	75	41,7	75	42
0	82	42,4	82	41,8
-1	82	43	82	42,1
-2	82	43,6	82	42,8
-3	82	44,2	82	43,6
-3,82	82	44,7	-	-
-4	82	45,4	82	44,4
-5	82	46	82	45,2
-6	82	46,6	82	45,9
-7	82	47,1	82	46,7
-7,23	82	47,3	-	-
-8	83,6	47,9	83,6	47,4
-9	85,6	48,6	85,6	48,2
-10	87,6	49,3	87,6	48,9
-11	89,6	50,1	89,6	49,6
-12	91,7	50,8	91,7	50,4
-13	93,7	51,5	93,7	51,1
-14	95,7	52,2	95,7	51,8
-15	97,7	52,9	97,7	52,5
-16	99,9	53,6	99,7	53,2
-17	101,6	54,3	101,6	53,9
-18	103,6	55	103,6	54,6
-19	105,6	55,7	105,6	55,3
-20	107,6	56,4	107,6	56
-21	109,5	57	109,5	56,6
-22	111,5	57,7	111,5	57,3
-23	112	58,4	113,5	58
-24	112	59,1	115,4	58,6
-25	112	59,5	117,4	59,3
-26	112	60	119,3	59,9
-27	112	60,5	121,2	60,6
-28	112	61	123,2	61,3
-29	112	61,5	125,1	61,9
-30	112	61,9	127,1	62,5
-31	112	62,4	129	63,2
-32	112	62,9	130,9	63,8
-33	112	63,4	132,8	64,4
-34	112	63,9	134,8	65,1
-35	112	64,3	136,7	65,7
-36	112	64,8	138,6	66,3
-37	112	65,3	140,5	66,9
-38	112	65,8	142	67,6
-39	112	66,3	142	68,2
-40	112	66,7	142	68,8
-41	112	67,2	142	69,4
-42	112	67,7	142	70

### 2.1.9. Среднегодовая загрузка оборудования

В таблице ниже приведены данные о структуре фактической выработке электрической и тепловой энергии от ГРЭС г. Сургута за период 2018-2022 гг. На протяжении периода резких изменений значений КИУ не было.

**Таблица 2.20 – Таблица П6.1. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности СГРЭС-1**

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2018	24,37	64,90
2019	22,42	63,88
2020	21,00	54,63
2021	24,03	56,46
2022	22,14	57,78

**Таблица 2.21 – Таблица П6.1. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности СГРЭС-2**

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2018	13,13	59,09
2019	12,41	56,33
2020	10,97	50,85
2021	12,89	53,47
2022	11,87	58,18

### 2.1.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

#### СГРЭС-1

Коммерческий учет тепловой энергии, отпускаемой внешним потребителям, осуществляется с помощью узла учёта тепловой энергии, состоящего из комплекса приборов и устройств, обеспечивающих учет тепловой энергии, контроль и регистрацию параметров теплоносителя, расположенном на расстоянии 200 м от границы балансовой принадлежности. Конструктивно он представляет собой набор модулей, которые врезаются в трубопроводы.

Узел учета тепловой энергии включает в себя:

- тепловычислитель СПТ-961.2;
- счетчики ультразвуковые ДРК-4 (на трубопроводах прямой и обратной сетевой воды) Класс точности +-2%;
- преобразователи давления Сапфир 22М-ДИ, Метран-100-ДИ (на трубопроводах прямой и обратной сетевой воды);
- преобразователи температуры КТСПР001;
- приборы регистрации температуры и давления.

## СГРЭС-2

Для учета тепловой энергии, поступающей в систему централизованного теплоснабжения города и теплосеть Промзоны, установлены на границах балансовой принадлежности в полном соответствии с требованиями «Правил коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», утвержденных постановлением Правительства от 18.11.2013г. №1034, узлы учета тепловой энергии и контроля параметров теплоносителя, включающие в себя:

Теплосчетчик «Взлёт» ТСП-043 в составе:

-измерительные участки ИУ-082, Ду1000, приварной, Ру 2,5 Мпа и Ду500, приварной, Ру 2,5 Мпа

-ультразвуковые расходомеры-счетчики ВЗЛЕТ МР исп. УРСВ-544ц (модуль универсальных выходов 4-х канальный, количество контролируемых трубопроводов -1 в составе с преобразователями электроакустическими, врезными Z - схема установки «по хордам»).

Класс точности  $\pm 1\%$ .

-комплекты термопреобразователей сопротивления КТСП -1088/1 ООО НПП «Элемер», диапазон измеряемых разностей температур от 3 до 1800С, НСХ Pt500/0,00385;

-датчики давления СДВ-ВТ2-И-2,5-4-20мА АО «НПК ВИП».

Также автоматизированной системой контроля и учета (АС-КУТ) на базе приборов серии ТЭКОН-20 производства ЗАО «ИВП КРЕИТ», г. Екатеринбург осуществляется контрольный учет параметров теплоносителя и количества отпускаемой тепловой энергии.

### 2.1.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

За период 2018 – 2022 гг. в г. Сургуте в системе источников тепловой энергии отказов в работе оборудования, влияющих на надежность теплоснабжения потребителей, не происходило.

Технологические нарушения, произошедшие на электростанциях за рассматриваемый период, не приводили к ограничению отпуска тепловой энергии и снижению качества теплоносителя. После выяснения причин в сжатые сроки принимались меры для устранения нарушений и дальнейшее восстановление заданного режима.

**Таблица 2.22 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов СГРЭС-1 за 2022 год**

№ п.п.	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепла, тыс. Гкал
1	нет	-	-	-	0

**Таблица 2.23 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от СГРЭС-1 за 2018-2022 гг.**

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
2018	0	-	-
2019	0	-	-
2020	0	-	-
2021	0	-	-
2022	0	-	-

**Таблица 2.24 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов СГРЭС-2 за 2022 год**

№ п.п.	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепла, тыс. Гкал
1	нет	-	-	-	0

**Таблица 2.25 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от СГРЭС-2 за 2018-2022 гг.**

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
2018	0	-	-
2019	0	-	-
2020	0	-	-
2021	0	-	-
2022	0	-	-

#### **2.1.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии г. Сургута ни одной из теплоснабжающих организаций по состоянию на 2023 г. не выдавались.



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

СГРЭС-1 не относится к источникам тепловой энергии, отнесенным к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

В зимнее время СГРЭС-2 задействует минимум 4 энергоблока для поддержания температуры теплоносителя для обеспечения надежного теплоснабжения.

**2.1.14. Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике комбинированной выработки**

Описание и характеристики водоподготовительных установок Сургутских ГРЭС приведено в разделе 7.2.

**2.1.15. Описание проектного и установленного топливного режима источников комбинированной выработки**

В качестве проектного топлива на ГРЭС г. Сургута используется природный газ с теплотворной способностью  $Q_{г1} 7\,955 - 8\,080$  ккал/м<sup>3</sup>.

Калорийность природного газа изменяется в незначительных пределах, не более 1,5%, относительно паспортных значений поставщика.

Характеристики и расход природного газа по Сургутским ГРЭС представлен в таблицах ниже.

**Таблица 2.26 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на СГРЭС-1**

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{г1}$ , ккал/м <sup>3</sup>	Приход, тыс. м <sup>3</sup>	Расход на производство, тыс. м <sup>3</sup>	Расход на сторону, тыс. м <sup>3</sup>
2018	8059	5249538	5249538	-
2019	8067	5224097	5224097	-
2020	8019	4500243	4500243	-
2021	8013	4649831	4649831	-
2022	8036	4737124	4737124	-

**Таблица 2.27 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на СГРЭС-2**

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{нр}$ , ккал/м <sup>3</sup>	Приход, тыс. м <sup>3</sup>	Расход на производство, тыс. м <sup>3</sup>	Расход на сторону, тыс. м <sup>3</sup>
2018	8074	6658328	6654061	4267
2019	8087	6315623	6310203	5420
2020	8076	5722743	5715193	7551
2021	8084	6040872	6035756	5117
2022	8084	6544774	6536339	8435

#### **2.1.16. Характеристики и состояние золоотвалов**

Проектом Сургутских ГРЭС наличие золоотвалов не предусмотрено.

#### **2.1.17. Описание эксплуатационных показателей функционирования источников комбинированной выработки г. Сургута**

Эксплуатационные показатели СГРЭС-1 и СГРЭС-2 представлены в таблицах ниже.

**Таблица 2.28 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели СГРЭС-1**

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	18641,880	18652,078	15994,243	16483,801	16870,241
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	879,593	875,176	766,982	808,795	810,619
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	41,880	42,886	40,171	41,249	35,139
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	17762,287	17776,902	15227,260	15675,005	16059,622
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	1866,014	1725,984	1557,341	1771,557	1751,693
из производственных отборов;	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	1866,014	1725,984	1557,341	1771,557	1716,302
из отборов противоаварийного	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из конденсаторов	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из ПВК, и прочих	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	35,391
из РОУ	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	2016,00	2017,00	2013,00	2006,00	2008,00
Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям ТЭЦ, за актуализируемый период, в том числе:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
с сетевой водой	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
с паром	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	37582,030	37621,242	32196,410	33066,504	33875,444
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	150,066	133,069	116,073	160,890	213,064
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	326,1	324,0	323,1	322,4	322,1
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	0,987	0,986	0,984	0,982	0,980
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч	1157,95	1099,91	1005,18	1117,49	1114,46
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	17483,93	17552,17	14989,06	15366,31	15755,78
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	-	-	-	-	-
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	326,11	323,95	323,09	322,44	322,11
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	201,95	187,96	187,88	199,63	188,59
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	334,10	332,18	331,85	331,08	331,22
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	134,64	151,33	151,09	151,56	151,50
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	6043,734	6020,108	5155,094	5322,673	5438,421

**Таблица 2.29 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели СГРЭС-2**

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	25155,449	23981,314	21708,220	22828,064	24830,640
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	661,861	626,228	583,034	601,182	644,143
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	12,132	12,548	11,313	11,313	12,983
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	24493,587	23355,085	21125,186	22226,883	24186,498
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	966,297	913,444	809,289	948,186	873,474
из производственных отборов;	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	966,297	913,444	809,289	948,186	873,474
из отборов противодавления	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из конденсаторов	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из ПВК, и прочих	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
нагрев в сетевых насосах	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	1867,77	1870,30	1876,90	1876,90	1877,83
Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям ТЭЦ, за актуализируемый период, в том числе:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
с сетевой водой	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
с паром	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	46984,589	44852,224	40744,223	40744,223	46627,721
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	219,907	175,952	159,455	162,851	191,070
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	306,9	305,7	305,8	306,6	306,2
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	-	-	-	-	-
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч	436,31	416,15	360,21	415,68	393,13
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	24719,14	23565,16	21348,01	22412,38	22412,38
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	-	-	-	-	-
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	306,85	305,69	305,85	306,59	306,18
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	162,12	161,59	161,39	161,43	160,57
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	309,31	308,14	305,85	306,42	308,44
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	165,05	164,63	164,27	164,41	164,03
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	7675,392	7289,799	6594,035	6970,444	7548,693

## **2.2. Котельные**

### **2.2.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

В проект добавлена котельная ООО "ТехСтрой". Из проекта исключена котельная №31 п. Медвежий угол.

### **2.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования**

Теплоснабжение потребителей города Сургута осуществляется от 5 групп источников тепловой энергии:

- источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (2 ГРЭС);
- котельные СГМУП «ГТС»;
- котельные ПАО «Сургутнефтегаз»;
- котельные ООО «СГЭС»;
- котельные ведомственных организаций.

**Таблица 2.30 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в 2022 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
<b>ЕТО №1-3</b>										
<b>Основное топливо - природный газ</b>										
2	Котельная ПКТС	КВ-ГМ-50М	1	1999	50,000	350,000	154,40	92,50	154,24	01.06.2022
		КВ-ГМ-50М	1	1982	50,000		154,17	92,66		01.06.2021
		КВ-ГМ-50М	1	1998	50,000		153,71	92,94		01.06.2022
		КВ-ГМ-100М	1	1998	100,000		152,70	93,50		01.06.2022
		КВ-ГМ-100М	1	1989	100,000		156,24	91,43		01.06.2021
4	Котельная №1	Buderus Logano S825M	1	2009	16,500	66,000	156,18	91,47	156,43	01.06.2021
		Buderus Logano S825M	1	2009	16,500		156,16	91,48		01.06.2021
		Buderus Logano S825M	1	2009	16,500		156,88	91,06		01.06.2021
		Buderus Logano S825M	1	2009	16,500		156,50	91,28		01.06.2021
5	Котельная №2	ПТВМ-30М	1	2008	30,000	90,000	155,41	91,92	155,84	01.06.2020
		ПТВМ-30М	1	2006	30,000		156,57	91,24		01.06.2021
		ПТВМ-30М	1	2006	30,000		155,55	91,84		01.06.2021
6	Котельная №3	ПТВМ-30М	1	2007	30,000	90,000	157,44	90,74	156,11	01.08.2019
		ПТВМ-30М	1	2007	30,000		155,41	91,92		01.07.2022
		ПТВМ-30М	1	2008	30,000		155,50	91,90		01.06.2020
7	Котельная №5	КВ-ГМ-1-115Н	1	2012	0,860	10,320	154,65	92,37	154,81	01.06.2022
		КВ-ГМ-1-115Н	1	2012	0,860		154,50	92,46		01.06.2022
		КВЖ-5-115-Г	1	2002	4,300		155,20	92,00		01.07.2021
		КВЖ-5-115-Г	1	2002	4,300		154,90	92,20		01.07.2021
8	Котельная №6	ВКГМ-4	1	1984	4,000	9,560	153,48	93,08	153,43	01.07.2021
		ВКГМ-4	1	1984	4,000		151,99	93,99		01.07.2021
		Vitoplex 100LS	1	2018	0,780		154,06	92,73		01.07.2021
		Vitoplex 100LS	1	2018	0,780		154,20	92,64		01.07.2021
9	Котельная №7	ВВД-1,8	1	1996	1,800	21,600	163,95	87,13	168,63	01.06.2022
		ВВД-1,8	1	1997	1,800		169,97	84,05		01.06.2022
		ВВД-1,8	1	1997	1,800		164,47	86,86		01.06.2022
		ВВД-1,8	1	1997	1,800		176,24	81,06		01.06.2022
		ВВД-1,8	1	1997	1,800		164,80	86,69		01.06.2022
		ВВД-1,8	1	1997	1,800		167,76	85,15		01.06.2022
		ВВД-1,8	1	1997	1,800		171,10	83,50		01.06.2022
		ВВД-1,8	1	1996	1,800		170,93	83,58		01.06.2022
		ВВД-1,8	1	1997	1,800		169,20	84,50		01.06.2022
		ВВД-1,8	1	1997	1,800		168,40	84,80		01.07.2021

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.  
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
10	Котельная №9	ВВД-1,8	1	1997	1,800	6,020	170,81	83,64	156,42	01.07.2021
		ВВД-1,8	1	1996	1,800		166,00	86,10		01.07.2021
		Термотехник ТТ100	1	2019	1,720		155,58	91,82		28.12.2021
		Термотехник ТТ100	1	2019	2,150		156,41	91,34		28.12.2021
		Термотехник ТТ100	1	2019	2,150		157,28	90,83		28.12.2021
11	Котельная №13	ДКВР 20/13	1	1979	12,000	24,000	150,00	95,20	149,70	01.07.2021
		ДКВР 20/13	1	1979	12,000		149,40	95,60		01.07.2021
12	Котельная №14	ПТВМ-30М	1	2007	30,000	90,000	157,59	90,65	158,00	01.08.2019
		ПТВМ-30М	1	2007	30,000		157,59	90,65		01.06.2022
		ПТВМ-30М	1	2014	30,000		158,90	89,90		01.06.2022
13	Котельная №21	Vitoplex 100 SX10125	1	2009	1,505	4,515	155,99	91,58	155,93	01.06.2022
		Vitoplex 100 SX10125	1	2009	1,505		156,13	91,50		01.06.2022
		Vitoplex 100 SX10125	1	2009	1,505		155,69	91,76		01.06.2022
14	Котельная №22 "Олимпия"	Ygnis FBG 2500	1	2005	2,150	6,450	156,22	91,45	156,37	28.12.2021
		Ygnis FBG 2500	1	2005	2,150		157,44	90,74		28.12.2021
		Ygnis FBG 2500	1	2005	2,150		155,45	91,90		28.12.2021
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	KCB-2,5	1	2011	2,150	5,160	153,67	92,97	156,04	28.12.2021
		KCB-2,5	1	2011	2,150		155,80	91,70		28.12.2021
		KCB-1,0	1	2011	0,860		158,65	90,04		28.12.2021
16	Котельная №24 "Нефтяник"	Vitomax 200	1	2010	2,750	5,500	155,53	91,85	155,57	28.12.2021
		Vitomax 200	1	2010	2,750		155,61	91,80		28.12.2021
18	Котельная №26 "Набережный"	Vitoplex 100 SX1	1	2008	0,620	1,240	158,50	90,10	159,60	01.07.2021
		Vitoplex 100 SX1	1	2008	0,620		160,70	88,90		01.07.2021
19	Котельная №27 "Набережный"	Vitoplex 100 SX1	1	2006	1,200	2,400	157,90	90,50	158,35	01.07.2021
		Vitoplex 100 SX1	1	2006	1,200		158,80	90,00		01.07.2021
20	Котельная №28 п. Юность	KB3Г-4,64	1	2004	4,000	16,000	158,90	89,90	158,27	01.07.2021
		KB3Г-4,64	1	2004	4,000		158,20	90,30		01.07.2021
		KB3Г-4,64	1	2006	4,000		158,10	90,40		01.07.2021
		KB3Г-4,64	1	2006	4,000		157,90	90,50		01.07.2021
21	Котельная №29 п. Тажный	Unicon 2,0	1	2000	1,720	5,160	155,27	92,01	155,27	01.07.2021
		Unicon 2,0	1	2000	1,720		154,89	92,23		01.07.2021
		Unicon 2,0	1	2000	1,720		155,67	91,77		01.07.2021
22	Котельная №30 п. Лунный	Vitoplex 100 PV1	1	2009	1,720	10,320	154,85	92,26	154,16	01.06.2022
		Vitoplex 100 PV1	1	2009	1,720		156,29	91,40		28.12.2021
		Vitoplex 100 PV1	1	2009	1,720		152,86	93,46		28.12.2021
		Vitoplex 100 PV1	1	2009	1,720		153,52	93,05		28.12.2021
		Vitoplex 100 PV1	1	2009	1,720		153,52	93,05		28.12.2021
		Vitoplex 100 PV1	1	2009	1,720		153,97	92,78		28.12.2021
23		Турботерм 1100	1	2003	0,950	1,900	161,30	87,90	162,05	01.07.2020

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.  
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
	Котельная №32 п. Снежный	Турботерм 1100	1	2003	0,950		162,80	87,70		01.07.2020
24	Котельная №33 п. Снежный	Турботерм 3150	1	2005	2,710	5,420	153,20	93,25	152,59	01.07.2021
		Турботерм 3150	1	2005	2,710		151,99	93,99		01.07.2021
25	Котельная №34 Крылова, 40	Vitoplex 100 SX1	1	2008	0,770	1,540	157,04	90,97	157,69	01.06.2022
		Vitoplex 100 SX1	1	2008	0,770		158,35	90,22		01.06.2022
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	Vitoplex 200 SX2	1	2011	0,600	1,976	-	91,40	-	-
		Vitoplex 200 SX2	1	2011	1,376		-	91,70		-
27	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	WESSE X-400	1	2002	0,344	1,376	155,12	92,00	155,70	10.02.2022
		WESSE X-400	1	2002	0,344		155,26	92,02		10.02.2022
		WESSE X-400	1	2002	0,344		155,25	92,00		10.02.2022
		WESSE X-400	1	2002	0,344		155,28	92,10		10.02.2022
28	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	KCB-2	1	2007	1,720	5,160	138,10	91,13	138,30	15.04.2022
		KCB-2	1	2007	1,720		138,50	91,13		15.04.2022
		KCB-2	1	2007	1,720		138,50	91,26		15.04.2022
29	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	KCB-3	1	2022	2,580	5,160	155,78	92,00	155,74	01.09.2022
		KCB-3	1	2022	2,580		155,69	92,00		01.09.2022
30	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	KCB-3	1	2008	2,580	10,320	161,90	88,30	162,30	01.09.2020
		KCB-3	1	2008	2,580		155,28	92,10		01.09.2020
		KCB-3	1	2008	2,580		159,60	89,50		01.09.2020
		KCB-3	1	2008	2,580		160,60	89,00		01.09.2020
31	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	KCB-2	1	2008	1,720	3,440	152,90	93,40	150,40	30.01.2020
		KCB-2	1	2008	1,720		153,60	93,00		30.01.2020
32	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	KCB-2,5	1	2009	2,150	4,300	157,30	90,80	158,60	15.03.2021
		KCB-2,5	1	2009	2,150		156,10	91,50		15.03.2021
33	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	KCB-2,5	1	2009	2,150	4,300	154,69	92,35	157,20	01.12.2021
		KCB-2,5	1	2009	2,150		155,54	91,85		01.12.2021
34	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	KCB-3,0	1	2016	2,580	7,740	155,50	91,90	155,80	01.07.2022
		KCB-3,0	1	2016	2,580		166,90	85,60		01.07.2022
		KCB-3,0	1	2016	2,580		155,27	92,01		01.07.2022
35	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	KB-8	1	2008	6,879	27,516	167,29	85,40	165,10	30.08.2020
		KB-8	1	2008	6,879		157,74	90,56		30.08.2020
		KB-8	1	2008	6,879		156,94	91,02		30.08.2020
		KB-8	1	2008	6,879		157,92	90,46		30.08.2020
36	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	KCB-5	1	2016	4,299	36,456	161,01	88,72	160,00	20.01.2022
		KCB-5	1	2016	4,299		157,30	90,80		20.01.2022
		KCB-5	1	2016	4,299		156,10	91,50		20.01.2022
		KCB-5	1	2016	4,299		152,90	93,40		20.01.2022



ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.  
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
		Логано	1	2008	9,630		158,60	89,70		20.01.2022
		Логано	1	2008	9,630		156,80	90,10		20.01.2022
37	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	KCB-2	1	2007	1,720	5,160	157,74	90,56	161,10	01.04.2022
		KCB-2	1	2007	1,720		156,10	91,52		01.04.2022
		KCB-2	1	2007	1,720		159,11	89,76		01.04.2022
38	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	VITOMAX-2,5	1	2012	2,150	7,740	155,41	91,93	157,80	10.12.2021
		VITOMAX-2,5	1	2012	2,150		157,74	90,56		10.12.2021
		VITOMAX-2,5	1	2012	2,150		156,94	91,02		10.12.2021
		VITOMAX-1,5	1	2012	1,290		156,10	91,52		10.12.2021
39	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	ASC-300	1	2013	0,258	1,290	161,48	88,47	161,50	22.01.2020
		ASC-300	1	2013	0,258		169,27	84,40		22.01.2020
		ASC-300	1	2013	0,258		156,70	91,16		22.01.2020
		ASC-300	1	2013	0,258		157,85	90,50		22.01.2020
		ASC-300	1	2013	0,258		156,94	91,02		22.01.2020
40	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	KCB-2,5	1	2009	2,150	4,300	156,11	91,51	158,90	20.01.2021
		KCB-2,5	1	2009	2,150		156,30	91,40		20.01.2021
41	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	ДЕ-4/14	1	2002	2,264	29,432	158,20	90,30	158,60	10.06.2020
		ДЕ-16/14	1	2002	9,056		157,74	90,56		10.06.2020
		ДЕ-16/14	1	2002	9,056		156,94	91,02		10.06.2020
		ДЕ-16/14	1	2002	9,056		155,80	91,70		10.06.2020
42	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	Booster BSS- 1000G	1	2020	0,645	1,290	162,57	87,87	161,50	05.12.2020
		Booster BSS- 1000G	1	2020	0,645		157,55	90,67		05.12.2020
43	Котельная К-45	Eurotherm- 17/150	1	2015	15,000	60,000	154,34	92,65	154,60	01.11.2022
		Eurotherm- 17/150	1	2015	15,000		155,05	92,73		01.11.2022
		Eurotherm- 17/150	1	2015	15,000		152,96	93,49		01.11.2022
		Eurotherm- 17/150	1	2015	15,000		156,03	91,65		01.11.2022
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	REX 95	1	2010	0,817	1,917	156,00	91,60	156,50	01.10.2022
		REX 130	1	2014	1,100		157,00	91,00		01.10.2022
Основное топливо - электроэнергия										
17	Котельная №25 п. Лесной	Эдисон	1	2019	0,210	0,840	-	98,00	-	-
		Эдисон	1	2019	0,210		-	98,00		-
		Эдисон	1	2019	0,210		-	98,00		-
		ИКН-250	1	2019	0,210		-	98,00		-
Итого по зоне ЕТО №1-3		-	141	-	1042,818	1042,818	-	-	-	-
ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»										
Основное топливо - природный газ										
45		ТТ-100	1	2014	4,299	38,691	155,93	91,63	153,27	01.12.2022

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.  
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощностью котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
	Котельная ООО "Газпром энерго"	ТТ-100	1	2014	4,299		154,50	92,43		01.12.2022
		ТТ-100	1	2013	4,299		155,30	92,00		01.12.2022
		ТТ-100 (выведен в консервацию)	1	2013	4,299		-	-		-
		ТТ-100	1	2013	4,299		154,17	92,67		01.12.2022
		ТТ-100	1	2013	4,299		154,30	92,57		01.12.2022
		ТТ-100	1	2012	4,299		155,57	91,83		01.12.2022
		ТТ-100	1	2012	4,299		154,37	92,53		01.12.2022
		ТТ-100	1	2012	4,299		155,67	91,77		01.12.2022
Итого по зоне ЕТО №4		-	9	-	38,691	38,691	-	-	-	-
ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»										
Основное топливо - природный газ										
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	ДКВР 6,5/13	1	1975	3,388	17,200	163,54	92,00	156,50	01.03.2022
		ДКВР 6,5/13	1	1975	3,388		161,71	91,00		01.03.2022
		ДКВР 10/13	1	1981	5,212		140,48	92,00		01.03.2022
		ДКВР 10/13	1	1981	5,212		160,48	87,00		01.03.2022
Итого по зоне ЕТО №5		-	4	-	17,200	17,200	-	-	-	-
ЕТО №6 СГМУП «Сургутский хлебозавод»										
Основное топливо - природный газ										
47	Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	VITOPLEX 100	1	2007	1,200	10,080	172,69	90,70	172,69	01.06.2022
		VITOPLEX 100	1	2007	1,200		172,69	90,70		02.06.2022
		VITOPLEX 100	1	2007	1,200		172,69	90,70		03.06.2022
		VITOMAX 200 HS	1	2007	2,160		172,69	90,70		01.06.2022
		VITOMAX 200 HS	1	2007	2,160		172,69	90,70		02.06.2022
		VITOMAX 200 HS	1	2007	2,160		172,69	90,70		03.06.2022
Итого по зоне ЕТО №6		-	6	-	10,080	10,080	-	-	-	-
ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"										
Основное топливо - природный газ										
48	Котельная ООО УК "СЗТК"	ДЕ-25-14	1	1982	15,000	15,000	167,85	88,00	167,85	24.06.2021
		ДЕ-25-14 (не используется)	1	1982	-		-	-		01.06.2014
Итого по зоне ЕТО №7		-	2	-	15,000	15,000	-	-	-	-
ЕТО №8 ООО «ТВС-сервис										
Основное топливо - природный газ										
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	НР-18	1	1985	0,688	2,750	152,94	84,90	153,87	25.05.2021
		НР-18	1	1985	0,688		152,63	84,90		25.05.2021
		НР-18	1	1985	0,688		154,24	84,90		25.05.2021
		НР-18	1	1985	0,688		153,27	84,90		25.05.2021
Итого по зоне ЕТО №8		-	4	-	2,750	2,750	-	-	-	-
ЕТО №9 АО "Горремстрой"										

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.  
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ										
50	Котельная АО «Горремстрой»	Vitoplex 100 PV1	1	2006	0,963	1,927	155,49	94,00	155,49	30.03.2020
		Vitoplex 100 PV1	1	2006	0,963		155,49	94,00		30.03.2020
Итого по зоне ЕТО №9		-	2	-	1,927	1,927	-	-	-	-
ЕТО №10 ООО "Технические системы"										
Основное топливо - природный газ										
51	Котельная ООО «Технические системы»	ВВД-1,8	1	1988	1,800	9,000	156,70	80,00	161,20	25.08.2021
		ВВД-1,8	1	1988	1,800		156,70	80,00		25.08.2021
		ВВД-1,8	1	1988	1,800		156,70	80,00		25.08.2021
		ВВД-1,8	1	1988	1,800		156,70	80,00		25.08.2021
		ВВД-1,8	1	1988	1,800		156,70	80,00		25.08.2021
Итого по зоне ЕТО №10		-	5	-	9,000	9,000	-	-	-	-
ЕТО №11 ООО «СКАТ-База										
Основное топливо - природный газ										
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	ТФ-16	1	1997	2,730	5,460	158,59	92,00	158,59	01.05.2017
		ТФ-16	1	1997	2,730		158,59	92,00		01.05.2017
Итого по зоне ЕТО №11		-	2	-	5,460	5,460	-	-	-	-
ЕТО №12 ООО "ТехСтрой"										
Основное топливо - природный газ										
53	Котельная ООО "ТехСтрой"	Vitoplex 100 PV1	1	2020	1,161	2,322	201,60	92,00	201,60	01.09.2022
		Vitoplex 100 PV1	1	2020	1,161		201,60	92,00		01.09.2022
Итого по зоне ЕТО №12		-	2	-	2,322	2,322	-	-	-	-
Итого по МО		-	177	-	1145,248	1145,248	-	-	-	-

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

Сведения об установленной тепловой мощности, ограничениях, располагаемой тепловой мощности и мощности «нетто» городских котельных представлены в таблицах ниже.

**Таблица 2.31 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в 2022 году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
<b>ЕТО №1-3</b>						
2	Котельная ПКТС	350,000	53,341	296,659	0,084	296,575
4	Котельная №1	66,000	0,359	65,641	0,173	65,468
5	Котельная №2	90,000	2,260	87,740	0,324	87,416
6	Котельная №3	90,000	0,340	89,660	0,451	89,210
7	Котельная №5	10,320	0,062	10,258	0,131	10,127
8	Котельная №6	9,560	0,326	9,234	0,134	9,100
9	Котельная №7	21,600	11,575	10,025	0,057	9,968
10	Котельная №9	6,020	0,486	5,534	0,000	5,534
11	Котельная №13	24,000	3,100	20,900	0,000	20,900
12	Котельная №14	90,000	0,281	89,719	0,366	89,353
13	Котельная №21	4,515	0,054	4,461	0,016	4,445
14	Котельная №22 "Олимпия"	6,450	1,283	5,167	0,040	5,127
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	5,160	0,494	4,666	0,026	4,640
16	Котельная №24 "Нефтяник"	5,500	0,550	4,950	0,030	4,920
17	Котельная №25 п. Лесной	0,840	0,000	0,840	0,001	0,839
18	Котельная №26 "Набережный"	1,240	0,040	1,200	0,019	1,181
19	Котельная №27 "Набережный"	2,400	0,050	2,350	0,016	2,334
20	Котельная №28 п. Юность	16,000	1,900	14,100	0,082	14,018
21	Котельная №29 п. Таежный	5,160	0,371	4,789	0,011	4,778
22	Котельная №30 п. Лунный	10,320	2,661	7,659	0,070	7,589
23	Котельная №32 п. Снежный	1,900	0,000	1,900	0,016	1,884
24	Котельная №33 п. Снежный	5,420	0,660	4,760	0,029	4,731
25	Котельная №34 Крылова, 40	1,540	0,457	1,083	0,009	1,074

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	1,976	0,022	1,954	0,000	1,954
27	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,376	0,160	1,216	0,014	1,203
28	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,160	0,180	4,980	0,073	4,907
29	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,160	0,000	5,160	0,000	5,160
30	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	10,320	-0,020	10,340	0,017	10,323
31	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,440	0,020	3,420	0,027	3,393
32	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,300	0,110	4,190	0,061	4,129
33	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,300	0,290	4,010	0,041	3,969
34	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	7,740	0,440	7,300	0,103	7,197
35	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	27,516	0,860	26,656	0,272	26,384
36	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	36,456	-0,370	36,826	0,307	36,520
37	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,160	0,070	5,090	0,058	5,032
38	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	7,740	0,300	7,440	0,110	7,330
39	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,290	0,010	1,280	0,014	1,266
40	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,300	0,100	4,200	0,056	4,144
41	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	29,432	0,000	29,432	0,000	29,432
42	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,290	0,000	1,290	0,012	1,278
43	Котельная К-45	60,000	0,000	60,000	0,951	59,049
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1,917	0,510	1,407	0,000	1,407
<b>Итого по зоне ЕТО №1-3</b>		<b>1042,818</b>	<b>83,332</b>	<b>959,486</b>	<b>4,200</b>	<b>955,286</b>
<b>ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»</b>						
45	Котельная ООО «Газпром энерго»	38,691	5,561	33,130	1,293	31,837
<b>Итого по зоне ЕТО №4</b>		<b>38,691</b>	<b>5,561</b>	<b>33,130</b>	<b>1,293</b>	<b>31,837</b>
<b>ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»</b>						
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	17,200	2,550	14,650	0,250	14,400
<b>Итого по зоне ЕТО №5</b>		<b>17,200</b>	<b>2,550</b>	<b>14,650</b>	<b>0,250</b>	<b>14,400</b>
<b>ЕТО №6 СГМУП «Сургутский хлебозавод»</b>						

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
47	Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	10,080	0,000	10,080	0,140	9,940
<b>Итого по зоне ЕТО №6</b>		<b>10,080</b>	<b>0,000</b>	<b>10,080</b>	<b>0,140</b>	<b>9,940</b>
<b>ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"</b>						
48	Котельная ООО УК «СЗТК»	15,000	2,000	13,000	0,369	12,631
<b>Итого по зоне ЕТО №7</b>		<b>15,000</b>	<b>2,000</b>	<b>13,000</b>	<b>0,369</b>	<b>12,631</b>
<b>ЕТО №8 ООО «ТВС-сервис»</b>						
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	2,750	0,500	2,250	0,074	2,176
<b>Итого по зоне ЕТО №8</b>		<b>2,750</b>	<b>0,500</b>	<b>2,250</b>	<b>0,074</b>	<b>2,176</b>
<b>ЕТО №9 АО "Горремстрой"</b>						
50	Котельная АО «Горремстрой»	1,927	0,116	1,811	0,001	1,810
<b>Итого по зоне ЕТО №9</b>		<b>1,927</b>	<b>0,116</b>	<b>1,811</b>	<b>0,001</b>	<b>1,810</b>
<b>ЕТО №10 ООО "Технические системы"</b>						
51	Котельная ООО «Технические системы»	9,000	3,600	5,400	0,090	5,310
<b>Итого по зоне ЕТО №10</b>		<b>9,000</b>	<b>3,600</b>	<b>5,400</b>	<b>0,090</b>	<b>5,310</b>
<b>ЕТО №11 ООО «СКАТ-База»</b>						
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	5,460	2,760	2,700	0,012	2,688
<b>Итого по зоне ЕТО №11</b>		<b>5,460</b>	<b>2,760</b>	<b>2,700</b>	<b>0,012</b>	<b>2,688</b>
<b>ЕТО №12 ООО "ТехСтрой"</b>						
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	2,322	1,161	1,161	0,038	1,123
<b>Итого по зоне ЕТО №12</b>		<b>2,322</b>	<b>1,161</b>	<b>1,161</b>	<b>0,038</b>	<b>1,123</b>
<b>Итого по МО</b>		<b>1145,248</b>	<b>101,580</b>	<b>1043,668</b>	<b>6,467</b>	<b>1037,201</b>

#### 2.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности;

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в ред.ПП РФ от 16.03.2019 г. №276) вводит следующие понятия:

*«Установленная мощность источника тепловой энергии» - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии;*

*Располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не*

*реализуемых по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)».*

Существующие ограничения тепловой мощности на котельных представлены в таблицах раздела 2.2.3. Ограничения преимущественно выявлены по результатам режимной наладки и связаны с избытком воздуха на переменных режимах горения.

Для большинства городских и ведомственных котельных регулярно проводится режимная наладка. В таблицах раздела 2.2.3. представлена установленная и располагаемая мощность оборудования, последняя представлена с учетом технически возможного максимума в соответствии с разработанными режимными картами.

Сведения о располагаемой мощности каждого котла, входящего в состав энергоисточника, представлена в разделе 2.2.2. Основными причинами ограничений являются:

- конструктивные особенности котлов;
- ограничения производительности тяго-дутьевых устройств;
- ветхое состояние эксплуатируемого оборудования.

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

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

Величина собственных нужд зависит от многих факторов:

- вида сжигаемого на теплоисточнике топлива – природный газ, мазут, уголь;
- срока эксплуатации котельного оборудования;
- вида теплоносителя – пар, горячая вода.

Приборы учета расхода тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды на котельных отсутствуют, в связи с чем определить фактические нагрузки на собственные нужды не представляется возможным. Величина нагрузок на собственные нужды котельных, по которым отсутствовали сведения о потреблении тепловой энергии на собственные нужды, принята в соответствии с п. 2.12 Методики определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителя в системах коммунального теплоснабжения (МДК 4-05.2004).

В общем случае нормативная величина собственных нужд котельной варьируется от 2% до 5%. Фактически величина собственных нужд может быть значительно больше.

Параметры тепловой мощности «нетто» каждого источника представлены в таблицах раздела 2.2.3.

В таблицах ниже представлены объемы выработки и потребления тепловой энергии на собственные нужды котельных, а также вид и расход топлива.

**Таблица 2.32 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным за 2022 год актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т.
<b>ЕТО №1-3</b>						
2	Котельная ПКТС	38911,00	1019,00	37892,00	газ	5964,86
4	Котельная №1	71504,00	1830,00	69674,00	газ	11153,31
5	Котельная №2	126076,00	3158,00	122918,00	газ	19527,79
6	Котельная №3	172805,00	4376,00	168429,00	газ	25852,48
7	Котельная №5	18178,00	547,00	17631,00	газ	2512,81
8	Котельная №6	10850,00	349,00	10501,00	газ	1805,23
9	Котельная №7	10548,00	311,00	10237,00	газ	1939,10
10	Котельная №9	8074,00	183,00	7891,00	газ	1206,75
11	Котельная №13	16396,00	453,00	15943,00	газ	1967,69
12	Котельная №14	132589,00	3573,00	129016,00	газ	21875,05
13	Котельная №21	9101,00	223,00	8878,00	газ	1339,75
14	Котельная №22 "Олимпия"	4586,00	134,00	4452,00	газ	596,50
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	7564,00	193,00	7371,00	газ	1170,55
16	Котельная №24 "Нефтяник"	2481,00	86,00	2395,00	газ	365,27
17	Котельная №25 п. Лесной	591,00	3,00	588,00	ЭЭ	90,19
18	Котельная №26 "Набережный"	3966,19	135,00	3831,19	газ	633,31
19	Котельная №27 "Набережный"	1685,81	0,00	1685,81	газ	269,19
20	Котельная №28 п. Юность	16706,00	449,00	16257,00	газ	2459,60
21	Котельная №29 п. Таежный	5655,00	147,00	5508,00	газ	746,03
22	Котельная №30 п. Лунный	11914,00	327,00	11587,00	газ	1906,33
23	Котельная №32 п. Снежный	479,11	13,13	465,98	газ	72,37
24	Котельная №33 п. Снежный	5550,89	157,87	5393,02	газ	838,50
25	Котельная №34 Крылова, 40	883,00	28,00	855,00	газ	138,40
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	0,00	0,00	0,00	газ	0,00



№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т.
27	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	1521,00	32,00	1489,00	газ	232,22
28	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	7727,00	171,00	7556,00	газ	1160,22
29	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	2844,00	64,00	2780,00	газ	448,76
30	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	16099,00	356,00	15743,00	газ	2429,40
31	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	3098,00	68,00	3030,00	газ	477,01
32	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	6524,00	143,00	6381,00	газ	1031,20
33	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	4195,00	93,00	4102,00	газ	661,48
34	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	11646,00	258,00	11388,00	газ	1774,02
35	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	30482,00	673,00	29809,00	газ	4646,89
36	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	32711,00	724,00	31987,00	газ	5146,10
37	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	5911,00	129,00	5782,00	газ	924,67
38	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	12182,00	269,00	11913,00	газ	1852,49
39	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	1462,00	33,00	1429,00	газ	220,77
40	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	6014,00	134,00	5880,00	газ	940,78
41	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	28516,00	646,00	27870,00	газ	4535,03
42	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	4536,00	106,00	4430,00	газ	699,23
43	Котельная К-45	152227,70	1585,00	150642,70	газ	22975,48
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	2268,10	0,00	2268,10	газ	346,59
<b>Итого по зоне ЕТО №1-3</b>		<b>1007057,80</b>	<b>23179,00</b>	<b>983878,80</b>	<b>-</b>	<b>154933,38</b>
<b>ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»</b>						
45	Котельная ООО «Газпром энерго»	38722,10	2078,94	36643,16	газ	5935,00
<b>Итого по зоне ЕТО №4</b>		<b>38722,10</b>	<b>2078,94</b>	<b>36643,16</b>	<b>-</b>	<b>5935,00</b>
<b>ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»</b>						
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	14845,11	356,28	14488,83	газ	2368,97
<b>Итого по зоне ЕТО №5</b>		<b>14845,11</b>	<b>356,28</b>	<b>14488,83</b>	<b>-</b>	<b>2368,97</b>
<b>ЕТО №6 СГМУП «Сургутский хлебозавод»</b>						
47	Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	18640,00	1019,00	17621,00	газ	3010,00
<b>Итого по зоне ЕТО №6</b>		<b>18640,00</b>	<b>1019,00</b>	<b>17621,00</b>	<b>-</b>	<b>3010,00</b>
<b>ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"</b>						

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т.
48	Котельная ООО УК «СЗТК»	8430,77	198,54	8232,23	газ	1998,94
<b>Итого по зоне ЕТО №7</b>		<b>8430,77</b>	<b>198,54</b>	<b>8232,23</b>	<b>-</b>	<b>1998,94</b>
<b>ЕТО №8 ООО «ТВС-сервис»</b>						
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	5118,00	97,00	5021,00	газ	875,61
<b>Итого по зоне ЕТО №8</b>		<b>5118,00</b>	<b>97,00</b>	<b>5021,00</b>	<b>-</b>	<b>875,61</b>
<b>ЕТО №9 АО "Горремстрой"</b>						
50	Котельная АО «Горремстрой»	1607,00	32,00	1575,00	газ	259,67
<b>Итого по зоне ЕТО №9</b>		<b>1607,00</b>	<b>32,00</b>	<b>1575,00</b>	<b>-</b>	<b>259,67</b>
<b>ЕТО №10 ООО "Технические системы"</b>						
51	Котельная ООО «Технические системы»	2235,45	10,00	2225,45	газ	357,11
<b>Итого по зоне ЕТО №10</b>		<b>2235,45</b>	<b>10,00</b>	<b>2225,45</b>	<b>-</b>	<b>357,11</b>
<b>ЕТО №11 ООО «СКАТ-База»</b>						
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	4694,00	88,00	4606,00	газ	719,68
<b>Итого по зоне ЕТО №11</b>		<b>4694,00</b>	<b>88,00</b>	<b>4606,00</b>	<b>-</b>	<b>719,68</b>
<b>ЕТО №12 ООО "ТехСтрой"</b>						
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	1289,22	71,75	1217,47	газ	249,20
<b>Итого по зоне ЕТО №12</b>		<b>1289,22</b>	<b>71,75</b>	<b>1217,47</b>	<b>-</b>	<b>249,20</b>
<b>Итого по МО</b>		<b>1102639,45</b>	<b>27130,51</b>	<b>1075508,94</b>	<b>-</b>	<b>170707,56</b>

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

Год ввода основного оборудования каждой котельной представлен в таблице раздела 2.2.2.

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

От котельных г. Сургута осуществляется центральное качественное и качественно-количественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети. Графики изменения температур теплоносителя определены при проектировании и строительстве систем теплоснабжения.

В таблице ниже представлены Способы регулирования и проектные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных г. Сургут

**Таблица 2.33 - Способы регулирования и проектные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных г. Сургут**

№ п/п	Наименование источника	Способ регулирования	Температурный график проектный	Температурный график фактический
2	Котельная ПКТС	качественно-количественное	150-70	150-70
4	Котельная №1	качественно-количественное	150-70	150-70
5	Котельная №2	качественно-количественное	150-70	150-70
6	Котельная №3	качественно-количественное	150-70	150-70
7	Котельная №5	качественное	95-70	95-70
8	Котельная №6	качественное	95-70	95-70
9	Котельная №7	качественное	95-70	95-70
10	Котельная №9	качественное	95-70	95-70
11	Котельная №13	качественное	95-70	95-70
12	Котельная №14	качественно-количественное	130-70	130-70
13	Котельная №21	качественное	95-70	95-70
14	Котельная №22 "Олимпия"	качественное	95-70	95-70
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	качественное	100-80	100-80
16	Котельная №24 "Нефтяник"	качественное	95-70	95-70
17	Котельная №25 п. Лесной	качественное	95-70	95-70
18	Котельная №26 "Набережный"	качественное	95-70	95-70
19	Котельная №27 "Набережный"	качественное	95-70	95-70
20	Котельная №28 п. Юность	качественное	95-70	95-70
21	Котельная №29 п. Тасжый	качественное	95-70	95-70
22	Котельная №30 п. Лунный	качественное	95-70	95-70
23	Котельная №32 п. Снежный	качественное	95-70	95-70
24	Котельная №33 п. Снежный	качественное	95-70	95-70
25	Котельная №34 Крылова, 40	качественное	95-70	95-70
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	-	-	-
27	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70
28	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70
29	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70
30	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70
31	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70
32	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70
33	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70
34	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70

№ п/п	Наименование источника	Способ регулирования	Температурный график проектный	Температурный график фактический
35	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	110-70	110-70
36	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70
37	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70
38	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	110-70	110-70
39	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70
40	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70
41	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	110-70	110-70
42	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	пар	-	-
43	Котельная К-45	качественно- количественное	150-70	150-70
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	качественное	95-70	95-70
45	Котельная ООО «Газпром энерго»	качественное	95-70	95-70
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	качественное	95-70	95-70
47	Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	качественное	95-70	95-70
48	Котельная ООО УК «СЗТК»	качественное	95-70	95-70
49	Котельная ООО «ТВС- сервис»	качественное	95-70	95-70
50	Котельная АО «Горремстрой»	качественное	95-70	95-70
51	Котельная ООО «Технические системы»	качественное	95-70	95-70
52	Котельная ООО «СКАТ- База»	качественное	95-70	95-70
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	качественное	95-70	95-70

### 2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельных определяется отношением объема выработанной тепловой энергии к числу часов работы оборудования и величине установленной тепловой мощности котельной.

Среднегодовая загрузка оборудования котельных представлена в таблицах ниже.

В большинстве систем теплоснабжения тепловые мощности «нетто» котельных значительно превышают величину подключенной нагрузки потребителей тепловой энергии с учетом потерь в тепловых сетях, что приводит к неполноте загрузки оборудования (малому ЧЧИУТМ).

**Таблица 2.34 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования котельных в 2022 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, ч
<b>ЕТО №1-3</b>				
2	Котельная ПКТС	350,000	38911,00	111
4	Котельная №1	66,000	71504,00	1083
5	Котельная №2	90,000	126076,00	1401
6	Котельная №3	90,000	172805,00	1920
7	Котельная №5	10,320	18178,00	1761
8	Котельная №6	9,560	10850,00	1135
9	Котельная №7	21,600	10548,00	488
10	Котельная №9	6,020	8074,00	1341
11	Котельная №13	24,000	16396,00	683
12	Котельная №14	90,000	132589,00	1473
13	Котельная №21	4,515	9101,00	2016
14	Котельная №22 "Олимпия"	6,450	4586,00	711
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	5,160	7564,00	1466
16	Котельная №24 "Нефтяник"	5,500	2481,00	451
17	Котельная №25 п. Лесной	0,840	591,00	704
18	Котельная №26 "Набережный"	1,240	3966,19	3199
19	Котельная №27 "Набережный"	2,400	1685,81	702
20	Котельная №28 п. Юность	16,000	16706,00	1044
21	Котельная №29 п. Таежный	5,160	5655,00	1096
22	Котельная №30 п. Лунный	10,320	11914,00	1154
23	Котельная №32 п. Снежный	1,900	479,11	252
24	Котельная №33 п. Снежный	5,420	5550,89	1024
25	Котельная №34 Крылова, 40	1,540	883,00	573
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	1,976	0,00	0
27	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,376	1521,00	1105
28	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,160	7727,00	1497
29	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,160	2844,00	551
30	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	10,320	16099,00	1560
31	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,440	3098,00	901
32	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,300	6524,00	1517
33	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,300	4195,00	976
34	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	7,740	11646,00	1505
35	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	27,516	30482,00	1108
36	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	36,456	32711,00	897
37	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,160	5911,00	1146
38	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	7,740	12182,00	1574

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, ч
39	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,290	1462,00	1133
40	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,300	6014,00	1399
41	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	29,432	28516,00	969
42	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,290	4536,00	3516
43	Котельная К-45	60,000	152227,70	2537
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1,917	2268,10	1183
<b>Итого по зоне ЕТО №1-3</b>		<b>1042,818</b>	<b>1007057,80</b>	<b>966</b>
<b>ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»</b>				
45	Котельная ООО «Газпром энерго»	38,691	38722,10	1001
<b>Итого по зоне ЕТО №4</b>		<b>38,691</b>	<b>38722,10</b>	<b>1001</b>
<b>ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»</b>				
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	17,200	14845,11	863
<b>Итого по зоне ЕТО №5</b>		<b>17,200</b>	<b>14845,11</b>	<b>863</b>
<b>ЕТО №6 СГМУП «Сургутский хлебозавод»</b>				
47	Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	10,080	18640,00	1849
<b>Итого по зоне ЕТО №6</b>		<b>10,080</b>	<b>18640,00</b>	<b>1849</b>
<b>ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"</b>				
48	Котельная ООО УК «СЗТК»	15,000	8430,77	562
<b>Итого по зоне ЕТО №7</b>		<b>15,000</b>	<b>8430,77</b>	<b>562</b>
<b>ЕТО №8 ООО «ТВС-сервис»</b>				
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	2,750	5118,00	1861
<b>Итого по зоне ЕТО №8</b>		<b>2,750</b>	<b>5118,00</b>	<b>1861</b>
<b>ЕТО №9 АО "Горремстрой"</b>				
50	Котельная АО «Горремстрой»	1,927	1607,00	834
<b>Итого по зоне ЕТО №9</b>		<b>1,927</b>	<b>1607,00</b>	<b>834</b>
<b>ЕТО №10 ООО "Технические системы"</b>				
51	Котельная ООО «Технические системы»	9,000	2235,45	248
<b>Итого по зоне ЕТО №10</b>		<b>9,000</b>	<b>2235,45</b>	<b>248</b>
<b>ЕТО №11 ООО «СКАТ-База»</b>				
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	5,460	4694,00	860
<b>Итого по зоне ЕТО №11</b>		<b>5,460</b>	<b>4694,00</b>	<b>860</b>
<b>ЕТО №12 ООО "ТехСтрой"</b>				
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	2,322	1289,22	555
<b>Итого по зоне ЕТО №12</b>		<b>2,322</b>	<b>1289,22</b>	<b>555</b>
<b>Итого по МО</b>		<b>1145,248</b>	<b>1102639,45</b>	<b>963</b>

## 2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Перечень приборов учёта, установленных на котельных представлен в таблице ниже.

**Таблица 2.35 – Перечень приборов учёта, установленных на котельных**

№ п/п	Наименование источника	Наименования измерительных приборов
2	Котельная ПКТС	УРЖК-2-КМ
4	Котельная №1	УВП-280Б
5	Котельная №2	УВП-280Б.01
6	Котельная №3	УВП-280Б
7	Котельная №5	УВП-280Б
8	Котельная №6	УВП-280Б
9	Котельная №7	УВП-280Б
10	Котельная №9	УВП-280Б.01
11	Котельная №13	УВП-280Б.01
12	Котельная №14	УВП-280Б.01
13	Котельная №21	УВП-280Б
14	Котельная №22 "Олимпия"	УВП-280Б.01
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	УВП-280Б.01
16	Котельная №24 "Нефтяник"	пу имеется
17	Котельная №25 п. Лесной	УВП-280А.01
18	Котельная №26 "Набережный"	УВП-280Б.01
19	Котельная №27 "Набережный"	УВП-280Б.01
20	Котельная №28 п. Юность	УВП-280Б.01
21	Котельная №29 п. Таежный	УВП-280Б.01
22	Котельная №30 п. Лунный	УВП-280Б.01
23	Котельная №32 п. Снежный	УВП-280Б
24	Котельная №33 п. Снежный	УВП-280Б
25	Котельная №34 Крылова, 40	УВП-280Б
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	пу имеется
27	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ВСТ-100
28	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
29	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
30	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
31	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
32	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
33	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
34	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
35	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ВЭПС-250ПБ-1-01
36	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ВЗЛЕТ ЭР-300
37	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
38	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-50, ПРИМ-150
39	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-80
40	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
41	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-50, ВЭПС-ПБ1-300
42	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ДРГМ-1600
43	Котельная К-45	СТУ-1
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	пу имеется
45	Котельная ООО «Газпром энерго»	СПТ-961
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	ИМ-2300Т
47	Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	ИМ-2300
48	Котельная ООО УК «СЗТК»	пу отсутствует
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	ИМ-2300
50	Котельная АО «Горремстрой»	КС-202 "Прима-С"
51	Котельная ООО «Технические системы»	ИМ-2300, КТПТР-0,5, ВЭПС-200
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	ИМ-2300Н
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	ВСТН-125, ИМ-2300

### **2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

Энергетические объекты характеризуются различными состояниями: рабочим, работоспособным, резервным, отказа, аварийного ремонта, простоя, предупредительного ремонта.

Отказ (повреждение) – это нарушение работоспособности объекта, т.е. система или элемент перестает выполнять целиком или частично свои функции. Приведенное определение отказа является качественным.

Отказом называется событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности или функционирования на другой, более низкий, или в полностью неработоспособное состояние.

Нарушением работоспособного состояния называется выход хотя бы одного заданного параметра за установленный допуск.

По условию работы потребителей допускается определенное отклонение параметров от их номинальных значений

Авария – это опасное техногенное происшествие, создающее на объекте определённой территории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного и транспортного процесса, а также нанесению ущерба окружающей природной среде.

На котельных г. Сургут за последние 5 лет аварий не происходило.

### **2.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных в г. Сургута ни одной из теплоснабжающих организаций по состоянию на начало 2022 г. не выдавались.

### **2.2.12. Проектный и установленный топливный режим котельных**

Данные об установленном топливном режиме, предусмотренные Приложением 10.7 методических указаний к разработке и актуализации схем теплоснабжения, представлены в таблицах ниже.



**Таблица 2.36 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в 2022 году актуализации схемы теплоснабжения**

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Вид топлива	2022	
			Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т
ЕТО №1-3				
2	Котельная ПКТС	газ	8050	5964,86
4	Котельная №1	газ	8050	11153,31
5	Котельная №2	газ	8050	19527,79
6	Котельная №3	газ	8050	25852,48
7	Котельная №5	газ	8050	2512,81
8	Котельная №6	газ	8050	1805,23
9	Котельная №7	газ	8050	1939,10
10	Котельная №9	газ	8050	1206,75
11	Котельная №13	газ	8050	1967,69
12	Котельная №14	газ	8050	21875,05
13	Котельная №21	газ	8050	1339,75
14	Котельная №22 "Олимпия"	газ	8050	596,50
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	газ	8050	1170,55
16	Котельная №24 "Нефтяник"	газ	8050	365,27
17	Котельная №25 п. Лесной	ЭЭ	860	90,19
18	Котельная №26 "Набережный"	газ	8050	633,31
19	Котельная №27 "Набережный"	газ	8050	269,19
20	Котельная №28 п. Юность	газ	8050	2459,60
21	Котельная №29 п. Таежный	газ	8050	746,03
22	Котельная №30 п. Лунный	газ	8050	1906,33
23	Котельная №32 п. Снежный	газ	8050	72,37
24	Котельная №33 п. Снежный	газ	8050	838,50
25	Котельная №34 Крылова, 40	газ	8050	138,40
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	газ	0	0,00
27	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	232,22
28	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	1160,22
29	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8020	448,76
30	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8010	2429,40
31	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	477,01
32	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	1031,20
33	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	661,48
34	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	1774,02
35	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	4646,89
36	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	5146,10
37	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	924,67
38	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8015	1852,49

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Вид топлива	2022	
			Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т
39	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	220,77
40	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	940,78
41	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8012	4535,03
42	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8031	699,23
43	Котельная К-45	газ	8034	22975,48
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	газ	8034	346,59
<b>Итого по зоне ЕТО №1-3</b>		-	-	<b>154933,38</b>
<b>ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»</b>				
45	Котельная ООО «Газпром энерго»	газ	8075	5935,00
<b>Итого по зоне ЕТО №4</b>		-	-	<b>5935,00</b>
<b>ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»</b>				
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	газ	8050	2368,97
<b>Итого по зоне ЕТО №5</b>		-	-	<b>2368,97</b>
<b>ЕТО №6 СГМУП «Сургутский хлебозавод»</b>				
47	Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	газ	8051	3010,00
<b>Итого по зоне ЕТО №6</b>		-	-	<b>3010,00</b>
<b>ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"</b>				
48	Котельная ООО УК «СЗТК»	газ	8050	1998,94
<b>Итого по зоне ЕТО №7</b>		-	-	<b>1998,94</b>
<b>ЕТО №8 ООО «ТВС-сервис»</b>				
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	газ	8050	875,61
<b>Итого по зоне ЕТО №8</b>		-	-	<b>875,61</b>
<b>ЕТО №9 АО "Горремстрой"</b>				
50	Котельная АО «Горремстрой»	газ	8050	259,67
<b>Итого по зоне ЕТО №9</b>		-	-	<b>259,67</b>
<b>ЕТО №10 ООО "Технические системы"</b>				
51	Котельная ООО «Технические системы»	газ	8071	357,11
<b>Итого по зоне ЕТО №10</b>		-	-	<b>357,11</b>
<b>ЕТО №11 ООО «СКАТ-База»</b>				
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	газ	8050	719,68
<b>Итого по зоне ЕТО №11</b>		-	-	<b>719,68</b>
<b>ЕТО №12 ООО "ТехСтрой"</b>				
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	газ	8190	249,20
<b>Итого по зоне ЕТО №12</b>		-	-	<b>249,20</b>
<b>Итого по МО</b>		-	-	<b>170707,56</b>

### 2.2.13. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных

Динамика изменений эксплуатационных показателей котельных представлена в таблице ниже.

**Таблица 2.37 – Таблица П10.8. Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в 2022 году актуализации схемы теплоснабжения**

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ЕТО №1-3</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	16	17	18	19	20
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	154,27	153,11	153,35	154,08	153,85
Собственные нужды	%	2,60	2,54	2,34	2,31	2,30
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	158,39	157,10	157,02	157,72	157,47
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	21,35	21,38	22,51	21,10	22,05
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,15	0,15	0,13	0,13	0,14
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	13,10	12,72	11,19	13,80	12,29
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	48,65	53,18	53,18	57,14	57,14
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	54,76	54,76	54,76	54,76	54,76
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вид резервного топлива	-	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель
Расход резервного топлива	т.у.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	-	-	7	8	9
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	-	-	153,26	153,26	153,27
Собственные нужды	%	-	-	5,14	3,03	5,37
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	-	-	161,56	158,05	161,97
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	-	-	20,15	19,87	20,66

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	-	-	0,14	0,14	0,14
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	-	11,84	14,59	12,73
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	-	-	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	-	-	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	-	-	100,00	100,00	100,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	-	0,00	0,00	0,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	-	-	0,00	0,00	0,00
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	0,00	0,00	0,00
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	-	0,00	0,00	0,00
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	-	0,00	0,00	0,00
Вид резервного топлива	-	-	-	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	-	-	0,00	0,00	0,00
<b>ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	39	40	41	42	43
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	160,83	152,67	160,74	158,97	159,58
Собственные нужды	%	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	164,79	156,42	164,69	162,88	163,50
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	19,87	20,01	20,41	19,99	21,05
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,12	0,14	0,15	0,14	0,13
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	11,91	10,86	9,20	12,38	10,98
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вид резервного топлива	-	нет	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЕТО №6 СГМУП «Сургутский хлебозавод»</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	11	12	13	14	15
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	169,12	159,22	157,48	169,71	161,48
Собственные нужды	%	7,47	6,90	6,63	6,62	5,47
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	182,77	171,01	168,66	181,75	170,82
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	19,77	20,14	20,03	19,86	20,08
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	18,69	20,61	20,61	24,02	23,53
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вид резервного топлива	-	нет	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	36	37	38	39	40
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	227,01	237,43	200,84	214,83	237,10
Собственные нужды	%	3,42	3,05	2,59	2,31	2,35
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	235,04	244,90	206,18	219,91	242,82
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	21,14	20,79	20,88	20,34	21,02

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,15	0,14	0,15	0,15	0,15
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	8,83	8,06	6,97	8,59	7,15
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вид резервного топлива	-	нет	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЕТО №8 ООО «ТВС-сервис»</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	-	34	35	36	37
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	-	172,47	172,47	172,47	171,08
Собственные нужды	%	-	0,76	0,53	1,05	1,90
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	-	173,79	173,39	174,30	174,39
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	-	20,45	20,05	20,34	19,87
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	-	0,14	0,14	0,14	0,14
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	26,32	28,00	28,69	23,68
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	-	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Вид резервного топлива	-	-	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	-	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЕТО №9 АО "Горремстрой"</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	12	13	14	15	16
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	128,92	138,00	145,78	153,43	161,59
Собственные нужды	%	2,54	2,30	1,98	1,59	1,99
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	132,27	141,25	148,73	155,90	164,87
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	20,16	19,95	20,23	20,34	19,96
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,13	0,15	0,14	0,14	0,15
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	11,72	14,37	12,31	14,99	10,61
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вид резервного топлива	-	нет	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЕТО №10 ООО "Технические системы"</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	-	31	32	33	34
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	-	159,75	159,75	159,75	159,75
Собственные нужды	%	-	0,00	0,46	0,39	0,45
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	-	159,75	160,48	160,37	160,47
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	-	19,85	20,01	20,04	20,18

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	-	0,12	0,14	0,13	0,13
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	3,40	3,10	3,65	3,16
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Вид резервного топлива	-	-	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	-	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЕТО №11 ООО «СКАТ-База</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	-	22	23	24	25
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	-	157,97	140,29	162,00	153,32
Собственные нужды	%	-	1,88	1,84	1,89	1,87
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	-	161,00	142,93	165,12	156,25
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	-	21,45	21,12	20,99	21,05
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	-	0,13	0,13	0,13	0,13
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	11,14	11,37	12,95	10,94
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	-	0,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	-	0,00	100,00	100,00	100,00
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	-	100,00	100,00	100,00	100,00



Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	3,00	0,50	2,00	1,00
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Вид резервного топлива	-	-	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	-	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЕТО №12 ООО "ТехСтрой"</b>						
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	-	-	-	-	2
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	-	-	-	-	193,30
Собственные нужды	%	-	-	-	-	5,57
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	-	-	-	-	204,69
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	20,08
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	-	-	-	-	0,14
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	7,06
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	-	-	-	-	100,00
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	-	-	-	-	100,00
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	-	-	-	-	100,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	-	-	-	100,00
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	-	-	-	-	100,00
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	-	-	0,00
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	-	0,00
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	-	-	-	0,00
Вид резервного топлива	-	-	-	-	-	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	-	-	-	-	0,00

### **3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ**

#### **3.1. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения (2021 г.), произошли следующие изменения технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них:

1) Изменение объемов и материальных характеристик тепловых сетей за счет прироста тепловой нагрузки;

Мероприятия утвержденной схемы теплоснабжения г. Сургута, реализованные за период, предшествующий текущей актуализации, представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Мероприятия утвержденной схемы теплоснабжения г. Сургута, реализованные за период, предшествующий текущей актуализации

№ п/п	Шифр проекта	Наименование мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, предусмотренных в схеме теплоснабжения	Период реализации мероприятия согласно утвержденной схеме теплоснабжения		Фактический период реализации мероприятия		Процент реализации мероприятия (накопленным итогом), %	Ожидаемый процент выполнения мероприятия на конец 2022 г.	Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятия согласно утвержденной схеме теплоснабжения, тыс. руб. без учета НДС <b>(в ценах на дату реализации)</b>	Фактические капитальные вложения (накопленным итогом) в реализацию мероприятия, тыс. руб. без учета НДС (в ценах на дату реализации)	Причина невыполнения или комментарий
			Начало	Окончание	Начало	Окончание					
1	2	6	7	8	9	10	12	13	14	16	17
137	ТС-05.72	Сооружение: Сети тепловодоснабжения от ТК5-3 до ж.д. Гагарина, 30 в мкр. 9	2022	2022	2022	2022			2 631,0		
138		Участок сетей тепловодоснабжения от ТК5-3 до ввода в ж.д. ул. Гагарина, 30									
139	ТС-05.73	Комплекс сетей тепловодоснабжения от ЦТП-6 в мкр. "А"	2022	2022	2022	2022			7 671		
140		Участок сетей тепловодоснабжения от ж/д Дзержинского, 12 до ввода в ж/д Дзержинского, 10, ж/д Дзержинского, 8									
141	ТС-05.74	Сети тепловодоснабжения от ж/д проспект Ленина, 34 до ж/д ул. Островского, 4 в 14 мкр.	2022	2022	2022	2022			6 585		
142		Участок сетей тепловодоснабжения от ж.д. пр-т Ленина, 34 до ввода в ж.д. ул. Островского, 4									
143	ТС-05.75	Сети теплоснабжения	2022	2022	2022	2022			1 951,0		
144		Устройство отводящего дренажа от КД-16 (сущ) до ЛК-10 по ул. Маяковского в мкр. 16А									
145	ТС-05.76	Наружные сети тепловодоснабжения	2022	2022	2022	2022			11219		
146		Участок сетей тепловодоснабжения от УТ-4 - УТ-5 до т."А"(УП-1)									
147		Сети тепловодоснабжения от ЦТП-38 до УТ-4, УТ-5, УТ-6, УТ-7, ж.д. ул. Маяковского, 30, 32 в мкр. 34									
148		Участок сетей тепловодоснабжения от ЦТП-38 до УТ 4									
149	ТС-05.77	Внутриплощадочные сети тепловодоснабжения от УТ-1 до первого фланца отключающего устройства хирургического корпуса	2022	2022	2022	2022			2 848		
150		Участок сетей тепловодоснабжения от ТК-99-3 (УТ-3) до ввода в Хирургический корпус №1									
151	ТС-05.78	Сооружение: Внутриплощадочные сети ТВС МГБ 1	2022	2022	2022	2022			5 871,0		
152		Участок сетей тепловодоснабжения от ТК-99-3 (УТ-3) до ввода в Хирургический корпус №2									
153	ТС-05.79	Сети тепловодоснабжения от ЦТП-30 в мкр. 5А (с 2021 г.)	2022	2022	2022	2022			24 854		
154		Участок сетей тепловодоснабжения от ЦТП-30 до ТК- 1, ТК-2, ТК-3,ТК-4 до ввода в ж.д. пр-т. Ленина, 69									
155	ТС-05.80	Комплексе сетей тепловодоснабжения от ЦТП-82 в мкр. Железнодорожников	2022	2022	2022	2022			3 767		
156		Участок сетей тепловодоснабжения от ТК-29 до ввода в ж.д. ул. Крылова, 5, 7.									

№ п/п	Шифр проекта	Наименование мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, предусмотренных в схеме теплоснабжения	Период реализации мероприятия согласно утвержденной схеме теплоснабжения		Фактический период реализации мероприятия		Процент реализации мероприятия (накопленным итогом), %	Ожидаемый процент выполнения мероприятия на конец 2022 г.	Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятия согласно утвержденной схеме теплоснабжения, тыс. руб. без учета НДС (в ценах на дату реализации)	Фактические капитальные вложения (накопленным итогом) в реализацию мероприятия, тыс. руб. без учета НДС (в ценах на дату реализации)	Причина невыполнения или комментарий
			Начало	Окончание	Начало	Окончание	2022			2022	
1	2	6	7	8	9	10	12	13	14	16	17
157	ТС-05.81	Сооружение: Сети теплоснабжения к жилым домам № 4,4а,6,7,7а,9а,12,18,20,24,22	2022	2022	2022	2022			2 144		
158		Участок сетей теплоснабжения от т. "А" (ТК-88-28) до ТК-88-28-1 с ответвлениями к ж.д. ул. Затонская, 7, 7А, 9, 9А									
159	ТС-05.82	Сооружение: Сети теплоснабжения к жилым домам № 5а,7,9,10,12,14,16,18,20	2022	2022	2022	2022			3 112,0		
160		Участок сетей теплоснабжения от ТК-88-24 до ТК-88 24-1 с ответвлениями к ж.д. ул. Пионерская, 7, 9, 10, 12, 14, 16									
201		Замена сетей тепловодоснабжения от ЦТП-2 до ТК-1 в мкр. 17			2022	2022					
		Сети тепловодоснабжения от ЦТП-2 до ТК-1 в мкр. 17									
Итого									72 653,0	0,0	

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

В городе Сургуте основными теплоснабжающими организациями являются ООО «Сургутские городские электрические сети» и СГМУП «ГТС». Указанные организации снабжают тепловой энергией более 80% всех потребителей г. Сургут. Остальные 20% подключены к тепловым сетям: ООО «Газпром энерго», ООО «Скат-База», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», АО «Аэропорт Сургут», ООО «Скат-База», ООО «Технические системы», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ТВС-Сервис».

На основании полученных данных о величине договорных тепловых нагрузок города по состоянию на 2022 г., схем и характеристик тепловых сетей теплоснабжающих организаций в рамках настоящей работы разработана электронная модель системы теплоснабжения г. Сургута с использованием графической геоинформационной системы «ГИС ZULU».

Анализ структуры тепловых сетей, а также их гидравлические расчеты выполнены с использованием электронной модели.

Подробные данные о гидравлических режимах, структуре, характеристиках тепловых сетей и нагрузках потребителей представлены в разработанной электронной модели, являющейся неотъемлемой частью настоящей Схемы.

### **3.3. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Карта-схема тепловых сетей города Сургута в зонах действия источников тепловой энергии представлены на рисунке ниже. В Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения г. Сургута» зоны действия источников теплоснабжения рассмотрены более подробно.

Электронная схема систем теплоснабжения города Сургута разработана в ГИС Zulu 8.0 с использованием расчетного модуля ZuluThermo.

### **3.4. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки**

Технологические параметры тепловых сетей по каждому участку, включая материальную характеристику, в разрезе источников, определены согласно паспортам тепловых сетей системы теплоснабжения г. Сургута

Компенсация температурных расширений решена радиальным способом с помощью углов поворота теплотрассы, а также осевых и П-образных компенсаторов.

Тип грунта в г. Сургуте в местах подземной прокладки трубопроводов тепловых сетей – влажные глина, суглинок с прослойками песка. Во многих местах прокладки возможен сезонный подъем грунтовых вод до уровня залегания трубопроводов. Участки, обладающие наименьшей надежностью относительно характеристик грунтов, не выявлены.

Общие характеристики тепловых сетей в разрезе ТСО и ЕТО г. Сургута тепловой энергии представлены в таблицах ниже.

**Таблица 3.2 - Общая характеристика магистральных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО**

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «СГЭС»</b>	
350	426,8	160,9
400	6 549,0	2 789,9
500	5 098,6	2 697,2
800	22 806,2	18 701,1
1000	13 318,4	13 584,8
1200	10 447,0	12 745,3
<b>Итого по ООО «СГЭС»</b>	<b>58 646,0</b>	<b>50 679,1</b>
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
350	544,0	205,1
400	14 019,9	5 972,5
500	27 029,7	14 298,7
600	5 709,6	3 597,0
700	8 581,1	6 178,4
800	3 328,6	2 729,5
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>59 212,9</b>	<b>32 981,2</b>
350	970,8	366,0
400	20 568,9	8 762,4
500	32 128,3	16 995,9
600	5 709,6	3 597,0
700	8 581,1	6 178,4
800	26 134,8	21 430,5
1000	13 318,4	13 584,8
1200	10 447,0	12 745,3
<b>Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	<b>117 858,9</b>	<b>83 660,3</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
350	133,5	50,3
400	14 011,0	5 968,7
500	8 945,0	4 731,9
600	115,7	72,9
700	356,2	256,5
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>23 561,3</b>	<b>11 080,2</b>
350	133,5	50,3
400	14 011,0	5 968,7
500	8 945,0	4 731,9
600	115,7	72,9
700	356,2	256,5
<b>Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	<b>23 561,3</b>	<b>11 080,2</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	
400	246,0	104,8
1000	3 177,0	3 240,5
<b>Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>3 423,0</b>	<b>3 345,3</b>
400	246,0	104,8
1000	3 177,0	3 240,5
<b>Итого по ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>3 423,0</b>	<b>3 345,3</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Газпром энерго»</b>	
400	318,0	135,5
500	1 694,0	896,1
<b>Итого по ООО «Газпром энерго»</b>	<b>2 012,0</b>	<b>1 031,6</b>
400	318,0	135,5
500	1 694,0	896,1
<b>Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»</b>	<b>2 012,0</b>	<b>1 031,6</b>

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Аэропорт Сургут»</b>	
400	66,8	28,5
<b>Итого по АО «Аэропорт Сургут»</b>	<b>66,8</b>	<b>28,5</b>
400	66,8	28,5
<b>Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»</b>	<b>66,8</b>	<b>28,5</b>
<b>Система теплоснабжения г. Сургута</b>		
350	1 104,3	416,3
400	35 210,7	14 999,8
450	0,0	0,0
500	42 767,2	22 623,9
600	5 825,3	3 669,9
700	8 937,3	6 434,9
800	26 134,8	21 430,5
900	0,0	0,0
1000	16 495,4	16 825,3
1100	0,0	0,0
1200	10 447,0	12 745,3
<b>Итого Система теплоснабжения г. Сургута</b>	<b>146 922,0</b>	<b>99 145,9</b>

**Таблица 3.3 - Общая характеристика распределительных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО**

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «СГЭС»</b>	
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
25	117,7	3,8
50	305,5	17,4
70	692,0	52,6
80	1 409,6	125,5
100	7 092,3	766,0
125	4 422,2	588,2
150	12 178,9	1 936,4
200	9 476,3	2 075,3
250	9 801,0	2 675,7
300	5 188,6	1 686,3
<b>Итого по ООО «СГЭС»</b>	<b>50 684,0</b>	<b>9 927,0</b>
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
15	496,0	8,9
20	2 802,8	70,1
25	2 598,9	83,2
32	1 528,2	58,1
40	27 065,0	1 326,2
70	37 750,5	2 869,0
80	40 935,4	3 643,3
100	62 862,3	6 789,1
125	490,5	65,2
150	74 101,4	11 782,1
200	52 756,0	11 553,6
250	26 254,9	7 167,6
300	18 019,7	5 856,4
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>347 661,7</b>	<b>51 272,8</b>
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
15	496,0	8,9
20	2 802,8	70,1



Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
25	2 716,6	86,9
32	1 528,2	58,1
40	27 065,0	1 326,2
50	305,5	17,4
70	38 442,5	2 921,6
80	42 345,0	3 768,7
100	69 954,6	7 555,1
125	4 912,7	653,4
150	86 280,3	13 718,6
175	0,0	0,0
200	62 232,3	13 628,9
250	36 055,9	9 843,3
300	23 208,3	7 542,7
<b>Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	<b>398 345,7</b>	<b>61 199,8</b>
<b>ЕТО:</b>		<b>ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>
<b>ТСО:</b>		<b>СГМУП «ГТС»</b>
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
15	1 181,8	21,3
20	741,8	18,5
25	1 567,6	50,2
32	606,8	23,1
40	8 279,0	405,7
50	1 770,7	100,9
70	9 721,0	738,8
80	17 395,4	1 548,2
100	29 986,4	3 238,5
125	1 632,1	217,1
150	37 960,4	6 035,7
200	20 456,7	4 480,0
250	9 724,9	2 654,9
300	3 224,9	1 048,1
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>144 249,5</b>	<b>20 580,9</b>
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
15	1 181,8	21,3
20	741,8	18,5
25	1 567,6	50,2
32	606,8	23,1
40	8 279,0	405,7
50	1 770,7	100,9
70	9 721,0	738,8
80	17 395,4	1 548,2
100	29 986,4	3 238,5
125	1 632,1	217,1
150	37 960,4	6 035,7
200	20 456,7	4 480,0
250	9 724,9	2 654,9
300	3 224,9	1 048,1
<b>Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	<b>144 249,5</b>	<b>20 580,9</b>
<b>ЕТО:</b>		<b>ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»</b>
<b>ТСО:</b>		<b>ПАО «Сургутнефтегаз»</b>
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
15	348,0	6,3
20	869,0	21,7
25	1 196,0	38,3
32	1 511,0	57,4
50	8 832,0	503,4
80	5 173,0	460,4
100	13 246,0	1 430,6

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
125	931,0	123,8
150	21 782,0	3 463,3
200	6 923,0	1 516,1
250	6 498,0	1 774,0
300	9 180,0	2 983,5
<b>Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>76 489,0</b>	<b>12 378,8</b>
<b><i>1</i></b>	<b><i>7</i></b>	<b><i>18</i></b>
15	348,0	6,3
20	869,0	21,7
25	1 196,0	38,3
32	1 511,0	57,4
50	8 832,0	503,4
80	5 173,0	460,4
100	13 246,0	1 430,6
125	931,0	123,8
150	21 782,0	3 463,3
200	6 923,0	1 516,1
250	6 498,0	1 774,0
300	9 180,0	2 983,5
<b>Итого по ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>76 489,0</b>	<b>12 378,8</b>
<b>ЕТО: ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»</b>		
<b>ТСО: ООО «Газпром энерго»</b>		
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
25	579,0	18,5
40	170,0	8,3
50	338,2	19,3
70	148,0	11,2
80	68,0	6,1
100	1 763,0	190,4
150	1 178,0	187,3
200	4 142,0	907,1
250	1 754,0	478,8
300	4 976,8	1 617,5
<b>Итого по ООО «Газпром энерго»</b>	<b>15 117,0</b>	<b>3 444,5</b>
<b><i>1</i></b>	<b><i>7</i></b>	<b><i>18</i></b>
25	579,0	18,5
40	170,0	8,3
50	338,2	19,3
70	148,0	11,2
80	68,0	6,1
100	1 763,0	190,4
150	1 178,0	187,3
200	4 142,0	907,1
250	1 754,0	478,8
300	4 976,8	1 617,5
<b>Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»</b>	<b>15 117,0</b>	<b>3 444,5</b>
<b>ЕТО: ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»</b>		
<b>ТСО: АО «Аэропорт Сургут»</b>		
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
15	20,0	0,4
25	60,0	1,9
40	112,5	5,5
50	1 071,8	61,1
70	40,0	3,0
80	1 311,6	116,7
100	1 548,8	167,3
125	824,0	109,6
150	1 677,0	266,6
200	1 061,0	232,4

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
250	353,7	96,6
300	124,0	40,3
<b>Итого по АО «Аэропорт Сургут»</b>	<b>8 204,4</b>	<b>1 101,4</b>
<b>I</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
15	20,0	0,4
25	60,0	1,9
40	112,5	5,5
50	1 071,8	61,1
70	40,0	3,0
80	1 311,6	116,7
100	1 548,8	167,3
125	824,0	109,6
150	1 677,0	266,6
200	1 061,0	232,4
250	353,7	96,6
300	124,0	40,3
<b>Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»</b>	<b>8 204,4</b>	<b>1 101,4</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №6 - СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
150	1 396,0	222,0
<b>Итого по СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	<b>1 396,0</b>	<b>222,0</b>
<b>I</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
150	1 396,0	222,0
<b>Итого по ЕТО №6 - СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	<b>1 396,0</b>	<b>222,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №7 - ООО «ОРИОН»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «ОРИОН»</b>	
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
150	1 900,0	302,1
250	2 200,0	600,6
300	648,0	210,6
<b>Итого по ООО «ОРИОН»</b>	<b>4 748,0</b>	<b>1 113,3</b>
150	1 900,0	302,1
250	2 200,0	600,6
300	648,0	210,6
<b>Итого по ЕТО №7 - ООО «ОРИОН»</b>	<b>4 748,0</b>	<b>1 113,3</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «ТВС-сервис»</b>	
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
150	1 710,0	271,9
<b>Итого по ООО «ТВС-сервис»</b>	<b>1 710,0</b>	<b>271,9</b>
<b>Итого по ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №9 - АО «Горремстрой»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Горремстрой»</b>	
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
100	215,0	23,2
150	64,0	10,2
200	177,0	38,8
<b>Итого по АО «Горремстрой»</b>	<b>456,0</b>	<b>72,2</b>
100	215,0	23,2
150	64,0	10,2
200	177,0	38,8
<b>Итого по ЕТО №9 - АО «Горремстрой»</b>	<b>456,0</b>	<b>72,2</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №10 - ООО «Технические системы»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Технические системы»</b>	
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
200	3 400,0	744,6
<b>Итого по ООО «Технические системы»</b>	<b>3 400,0</b>	<b>744,6</b>

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
200	3 400,0	744,6
<b>Итого по ЕТО №10 - ООО «Технические системы»</b>	<b>3 400,0</b>	<b>744,6</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «СКАТ-База»</b>	
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
150	3 408,0	541,9
<b>Итого по ООО «СКАТ-База»</b>	<b>3 408,0</b>	<b>541,9</b>
150	3 408,0	541,9
<b>Итого по ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»</b>	<b>3 408,0</b>	<b>541,9</b>
<b>Система теплоснабжения г. Сургута</b>		
<b>1</b>	<b>7</b>	<b>18</b>
15	2 045,8	36,8
20	4 413,6	110,3
25	6 119,2	195,8
32	3 646,0	138,5
40	35 626,4	1 745,7
50	12 318,2	702,1
70	48 351,5	3 674,7
80	66 293,1	5 900,1
100	116 713,8	12 605,1
125	8 299,8	1 103,9
150	157 355,7	25 019,6
175	0,0	0,0
200	98 392,0	21 547,8
250	56 586,5	15 448,1
300	41 362,0	13 442,6
<b>Итого Система теплоснабжения г. Сургута</b>	<b>657 523,5</b>	<b>101 671,3</b>

Таблица 3.4 - Общая характеристика сетей ГВС ТСО в зоне деятельности ЕТО

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
<b>1</b>	<b>12</b>	<b>23</b>
15	1 211,6	21,8
20	265,0	6,6
25	897,4	28,7
32	733,1	27,9
40	42 772,0	2 095,8
70	40 902,8	3 108,6
80	28 379,4	2 525,8
100	51 240,9	5 534,0
125	3 611,9	480,4
150	24 869,9	3 954,3
200	4 990,2	1 092,9
250	191,5	52,3
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>200 065,8</b>	<b>18 929,1</b>
<b>1</b>	<b>12</b>	<b>23</b>
15	1 211,6	21,8
20	265,0	6,6
25	897,4	28,7
32	733,1	27,9
40	42 772,0	2 095,8
70	40 902,8	3 108,6
80	28 379,4	2 525,8
100	51 240,9	5 534,0

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
125	3 611,9	480,4
150	24 869,9	3 954,3
200	4 990,2	1 092,9
250	191,5	52,3
<b>Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	<b>200 065,8</b>	<b>18 929,1</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
<b>1</b>	<b>12</b>	<b>23</b>
15	504,9	9,1
20	432,2	10,8
25	714,5	22,9
32	705,3	26,8
40	16 342,9	800,8
70	15 267,9	1 160,4
80	8 995,4	800,6
100	16 592,6	1 792,0
125	1 017,2	135,3
150	7 092,1	1 127,7
200	1 794,7	393,0
250	0,0	0,0
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>69 459,7</b>	<b>6 279,3</b>
<b>1</b>	<b>12</b>	<b>23</b>
15	504,9	9,1
20	432,2	10,8
25	714,5	22,9
32	705,3	26,8
40	16 342,9	800,8
70	15 267,9	1 160,4
80	8 995,4	800,6
100	16 592,6	1 792,0
125	1 017,2	135,3
150	7 092,1	1 127,7
200	1 794,7	393,0
<b>Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	<b>69 459,7</b>	<b>6 279,3</b>
<b>Система теплоснабжения г. Сургута</b>		
<b>1</b>	<b>12</b>	<b>23</b>
15	1 716,5	30,9
20	697,2	17,4
25	1 611,9	51,6
32	1 438,4	54,7
40	59 115,0	2 896,6
70	56 170,7	4 269,0
80	37 374,8	3 326,4
100	67 833,4	7 326,0
125	4 629,1	615,7
150	31 962,1	5 082,0
200	6 784,9	1 485,9
250	191,5	52,3
<b>Итого Система теплоснабжения г. Сургута</b>	<b>269 525,5</b>	<b>25 208,4</b>

Тепловые сети города выполнены преимущественно надземным канальным и бесканальным способами прокладки (45,0%, 3,3% и 51,7% соответственно). Надземная прокладка характерна для трубопроводов, примыкающих к источникам теплоснабжения, а также трубопроводов, проложенных на территории или около промышленных предприятий.

**Таблица 3.5 - Способы прокладки магистральных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО**

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «СГЭС»</b>	
Надземная	50 260,6	46 223,3
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	8 385,4	4 455,8
<b>Итого по ООО «СГЭС»</b>	<b>58 646,0</b>	<b>50 679,1</b>
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
Надземная	8 195,2	3 905,0
Канальная	4 496,8	2 476,8
Бесканальная	46 520,9	26 599,3
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>59 212,9</b>	<b>32 981,2</b>
Надземная	58 455,8	50 128,3
Канальная	4 496,8	2 476,8
Бесканальная	54 906,3	31 055,1
<b>Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	<b>117 858,9</b>	<b>83 660,3</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
Надземная	4 124,4	2 093,0
Канальная	1 314,7	591,6
Бесканальная	18 122,2	8 395,6
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>23 561,3</b>	<b>11 080,2</b>
Надземная	4 124,4	2 093,0
Канальная	1 314,7	591,6
Бесканальная	18 122,2	8 395,6
<b>Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	<b>23 561,3</b>	<b>11 080,2</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	3 423,0	3 345,3
<b>Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>3 423,0</b>	<b>3 345,3</b>
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	3 423,0	3 345,3
<b>Итого по ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>3 423,0</b>	<b>3 345,3</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Газпром энерго»</b>	
Надземная	2 012,0	1 031,6
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Газпром энерго»</b>	<b>2 012,0</b>	<b>1 031,6</b>
Надземная	2 012,0	1 031,6
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»</b>	<b>2 012,0</b>	<b>1 031,6</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Аэропорт Сургут»</b>	
Надземная	66,8	28,5
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Аэропорт Сургут»</b>	<b>66,8</b>	<b>28,5</b>
Надземная	66,8	28,5
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»</b>	<b>66,8</b>	<b>28,5</b>
<b>Система теплоснабжения г. Сургута</b>		
Надземная	64 659,1	53 281,4
Канальная	5 811,5	3 068,4
Бесканальная	76 451,5	42 796,1
<b>Итого Система теплоснабжения г. Сургута</b>	<b>146 922,0</b>	<b>99 145,9</b>

**Таблица 3.6 - Способы прокладки распределительных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО**

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «СГЭС»</b>	
Надземная	28 032,8	5 173,8
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	22 651,2	4 753,2
<b>Итого по ООО «СГЭС»</b>	<b>50 684,0</b>	<b>9 927,0</b>
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
Надземная	150 884,1	18 378,3
Канальная	11 596,4	2 598,0
Бесканальная	185 181,2	30 296,4
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>347 661,7</b>	<b>51 272,8</b>
Надземная	178 916,9	23 552,1
Канальная	11 596,4	2 598,0
Бесканальная	207 832,4	35 049,7
<b>Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	<b>398 345,7</b>	<b>61 199,8</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
Надземная	64 635,2	8 162,0
Канальная	6 368,9	1 117,2
Бесканальная	73 245,4	11 301,7
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>144 249,5</b>	<b>20 580,9</b>
Надземная	64 635,2	8 162,0
Канальная	6 368,9	1 117,2
Бесканальная	73 245,4	11 301,7
<b>Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	<b>144 249,5</b>	<b>20 580,9</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	76 489,0	12 378,8
<b>Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>76 489,0</b>	<b>12 378,8</b>
Надземная	0,0	0,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	76 489,0	12 378,8
<b>Итого по ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>76 489,0</b>	<b>12 378,8</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Газпром энерго»</b>	
Надземная	15 117,0	3 444,5
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Газпром энерго»</b>	<b>15 117,0</b>	<b>3 444,5</b>
Надземная	15 117,0	3 444,5
Канальная	0,0	0,0

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»</b>	<b>15 117,0</b>	<b>3 444,5</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Аэропорт Сургут»</b>	
Надземная	8 204,4	1 101,4
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Аэропорт Сургут»</b>	<b>8 204,4</b>	<b>1 101,4</b>
Надземная	8 204,4	1 101,4
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»</b>	<b>8 204,4</b>	<b>1 101,4</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №6 - СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	
Надземная	1 396,0	222,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	<b>1 396,0</b>	<b>222,0</b>
Надземная	1 396,0	222,0
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №6 - СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	<b>1 396,0</b>	<b>222,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №7 - ООО «ОРИОН»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «ОРИОН»</b>	
Надземная	4 748,0	1 113,3
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «ОРИОН»</b>	<b>4 748,0</b>	<b>1 113,3</b>
Надземная	4 748,0	1 113,3
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №7 - ООО «ОРИОН»</b>	<b>4 748,0</b>	<b>1 113,3</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «ТВС-сервис»</b>	
Надземная	1 710,0	271,9
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «ТВС-сервис»</b>	<b>1 710,0</b>	<b>271,9</b>
Надземная	1 710,0	271,9
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»</b>	<b>1 710,0</b>	<b>271,9</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №9 - АО «Горремстрой»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Горремстрой»</b>	
Надземная	456,0	72,2
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по АО «Горремстрой»</b>	<b>456,0</b>	<b>72,2</b>
Надземная	456,0	72,2
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №9 - АО «Горремстрой»</b>	<b>456,0</b>	<b>72,2</b>



Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №10 - ООО «Технические системы»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Технические системы»</b>	
Надземная	3 400,0	744,6
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «Технические системы»</b>	<b>3 400,0</b>	<b>744,6</b>
<i>Надземная</i>	<i>3 400,0</i>	<i>744,6</i>
<i>Канальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №10 - ООО «Технические системы»</b>	<b>3 400,0</b>	<b>744,6</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «СКАТ-База»</b>	
Надземная	3 408,0	541,9
Канальная	0,0	0,0
Бесканальная	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «СКАТ-База»</b>	<b>3 408,0</b>	<b>541,9</b>
<i>Надземная</i>	<i>3 408,0</i>	<i>541,9</i>
<i>Канальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»</b>	<b>3 408,0</b>	<b>541,9</b>
<b>Система теплоснабжения г. Сургута</b>		
Надземная	281 991,5	39 225,9
Канальная	17 965,3	3 715,2
Бесканальная	357 566,7	58 730,1
<b>Итого Система теплоснабжения г. Сургута</b>	<b>657 523,5</b>	<b>101 671,3</b>

**Таблица 3.7 - Способы прокладки сетей ГВС ТСО в зоне деятельности ЕТО**

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
Надземная	86 651,6	7 242,9
Канальная	3 675,3	499,0
Бесканальная	109 837,9	11 258,5
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>200 164,8</b>	<b>19 000,4</b>
<i>Надземная</i>	<i>86 651,6</i>	<i>7 242,9</i>
<i>Канальная</i>	<i>3 675,3</i>	<i>499,0</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>109 837,9</i>	<i>11 258,5</i>
<b>Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	<b>200 164,8</b>	<b>19 000,4</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
Надземная	25 175,6	1 988,6
Канальная	2 719,8	277,5
Бесканальная	41 564,3	4 013,2
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>69 459,7</b>	<b>6 279,3</b>
<i>Надземная</i>	<i>25 175,6</i>	<i>1 988,6</i>
<i>Канальная</i>	<i>2 719,8</i>	<i>277,5</i>
<i>Бесканальная</i>	<i>41 564,3</i>	<i>4 013,2</i>
<b>Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	<b>69 459,7</b>	<b>6 279,3</b>
<b>Система теплоснабжения г. Сургута</b>		
Надземная	111 827,2	9 231,6
Канальная	6 395,1	776,4
Бесканальная	151 402,2	15 271,6

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>Итого Система теплоснабжения г. Сургута</b>	<b>269 624,5</b>	<b>25 279,6</b>

Основными видами изоляции тепловых сетей г. Сургута является минеральная вата.

Для компенсации тепловых расширений сетей применяются П-образные, сильфонные и сальниковые компенсаторы. Кроме того, на тепловых сетях имеются участки самокомпенсации.

Около 41,6% тепловых сетей в Сургуте проложены до 1990 г.

**Таблица 3.8 - Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки ТСО в зоне деятельности ЕТО**

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «СГЭС»</b>	
До 1990	109 330,0	60 606,2
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	0,0	0,0
<b>Итого по ООО «СГЭС»</b>	<b>109 330,0</b>	<b>60 606,2</b>
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
До 1990	103 253,8	14 663,3
С 1991 по 1998	117 370,8	13 868,8
С 1999 по 2003	80 450,6	17 474,8
С 2004	317 050,1	59 965,7
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>618 125,2</b>	<b>105 972,7</b>
До 1990	212 583,8	75 269,5
С 1991 по 1998	117 370,8	13 868,8
С 1999 по 2003	80 450,6	17 474,8
С 2004	317 050,1	59 965,7
<b>Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС»</b>	<b>727 455,2</b>	<b>166 578,9</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «ГТС»</b>	
До 1990	35 106,0	4 717,4
С 1991 по 1998	58 881,3	7 068,5
С 1999 по 2003	30 812,8	5 330,7
С 2004	122 929,5	21 838,7
<b>Итого по СГМУП «ГТС»</b>	<b>247 729,5</b>	<b>38 955,3</b>
До 1990	35 106,0	4 717,4
С 1991 по 1998	58 881,3	7 068,5
С 1999 по 2003	30 812,8	5 330,7
С 2004	122 929,5	21 838,7
<b>Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»</b>	<b>247 729,5</b>	<b>36 604,2</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	
До 1990	79 912,0	15 724,2
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	0,0	0,0
<b>Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>79 912,0</b>	<b>15 724,2</b>
До 1990	79 912,0	15 724,2
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	0,0	0,0
<b>Итого по ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»</b>	<b>79 912,0</b>	<b>15 724,2</b>

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Газпром энерго»</b>	
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	17 129,0	4 476,1
<b>Итого по ООО «Газпром энерго»</b>	<b>17 129,0</b>	<b>4 476,1</b>
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	17 129,0	4 476,1
<b>Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»</b>	<b>17 129,0</b>	<b>4 476,1</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Аэропорт Сургут»</b>	
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	8 271,2	1 129,8
<b>Итого по АО «Аэропорт Сургут»</b>	<b>8 271,2</b>	<b>1 129,8</b>
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	8 271,2	1 129,8
<b>Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»</b>	<b>8 271,2</b>	<b>1 129,8</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №6 - СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	1 396,0	222,0
<b>Итого по СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	<b>1 396,0</b>	<b>222,0</b>
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	1 396,0	222,0
<b>Итого по ЕТО №6 - СГМУП «Сургутский Хлебозавод»</b>	<b>1 396,0</b>	<b>222,0</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №7 - ООО «ОРИОН»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «ОРИОН»</b>	
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	4 748,0	1 113,3
<b>Итого по ООО «ОРИОН»</b>	<b>4 748,0</b>	<b>1 113,3</b>
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	4 748,0	1 113,3
<b>Итого по ЕТО №7 - ООО «ОРИОН»</b>	<b>4 748,0</b>	<b>1 113,3</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «ТВС-сервис»</b>	
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	1 710,0	271,9
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	0,0	0,0

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>Итого по ООО «ТВС-сервис»</b>	<b>1 710,0</b>	<b>271,9</b>
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>1 710,0</i>	<i>271,9</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»</b>	<b>1 710,0</b>	<b>271,9</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №9 - АО «Горремстрой»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>АО «Горремстрой»</b>	
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>456,0</i>	<i>72,2</i>
<b>Итого по АО «Горремстрой»</b>	<b>456,0</b>	<b>72,2</b>
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>456,0</i>	<i>72,2</i>
<b>Итого по ЕТО №9 - АО «Горремстрой»</b>	<b>456,0</b>	<b>72,2</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №10 - ООО «Технические системы»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «Технические системы»</b>	
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>3 400,0</i>	<i>744,6</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ООО «Технические системы»</b>	<b>3 400,0</b>	<b>744,6</b>
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>3 400,0</i>	<i>744,6</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №10 - ООО «Технические системы»</b>	<b>3 400,0</b>	<b>744,6</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»</b>	
<b>ТСО:</b>	<b>ООО «СКАТ-База»</b>	
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>3 408,0</i>	<i>541,9</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ООО «СКАТ-База»</b>	<b>3 408,0</b>	<b>541,9</b>
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>3 408,0</i>	<i>541,9</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<b>Итого по ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»</b>	<b>3 408,0</b>	<b>541,9</b>
<b>Система теплоснабжения г. Сургута</b>		
<i>До 1990</i>	<i>327 601,7</i>	<i>95 711,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>184 770,0</i>	<i>22 495,6</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>111 263,4</i>	<i>22 805,6</i>
<i>С 2004</i>	<i>471 979,7</i>	<i>88 817,8</i>
<b>Итого Система теплоснабжения г. Сургута</b>	<b>1 095 614,9</b>	<b>229 830,1</b>

Таблица 3.9 - Общая характеристика тепловых сетей и сетей ГВС в системе теплоснабжения г. Сургута

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м										Итого ТС и ГВС, м	Материальная характеристика, м²										Итого ТС и ГВС, м
	Тепловые сети					Сети ГВС						Тепловые сети					Сети ГВС					
	Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого		Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого	
	канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего				канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего			
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
15	0,0	1 281,4	1 281,4	764,4	2 045,8	0,0	30,0	30,0	1 686,5	1 716,5	3 762,3	0,0	23,1	23,1	13,8	36,8	0,0	0,5	0,5	30,4	30,9	67,7
20	0,0	3 160,8	3 160,8	1 252,8	4 413,6	0,0	48,0	48,0	649,2	697,2	5 110,8	0,0	79,0	79,0	31,3	110,3	0,0	1,2	1,2	16,2	17,4	127,8
25	0,0	2 587,5	2 587,5	3 531,7	6 119,2	0,0	263,3	263,3	1 348,6	1 611,9	7 731,1	0,0	82,8	82,8	113,0	195,8	0,0	8,4	8,4	43,2	51,6	247,4
32	0,0	2 656,7	2 656,7	989,3	3 646,0	41,0	178,1	219,1	1 219,3	1 438,4	5 084,4	0,0	101,0	101,0	37,6	138,5	1,6	6,8	8,3	46,3	54,7	193,2
40	63,6	14 278,5	14 342,1	21 284,3	35 626,4	435,2	26 160,0	26 595,1	32 519,8	59 115,0	94 741,4	3,1	699,6	702,8	1 042,9	1 745,7	21,3	1 281,8	1 303,2	1 593,5	2 896,6	4 642,3
50	0,0	8 832,0	8 832,0	3 486,2	12 318,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 318,2	0,0	503,4	503,4	198,7	702,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	702,1
70	427,4	18 350,5	18 777,9	29 573,7	48 351,5	695,9	32 478,0	33 173,9	22 996,8	56 170,7	104 522,3	32,5	1 394,6	1 427,1	2 247,6	3 674,7	52,9	2 468,3	2 521,2	1 747,8	4 269,0	7 943,7
80	748,7	30 632,9	31 381,6	34 911,4	66 293,1	995,9	16 433,3	17 429,2	19 945,6	37 374,8	103 667,9	66,6	2 726,3	2 793,0	3 107,1	5 900,1	88,6	1 462,6	1 551,2	1 775,2	3 326,4	9 226,4
100	2 180,4	60 293,3	62 473,7	54 240,0	116 713,8	2 394,4	44 305,4	46 699,8	21 133,6	67 833,4	184 547,2	235,5	6 511,7	6 747,2	5 857,9	12 605,1	258,6	4 785,0	5 043,6	2 282,4	7 326,0	19 931,1
125	125,6	3 123,7	3 249,3	5 050,5	8 299,8	274,6	4 243,5	4 518,1	111,0	4 629,1	12 928,9	16,7	415,5	432,2	671,7	1 103,9	36,5	564,4	600,9	14,8	615,7	1 719,5
150	3 987,6	90 063,2	94 050,7	63 305,0	157 355,7	1 232,3	21 470,9	22 703,2	9 258,9	31 962,1	189 317,8	634,0	14 320,0	14 954,1	10 065,5	25 019,6	195,9	3 413,9	3 609,8	1 472,2	5 082,0	30 101,5
175	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
200	3 713,8	53 682,8	57 396,6	40 995,3	98 392,0	226,9	5 600,2	5 827,1	957,8	6 784,9	105 176,9	813,3	11 756,5	12 569,9	8 978,0	21 547,8	49,7	1 226,4	1 276,1	209,8	1 485,9	23 033,7
250	5 191,2	42 039,7	47 230,8	9 355,6	56 586,5	0,0	191,5	191,5	0,0	191,5	56 778,0	1 417,2	11 476,8	12 894,0	2 554,1	15 448,1	0,0	52,3	52,3	0,0	52,3	15 500,4
300	1 527,0	26 583,8	28 110,8	13 251,2	41 362,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41 362,0	496,3	8 639,7	9 136,0	4 306,6	13 442,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13 442,6
350	133,5	502,8	636,3	468,0	1 104,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 104,3	50,3	189,6	239,9	176,4	416,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	416,3
400	1 007,9	25 685,3	26 693,2	8 517,5	35 210,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35 210,7	429,4	10 941,9	11 371,3	3 628,5	14 999,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14 999,8
450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500	3 595,3	28 925,6	32 520,9	10 246,4	42 767,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42 767,2	1 901,9	15 301,6	17 203,5	5 420,3	22 623,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22 623,9
600	967,0	4 742,6	5 709,6	115,7	5 825,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 825,3	609,2	2 987,8	3 597,0	72,9	3 669,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 669,9
700	107,8	8 683,6	8 791,4	145,9	8 937,3	99,0	0,0	99,0	0,0	99,0	9 036,3	77,6	6 252,2	6 329,8	105,0	6 434,9	71,3	0,0	71,3	0,0	71,3	6 506,1
800	0,0	4 734,6	4 734,6	21 400,2	26 134,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26 134,8	0,0	3 882,4	3 882,4	17 548,2	21 430,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21 430,5
900	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1000	0,0	3 177,0	3 177,0	13 318,4	16 495,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16 495,4	0,0	3 240,5	3 240,5	13 584,8	16 825,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16 825,3
1100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1200	0,0	0,0	0,0	10 447,0	10 447,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10 447,0	0,0	0,0	0,0	12 745,3	12 745,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 745,3
Итого	23 776,8	434 018,2	457 795,0	346 650,5	804 445,5	6 395,1	151 402,2	157 797,3	111 827,2	269 624,5	1 074 070,0	6 783,7	101 526,2	108 309,9	92 507,3	200 817,2	776,4	15 271,6	16 048,1	9 231,6	25 279,6	226 096,8

Таблица 3.10 Общая характеристика муниципальных тепловых сетей и сетей ГВС в системе теплоснабжения г. Сургута, находящихся в эксплуатации ТСО

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м										Итого ТС и ГВС, м	Материальная характеристика, м²										Итого ТС и ГВС, м
	Тепловые сети					Сети ГВС						Тепловые сети					Сети ГВС					
	Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого		Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого	
	канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего				канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего			
ЕТО:	ЕТО №1 - ООО «СГЭС»																					
ТСО:	ООО «СГЭС»																					
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	0,0	0,0	0,0	117,7	117,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	117,7	0,0	0,0	0,0	3,8	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8
32	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	0,0	0,0	0,0	305,5	305,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	305,5	0,0	0,0	0,0	17,4	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,4
70	0,0	0,0	0,0	692,0	692,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	692,0	0,0	0,0	0,0	52,6	52,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	52,6
80	0,0	1 123,8	1 123,8	285,8	1 409,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 409,6	0,0	100,0	100,0	25,4	125,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	125,5
100	0,0	2 608,0	2 608,0	4 484,3	7 092,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7 092,3	0,0	281,7	281,7	484,3	766,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	766,0
125	0,0	1 728,0	1 728,0	2 694,2	4 422,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4 422,2	0,0	229,8	229,8	358,3	588,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	588,2
150	0,0	4 146,6	4 146,6	8 032,3	12 178,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 178,9	0,0	659,3	659,3	1 277,1	1 936,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 936,4
175	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
200	0,0	3 819,3	3 819,3	5 657,0	9 476,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9 476,3	0,0	836,4	836,4	1 238,9	2 075,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 075,3
250	0,0	6 775,0	6 775,0	3 026,0	9 801,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9 801,0	0,0	1 849,6	1 849,6	826,1	2 675,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 675,7
300	0,0	2 450,6	2 450,6	2 738,0	5 188,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 188,6	0,0	796,4	796,4	889,9	1 686,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 686,3
350	0,0	426,8	426,8	0,0	426,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	426,8	0,0	160,9	160,9	0,0	160,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	160,9
400	0,0	3 149,0	3 149,0	3 400,0	6 549,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6 549,0	0,0	1 341,5	1 341,5	1 448,4	2 789,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 789,9
450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500	0,0	3 403,6	3 403,6	1 695,0	5 098,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 098,6	0,0	1 800,5	1 800,5	896,7	2 697,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 697,2
600	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
700	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
800	0,0	1 406,0	1 406,0	21 400,2	22 806,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22 806,2	0,0	1 152,9	1 152,9	17 548,2	18 701,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18 701,1
900	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1000	0,0	0,0	0,0	13 318,4	13 318,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13 318,4	0,0	0,0	0,0	13 584,8	13 584,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13 584,8
1100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1200	0,0	0,0	0,0	10 447,0	10 447,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10 447,0	0,0	0,0	0,0	12 745,3	12 745,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 745,3

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м										Итого ТС и ГВС, м	Материальная характеристика, м²										Итого ТС и ГВС, м
	Тепловые сети					Сети ГВС						Тепловые сети					Сети ГВС					
	Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого		Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого	
	канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего				канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего			
Итого по ООО «СГЭС»	0,0	31 036,6	31 036,6	78 293,4	109 330,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	109 330,0	0,0	9 209,0	9 209,0	51 397,1	60 606,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	60 606,2
ТСО:	СГМУП «ГТС»																					
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
15	0,0	453,4	453,4	42,6	496,0	0,0	30,0	30,0	1 181,6	1 211,6	1 707,6	0,0	8,2	8,2	0,8	8,9	0,0	0,5	0,5	21,3	21,8	30,7
20	0,0	2 163,6	2 163,6	639,2	2 802,8	0,0	30,0	30,0	235,0	265,0	3 067,8	0,0	54,1	54,1	16,0	70,1	0,0	0,8	0,8	5,9	6,6	76,7
25	0,0	1 020,5	1 020,5	1 578,4	2 598,9	0,0	156,0	156,0	741,4	897,4	3 496,3	0,0	32,7	32,7	50,5	83,2	0,0	5,0	5,0	23,7	28,7	111,9
32	0,0	1 025,7	1 025,7	502,5	1 528,2	22,0	136,2	158,2	574,9	733,1	2 261,3	0,0	39,0	39,0	19,1	58,1	0,8	5,2	6,0	21,8	27,9	85,9
40	63,6	9 784,0	9 847,6	17 217,4	27 065,0	160,6	17 326,2	17 486,8	25 285,2	42 772,0	69 837,0	3,1	479,4	482,5	843,7	1 326,2	7,9	849,0	856,9	1 239,0	2 095,8	3 422,0
50	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70	285,0	13 324,3	13 609,3	24 141,3	37 750,5	332,1	22 576,5	22 908,6	17 994,2	40 902,8	78 653,4	21,7	1 012,6	1 034,3	1 834,7	2 869,0	25,2	1 715,8	1 741,1	1 367,6	3 108,6	5 977,7
80	152,9	17 204,6	17 357,5	23 578,0	40 935,4	347,7	11 916,9	12 264,6	16 114,8	28 379,4	69 314,9	13,6	1 531,2	1 544,8	2 098,4	3 643,3	30,9	1 060,6	1 091,5	1 434,2	2 525,8	6 169,0
100	1 309,0	29 408,2	30 717,2	32 145,1	62 862,3	1 436,7	33 962,8	35 399,5	15 841,4	51 240,9	114 103,1	141,4	3 176,1	3 317,5	3 471,7	6 789,1	155,2	3 668,0	3 823,1	1 710,9	5 534,0	12 323,1
125	111,6	0,0	111,6	378,9	490,5	274,6	3 226,3	3 500,9	111,0	3 611,9	4 102,4	14,8	0,0	14,8	50,4	65,2	36,5	429,1	465,6	14,8	480,4	545,6
150	1 519,0	44 878,6	46 397,6	27 703,9	74 101,4	807,6	16 171,5	16 979,2	7 890,7	24 869,9	98 971,4	241,5	7 135,7	7 377,2	4 404,9	11 782,1	128,4	2 571,3	2 699,7	1 254,6	3 954,3	15 736,4
175	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
200	2 566,7	33 085,6	35 652,3	17 103,7	52 756,0	194,9	4 114,0	4 308,9	681,3	4 990,2	57 746,2	562,1	7 245,7	7 807,9	3 745,7	11 553,6	42,7	901,0	943,7	149,2	1 092,9	12 646,4
250	4 163,6	20 940,5	25 104,1	1 150,9	26 254,9	0,0	191,5	191,5	0,0	191,5	26 446,4	1 136,7	5 716,7	6 853,4	314,2	7 167,6	0,0	52,3	52,3	0,0	52,3	7 219,9
300	1 425,0	11 892,4	13 317,4	4 702,4	18 019,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18 019,7	463,1	3 865,0	4 328,1	1 528,3	5 856,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 856,4
350	0,0	76,0	76,0	468,0	544,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	544,0	0,0	28,7	28,7	176,4	205,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	205,1
400	196,2	10 107,3	10 303,5	3 716,4	14 019,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14 019,9	83,6	4 305,7	4 389,3	1 583,2	5 972,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 972,5
450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
500	3 225,8	19 917,0	23 142,7	3 886,9	27 029,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27 029,7	1 706,4	10 536,1	12 242,5	2 056,2	14 298,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14 298,7
600	967,0	4 742,6	5 709,6	0,0	5 709,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 709,6	609,2	2 987,8	3 597,0	0,0	3 597,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 597,0
700	107,8	8 349,4	8 457,2	123,9	8 581,1	99,0	0,0	99,0	0,0	99,0	8 680,1	77,6	6 011,6	6 089,2	89,2	6 178,4	71,3	0,0	71,3	0,0	71,3	6 249,7
800	0,0	3 328,6	3 328,6	0,0	3 328,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 328,6	0,0	2 729,5	2 729,5	0,0	2 729,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 729,5
900	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
1000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
1100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
1200	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Итого по СГМУП «ГТС»	16 093,2	231 702,1	247 795,3	159 079,3	406 874,6	3 675,3	109 837,9	113 513,2	86 651,6	200 164,8	607 039,4	5 074,9	56 895,7	61 970,6	22 283,3	84 253,9	499,0	11 258,5	11 757,4	7 242,9	19 000,4	103 254,3
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
15	0,0	453,4	453,4	42,6	496,0	0,0	30,0	30,0	1 181,6	1 211,6	1 707,6	0,0	8,2	8,2	0,8	8,9	0,0	0,5	0,5	21,3	21,8	30,7
20	0,0	2 163,6	2 163,6	639,2	2 802,8	0,0	30,0	30,0	235,0	265,0	3 067,8	0,0	54,1	54,1	16,0	70,1	0,0	0,8	0,8	5,9	6,6	76,7
25	0,0	1 020,5	1 020,5	1 696,2	2 716,6	0,0	156,0	156,0	741,4	897,4	3 614,0	0,0	32,7	32,7	54,3	86,9	0,0	5,0	5,0	23,7	28,7	115,6
32	0,0	1 025,7	1 025,7	502,5	1 528,2	22,0	136,2	158,2	574,9	733,1	2 261,3	0,0	39,0	39,0	19,1	58,1	0,8	5,2	6,0	21,8	27,9	85,9
40	63,6	9 784,0	9 847,6	17 217,4	27 065,0	160,6	17 326,2	17 486,8	25 285,													

[illegible]

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м										Итого ТС и ГВС, м	Материальная характеристика, м²										Итого ТС и ГВС, м	
	Тепловые сети					Сети ГВС						Тепловые сети					Сети ГВС						
	Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого		Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого		
	канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего				канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего				
400	0,0	246,0	246,0	0,0	246,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	246,0	0,0	104,8	104,8	0,0	104,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	104,8	
450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
500	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
600	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
700	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
800	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
900	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
1000	0,0	3 177,0	3 177,0	0,0	3 177,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 177,0	0,0	3 240,5	3 240,5	0,0	3 240,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 240,5	
1100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
1200	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»	0,0	79 912,0	79 912,0	0,0	79 912,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	79 912,0	0,0	15 724,2	15 724,2	0,0	15 724,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15 724,2	
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
15	0,0	348,0	348,0	0,0	348,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	348,0	0,0	6,3	6,3	0,0	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	
20	0,0	869,0	869,0	0,0	869,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	869,0	0,0	21,7	21,7	0,0	21,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,7	
25	0,0	1 196,0	1 196,0	0,0	1 196,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 196,0	0,0	38,3	38,3	0,0	38,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,3	
32	0,0	1 511,0	1 511,0	0,0	1 511,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 511,0	0,0	57,4	57,4	0,0	57,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,4	
40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
50	0,0	8 832,0	8 832,0	0,0	8 832,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8 832,0	0,0	503,4	503,4	0,0	503,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	503,4	
70	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
80	0,0	5 173,0	5 173,0	0,0	5 173,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 173,0	0,0	460,4	460,4	0,0	460,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	460,4	
100	0,0	13 246,0	13 246,0	0,0	13 246,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13 246,0	0,0	1 430,6	1 430,6	0,0	1 430,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 430,6	
125	0,0	931,0	931,0	0,0	931,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	931,0	0,0	123,8	123,8	0,0	123,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	123,8	
150	0,0	21 782,0	21 782,0	0,0	21 782,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21 782,0	0,0	3 463,3	3 463,3	0,0	3 463,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 463,3	
175	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
200	0,0	6 923,0	6 923,0	0,0	6 923,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6 923,0	0,0	1 516,1	1 516,1	0,0	1 516,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 516,1	
250	0,0	6 498,0	6 498,0	0,0	6 498,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6 498,0	0,0	1 774,0	1 774,0	0,0	1 774,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 774,0	
300	0,0	9 180,0	9 180,0	0,0	9 180,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9 180,0	0,0	2 983,5	2 983,5	0,0	2 983,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 983,5	
350	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
400	0,0	246,0	246,0	0,0	246,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	246,0	0,0	104,8	104,8	0,0	104,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	104,8	
450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
500	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
600	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
700	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
800	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
900	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
1000	0,0	3 177,0	3 177,0	0,0	3 177,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 177,0	0,0	3 240,5	3 240,5	0,0	3 240,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 240,5	
1100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
1200	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Итого по ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»	0,0	79 912,0	79 912,0	0,0	79 912,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	79 912,0	0,0	15 724,2	15 724,2	0,0	15 724,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15 724,2	
ЕТО:	ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»																						
ТСО:	ООО «Газпром энерго»																						
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,		



---

109

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м										Итого ТС и ГВС, м	Материальная характеристика, м²										Итого ТС и ГВС, м
	Тепловые сети					Сети ГВС						Тепловые сети					Сети ГВС					
	Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого		Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого	
	канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего				канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего			
250	0,0	0,0	0,0	2 200,0	2 200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 200,0	0,0	0,0	0,0	600,6	600,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	600,6
300	0,0	0,0	0,0	648,0	648,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	648,0	0,0	0,0	0,0	210,6	210,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	210,6
Итого по ООО «ОРИОН»	0,0	0,0	0,0	4 748,0	4 748,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4 748,0	0,0	0,0	0,0	1 113,3	1 113,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 113,3
150	0,0	0,0	0,0	1 900,0	1 900,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 900,0	0,0	0,0	0,0	302,1	302,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	302,1
250	0,0	0,0	0,0	2 200,0	2 200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 200,0	0,0	0,0	0,0	600,6	600,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	600,6
300	0,0	0,0	0,0	648,0	648,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	648,0	0,0	0,0	0,0	210,6	210,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	210,6
Итого по ЕТО №7 - ООО «ОРИОН»	0,0	0,0	0,0	4 748,0	4 748,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4 748,0	0,0	0,0	0,0	1 113,3	1 113,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 113,3
ЕТО:	ЕТО №8 - ООО «ГВС-сервис»																					
ТСО:	ООО «ГВС-сервис»																					
150	0,0	0,0	0,0	1 710,0	1 710,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 710,0	0,0	0,0	0,0	271,9	271,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	271,9
Итого по ООО «ГВС-сервис»	0,0	0,0	0,0	1 710,0	1 710,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 710,0	0,0	0,0	0,0	271,9	271,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	271,9
150	0,0	0,0	0,0	1 710,0	1 710,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 710,0	0,0	0,0	0,0	271,9	271,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	271,9
Итого по ЕТО №8 - ООО «ГВС-сервис»	0,0	0,0	0,0	1 710,0	1 710,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 710,0	0,0	0,0	0,0	271,9	271,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	271,9
ЕТО:	ЕТО №9 - АО «Горремстрой»																					
ТСО:	АО «Горремстрой»																					
100	0,0	0,0	0,0	215,0	215,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	215,0	0,0	0,0	0,0	23,2	23,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,2
150	0,0	0,0	0,0	64,0	64,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64,0	0,0	0,0	0,0	10,2	10,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2
200	0,0	0,0	0,0	177,0	177,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	177,0	0,0	0,0	0,0	38,8	38,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,8
Итого по АО «Горремстрой»	0,0	0,0	0,0	456,0	456,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	456,0	0,0	0,0	0,0	72,2	72,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	72,2
100	0,0	0,0	0,0	215,0	215,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	215,0	0,0	0,0	0,0	23,2	23,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,2
150	0,0	0,0	0,0	64,0	64,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64,0	0,0	0,0	0,0	10,2	10,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2
200	0,0	0,0	0,0	177,0	177,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	177,0	0,0	0,0	0,0	38,8	38,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,8
Итого по ЕТО №9 - АО «Горремстрой»	0,0	0,0	0,0	456,0	456,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	456,0	0,0	0,0	0,0	72,2	72,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	72,2
ЕТО:	ЕТО №10 - ООО «Технические системы»																					
ТСО:	ООО «Технические системы»																					
200	0,0	0,0	0,0	3 400,0	3 400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 400,0	0,0	0,0	0,0	744,6	744,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	744,6
Итого по ООО «Технические системы»	0,0	0,0	0,0	3 400,0	3 400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 400,0	0,0	0,0	0,0	744,6	744,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	744,6
200	0,0	0,0	0,0	3 400,0	3 400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 400,0	0,0	0,0	0,0	744,6	744,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	744,6
Итого по ЕТО №10 - ООО «Технические системы»	0,0	0,0	0,0	3 400,0	3 400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 400,0	0,0	0,0	0,0	744,6	744,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	744,6
ЕТО:	ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»																					
ТСО:	ООО «СКАТ-База»																					
150	0,0	0,0	0,0	3 408,0	3 408,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 408,0	0,0	0,0	0,0	541,9	541,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	541,9
Итого по ООО «СКАТ-База»	0,0	0,0	0,0	3 408,0	3 408,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 408,0	0,0	0,0	0,0	541,9	541,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	541,9
150	0,0	0,0	0,0	3 408,0	3 408,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 408,0	0,0	0,0	0,0	541,9	541,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	541,9
Итого по ЕТО №11 - ООО «СКАТ-База»	0,0	0,0	0,0	3 408,0	3 408,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 408,0	0,0	0,0	0,0	541,9	541,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	541,9
Система теплоснабжения г. Сургута																						
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
15	0,0	1 281,4	1 281,4	764,4	2 045,8	0,0	30,0	30,0	1 686,5	1 716,5	3 762,3	0,0	23,1	23,1	13,8	36,8	0,0	0,5	0,5	30,4	30,9	67,7
20	0,0	3 160,8	3 160,8	1 252,8	4 413,6	0,0	48,0	48,0	649,2	697,2	5 110,8	0,0	79,0	79,0	31,3	110,3	0,0	1,2	1,2	16,2	17,4	127,8
25	0,0	2 587,5	2 587,5	3 531,7	6 119,2	0,0	263,3	263,3	1 348,6	1 611,9	7 731,1	0,0	82,8	82,8	113,0	195,8	0,0	8,4	8,4	43,2	51,6	247,4
32	0,0	2 656,7	2 656,7	989,3	3 646,0	41,0	178,1	219,1	1 219,3	1 438,4	5 084,4	0,0	101,0	101,0	37,6	138,5	1,6	6,8	8,3	46,3	54,7	193,2
40	63,6	14 278,5	14 342,1	21 284,3	35 626,4	435,2	26 160,0	26 595,1	32 519,8	59 115,0	94 741,4	3,1	699,6	702,8	1 042,9	1 745,7	21,3	1 281,8	1 303,2	1 593,5	2 896,6	4 642,3
50	0,0	8 832,0	8 832,0	3 486,2	12 318,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 318,2	0,0	503,4	503,4	198,7	702,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	702,1
70	427,4	18 350,5	18 777,9	29 573,7	48 351,5	695,9	32 478,0	33 173,9	22 996,8	56 170,7	104 522,3	32,5	1 394,6	1 427,1	2 247,6	3 674,7	52,9	2 468,3	2 521,2	1 747,8	4 269,0	7 943,7
80	748,7	30 632,9	31 381,6	34 911,4	66 293,1	995,9	16 433,3	17 429,2	19 945,6	37 374,8	103 667,9	66,6	2 726,3	2 793,0	3 107,1	5 900,1	88,6	1 462,6	1 551,2	1 775,2	3 326,4	9 226,4
100	2 180,4	60 293,3	62 473,7	54 240,0	116 713,8	2 394,4	44 305,4	46 699,8	21 133,6	67 833,4	184 547,2	235,5	6 511,7	6 747,2	5 857,9	12 605,1	258,6	4 785,0	5 043,6	2 282,4	7 326,0	19 931,1
125	125,6	3 123,7	3 249,3	5 050,5	8 299,8	274,6	4 243,5	4 518,1	111,0	4 629,1	12 928,9	16,7	415,5	432,2	671,7	1 103,9	36,5	564,4	600,9	14,8	615,7	1 719,5
150	3 987,6	90 063,2	94 050,7	63 305,0	157 355,7	1 232,3	21 470,9	22 703,2	9 258,9	31 962,1	189 317,8	634,0	14 320,0	14 954,1	10 065,5	25 019,6	195,9	3 413,9	3 609,8	1 472,2	5 082,0	30 101,5
175	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
200	3 713,8	53 682,8	57 396,6	40 995,3	98 392,0	226,9	5 600,2	5 827,1	957,8	6 784,9	105 176,9	813,3	11 756,5	12 569,9	8 978,0	21 547,8	49,7	1 226,4	1 276,1	209,8	1 485,9	23 033,7
250	5 191,2	42 039,7	47 230,8	9 355,6	56 586,5	0,0																

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м										Итого ТС и ГВС, м	Материальная характеристика, м²										Итого ТС и ГВС, м
	Тепловые сети					Сети ГВС						Тепловые сети					Сети ГВС					
	Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого		Подземная			Надземная	Итого	Подземная			Надземная	Итого	
	канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего				канальная	бесканальная	всего			канальная	бесканальная	всего			
1200	0,0	0,0	0,0	10 447,0	10 447,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10 447,0	0,0	0,0	0,0	12 745,3	12 745,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 745,3
Итого Система теплоснабжения г. Сургута	23 776,8	434 018,2	457 795,0	346 650,5	804 445,5	6 395,1	151 402,2	157 797,3	111 827,2	269 624,5	1 074 070,0	6 783,7	101 526,2	108 309,9	92 507,3	200 817,2	776,4	15 271,6	16 048,1	9 231,6	25 279,6	226 096,8

### 3.5. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

В качестве секционирующей арматуры на тепловых сетях СГМУП «ГТС» используются шаровые краны. Секционирующие задвижки находятся в тепловых камерах. На отводах к потребителям установлена отключающая арматура.

**Таблица 3.11 – Количество арматуры на магистральных сетях СГМУП «ГТС»**

Диаметр	Секущая арматура, отпайки		Дренажная арматура		Воздушники			Перемычки		Байпас	
	задвижка кол. шт.	кран шаровый шт.	задвижка кол. шт.	кран шаровый шт.	задвижка кол. шт.	кран шаровый шт.	вентиль кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шаровый шт.	задвижка кол. шт.	кран шаровый шт.
15				29		616	122		15		
20				32		68	42		4		
25				73		221	27		8		2
32		2		23		85	21		1		2
40		2		120		70	21		10		
50	18	45	33	154	8	49	13	10	38	11	119
65		4		9							
80		108	20	198	3	7		2	38		
100	32	118	26	152	1			8	37	2	
125		2									
150	26	141	16	89	5	3		15	202		4
200	15	90	2	32		2		1	42	1	
250	12	172		4					22		
300	25	89						5			
350	4										
400	51	94						2	6		
500	13	108							2		
600		26									
700		8									
800		2									
Всего	196	1011	97	915	17	1121	246	43	425	14	127

**Таблица 3.12 – Количество арматуры на распределительных сетях СГМУП «ГТС»**

Условный диаметр, мм	Задвижка	Шаровый кран	Балансировочный клапан	Дренажная арматура	Арматура для выпуска воздуха	Перемычки
15	5	52		371	2618	46
20	27	166	44	868	501	41

25	11	170	94	1926	210	26
32	15	168	49	339	57	3
40	26	97	76	310	26	1
50	620	2140	34	394	40	20
65		219	2	5	4	
80	361	2028	1	74	3	4
100	265	1471	2	41		11
125		7				
150	95	1149		4		23
200	47	342				2
250	12	49				
300	7	11				
35		2				
400	14	12				
500	2	14				
800		1				
Всего	150 7	8098	302	4332	3459	177

**Таблица 3.13 – Запорно-регулирующая арматура ЦТП СГМУП «ГТС»**

№ № п. п.	№ ЦТП	Место установки электроприв ода	Количество однотипных электроприво дов, (шт.)	Установленн ая мощность электроприв ода, (кВт)	КПД электроприв ода	Годовое число часов работы электроприво да, (ч.)
1	1	СО ГВС	1 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
2	2	ГВС	4	0,015	0,8	8424
3	4	СО ГВС	1 4	0,26 0,015	0,8 0,8	6552 8424
4	5	СО ГВС	1 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
5	6	СО ГВС	1 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
6	7	ГВС СО	4 2	0,015 0,012	0,8 0,8	8424 6552
7	8	ГВС СО	4 2	0,015 0,012	0,8 0,8	8424 6552
8	9	СОСО ГВС	1 1 4	0,012 0,015 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
9	10	СО ГВС	1 2	0,0105 0,015	0,8 0,8	6552 8424
10	11	СО ГВС	1 4	0,012 0,012	0,8 0,8	6552 8424
11	12	ГВС СО	1 2	0,26 0,43	0,8 0,8	8424 6552
12	13	СО	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
13	14	СО ГВССО	1 4 1	0,012 0,015 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 8424 6552
14	15	СО ГВС	1 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
15	16	ГВС СО	4 2	0,015 0,012	0,8 0,8	8424 6552
16	17	СО ГВС	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
17	18	СО ГВС	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
18	19	ГВС СО	4 1	0,015 0,012	0,8 0,8	8424 6552
19	20	СО ГВС	1 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424

20	21	ГВС СО	4 1	0,015 0,012	0,8 0,8	8424 6552
21	22	ГВССО	4 2	0,015 0,012	0,8 0,8	8424 6552
22	23	ГВС СО	4 2	0,015 0,012	0,8 0,8	8424 6552
23	24	СО СО ГВС	1 1 4	0,019 0,0195 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
24	25	ГВС	1	0,26	0,8	8424
25	26	СОСО ГВС	1 1 4	0,012 0,26 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
26	27	СО ГВС	1 4	0,019 0,015	0,8 0,8	6552 8424
27	28	СО ГВС	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
28	29	СО	2	0,43	0,8	6552

№ № п. п.	№ ЦТП	Место установки электроприв ода	Количество однотипных электроприво дов, (шт.)	Установленн ая мощность электроприв ода, (кВт)	КПД электроприв ода	Годовое число часов работы электроприв ода, (ч.)
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
2 9	30	СО ГВС	1 1	0,012 0,26	0,8 0,8	6552 8424
3 0	31	СО СО ГВС	1 1 4	0,012 0,26 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
3 1	32	СО ГВС	1 4	0,019 0,015	0,8 0,8	6552 8424
3 2	33	СО ГВС	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
3 3	34	СО СО ГВС	1 1 4	0,019 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
3 4	35	СОСО ГВС	1 1 4	0,019 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
3 5	36	СОСО ГВС	1 1 4	0,019 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
3 6	37	СО ГВС СО	1 4 1	0,012 0,015 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 8424 6552
3 7	38	СО СО ГВС	1 1 4	0,012 0,26 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
3 8	39	СО СО ГВС	1 1 4	0,012 0,26 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
3 9	40	СО СО ГВС	1 1 4	0,26 0,015 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
4 0	41	СО ГВС	1 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
4 1	42	СО СО ГВС	1 1 4	0,012 0,015 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424

4 2	43	СО ГВС	1 4	0,019 0,015	0,8 0,8	6552 8424
4 3	45	СОСО ГВС	1 1 2	0,012 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
4 4	46	СО ГВС	1 4	0,019 0,015	0,8 0,8	6552 8424
4 5	47	СО ГВС	1 4	0,015 0,015	0,8 0,8	6552 8424
4 6	48	СО ГВССО	1 4 1	0,012 0,015 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 8424 6552
4 7	49	ГВС СО	4 2	0,015 0,012	0,8 0,8	6552 6552
4 8	50	СО ГВС	1 4	0,019 0,015	0,8 0,8	6552 8424
4 9	51	СО СО ГВС	1 1 4	0,012 0,0195 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
5 0	52	СОСО ГВС	1 1 4	0,019 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424

№ № п. п.	№ ЦТП	Место установки электроприв о да	Количество однотипных электроприво д ов, (шт.)	Установленн ая мощность электроприв о да, (кВт)	КПД электроприв ода	Годовое число часов работы электроприв о да, (ч.)
5 1	53	СО СО ГВС	1 1 4	0,019 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
5 2	54	СОСО ГВС	1 1 4	0,012 0,0195 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
5 3	55	СОСО ГВС	1 1 4	0,012 0,0195 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
5 4	56	СО СО ГВС	1 1 4	0,015 0,0195 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
5 5	57	ГВС СО	4 2	0,015 0,015	0,8 0,8	8424 6552
5 6	58	СО ГВССО	1 4 1	0,012 0,012 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 8424 6552
5 7	59	СО СО ГВС	1 1 4	0,012 0,0195 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
5 8	60	СОСО ГВС	1 1 4	0,012 0,0195 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
5 9	61	СО СО ГВС	1 1 4	0,012 0,012 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
6 0	62	СОСО ГВС	1 1 4	0,012 0,012 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
6 1	63	СОСО ГВС	1 1 4	0,012 0,0195 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424

6 2	64	СО ГВС	1 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
6 3	65	СО СО ГВС	1 1 4	0,015 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
6 4	66	СО СО ГВС	1 1 4	0,015 0,0195 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
6 5	67	СО ГВС	1 4	0,015 0,015	0,8 0,8	6552 8424
6 6	68	СО ГВС	1 4	0,015 0,015	0,8 0,8	6552 8424
6 7	69	СО ГВС	1 4	0,015 0,015	0,8 0,8	6552 8424
6 8	70	СО ГВС	1 4	0,015 0,015	0,8 0,8	6552 8424
6 9	71	СО ГВС	1 4	0,015 0,015	0,8 0,8	6552 8424
7 0	72	СО ГВС	1 4	0,015 0,015	0,8 0,8	6552 8424
7 1	73	ГВС	1	0,16	0,8	8424
7 2	74	ГВС	4	0,015	0,8	8424
7 3	75	СО ГВС	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
7 4	76	СО ГВС	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424

№ № п. п.	№ ЦТП	Место установки электроприв о да	Количество однотипных электроприво д ов, (шт.)	Установленн ая мощность электроприв о да, (кВт)	КПД электроприв ода	Годовое число часов работы электроприв о да, (ч.)
75	77	СО ГВС	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
76	78	СО ГВС	1 4	0,019 0,015	0,8 0,8	6552 8424
77	79	СО СО ГВС	1 1 4	0,015 0,26 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
78	80	ГВС СО	4 1	0,015 0,012	0,8 0,8	8424 6552
79	81	ГВС СО	4 2	0,015 0,012	0,8 0,8	8424 6552
80	82	СО ГВС	2 1	0,012 0,26	0,8 0,8	6552 8424
81	83	СО ГВС	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
82	84	подпитка	1	0,43	0,8	6192
83	85	ГВС СОСО	4 2 1	0,015 0,43 0,012	0,8 0,8 0,8	8424 6552 6552
84	86	подпитка	1	0,43	0,8	6552
85	87	подпитка	1	0,43	0,8	6552
86	88	подпитка СО	1 4	0,012 0,012	0,8 0,8	6552 6552



87	89	подпитка	1	0,43	0,8	6552
88	90	подпитка СО	1 6	0,43 0,26	0,8 0,8	6552 6552
89	91	подпитка	1	0,43	0,8	6192
90	92	подпитка	1	0,43	0,8	6192
91	93	ГВС	1	0,015	0,8	8424
92	94	СО ГВС	1 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
93	95	СО ГВС	1 2	0,012 0,012	0,8 0,8	6552 8424
94	96	СО СО ГВС	1 1 4	0,0105 0,0195 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
95	97	СОСО ГВС	1 1 4	0,015 0,0195 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
96	100	СО ГВС	1 4	0,015 0,015	0,8 0,8	6192 8424
97	Госснаб	СО	3	0,015	0,8	6192
98	99	СО ГВС СО	1 4 1	0,012 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 8424 6552
99	98	СО СО ГВС	1 1 2	0,012 0,26 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
10 0	ПС-1	СО	1	0,012	0,8	6552
10 1	ПС-2	СО	1	0,012	0,8	6552
10 2	ПС-3					
10 3	ПС-4					
10 4	ПС-5					
10 6	ПС-7	СО	1	0,43	0,8	6552
10 7	ПС-КСК	СО	1	0,012	0,8	6192
10 8	КРП-1					
10 9	КРП-2					

№ № п. п.	№ ЦТП	Место установки электроприв ода	Количество однотипных электроприво дов, (шт.)	Установленн ая мощность электроприв ода, (кВт)	КПД электроприв ода	Годовое число часов работы электроприв ода, (ч.)
11 0	102	ГВС СО	4 1	0,012 0,012	0,8 0,8	8424 6552
11 1	101	ГВС СО	4 2	0,015 0,015	0,8 0,8	8424 6192
11 2	ИТП Майская,10	СО ГВС	1 1	0,00215 0,00215	0,8 0,8	6552 8424
11 3	ИТП Республики ,83	СО ГВС	1 1	0,00215 0,007	0,8 0,8	6552 8424
11 4	ИТП Энергетиков ,31	СО ГВС	1 2	0,00215 0,007	0,8 0,8	6552 8424
11 5	ИТП Ленина, 26	СО	2	0,007	0,8	6552
11 6	ЦТП-103	ГВС СО	4 2	0,015	0,8	8424 6552
11 7	ЦТП-104	СО ГВС	1 1	0,012	0,8	6552 8424
11 8	ПС-4	СО	1	0,027	0,8	6552
11 9	КРП-3	нет				
12 0	КРП-4	нет				
12 1	ПС-9	нет				
12 2	ПС-10	нет				

При подземной прокладке запорная арматура на тепловых сетях ООО «СГЭС» установлена в тепловых камерах. Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или отказах величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

Регулирующие клапаны расположены в коллекторной № 1 и № 2 на ПКТС. В качестве регулирующих клапанов используются поворотные запорно-регулирующие дисковые затворы Vexve BFG 800W2 с электроприводом (в коллекторной №2) и запорно-регулирующий дисковый затвор HOGFORS 31300CS ZG5 (в коллекторной №1).

Также в ПКТС установлен регулирующий клапан РКЗ на общем напорном коллекторе насосов ПН-7-ПН-12 - поворотный запорно-регулирующий дисковый затвор HOGFORS 31300CS 1000 ZG5 DN1000 RN с электроприводом.

Секционирующие задвижки находятся на прямом и обратном трубопроводах на тепломагистрали СГРЭС-1-ПКТС в павильоне ПЗ 2 Ду 800 мм с электроприводом и на

тепломагистрالی СГРЭС-1-ВЖР в камере ЗТК-2 2 Ду600 мм - шаровые краны с червячной передачей.

В основном режиме в отопительный период все задвижки открыты, кроме задвижек в павильоне П-12 (закрыты секущие задвижки № 12-6 и № 2-5 и задвижки на перемычке № 13-3 и № 12-4).

Секционирующие задвижки на СГРЭС-2 находятся: в павильонах П-1 (задвижка с электроприводом 2 Ду 1000 мм), П-3 (по прямому трубопроводу задвижка с электроприводом 2 Ду 800 мм), ПНС (по обратному трубопроводу), П- 5, П-6 (задвижка с электроприводом 2 Ду 800 мм), П-8(задвижка с электроприводом 2 Ду 800 мм), П-9; П-11; П-12 (задвижка с электроприводом 4 Ду 800 мм).

На тепломагистрالی «СГРЭС-2-Промзона» секционирующие клиновые задвижки установлены в ТП-1: задвижка с электроприводом Ду 800 и Ду 400 без электропривода.

Положение задвижек при основном режиме работы систем теплоснабжения от СГРЭС-2:

- т/м «СГРЭС-2 - Промзона»: на выходе с СГРЭС-2 (С-1, С-2, С-65, С-66, С-75, С-76) в павильоне ТП-1, у НО-10, у НО-17 (ответвление на ТМБ) и в ТП-3 - все задвижки открыты; С-1 и С-2 в нормальном режиме работы закрыты, регулирование выполняется регуляторами С-66, С-75;

- т/м «СГРЭС-2 - ВЖР»: на выходе с СГРЭС-2 (Первый тепловывод: С-61, С- 62, С-54, второй тепловывод: С-96, С-97, С-100, С-101), в павильонах П-1, П-3, П-5, П-6, П- 7, П-8, П- 9, П-10, П-11, П-12 (задвижки № П 12-1 и № П 12-2; № П 12-7 и № П 12-8) и ПНС

- все задвижки открыты;

- задвижки закрыты: в павильоне П-12 (№ П 12-5 и № П 12-6; № П 12-3 и № П 12-4).

На обратном трубопроводе тепломагистрالی «СГРЭС-2 - ВЖР» в районе павильона

П-3 находится перекачивающая насосная станция ПНС-1, оборудованная насосами WILO SCP/470HA-355/4-T4-CO/EO (4 шт.). В летний период оборудование ПНС-1 выводится из работы, в отопительный период запускается поочередно 2 перекачивающих насоса по мере увеличения расхода воды до расчетного (2 насоса в резерве).

### **3.6. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов**

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены тепловые камеры.

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены, в основном, в подземном исполнении и имеют следующие конструктивное исполнение:

- монолитные;
- из блоков ФБС;
- необслуживаемые колодцы (коверы) вместе с предизолированными шаровыми кранами с удлиненным штоком

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

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

Утвержденные температурные графики отпуска тепла от источников тепловой энергии г. Сургута приведены в таблицах ниже.

**Таблица 3.14 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график СГРЭС-1) (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	75,0	37,0
7	75,0	37,7
6	75,0	38,4
5	75,0	39,1
4	75,0	39,8
3	75,0	40,4
2	75,0	41,1
1	75,0	41,7
0	82,0	42,4
-1	82,0	43,0
-2	82,0	43,6
-3	82,0	44,2
-4	82,0	45,4
-5	82,0	46,0
-6	82,0	46,6
-7	82,0	47,1
-8	83,6	47,9
-9	85,6	48,6
-10	87,6	49,3
-11	89,6	50,1
-12	91,7	50,8
-13	93,7	51,5
-14	95,7	52,2
-15	97,7	52,9
-16	99,7	53,6
-17	101,6	54,3
-18	103,6	55,0
-19	105,6	55,7

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
-20	107,6	56,4
-21	109,5	57,0
-22	111,5	57,7
-23	112,0	58,4
-24	112,0	59,1
-25	112,0	59,5
-26	112,0	60,0
-27	112,0	60,5
-28	112,0	61,0
-29	112,0	61,5
-30	112,0	61,9
-31	112,0	62,4
-32	112,0	62,9
-33	112,0	63,4
-34	112,0	63,9
-35	112,0	64,3
-36	112,0	64,8
-37	112,0	65,3
-38	112,0	65,8
-39	112,0	66,3
-40	112,0	66,7
-41	112,0	67,2
-42	112,0	67,7

**Таблица 3.15 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график СГРЭС-2) (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	75,0	43,4
7	75,0	43,2
6	75,0	43,0
5	75,0	42,8
4	75,0	42,6
3	75,0	42,4
2	75,0	42,2
1	75,0	42,0
0	82,0	41,8
-1	82,0	42,1
-2	82,0	42,8
-3	82,0	43,6
-4	82,0	44,4
-5	82,0	45,2
-6	82,0	45,9
-7	82,0	46,7
-8	83,6	47,4
-9	85,6	48,2
-10	87,6	48,9
-11	89,6	49,6
-12	91,7	50,4
-13	93,7	51,1
-14	95,7	51,8
-15	97,7	52,5

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
-16	99,7	53,2
-17	101,6	53,9
-18	103,6	54,6
-19	105,6	55,3
-20	107,6	56,0
-21	109,5	56,6
-22	111,5	57,3
-23	113,5	58,0
-24	115,4	58,6
-25	117,4	59,3
-26	119,3	59,9
-27	121,2	60,6
-28	123,2	61,3
-29	125,1	61,9
-30	127,1	62,5
-31	129,0	63,2
-32	130,9	63,8
-33	132,8	64,4
-34	134,8	65,1
-35	136,7	65,7
-36	138,6	66,3
-37	140,5	66,9
-38	142,0	67,6
-39	142,0	68,2
-40	142,0	68,8
-41	142,0	69,4
-42	142,0	70,0

**Таблица 3.16 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график ПКТС) (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	75,0	37,0
7	75,0	37,7
6	75,0	38,4
5	75,0	39,1
4	75,0	39,8
3	75,0	40,4
2	75,0	41,1
1	75,0	41,7
0	82,0	42,4
-1	82,0	43,0
-2	82,0	43,6
-3	82,0	44,2
-4	82,0	45,4
-5	82,0	46,0
-6	82,0	46,6
-7	82,0	47,1
-8	83,6	47,9
-9	85,6	48,6
-10	87,6	49,3
-11	89,6	50,1

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
-12	91,7	50,8
-13	93,7	51,5
-14	95,7	52,2
-15	97,7	52,9
-16	99,7	53,6
-17	101,6	54,3
-18	103,6	55,0
-19	105,6	55,7
-20	107,6	56,4
-21	109,5	57,0
-22	111,5	57,7
-23	113,5	58,4
-24	115,4	59,0
-25	117,4	59,7
-26	119,3	60,4
-27	121,2	61,0
-28	123,2	61,7
-29	125,1	62,3
-30	127,1	62,9
-31	129,0	63,6
-32	130,9	64,2
-33	132,8	64,9
-34	134,8	65,5
-35	136,7	66,1
-36	138,6	66,7
-37	140,5	67,4
-38	142,0	67,7
-39	142,0	67,2
-40	142,0	66,7
-41	142,0	66,2
-42	142,0	65,7

**Таблица 3.17 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельных №№5,6,9,22,24,25,26,27,28,29,30,32,33,34 СГМУП «ГТС», котельной СОК) (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	39,2	34,4
7	40,5	35,3
6	41,8	36,2
5	43,1	37,1
4	44,4	37,9
3	45,6	38,8
2	46,9	39,6
1	48,1	40,4
0	49,3	41,2
-1	50,5	42,1
-2	51,7	42,8
-3	52,9	43,6
-4	54,1	44,4
-5	55,3	45,2
-6	56,4	45,9
-7	57,6	46,7

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
-8	58,7	47,4
-9	59,9	48,2
-10	61,0	48,9
-11	62,1	49,6
-12	63,3	50,4
-13	64,4	51,1
-14	65,5	51,8
-15	66,6	52,5
-16	67,7	53,2
-17	68,8	53,9
-18	69,9	54,6
-19	71,0	55,3
-20	72,1	56,0
-21	73,2	56,6
-22	74,2	57,3
-23	75,3	58,0
-24	76,4	58,6
-25	77,4	59,3
-26	78,5	59,9
-27	79,6	60,6
-28	80,6	61,3
-29	81,7	61,9
-30	82,7	62,5
-31	83,7	63,2
-32	84,8	63,8
-33	85,8	64,4
-34	86,8	65,1
-35	87,9	65,7
-36	88,9	66,3
-37	89,9	66,9
-38	90,9	67,6
-39	92,0	68,2
-40	93,0	68,8
-41	94,0	69,4
-42	95,0	70,0

**Таблица 3.18 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельных №№1,2,3 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	75,0	50,0
7	75,0	50,0
6	75,0	49,0
5	75,0	49,0
4	75,0	48,0
3	75,0	48,0
2	75,0	47,0
1	75,0	47,0
0	75,0	46,0
-1	75,0	45,6
-2	75,0	45,2
-3	75,0	44,7
-4	75,0	44,4



Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
-5	77,4	45,0
-6	79,5	46,0
-7	81,5	47,0
-8	83,6	47,4
-9	85,6	48,0
-10	87,6	49,0
-11	89,6	50,0
-12	91,7	50,4
-13	93,7	51,0
-14	95,7	51,8
-15	97,7	52,5
-16	99,7	53,0
-17	101,6	54,0
-18	103,6	55,0
-19	105,6	55,3
-20	107,6	56,0
-21	109,5	57,0
-22	111,5	57,3
-23	113,5	58,0
-24	115,4	59,0
-25	117,4	59,3
-26	119,3	60,0
-27	121,2	61,0
-28	123,2	61,3
-29	125,1	62,0
-30	127,1	62,5
-31	129,0	63,0
-32	130,9	64,0
-33	132,8	64,4
-34	134,8	65,0
-35	136,7	66,0
-36	138,6	66,3
-37	140,5	67,0
-38	142,0	67,3
-39	142,0	68,0
-40	142,0	69,0
-41	142,0	69,4
-42	142,0	70,0

**Таблица 3.19 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельных №№7,13 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	50,0	43,5
7	50,0	43,3
6	50,0	43,1
5	50,0	42,9
4	50,0	42,6
3	50,0	42,4
2	50,0	42,2
1	50,0	42,0
0	50,0	41,8

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
-1	50,5	42,1
-2	51,7	42,8
-3	52,9	43,6
-4	54,1	44,4
-5	55,3	45,2
-6	56,4	45,9
-7	57,6	46,7
-8	58,7	47,4
-9	59,9	48,2
-10	61,0	48,9
-11	62,1	49,6
-12	63,3	50,4
-13	64,4	51,1
-14	65,5	51,8
-15	66,6	52,5
-16	67,7	53,2
-17	68,8	53,9
-18	69,9	54,6
-19	71,0	55,3
-20	72,1	56,0
-21	73,2	56,6
-22	74,2	57,3
-23	75,3	58,0
-24	76,4	58,6
-25	77,4	59,3
-26	78,5	59,9
-27	79,6	60,6
-28	80,6	61,3
-29	81,7	61,9
-30	82,7	62,5
-31	83,7	63,2
-32	84,8	63,8
-33	85,8	64,4
-34	87,0	65,1
-35	88,0	65,7
-36	89,0	66,3
-37	90,0	66,9
-38	91,0	67,6
-39	92,0	68,2
-40	93,0	68,8
-41	94,0	69,4
-42	95,0	70,0

**Таблица 3.20 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной №14 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	75,0	34,4
7	75,0	35,3
6	75,0	36,2
5	75,0	37,1
4	75,0	37,9

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
3	75,0	38,8
2	75,0	39,6
1	75,0	40,4
0	75,0	41,2
-1	75,0	42,1
-2	75,0	42,8
-3	75,0	43,6
-4	75,0	44,4
-5	75,0	45,2
-6	75,0	45,9
-7	75,0	46,7
-8	75,0	47,4
-9	76,0	48,2
-10	78,0	48,9
-11	79,6	49,6
-12	81,3	50,4
-13	83,0	51,1
-14	84,7	51,8
-15	86,4	52,5
-16	88,0	53,2
-17	89,7	53,9
-18	91,4	54,6
-19	93,0	55,3
-20	94,7	56,0
-21	96,3	56,6
-22	97,9	57,3
-23	99,6	58,0
-24	101,2	58,6
-25	102,8	59,3
-26	104,5	59,9
-27	106,1	60,6
-28	107,7	61,3
-29	109,3	61,9
-30	110,9	62,5
-31	112,5	63,2
-32	114,1	63,8
-33	115,0	64,4
-34	115,0	65,1
-35	115,0	65,7
-36	115,0	66,3
-37	115,0	66,9
-38	115,0	67,6
-39	115,0	68,2
-40	115,0	68,8
-41	115,0	69,4
-42	115,0	70,0

**Таблица 3.21 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной №21 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	75,0	34,4

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
7	75,0	35,3
6	75,0	36,2
5	75,0	37,1
4	75,0	37,9
3	75,0	38,8
2	75,0	39,6
1	75,0	40,4
0	75,0	41,2
-1	75,0	42,1
-2	75,0	42,8
-3	75,0	43,6
-4	75,0	44,4
-5	75,0	45,2
-6	75,0	45,9
-7	75,0	46,7
-8	75,0	47,4
-9	75,0	48,2
-10	75,0	48,9
-11	75,0	49,6
-12	75,0	50,4
-13	75,0	51,1
-14	75,0	51,8
-15	75,0	52,5
-16	75,0	53,2
-17	75,0	53,9
-18	75,0	54,6
-19	75,0	55,3
-20	75,0	56,0
-21	75,0	56,6
-22	75,0	57,3
-23	75,3	58,0
-24	76,4	58,6
-25	77,4	59,3
-26	78,5	59,9
-27	79,6	60,6
-28	80,6	61,3
-29	81,7	61,9
-30	82,7	62,5
-31	83,7	63,2
-32	84,8	63,8
-33	85,8	64,4
-34	86,8	65,1
-35	88,0	65,7
-36	89,0	66,3
-37	90,0	66,9
-38	91,0	67,6
-39	92,0	68,2
-40	93,0	68,8
-41	94,0	69,4
-42	95,0	70,0

**Таблица 3.22 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной №23 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	70,0	55,0
7	70,0	55,0
6	70,0	55,0
5	70,0	55,0
4	70,0	55,0
3	71,0	55,0
2	71,5	55,5
1	72,0	56,0
0	72,5	56,5
-1	73,0	57,0
-2	73,5	57,5
-3	74,0	58,0
-4	74,5	58,5
-5	75,0	59,0
-6	76,0	60,0
-7	76,5	60,5
-8	77,0	61,0
-9	77,5	61,5
-10	78,0	62,0
-11	78,5	62,5
-12	80,0	63,0
-13	80,5	63,5
-14	81,0	64,0
-15	81,5	64,5
-16	82,0	65,0
-17	82,5	65,5
-18	83,0	66,0
-19	83,5	66,5
-20	84,0	67,0
-21	84,5	67,5
-22	86,0	68,0
-23	86,5	68,5
-24	87,0	69,0
-25	87,5	69,5
-26	88,0	70,0
-27	88,5	71,5
-28	89,0	72,0
-29	89,5	72,5
-30	90,0	73,0
-31	90,5	73,5
-32	92,0	74,0
-33	93,5	74,5
-34	94,0	75,0
-35	95,5	75,5
-36	96,0	76,0
-37	96,3	76,5
-38	97,0	77,0
-39	97,5	77,5
-40	98,0	78,0
-41	99,0	79,0
-42	100,0	80,0

**Таблица 3.23 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной ООО "Газпром энерго") (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	38,9	34,2
7	40,2	35,1
6	41,5	36,0
5	42,8	36,9
4	44,0	37,7
3	45,2	38,5
2	46,5	39,4
1	47,7	40,2
0	48,9	41,0
-1	50,1	41,8
-2	51,3	42,6
-3	52,4	43,3
-4	53,6	44,1
-5	54,8	44,9
-6	55,9	45,6
-7	57,1	46,4
-8	58,2	47,1
-9	59,4	47,9
-10	60,5	48,6
-11	61,6	49,3
-12	62,7	50,0
-13	63,8	50,7
-14	64,9	51,4
-15	66,0	52,1
-16	67,1	52,8
-17	68,2	53,5
-18	69,2	54,1
-19	70,3	54,8
-20	71,4	55,5
-21	72,5	56,2
-22	73,5	56,8
-23	74,6	57,5
-24	75,6	58,1
-25	76,7	58,8
-26	77,7	59,4
-27	78,8	60,1
-28	79,8	60,7
-29	80,9	61,4
-30	81,9	62,0
-31	82,9	62,6
-32	83,9	63,3
-33	85,0	63,9
-34	86,0	64,6
-35	87,0	65,2
-36	88,0	65,8
-37	89,0	66,4
-38	90,0	67,0
-39	91,0	67,6
-40	92,0	68,2
-41	93,0	68,8
-42	94,0	69,4
-43	95,0	70,0

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
-44	95,0	70,0
-45	95,0	70,0
-46	95,0	70,0
-47	95,0	70,0

**Таблица 3.24 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной ООО «ТВС-сервис») (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
10	36,3	32,4
9	37,5	33,3
8	38,5	34,2
7	39,7	35,0
6	41,0	36,0
5	42,8	36,9
4	43,7	37,8
3	44,9	38,5
2	46,2	39,2
1	47,5	40,0
0	48,9	41,0
-1	50,0	41,8
-2	51,3	42,5
-3	52,5	43,3
-4	53,7	44,1
-5	54,8	44,9
-6	56,0	45,6
-7	57,0	46,4
-8	58,2	47,1
-9	59,4	47,9
-10	60,5	48,6
-11	61,6	49,3
-12	62,7	50,0
-13	63,8	50,7
-14	64,9	51,4
-15	66,0	52,1
-16	67,0	52,7
-17	68,1	53,3
-18	69,2	54,0
-19	70,3	54,7
-20	71,4	55,5
-21	72,5	56,2
-22	73,5	56,8
-23	74,6	57,5
-24	75,6	58,1
-25	76,7	58,8
-26	77,7	59,4
-27	78,8	60,0
-28	79,8	60,7
-29	80,9	61,4
-30	81,9	62,0

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
-31	82,9	62,6
-32	83,9	63,3
-33	84,9	63,9
-34	86,0	64,5
-35	87,0	65,2
-36	88,0	65,8
-37	89,0	66,4
-38	90,0	67,0
-39	91,0	67,6
-40	92,0	68,2
-41	93,0	69,0
-42	94,0	69,5
-43	95,0	70,0

**Таблица 3.25 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной ООО «Технические системы») (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
10	50,0	44,0
9	50,0	43,5
8	50,0	43,5
7	50,0	43,5
6	50,0	43,0
5	50,0	43,0
4	50,0	42,5
3	50,0	42,5
2	50,0	42,5
1	50,0	42,0
0	50,0	42,0
-1	50,0	42,0
-2	51,5	42,5
-3	52,5	43,5
-4	53,5	44,0
-5	55,0	45,0
-6	56,0	45,5
-7	57,0	46,5
-8	58,0	47,0
-9	59,5	48,0
-10	60,5	48,5
-11	61,5	49,5
-12	62,5	50,0
-13	64,0	50,5
-14	65,0	51,5
-15	66,0	52,0
-16	67,0	52,5
-17	68,0	53,0
-18	69,0	54,0
-19	70,5	55,0
-20	71,5	55,5
-21	72,5	56,0
-22	73,5	57,0



Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
-23	74,5	57,5
-24	75,5	58,0
-25	76,5	59,0
-26	77,5	59,5
-27	79,0	60,0
-28	80,0	60,5
-29	81,0	61,5
-30	82,0	62,0
-31	83,0	62,5
-32	84,0	63,5
-33	85,0	64,0
-34	86,0	64,5
-35	87,0	65,0
-36	88,0	66,0
-37	89,0	66,5
-38	90,0	67,0
-39	91,0	67,5
-40	92,0	68,0
-41	93,0	69,0
-42	94,0	69,5
-43	95,0	70,0

**Таблица 3.26 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной ООО УК "СЗТК") (П12.1 МУ)**

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	50,0	42,3
7	50,0	41,7
6	50,0	41,0
5	50,0	40,5
4	50,0	39,8
3	50,0	39,2
2	50,0	38,5
1	50,0	37,9
0	50,0	37,3
-1	51,9	39,0
-2	53,5	40,4
-3	54,9	41,2
-4	56,5	42,1
-5	57,9	42,8
-6	59,4	43,7
-7	60,9	44,5
-8	62,3	45,3
-9	63,6	46,1
-10	65,2	48,6
-11	66,6	47,6
-12	68,1	48,4
-13	69,5	49,2
-14	71,0	50,0
-15	72,4	50,7

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в обратном трубопроводе, °С
-16	73,5	51,4
-17	75,1	52,2
-18	76,5	52,9
-19	77,9	53,7
-20	79,3	54,4
-21	80,6	55,1
-22	82,1	55,9
-23	83,4	56,6
-24	84,6	57,3
-25	86,2	58,0
-26	87,5	58,7
-27	88,9	59,3
-28	91,5	60,0
-29	92,9	60,7
-30	94,2	61,4
-31	95,0	61,7
-32	95,0	61,9
-33	95,0	61,3
-34	95,0	60,7
-35	95,0	60,0
-36	95,0	59,4
-37	95,0	58,8
-38	95,0	58,1
-39	95,0	57,5
-40	95,0	56,9
-41	95,0	56,3
-42	95,0	55,6
-43	95,0	55,0

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

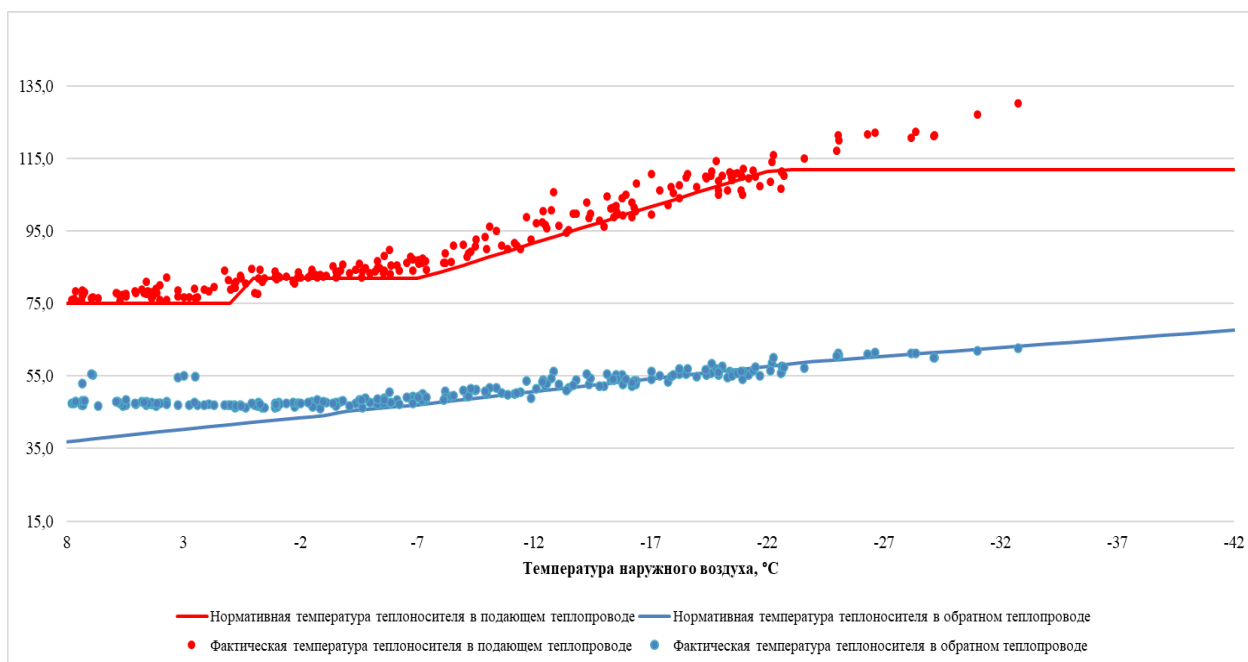
В соответствии с п. 6.2.59 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 г. №115):

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

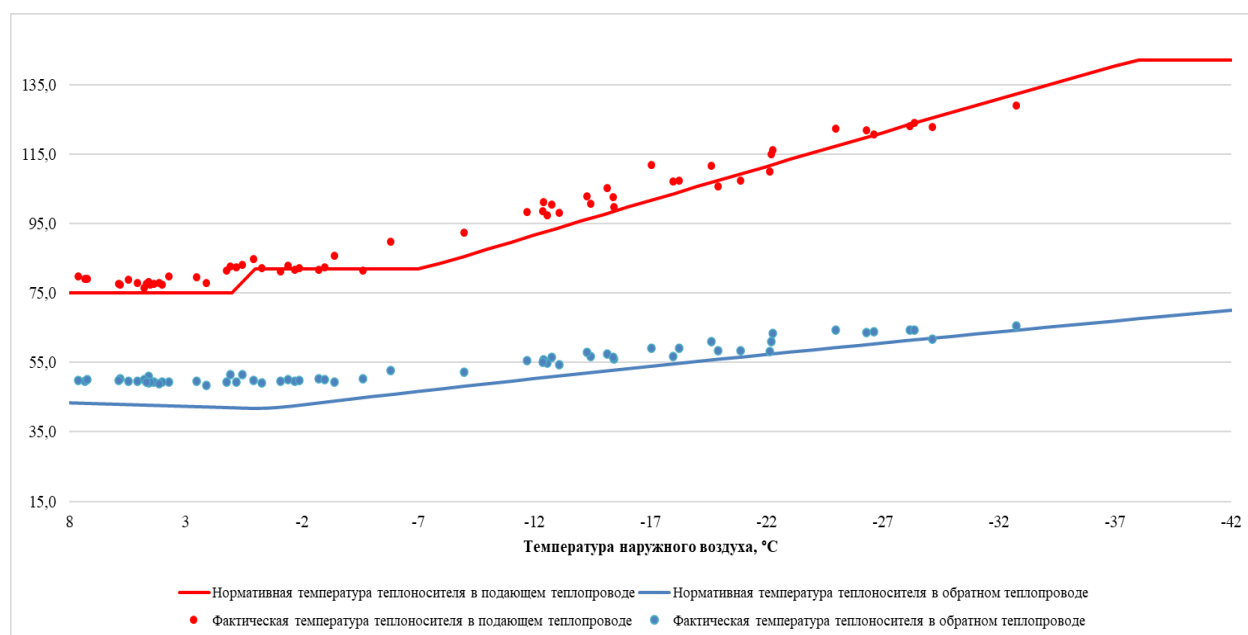
- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть  $\pm 3\%$ ;
- по давлению в подающем трубопроводе  $\pm 5\%$ ;
- по давлению в обратном трубопроводе  $\pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup>.

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

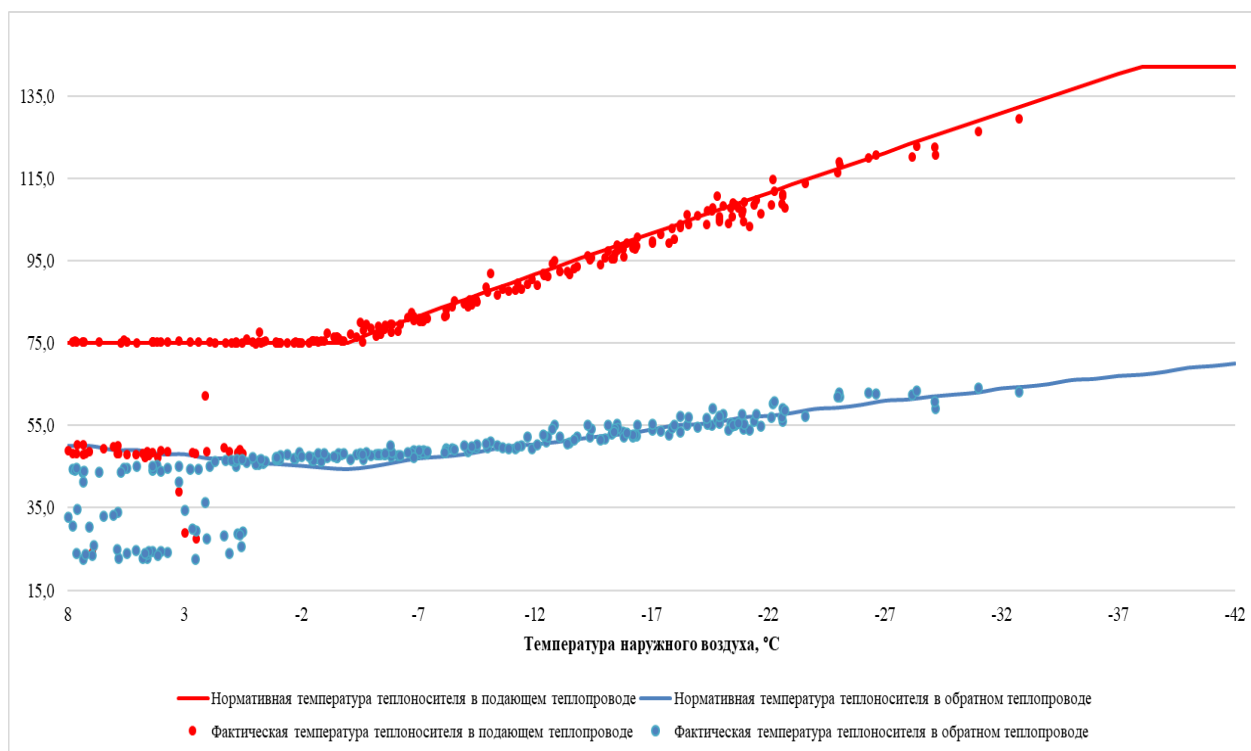
На рисунках ниже представлено сравнение фактического графика изменения температуры теплоносителя от источников за 2022 г. и расчетного температурного графика.



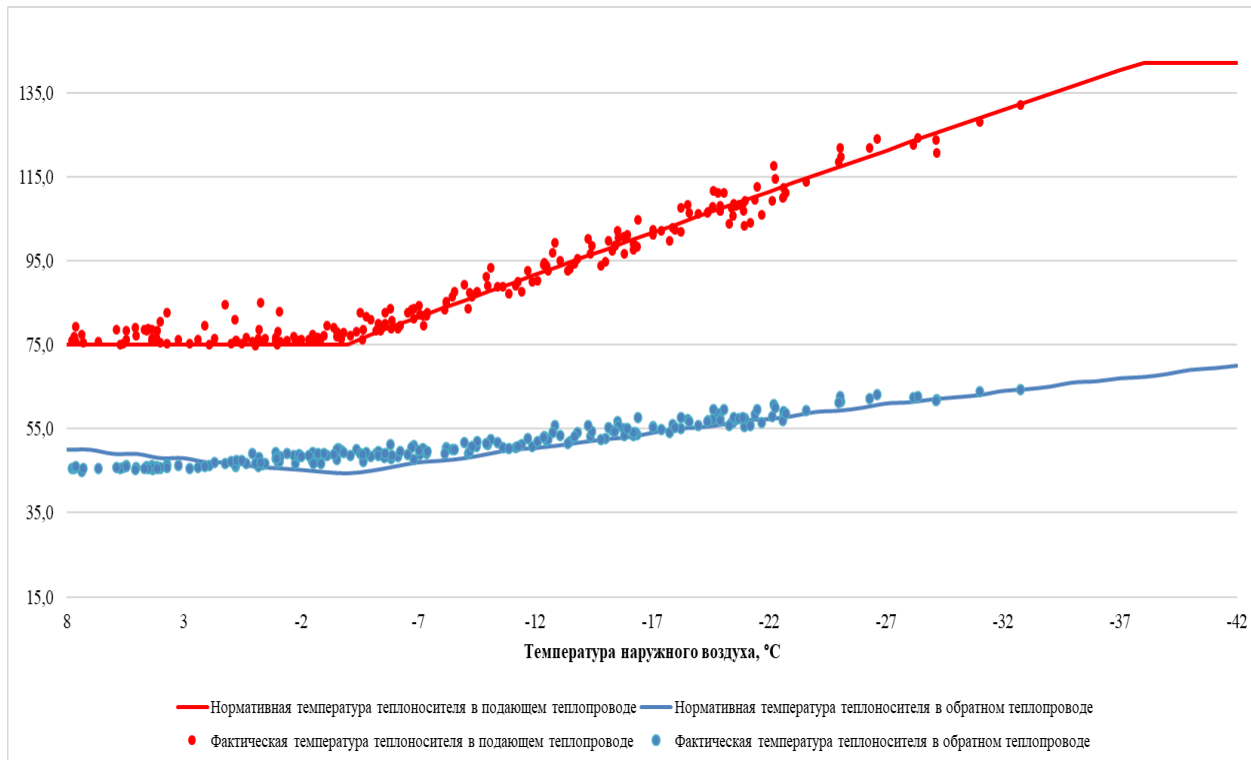
**Рисунок 3.1 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от СГРЭС-1 в 2022 г.**



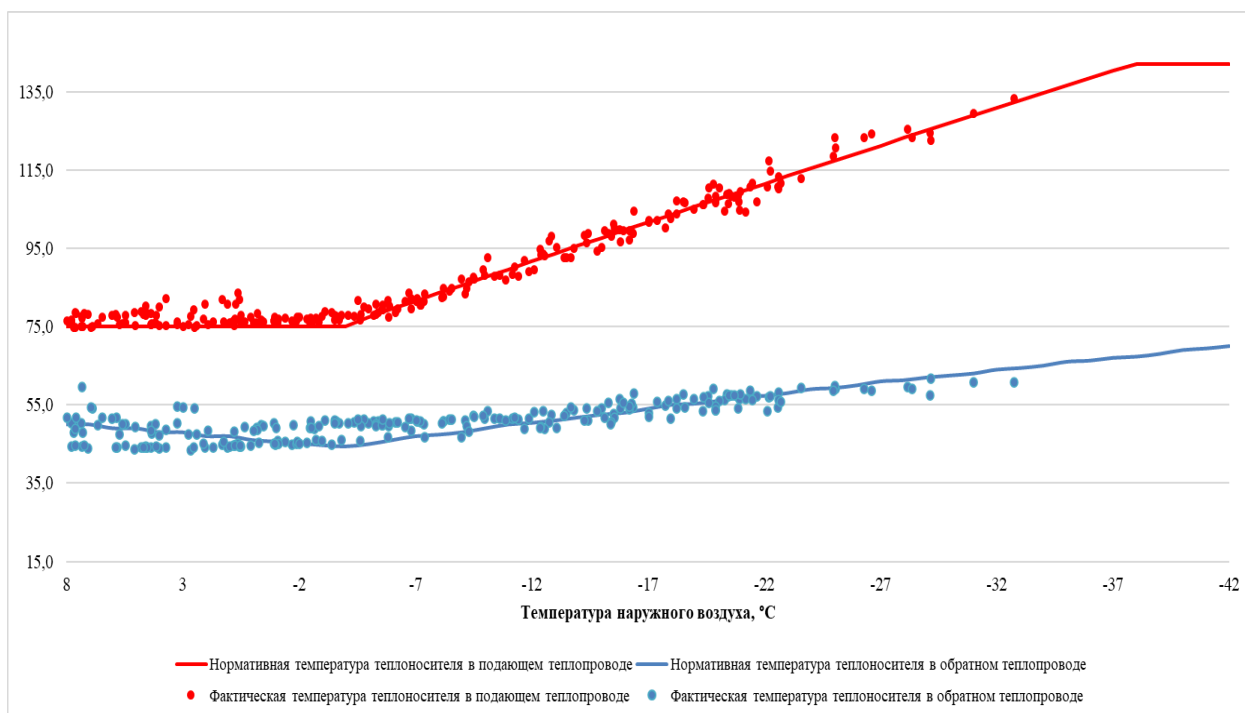
**Рисунок 3.2 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от СГРЭС-2 в 2022 г.**



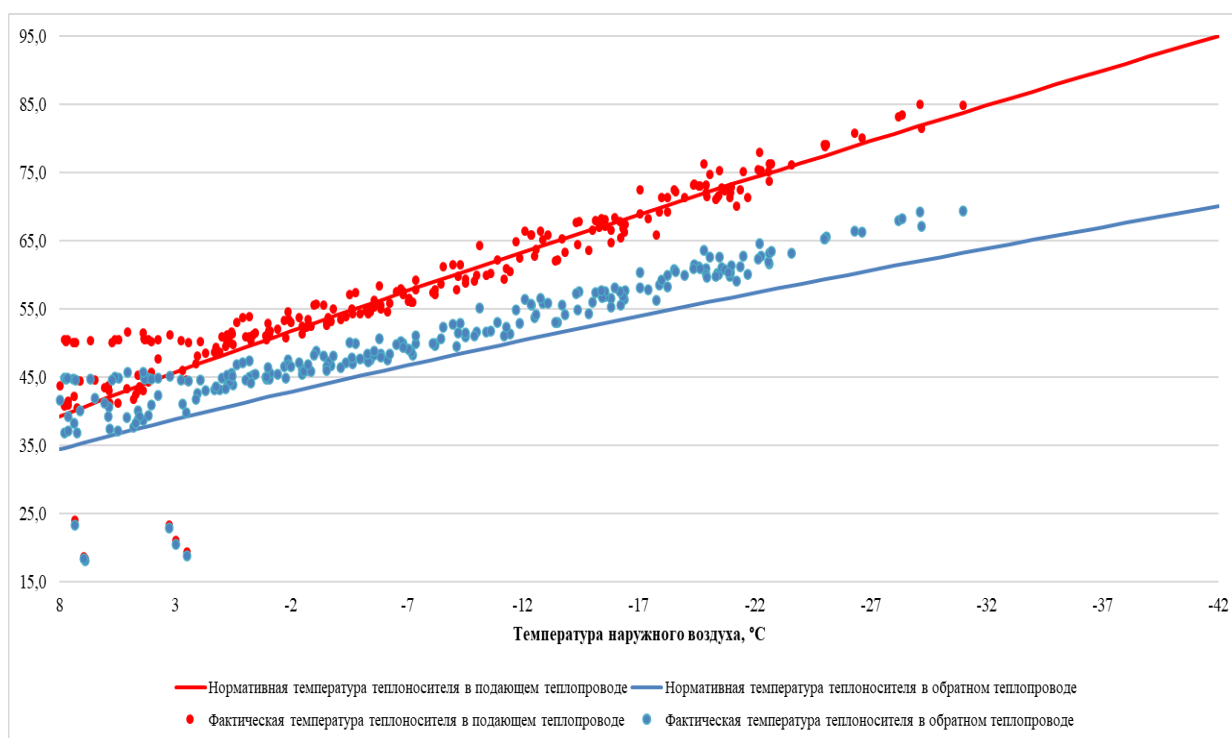
**Рисунок 3.3 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №1 СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



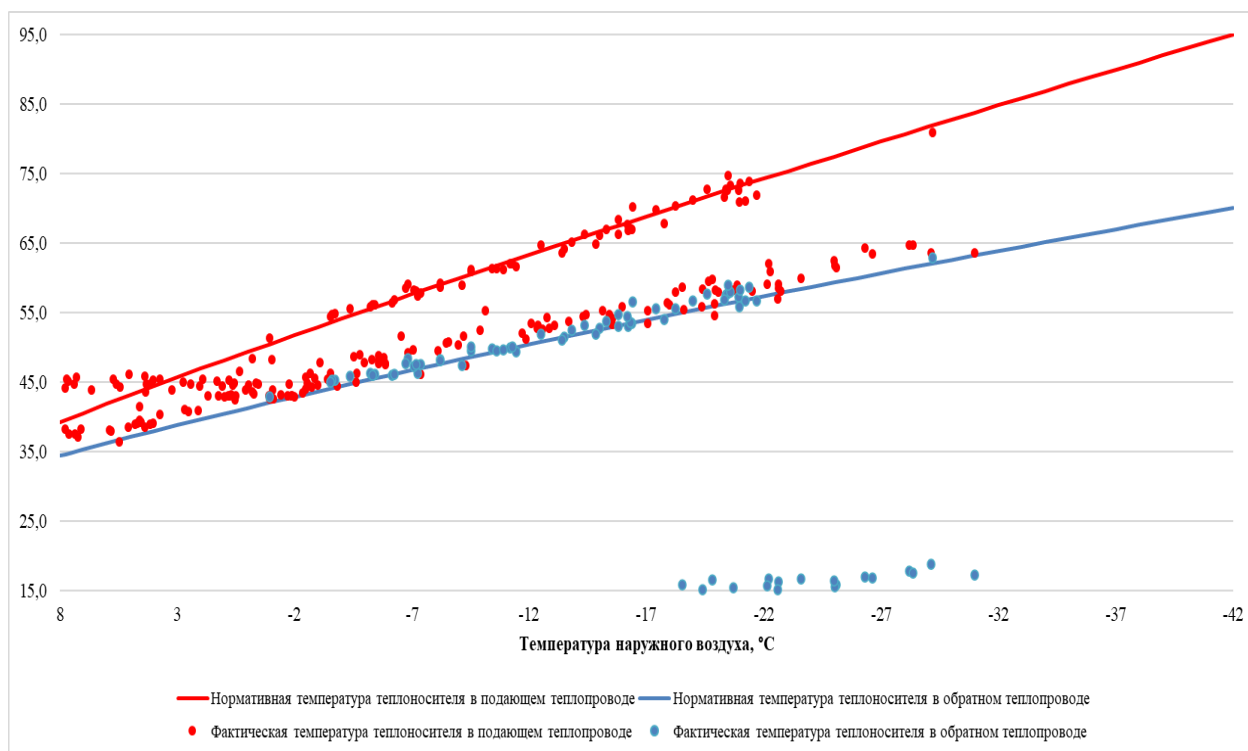
**Рисунок 3.4 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №2 СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



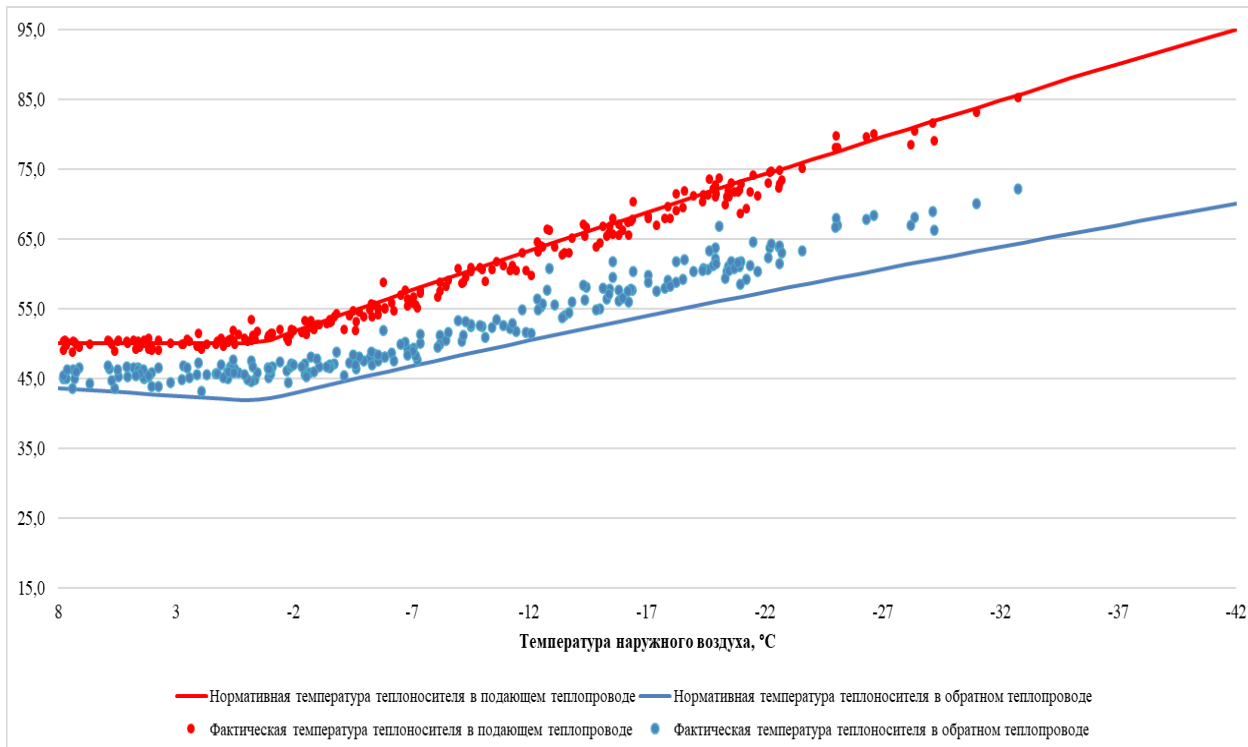
**Рисунок 3.5 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №3 СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



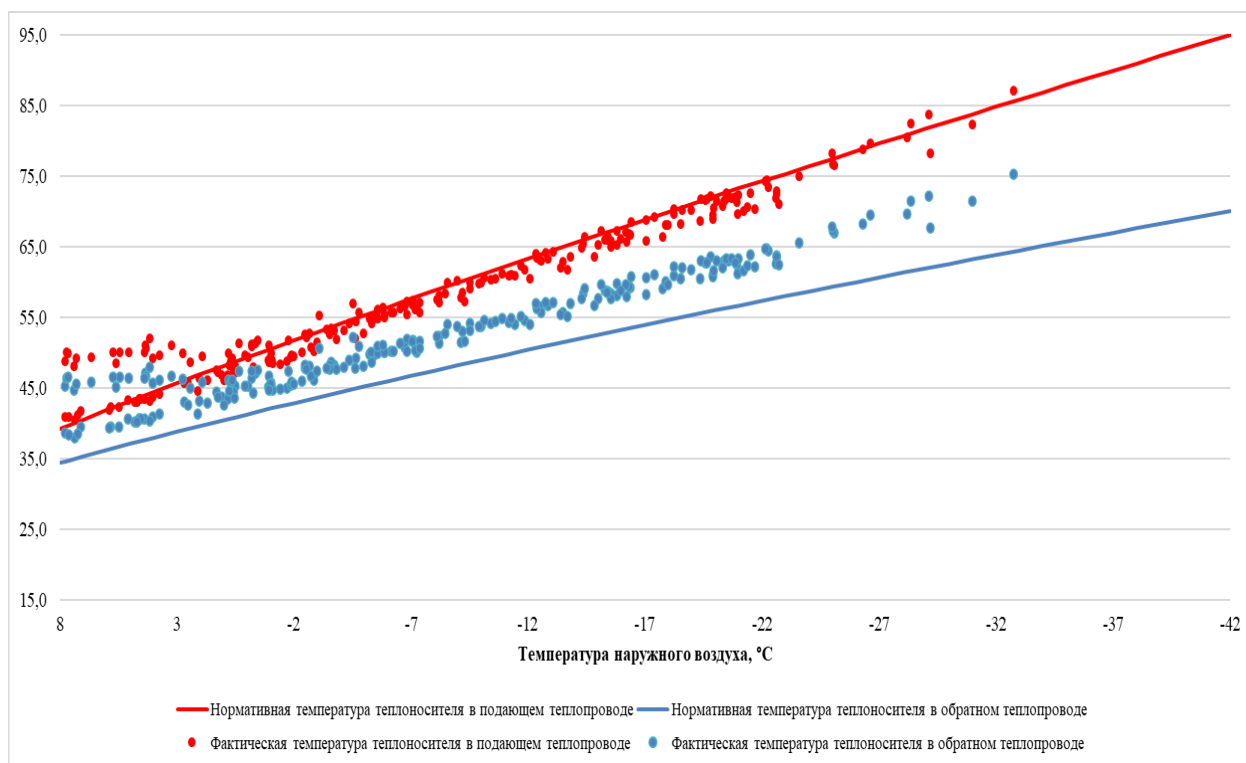
**Рисунок 3.6 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №5 СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



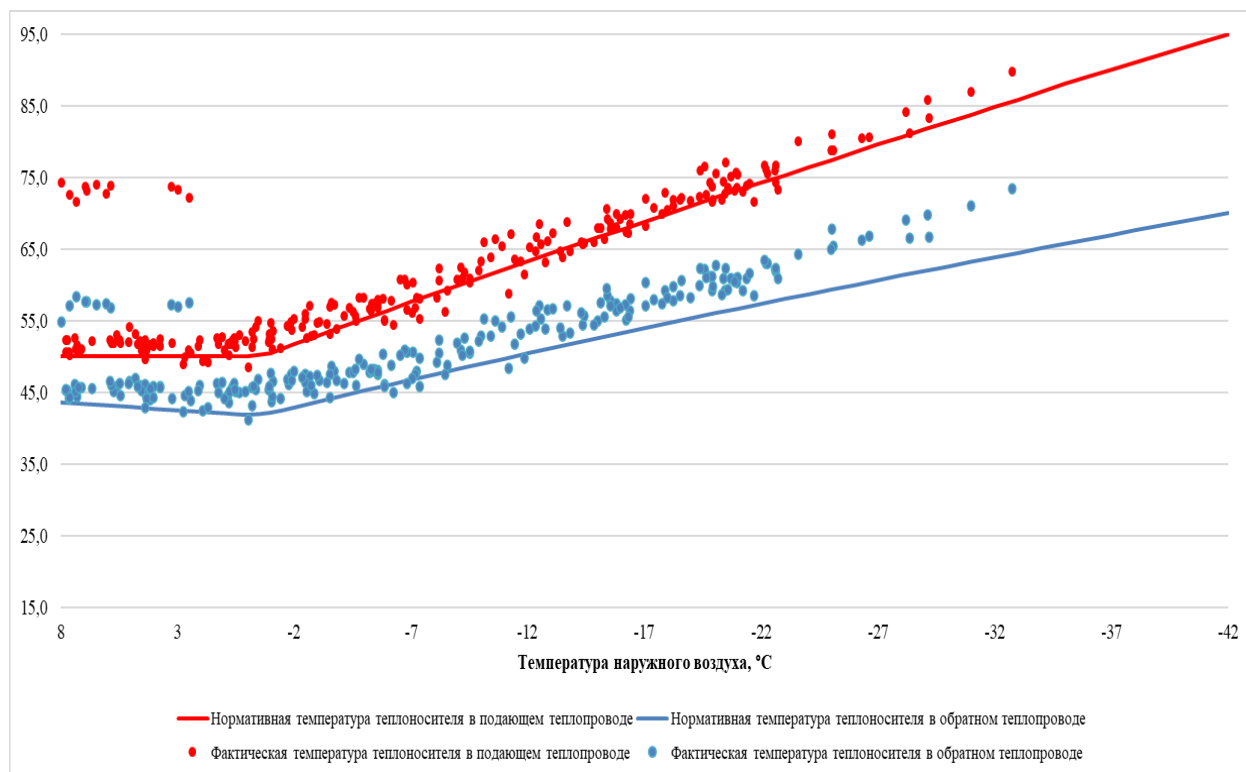
**Рисунок 3.7 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №6 СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



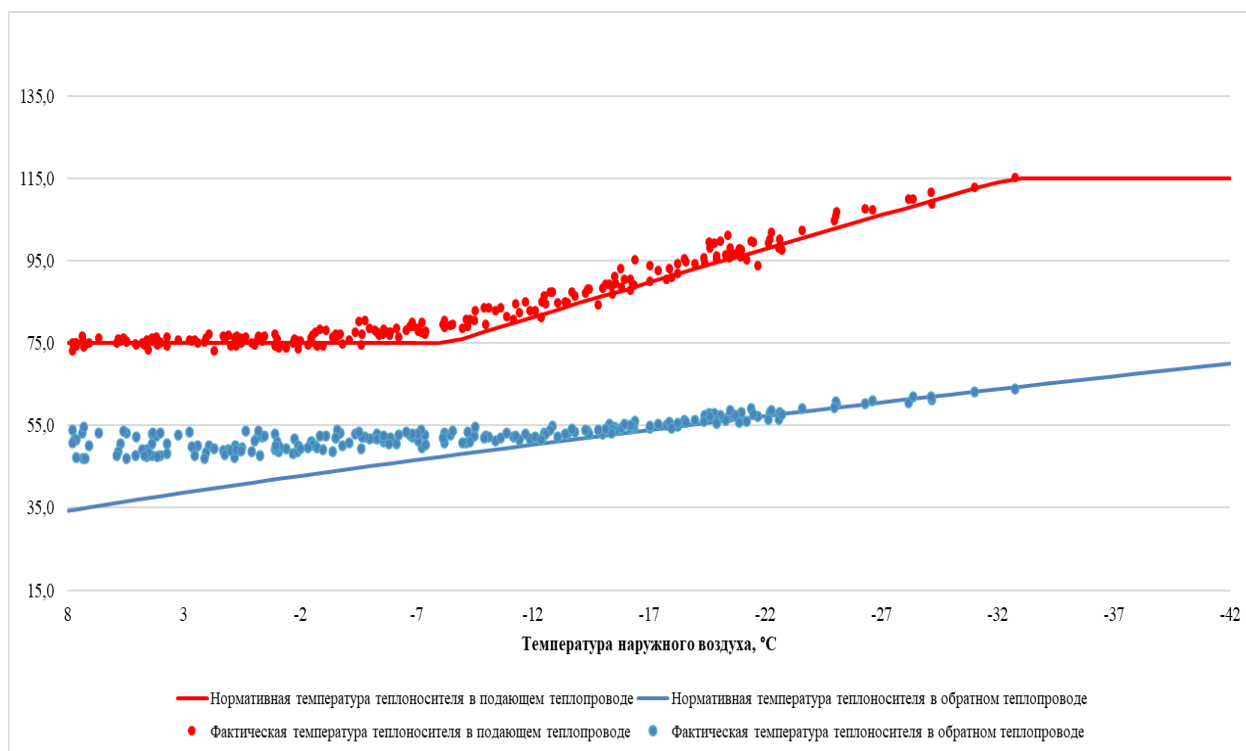
**Рисунок 3.8 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №7 СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



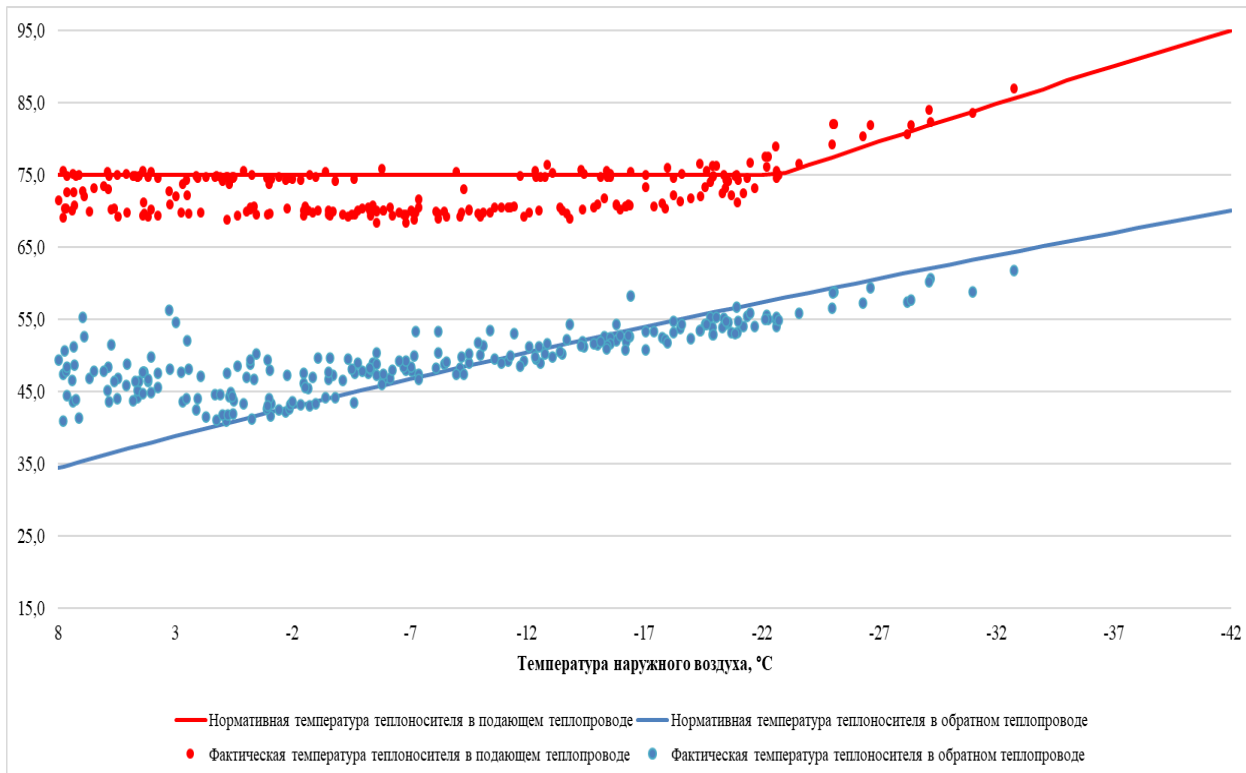
**Рисунок 3.9 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №9 СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



**Рисунок 3.10 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №13 СГМУП «ГТС» в 2022 г.**

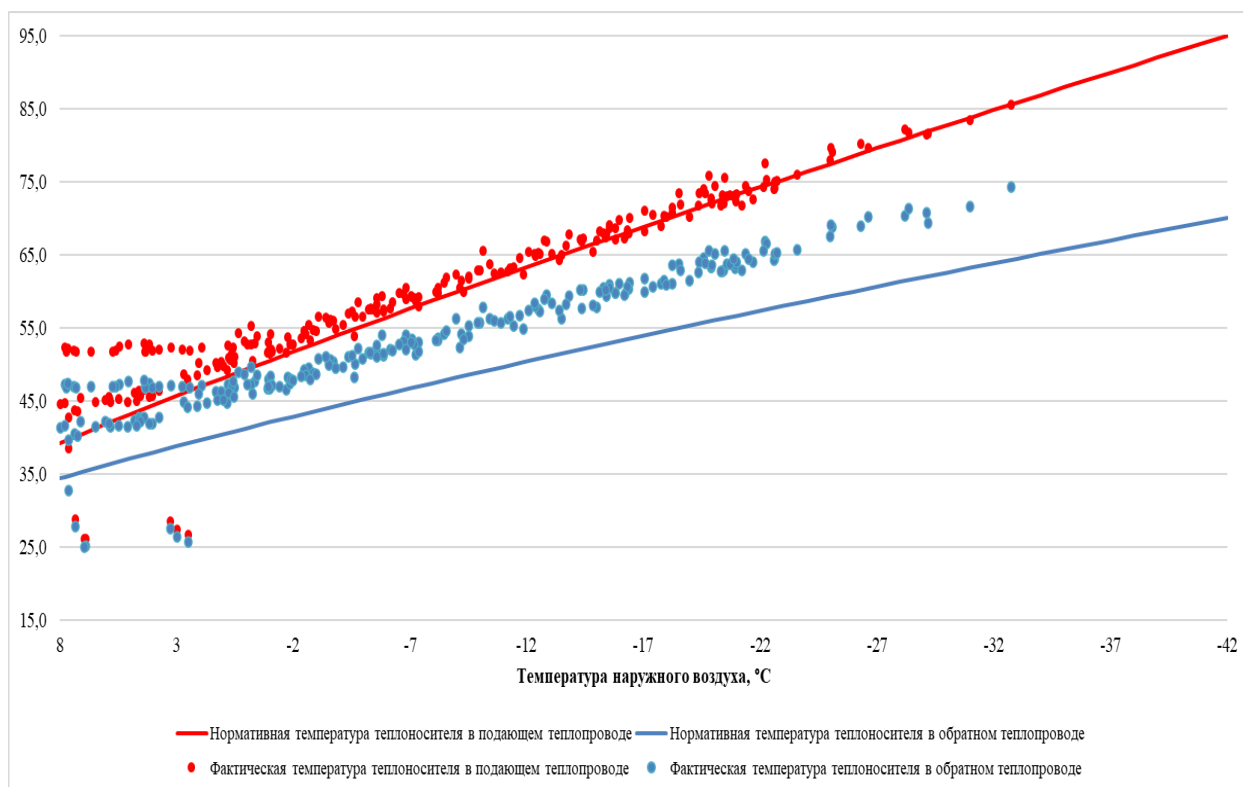


**Рисунок 3.11 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №14 СГМУП «ГТС» в 2022 г.**

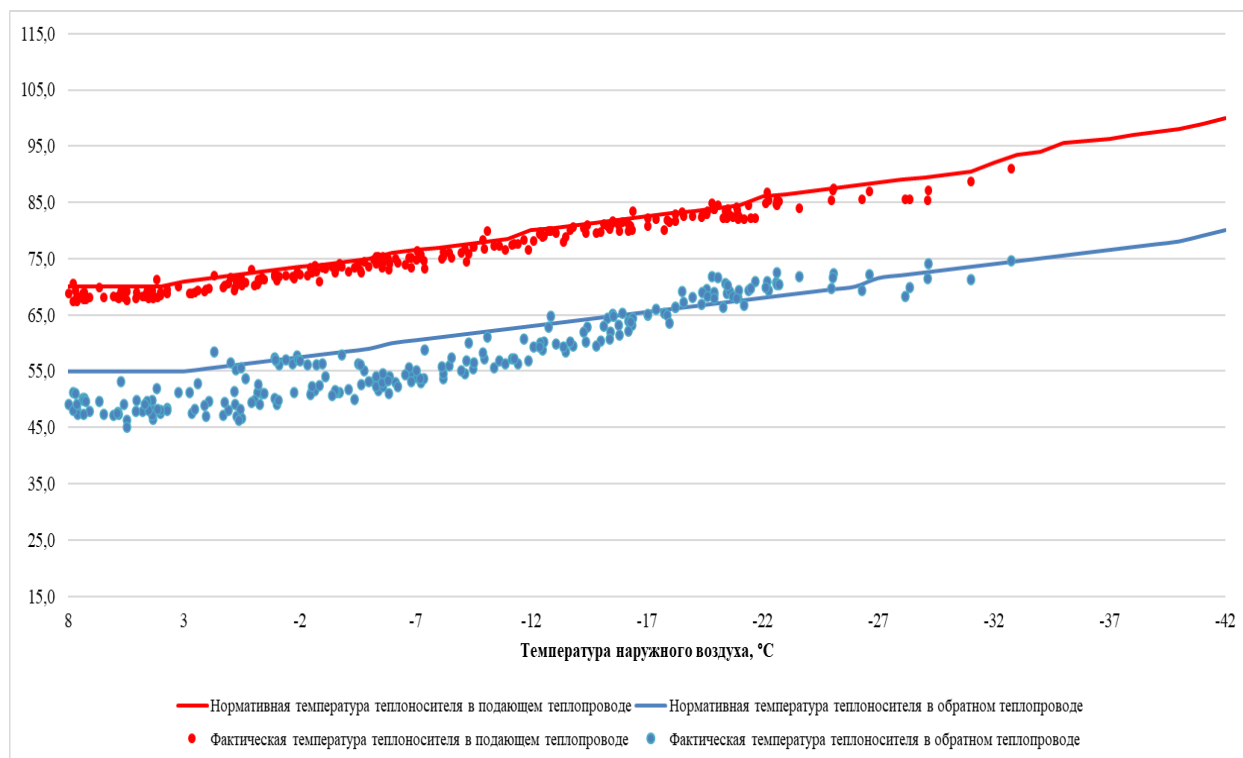


**Рисунок 3.12 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №21 СГМУП «ГТС» в 2022 г.**

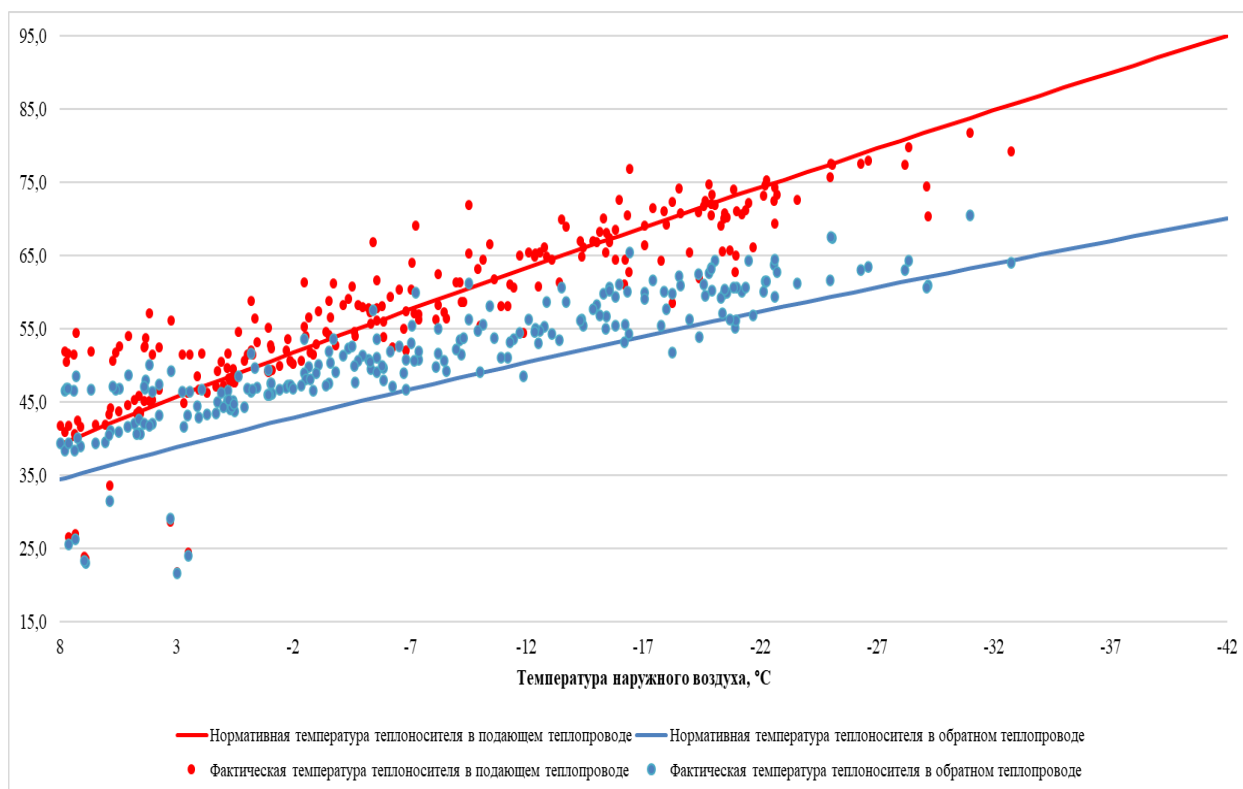




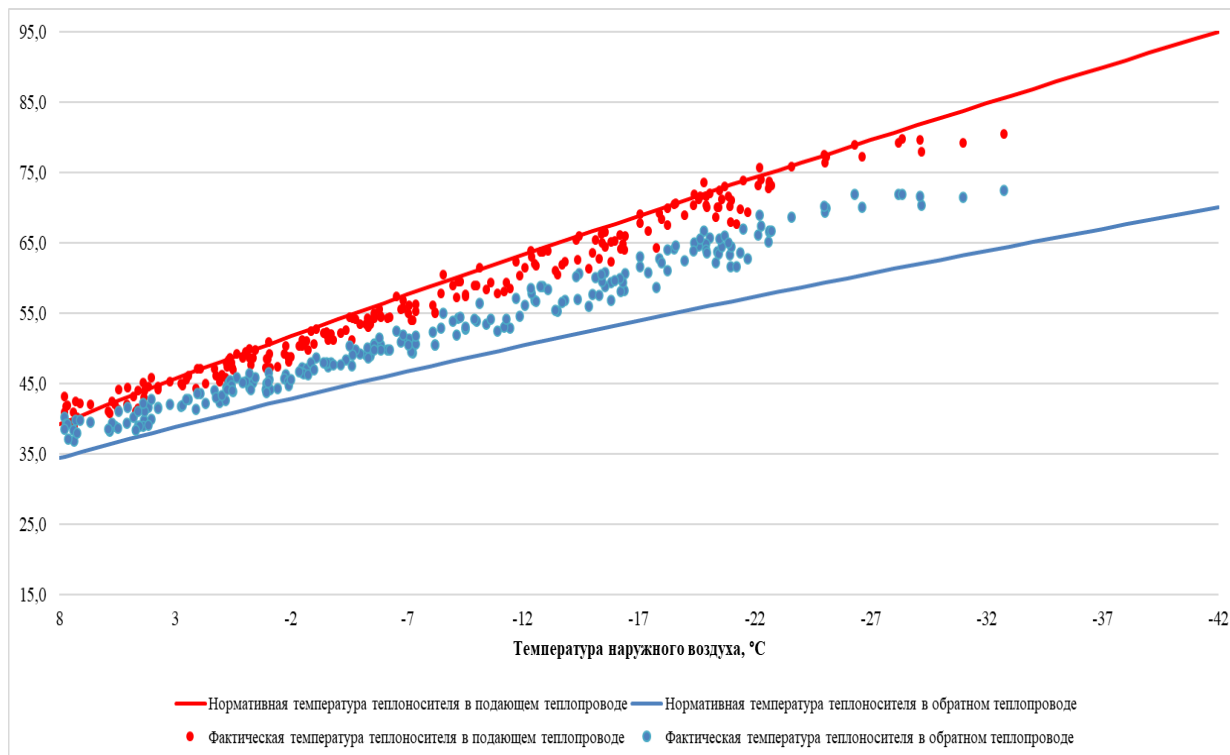
**Рисунок 3.13 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №22 «Олимпия» СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



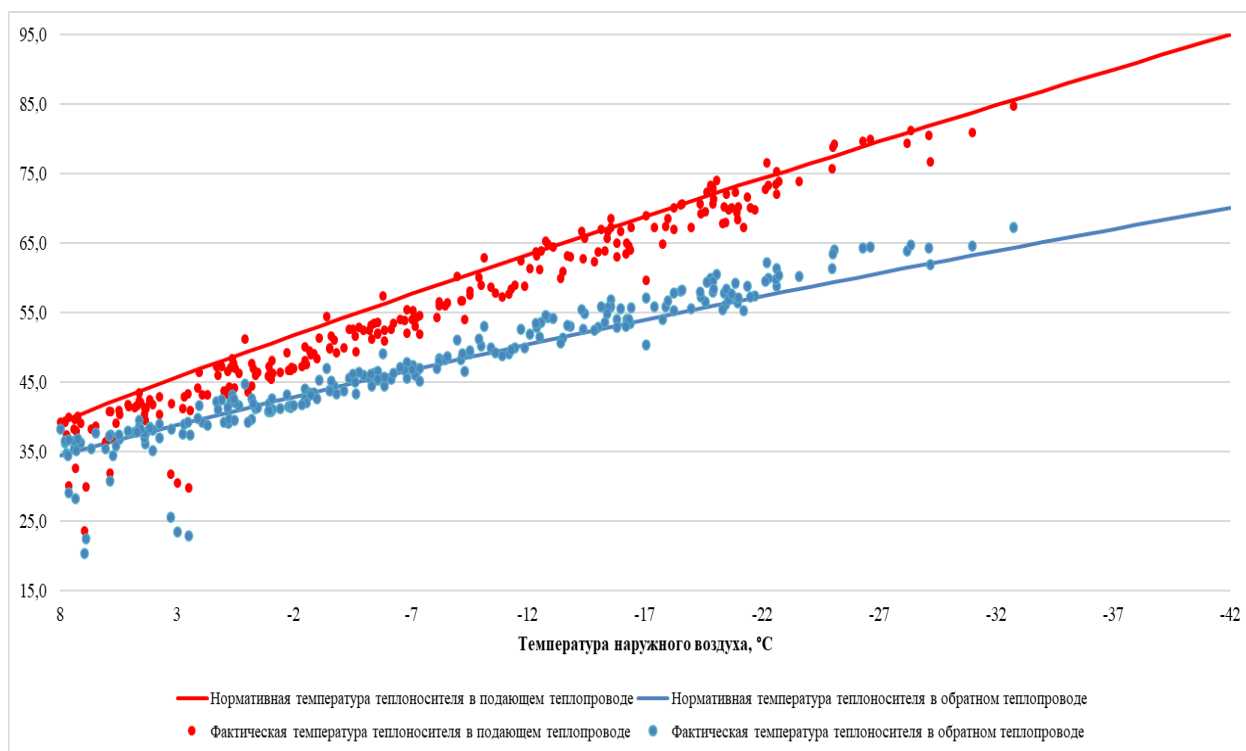
**Рисунок 3.14 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №23 «Ледовый дворец» СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



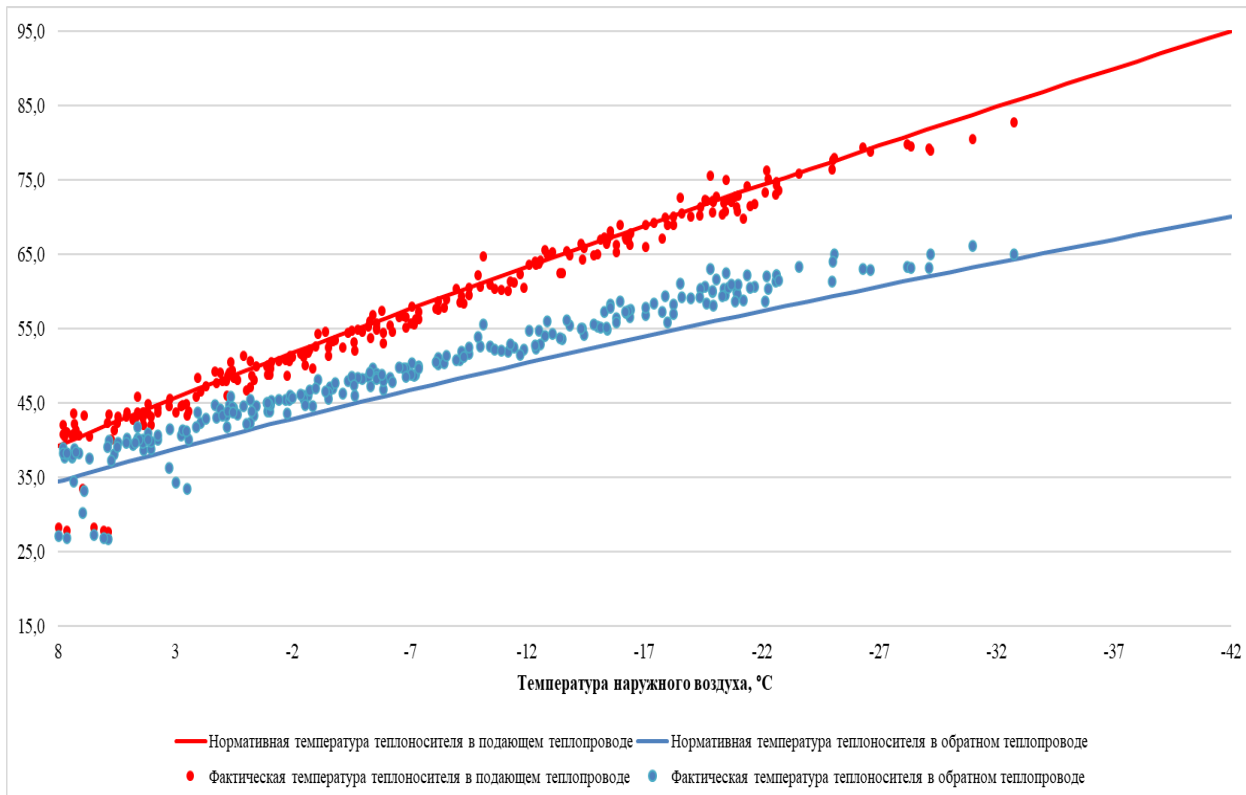
**Рисунок 3.15 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №24 «Нефтяник» СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



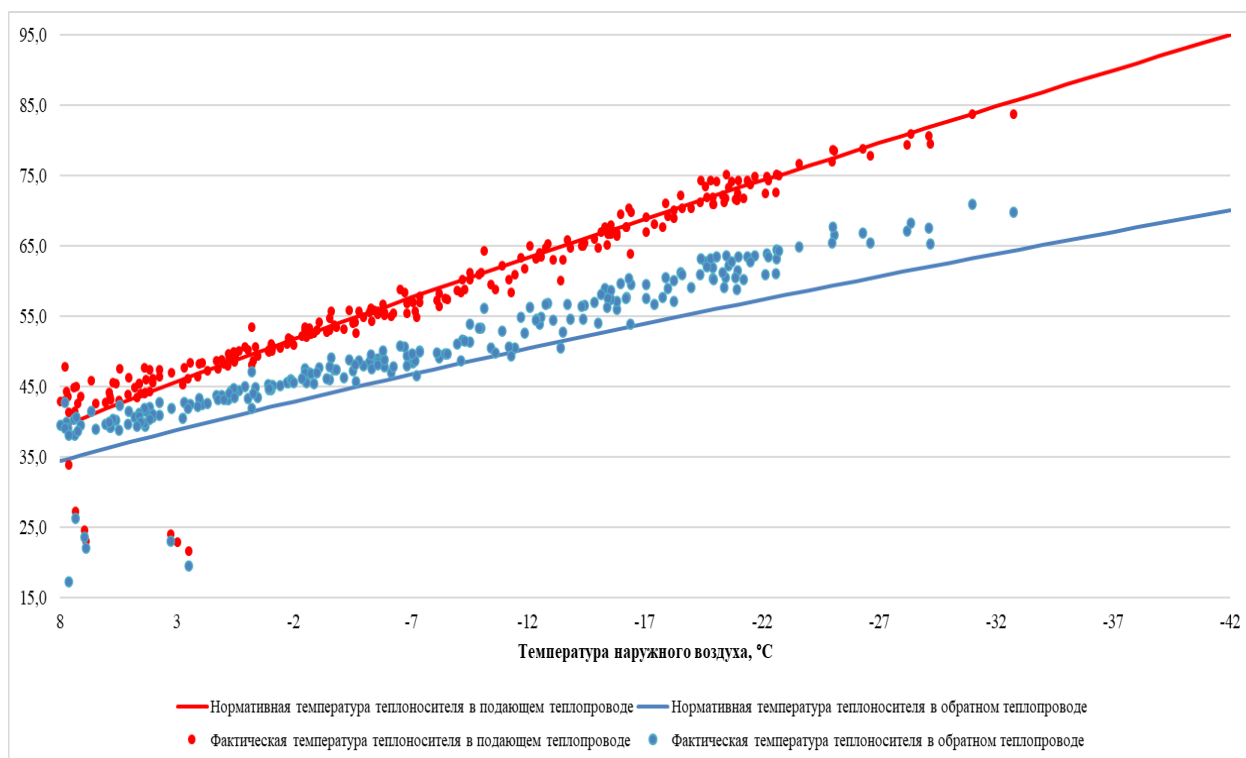
**Рисунок 3.16 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №25 п. Лесной СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



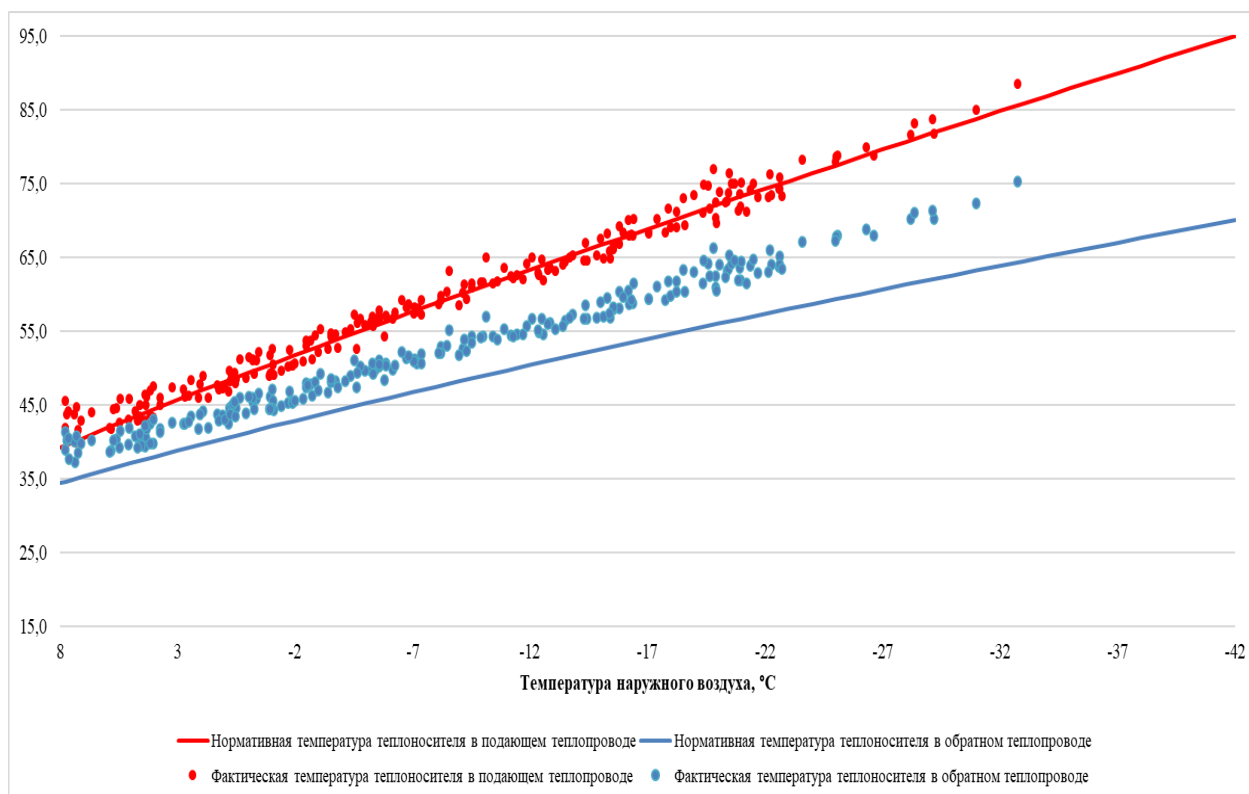
**Рисунок 3.17 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №26 «Набережный» СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



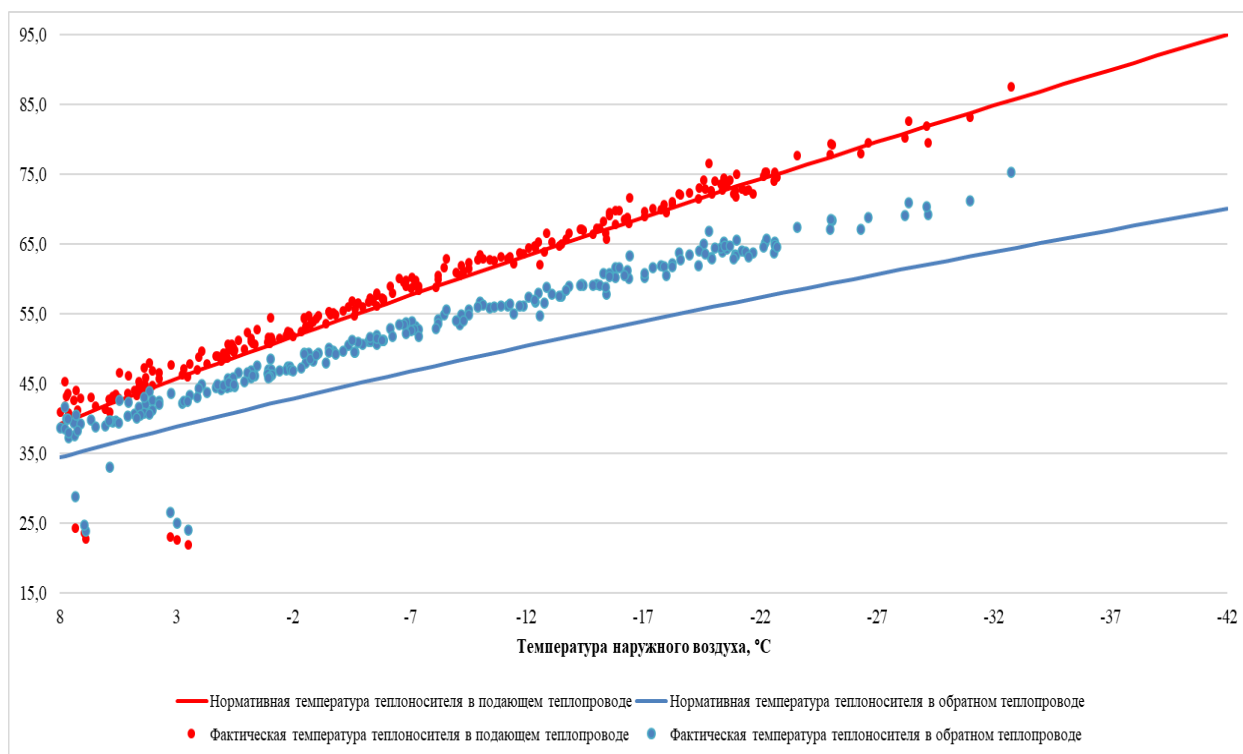
**Рисунок 3.18 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №27 «Набережный» СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



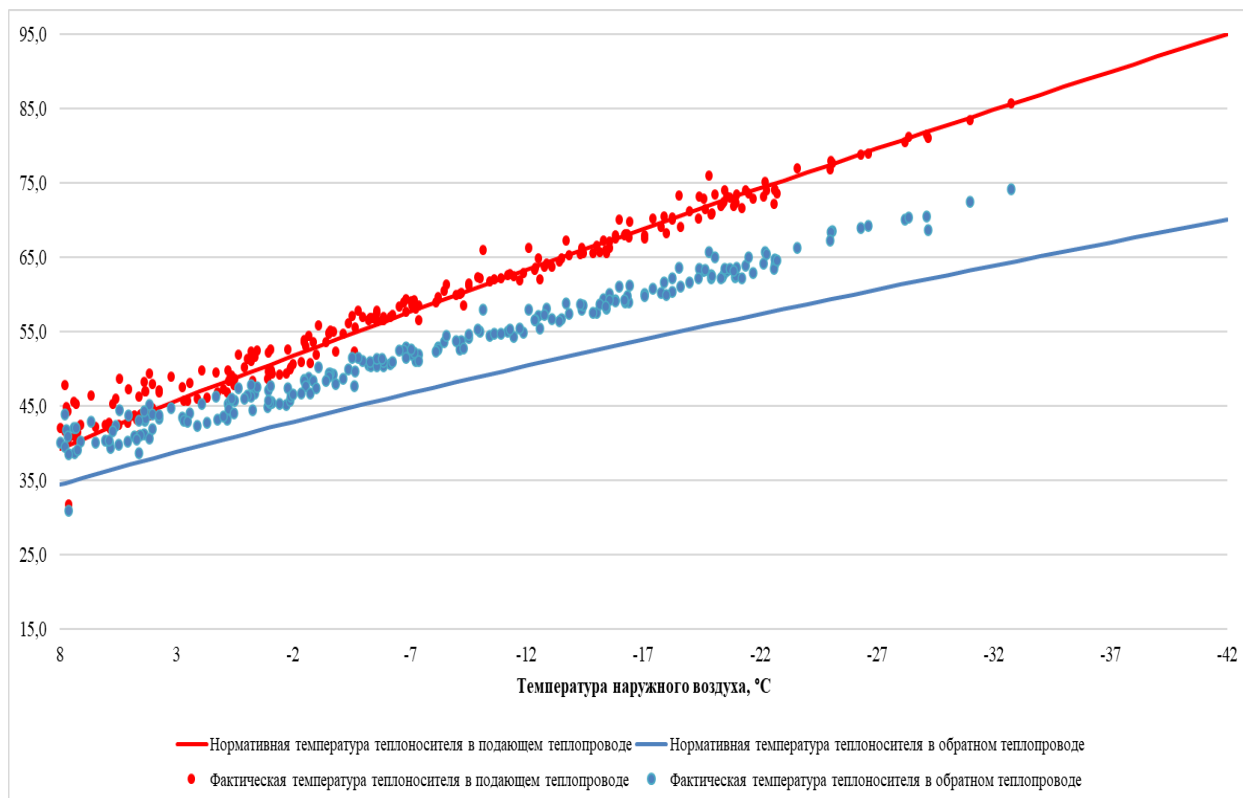
**Рисунок 3.19 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №28 п. Юность СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



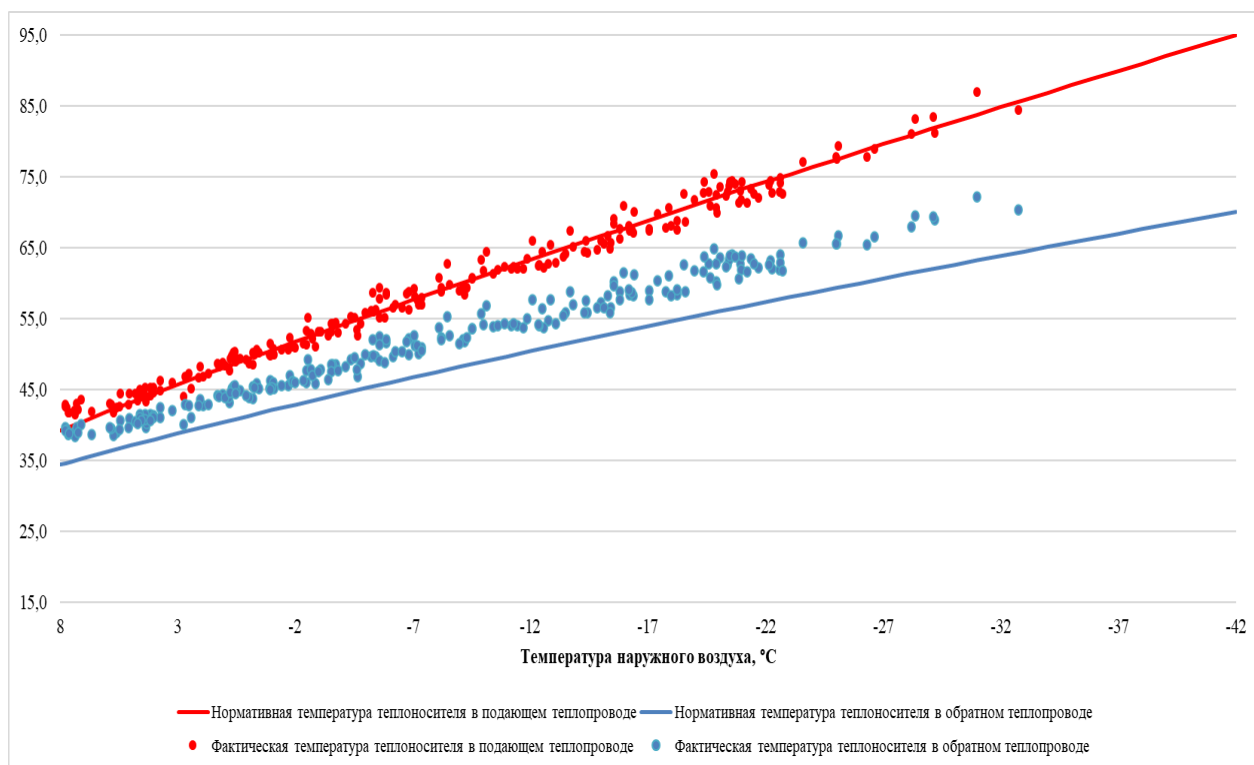
**Рисунок 3.20 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №29 п. Таежный СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



**Рисунок 3.21 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №30 п. Лунный СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



**Рисунок 3.22 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №33 п. Снежный СГМУП «ГТС» в 2022 г.**



**Рисунок 3.23 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС» в 2022 г.**

Как показано в разделе 5.7, расчетные нагрузки, уточненные по фактическим данным учета отпуска тепловой энергии (для источников, имеющих приборы учета отпущенной теплоты), значительно отличаются от договорных: для большинства источников расчётная нагрузка меньше и находится в диапазоне 60% - 80% от договорной нагрузки. В то же время расход теплоносителя в тепловой сети для большинства источников близок к тому, что должен соответствовать договорной нагрузке при проектном температурном графике и даже превышает его. Это говорит о необходимости пересмотра графиков изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха практически для всех источников тепловой энергии г. Сургута. При сохранении (в целом) сложившегося уровня расхода теплоносителя на источниках (что, разумеется, не снимает необходимости наладки тепловых сетей, корректировки потокораспределения по отдельным ответвлениям) факт меньших нагрузок при договорных расходах требует снижения температурных графиков.

Выводы по результатам сравнения утвержденных графиков отпуска тепловой энергии с фактическими режимами отпуска тепловой энергии сделаем для характерных диапазонов значений температуры наружного воздуха:

- диапазон низких значений наружной температуры с фактическими (не утвержденными) срезками температурного графика;

- диапазон нижнего спрямления температурного графика;
- диапазон изменения температуры прямого теплоносителя между нижним спрямлением и фактической верхней срезкой температурного графика.

Прежде всего следует указать, что, как правило, при фактических срезках температурных графиков системных жалоб на недотопы после наступления срезки не возникает.

Решающее значение для выводов о фактическом состоянии отапливаемых объектов и о фактически требуемых для них температурных графиках имеет то обстоятельство, что при наступлении срезки и далее при более низких значениях наружной температуры фактическая разность температуры прямого теплоносителя не увеличивается, графики не расходятся, как это рисуется на основании априорных теоретических зависимостей. То, что графики фактически не расходятся, означает, что теплопотребление при уменьшении наружной температуры не увеличивается. Это происходит потому, что жители прикрывают окна, отвечая на уменьшение наружной температуры адекватным уменьшением теплопередачи ограждающих конструкций (уменьшением воздухообмена). Причем параллельность фактических значений линий, аппроксимирующих значения температуры прямого и обратного теплоносителя, говорит о том, что сохранение теплоотпуска происходит при сохранении средней температуры отопительных приборов, а следовательно, и средней температуры в отапливаемых помещениях.

В самом первом приближении визуальный анализ графиков говорит о том, что избыток подачи тепловой энергии на отопление зданий происходит практически во всем диапазоне значений наружной температуры, а значит – график может быть снижен (без срезки) с температурой теплоносителя в расчетном режиме не более фактически достигнутого максимума (повторим, что это лишь предварительный вывод, который необходимо проверить и «оцифровать» с применением соответствующих методик, алгоритмов и программного обеспечения).

Анализируя диапазон нижнего спрямления утвержденных температурных графиков, можно также констатировать огромное влияние фактора изменяемого коэффициента теплопередачи ограждающих конструкций при изменяющемся за счет проветривания воздухообмене. Линии, которыми можно аппроксимировать фактические значения температуры прямого и обратного теплоносителя не сходятся как в утвержденных графиках, потому что жители реагируют на увеличивающийся перетоп большим открытием окон.

Явное несоответствие изменения фактического состояния отапливаемых зданий трафаретным зависимостям видно по графикам с нижним спрямлением температуры прямого теплоносителя для обеспечения ГВС. Трафаретная зависимость отражает повышение температуры обратного теплоносителя при сохранении температуры прямого теплоносителя

на одном уровне и повышении температуры наружного воздуха (нижнее спрямление), снижение температуры обратного теплоносителя при сохранении температуры прямого теплоносителя на одном уровне и снижении температуры наружного воздуха (верхняя срезка). Таким образом, адекватные модели управления должны учитывать не только фактические параметры ограждающих конструкций, отопительных приборов, тепловых сетей, но и поведение жителей, активность которых существенным образом определяет режимы теплоснабжения.

Получение более точных и аргументированных выводов относительно пересмотра температурных графиков можно ожидать только по результатам статистической идентификации теплотехнических параметров существующих потребителей, сетей и оборудования по данным приборов учета отпуска тепловой энергии с учетом данных измерений фактической температуры воздуха в отапливаемых помещениях. Работы по пересмотру, - адаптации к фактическому состоянию потребителей и тепловых сетей, - температурных графиков централизованного отпуска тепловой энергии целесообразно выполнить параллельно с разработкой очередного проекта актуализации. С учетом адаптированных графиков выполнить наладочные расчеты для предписаний управляющим компаниям.

Подчеркнем, что управление режимом централизованного отпуска тепловой энергией, адекватное фактическим характеристикам потребителей и тепловых сетей, не может быть получено с применением традиционных подходов к расчету температурных графиков, воспроизводящих трафаретные зависимости, отличающиеся только расчетной температурой теплоносителя при расчетной температуре наружного воздуха и никак не отражающие фактические особенности объекта управления. Современное решение этой задачи требует применения методов идентификации фактических параметров потребителей и тепловых сетей.

### **3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики**

Гидравлический расчет магистральных и квартальных тепловых сетей выполнен с использованием ГИС Zulu 8.0 и ПРК ZuluThermo. Для произведения расчета была разработана электронная модель первого уровня (потребитель - ЦТП, прямой абонентский ввод) и второго уровня (потребитель – абонентский ввод). Была произведена калибровка электронной модели под реальную схему теплоснабжения методом сравнения результатов расчетов гидравлических режимов и фактических гидравлических режимов – более 150 точек сравнения (ЦТП и абонентские вводы). Для приведения в электронной модели расходов теплоносителя на источниках теплоснабжения к фактическим значениям телеметрического оборудования, договорные расходы (нагрузки) потребителей были



расчетным образом приведены к фактическим, путем их редуцирования. При этом был произведен расчет основных гидравлических режимов тепловых сетей:

1. Расчетный гидравлический режим работы тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха;
2. Переходный гидравлический режим работы тепловой сети при максимальных расходах сетевой воды в точке излома температурных графиков;
3. Летний гидравлический режим работы тепловой сети при максимальной нагрузке горячего водоснабжения в неотапительный период;
4. Тестовый аварийный гидравлический режим работы тепловой сети с отказом одного из теплоисточников.

Результаты расчетов представлены в электронной модели тепловых сетей разработанной на базе программного комплекса ГИС «Zulu», являющейся неотъемлемой частью настоящей работы.

Перечень насосного оборудования, установленного на ЦТП/КРП/ПС представлено в таблицах ниже.

**Таблица 3.27 – Параметры гидравлического режима работы тепломагистралей СГРЭС-1 и СГРЭС-2**

магистраль	Отопительный период, давление на выходе из котельной, кгс/см <sup>2</sup>		Летний период, давление на выходе из котельной, кгс/см <sup>2</sup>		Переходный период, давление на выходе из котельной, кгс/см <sup>2</sup>	
	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе
Тепломагистраль №9 от СГРЭС-2 ВЖР						
П-5	10,5	1,7			10,2	1,7
П-10	10,1	2			10,5	1,9
П-7	9,9	2,6	6,6	3,5	10,5	2,05
П-11	9,8	2,8	6,5	3,6	10,7	2,16
П-12	9,6	2,6	6,5	3,2	10,1	1,9
Тепломагистраль №1, 2, 3, 7, 8, 9 от СГРЭС-1 ПКТС						
ПКТС Город (К-1)	8	2	8,14	3,15	7,9	1,9
ПКТС ВЖР (К-2)	7	2	7	3,1	7	1,9

**Таблица 3.28 – Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации в зоне деятельности СМУП «ГТС»**

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП -1 ул.Энтузиастов	Кор IL 100/160-18.5/2	2	G=160 м³/ч	7,7/3,3	6,2/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-4 ул.Нефтяников,29а	Кор IL 80-160-11/2	2	G= 95м³/ч	7,2/3,1	5,7/3,6	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-5 ул.Губкина,5	Кор IL 100/160-18,5/2	2	G=177 м³/ч	7,6/3,8	5,5/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-6 ул.Дзержинского,12	Кор IL 100/150-15/2	2	G=185 м³/ч	7,2/3,5	6,1/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-7 ул.Бахилова,4	Кор. IL 125/300-18,5/4	2	G=146 м³/ч	8,2/3,0	6,2/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

системы отопления	ЦТП-8 ул.Майская,8/1	Кор. IL 100/190-30/2	2	G=200 м3/ч	8,3/3,4	6,4/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-9 ул.Бажова,15	Кор.IL 100/165-22/2	2	G=221 м3/ч	7,9/3,1	6,2/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-10 ул.Кукуевецкого,12	Кор. IPg 200/295-30/4	2	G=240 м³/ч	7,0/3,6	5,3/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-11 ул.Магистральная,2 2	Кор.IL 100/150-15/ 2	2	G=185 м³/ч	6,8/3,6	5,5/3,7	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-12 ул.Пушкина,3	Кор. K160/30	2	G=160 м³/ч	7,8/4,0	6,0/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-13 ул.Мира,33	Кор.IL 125/300-18,5/ 4	2	G=228,6 м³/ч	7,5/2,6	5,7/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-14 ул.Пушкина,25	Кор.IL 100/270-11/ 4	2	G=84,8 м³/ч	7,5/2,7	6,0/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-15 ул.Губкина,15	Кор. IL 100/160-18,5/2	2	G=150 м³/ч	7,2/3,2	6,0/3,7	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

системы отопления	ЦТП-16 ул.Магистральная,3 2	Кор. IL 125/300-18,5/2	2	G=160 м3/ч	8,0/3,3	5,7/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-17 ул.Магистральная,3 2	Кор. IL 80/160-11/4	2	G=105,8 м3/ч	7,6/2,4	6,0/4,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-18 ул.Лермонтова,4/1	Кор. IL 100/270-11/4	2	G=84,8 м³/ч	8,5/3,0	5,7/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-19 ул.Профсоюзов,40	Кор. IL 100/270-11/4	2	G=85 м³/ч	7,3/2,7	5,6/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-20 ул.Островского	Кор. IL 80/150-7,5/2	2	G=100 м³/ч	7,8/3,0	5,1/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-21 ул.Дзержинского,16а	Кор. K90/35	1	G=90 м³/ч	7,9/3,1	6,1/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
		K90/35	1	G=90 м³/ч				удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-22 ул.Декабристов,9	Кор. KM80-50-200	2	G=50 м³/ч	8,3/3,3	5,5/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-23 ул.Бульвар Писателей21/1	Кор. K100-65-200-22квт.	1	G=100 м³/ч	7,3/2,8	5,6/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
		K100-65-200-18,5	1	G=100 м³/ч				удовлетворительное

системы отопле ния	ЦТП-24 ул.Ленина,72	Кор. ПЛ 100-260-11/4	2	G= 100м3/ч	7,2/2,7	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительн ое
систем ы отопле ния	ЦТП-25 ул.Ленинградская,1 5	Кор. К100-80-160 – 15квт.	2	G=100 м3/ч	7,0/3,9	6,4/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительн ое

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-26 ул.Мира.1	Кор.IL 100/160-18,5/2	2	G=184,2м³/ч	8,0/3,0	5,7/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-27 ул.Нефтяников.11	Кор. IL 100/270-11/4	2	G=68,7 м³/ч	7,0/3,1	5,0/3,3	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-28 ул.Губкина,23	Кор. IL 125/340-30/4	2	G=230,8м³/ч	6,7/3,1	5,9/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-29 ул.Нефтяников,6/1	Кор. K160/30 – 30кВт	2	G=160 м³/ч	6,9/3,4	5,8/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-30 ул.Ленина,69	Кор. IL 125-340-30/4	2	G=227 м³/ч	7,0/3,0	5,5/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-31 ул.Лермонтова,11	Кор.IL 100/160-18,5/2	2	G=155,8 м³/ч	7,2/2,5	6,0/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное



системы отопления	ЦТП-32 ул.Лермонтова,3	Кор. IL 125-340-30/4 т.	2	G=174м3/ч	7,6/3,4	6,0/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-33 ул.Бажова,29	Кор. IL80/160-11/2	2	G=134м3/ч	8,1/3,0	5,9/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-34 ул.Бахилова,3	Кор. IL125-270-15/4	2	G= 149м³/ч	8,0/3,3	6,3/4,3	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-35 ул.Декабристов,2	Кор. IL 65-140-7,5/2	2	G= 65м³/ч	8,1/3,1	5,6/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-36 ул.Декабристов,2	Кор. IL 65-160-7,5/2	2	G= 65м³/ч	7,7/3,1	6,1/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-37 ул.50лет ВЛКСМ,10	Кор.IL 100/160-18,5/2	2	G=155,8м³/ч	8,1/2,9	6,0/4,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-38 ул.Маяковского,28	Кор. IL125-270-11/4	2	G= 73м³/ч	7,6/2,6	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-39 ул.Маяковского,20	Кор. IL125-270-11/4	2	G= 70м³/ч	7,1/2,6	5,4/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

системы отопления	ЦТП-40 ул.Мира,40	Кор. II 65/140-7,5/2	2	G=63м3/ч	8,0/2,6	5,8/4,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-41 у редакции Сургутская Трибуна	Кор. К 45/55 – 15кВт	2	G=45 м3/ч	8,2/2,7	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-42 ул.Маяковского,21	Кор. IL65-160-7,5/2	2	G=65м³/ч	7,9/2,6	5,6/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-43 ул.30 лет Победы,37/1	Кор. IL 125/300-18,5/4	2	G=68,6м³/ч	7,2/2,6	6,2/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-45 ул.Маяковского,37	Кор. IL 125/320-18,5/4	2	G=136м³/ч	7,4/2,5	6,1/4,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-46 ул.Привокзальная,28	Кор. IL 125/300 -18,5/4	2	G=68,6м³/ч	7,7/3,9	5,4/3,6	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления		Откачив. IL150-270 18,5/4	2	G= 200 м³/ч			параллельная схема контур теплоносителя Т2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-47 ул.Трубная,5/2	Кор. IL 100/220 5,5/4	2	G=95,7м³/ч	7,7/3,9	5,4/3,6	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

ия								
систем ы отоплен ия	ЦТП-48 ул.Пушкина,12	Кор. ПЛ 80-160-11/2	2	G= 68м3/ч	8,0/2,8	5,7/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительн ое
систем ы отоплен ия	ЦТП-49 ул.Киргбая,17	Кор. ПЛ 150/325- 37/4	2	G=200 м3/ч	7,4/3,2	5,9/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительн ое

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-50 ул.Быстринская,24/1	Kop. IL 125/300- 18,5/4	2	G=68,6 м³/ч	7,0/2,7	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-51 ул.М.Карамова,76а	Kop. IPg 250/365 -75/4	2	G= 297м³/ч	10,0/2,5	5,1/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-52 ул.Федорова,59	Kop.IL 250/420 - 110/4	2	G=287,5м³/ч	10,2/2,8	5,0/3,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-53 пр.Комсомольский, 12	Kop.IL 250/420 - 110/4	2	G=287,5м³/ч	10,3/2,7	6,0/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-54 ул..М.Карамова 25/1	Kop. IL100/170- 30/2	2	G=180м³/ч	10,0/2,8	5,3/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-55 ул..Геологическая,21	Kop. IL100/165-22/2	2	G=213 м³/ч	9,8/2,5	4,8/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

системы отопления	ЦТП-56 ул..Югорская.5	Кор. IL80-190-18,5/2	1	G= 108м3/ч	10,1/2,6	5,6/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-57 ул..Югорская.7	Кор. IL100/165-22/2	2	G=200 м3/ч	10,2/2,7	5,7/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-58 ул.М.Карамова 28/2	Кор. IPg 250/415 -90/4	2	G=246м³/ч	10,0/2,3	5,7/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-59 ул..Взлетный, 11	Кор. IL 100/170-30/2	2	G=180 м³/ч	10,2/2,8	6,0/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-60 пр.Комсомольский, 44	Кор. IPg 125/205-37/2	2	G=180 м³/ч	10,1/2,6	5,8/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-61 ул.Первопроходцев, 1	Кор. IPg 250/365-75/4	2	G=297м³/ч	9,9/2,4	4,9/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-62 пр.Комсомольский, 21	Кор. IPg 250/365-75/4	2	G=305м³/ч	10,3/2,7	5,4/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-63 пр.Комсомольский, 27	Кор. IPg 250/365-75/4 -2шт.	2	G=305м³/ч	10,2/2,8	5,1/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное



системы отопления	ЦТП-64 в районе уч.комбината по ул.30лет Победы	Кор. IL 100/160-18,5/2	2	G=167 м3/ч	7,6/3,1	6,0/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-65 ул.Просвещения,33	Кор. IPg 200/295-30/4	2	G=240м3/ ч	6,5/3,0	5,4/3,6	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-66 ул.Энергетиков,5	Кор. IL 250/400-75/4	2	G=235 м³/ч	7,1/3,3	5,8/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-67 ул.Энергетиков,21	Кор. IPn 100/335-15/4	1	G=90 м³/ч	7,2/3,7	6,4/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
		Кор. IPn 100/360-15/4	1	G=90 м³/ч				удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-68 ул.Просвещения,49	Кор. IPg 200/295-30/4	2	G=300м³/ч	7,0/3,7	5,7/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-69 ул.Энергетиков,25	Кор. IPn 125/315-18,5/4	2	G=150 м³/ч	7,4/3,6	5,4/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-70 ул.Майская,3	Кор. IPg 200/295-30 /4	2	G=300м³/ч	8,4/3,3	5,0/3,6	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-71 ул.Республики,82	Кор. CLM 200/285-30/4	2	G=300м³/ч	8,4/3,4	4,9/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

системы отопления	ЦТП-72 ул.Энергетиков,14а	Кор. CLM 200/285-30/4	2	G=300м3/ч	7,2/3,5	4,7/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-73 пр.Набережный	Кор. К 20/30 -4квт	2	G=20 м3/ч	8,9/3,2	4,2/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-74 ул.Республики,71	Кор. КМ 100-65-200 – 30кВт	2	G=100 м³/ч	6,6/3,2	5,8/4,3	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления		Подм. LP 65/160-7,5/3	1	G=60 м³/ч				удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-75 ул.Мира,34/1	Кор. IL80-160-11/2	2	G= 100м³/ч	8,7/3,0	6,1/4,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-76 ул.Свободы,2	Кор. IL 100-160-18,5/2	2	G= 124м³/ч	7,9/3,0	5,9/4,3	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-77 ул.Ленина,25	Кор.IL 80-160-11/2	2	G= 126м³/ч	8,3/3,0	5,8/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-78 пр.Пролетарский,1	Кор.IL 80/160 - 7,5/2	2	G=78,9 м³/ч	7,0/2,8	6,0/4,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

системы отопле ния	ЦТП-79 30 лет Победы 56/1	Кор. IL80-160-11/2	2	G=126м3/ч	7,0/2,8	5,6/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительн ое
системы отопле ния	ЦТП-80 ул.Крылова,43	Кор. IL150-335-45/2	2	G=360м3/ч	7,5/3,3	4,6/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительн ое
		Откачив. Ipg 200/295-30/4	2	G=400 м3/ч			параллельная схема контур	удовлетворительн о е

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления							теплоносителя Т2	
	ЦТП 81 Привокзальная, 10	Кор. IL150-335-45/2	2	G=406 м³/ч	8,0/3,0	5,4/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 82 Привокзальная, 2	Кор. IL150-335-45/4	2	G=406 м³/ч	7,8/3,0	5,8/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 83 Привокзальная, 16	Кор. IL200-335-45/4	2	G=360 м³/ч	7,4/2,8	5,1/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 85 Привокзальная, 16	Кор. IL100-165-22/2	2	G=150 м³/ч	7,4/3,4	6,2/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 86 пр.Комсомольский, 6Б	Сетев. Д 315/71 -90кВт	3	G=315 м³/ч	9,9/2,8	5,2/3,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
		Сетев. NL 150/400-55/4	3	G=315 м³/ч				удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 87 Озерная, 25	Сет. IL 200/345-45/4	2	G=360 м³/ч	10,1/2,9	4,5/3,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

системы отопле ния	ЦТП 88 Береговая,1	Сетев. NP 100/250V-75/2	3	G=300м3/ч	10,3/2,2	3,1/2,2	параллельная схема на трубопроводе Т2	удовлетворительн ое
		Подп. ПЛ 50/160-5,5/2	2	G=40 м3/ч			параллельная схема контур	удовлетворительн о е

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
							отопления потребителей Т2	
системы отопления	ЦТП 89 Береговая, 1	Откач. ИЛ 100/190-30/2	3	G=160 м³/ч	5,5/5,9	3,5/1,9	параллельная схема контур теплоносителя Т2	удовлетворительное
		Сетев. ИЛ 150/400-45/2	2	G=240 м³/ч			параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
		Д 315/71 - 75кВт	1	G=315 м³/ч				удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 90 Сосновая, 13	Отк. ИЛ 250/380-75/4	3	G =369 м³/ч	10,4/2,1	3,5/1,6	параллельная схема контур теплоносителя Т2	удовлетворительное
		Подп. ИЛ 40/150-3/2	2	G =23 м³/ч			параллельная схема контур отопления потребителей Т2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 94 Артема, 13	Кор. IPg-125/174-22/2	2	G=130 м³/ч	6,8/3,3	5,9/3,7	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 95 Киртбая, 17	Кор. ИЛ 100/160-18,5/2	2	G=149 м³/ч	7,2/3,3	6,2/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное



и я								
систем ы отоплен ия	ЦТП 96 Ленина, 74	Кор IPn 150/300-18,5/4	2	G=200 м <sup>3</sup> /ч	7,6/3,0	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительн ое

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП 97 Геологическая, 15/1	Кор. IPn 150/315-22/4	1	G=230 м³/ч	10,1/2,4	4,7/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 98 Быстринская, 20/3	Кор. LP 100-200/210 -30/2	2	G=130 м³/ч	7,1/2,7	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 99 Губкина, 1	Кор. IL 100/160-18,5/2	2	G=149 м³/ч	7,8/3,3	5,7/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 100 ул.Рационализаторов	Кор. CLM 200/282 – 30/2	2	G=300 м³/ч	10,5/2,2	3,8/3,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 101 п.ПСО	Кор. IL 150/340-37/4	2	G=135 м³/ч	6,5/4,8	4,7/2,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления		Откачив. IL 125/340-30/4	2	G=130 м³/ч			параллельная схема контур теплоносителя Т2	удовлетворительное

системы отопления	ЦТП 102 ул. Университетская, 39/1	Кор. IL 100/165-22/2	2	G=163 м3/ч	7,3/3,2	5,6/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 103 Киртбая	Кор. IL 50/170-7,5/2	2	G=42 м3/ч	7,3/3,1	6,0/5,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП 104 Кедровый, 2	Кор. IL 65/200-15/2	2	G=40 м³/ч	5,0/2,8	3,4/2,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 105 Медвежий угол	Кор. IL 100/350-11/4	2	G=66 м³/ч	7,0/2,9	4,0/2,7	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП Госнаб	Сет. IPn 65/180-9/2	1	G=30м³/ч	10,0/2,9	3,7/3,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
		TOP-S 50/7	2	G=39м³/ч				удовлетворительное
системы отопления	ПС-1 Энтузиастов, 17	Кор. IPn 65/180-9/2	2	G=30м³/ч	7,0/3,4	4,4/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ПС-2 М.Поливановой, 13	Кор. IPg-125/183-30/2	2	G= 130 м³/ч	6,5/3,5	5,1/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ПС-3 Набережный	Сет. IL 50/160-5,5/2	2	G=53м³/ч	7,5/3,5	5,0/3,7	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы	ПС-4	Сет. IL 200/380-75/4	3	G=400 м³/ч			параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

отоплен ия	Нефтеюганское шоссе,	Откач. IPn150/360-37/4	4	G=320 м3/ч	10,6/4,0	5,7/3,7	параллельная схема контур теплоносителя Т2	удовлетворительн ое
---------------	-------------------------	------------------------	---	------------	----------	---------	---	------------------------

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ПС-5 Профсоюзов, 69/1	Сет. K100-65-200a –18,5кВт	1	G=90 м³/ч	не работает		параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
		Сет. K100-65-200a –22кВт	1	G=90 м³/ч				удовлетворительное
системы отопления	ПС-7 30лет Победы, 28	Сет. IL 200/380-75/4	3	G=400 м³/ч	8,3/3,4	5,6/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ПС-9 Кедровый, 1	Кор. IL 40/140-2,2/2	2	G=17 м³/ч	4,5/2,4	2,9/2,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ПС-10 Кедровый, 1	Кор. IL 40/140-2,2/2	2	G=17м³/ч	4,6/2,4	3,1/2,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ПС КСК Геолог	Кор. IL 40/160-4/2	2	G=38м³/ч	9,4/2,0	4,0/2,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	БПТП8 ТК5 ул.Маяковского	Кор. IL 65/140-7,5/2	2	G=54м³/ч	9,2/5,4	4,4/3,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
		Цир.ТС IL 80/160-11/2	2	G=80м³/ч			параллельная схема циркуляция теплоносителя	удовлетворительное
системы		Цирк. ТС ТР-80-240/4	1	G=68м³/ч			параллельная схема на	удовлетворительное

отопления	ИТП Ленина,26				7,8/3,6	5,4/4,2	перемычке Т1иТ2	е
		IL 65/160-5,5/2	1	G=53м3/ч				удовлетворительн о е

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м³/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
система отопления	ИТП Майская, 10	Цирк. TC TOP -S 65/10	2	G=50м³/ч	8,4/3,4	4,7/4,0	параллельная схема циркуляция теплоносителя	удовлетворительное
система отопления	ИТП-50 Маяковского 11	Цирк. TC UPSD 65-180/F	1	G=50м³/ч			параллельная схема циркуляция теплоносителя	удовлетворительное
система отопления	АУУ АБК РТС-2	Цирк. CO Yonos Маха 25/0,5-10	1	G=2,31м³/ч			на перемычке между Т1 и Т2	удовлетворительное
система отопления	АУУ Здание ОДС	Цирк. CO Yonos Маха 25/0,5-10	1	G=4,62м³/ч			на перемычке между Т1 и Т2	удовлетворительное
система отопления	АУУ Спорт Зал	Цирк. CO Yonos Маха 25/0,5-10	1	G=2,31м³/ч			на перемычке между Т1 и Т2	удовлетворительное



### **3.10. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2018-2022 гг.**

Функциональными отказами (инцидентами) в тепловых сетях считаются нарушения режима, не вызвавшие последствий, а также отключение горячего водоснабжения, осуществляемое для сохранения режима отпуска тепла на отопление при ограничениях в подаче топлива, электро- и водоснабжении.

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

- трубопроводов: сквозные коррозионные повреждения труб, разрывы сварных швов;
- задвижек: коррозия корпуса или байпаса задвижки, искривление или падение дисков, неплотность фланцевых соединений, засоры, приводящие к негерметичности отключения участков;
- сальниковых компенсаторов: коррозия стакана, выход из строя грундбоксы.

Наиболее частой причиной повреждений теплопроводов является наружная коррозия. По статистике количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб, значительно меньше, чем коррозионных. Основными причинами разрывов сварных швов являются заводские дефекты при изготовлении труб и дефекты сварки труб при строительстве.

Причины повреждения задвижек весьма разнообразны: это и наружная коррозия, и различные неполадки, возникающие в процессе эксплуатации (засоры, падение клиньев, расстройство фланцевых соединений).

За период 2017-2021 гг. в зоне эксплуатационной ответственности:

СГМУП «ГТС» за 2021 год можно выделить 464 функциональных отказов тепловой сети, включая функциональные отказы на тепловых сетях в зоне действия источников Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 и ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2. За период 2017-2021 гг. произошло 2163 функциональных отказов тепловых сетей. Подавляющее большинство отказов происходило на абонентских вводах. При этом в зону отключения попадали единичные потребители.

**Таблица 3.29 – Статистика отказов на тепловых сетях СГМУП «ГТС» за период 2016-2021 гг.**

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	Число функциональных отказов, шт.						
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
1	Сургутская ГРЭС-1 - ПКТС - Город	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	36	86	47	300	153	190	776
<b>ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1</b>			<b>36</b>	<b>86</b>	<b>47</b>	<b>300</b>	<b>153</b>	<b>190</b>	<b>776</b>
2	Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	42	133	20	240	107	125	625
<b>ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2</b>			<b>42</b>	<b>133</b>	<b>20</b>	<b>240</b>	<b>107</b>	<b>125</b>	<b>625</b>
5	Котельная № 1 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	2	4	1	16	6	18	45
6	Котельная № 2 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	12	28	5	68	57	34	192
7	Котельная № 3 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	10	5	3	31	9	20	68
8	Котельная № 5 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	1	0	2	0	3	6
9	Котельная № 6 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
10	Котельная № 7 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	1		1
11	Котельная № 9 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	1	1
12	Котельная № 13 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	16	16
13	Котельная № 14 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	1	2	1	20	17	10	50
14	Котельная № 21 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	3	0	0	3
15	Котельная № 22 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
16	Котельная №23Ледовый дворец (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
17	Котельная №24 Пол-ка Нефтяник (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
18	Котельная №25 пос. Лесной	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
19	Котельная № 28 п. Юность	СГМУП «ГТС»	15	90	70	0	35	10	205
20	Котельная № 29 п. Таёжный	СГМУП «ГТС»	3	12	16	0	2	1	31
21	Котельная № 30 пос. Лунный	СГМУП «ГТС»	9	49	37	0	6	5	97
22	Котельная № 31 п. Медвежий угол	СГМУП «ГТС»	5	25	15	0	0	0	40
23	Котельная № 33 п. Снежный	СГМУП «ГТС»	1	0	2	0	2	3	7
24	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ- 49	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
25	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
26	Котельная № 27 р.Набережный д.17	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
<b>ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточников СГМУП «ГТС»</b>			<b>58</b>	<b>216</b>	<b>150</b>	<b>140</b>	<b>135</b>	<b>121</b>	<b>762</b>

За 2021 год по данным исходной информации о технологических нарушениях на тепловых сетях СГМУП "ГТС" произошло 193 нарушения, из которых:

- 24 без отключения
- 42 с отключением
- 127 с понижением параметров

На сетях ГВС СГМУП "ГТС" произошло 243 нарушения, из которых:

- 28 без отключения
- 32 с отключением
- 183 с понижением параметров.

Всего за 2021 год на сетях СГМУП "ГТС" произошло 436 нарушений.

**Таблица 3.30 – Статистика технологических нарушений на тепловых сетях СГМУП "ГТС" за 2021 год**

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	2021 год, шт.		
			Без отключения	Отключен ие	Понижение параметров
1	СГРЭС-1	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	8	1	54
2	СГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	12	29	50
3	Котельная № 1	СГМУП «ГТС»			5
4	Котельная № 2	СГМУП «ГТС»	1	4	8
5	Котельная № 3	СГМУП «ГТС»	1	0	4
6	Котельная № 9	СГМУП «ГТС»	1	0	0
7	Котельная № 13	СГМУП «ГТС»	0	0	2
8	Котельная № 14	СГМУП «ГТС»	1	0	2
9	Котельная № 28 п. Юность	СГМУП «ГТС»	0	2	2
10	Котельная № 29	СГМУП «ГТС»	0	1	0
11	Котельная № 30 пос. Лунный	СГМУП «ГТС»	0	5	0
	<b>Всего</b>		<b>24</b>	<b>42</b>	<b>127</b>

**Таблица 3.31 – Статистика технологических нарушений на сетях горячего водоснабжения СГМУП "ГТС" за 2021 год**

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	2021 год, шт.		
			Без отключения	Отключен ие	Понижение параметров
1	СГРЭС-1	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	19	10	98
2	СГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	4	2	28
3	Котельная № 1	СГМУП «ГТС»	3	4	6
4	Котельная № 2	СГМУП «ГТС»	0	11	10
5	Котельная № 3	СГМУП «ГТС»	1	2	12
6	Котельная № 5	СГМУП «ГТС»	0	1	2
7	Котельная № 13	СГМУП «ГТС»	0	0	14
8	Котельная № 14	СГМУП «ГТС»	0	2	5
9	Котельная № 28 п. Юность	СГМУП «ГТС»	1	0	5
10	Котельная № 33 п. Снежный	СГМУП «ГТС»	0	0	3
	<b>Всего</b>		<b>28</b>	<b>32</b>	<b>183</b>

### **3.11. Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2018-2022 гг.**

Статистика восстановлений тепловых сетей представлена в таблице ниже. Среднее время восстановления работоспособности сети СГМУП «ГТС» составляет:

- от ГРЭС-1 – 3,4ч;
- от ГРЭС-2 – 3,0ч;
- от собственных источников – 2,9ч.

Суммарное время восстановления тепловых сетей СГМУП «ГТС» за 2021 год составило 1370 часов, из которых 692 часа – время восстановления на тепловых сетях отопления, 678 часов – на сетях ГВС.

Таблица 3.32 – Статистика восстановлений работы тепловой сети СГМУП "ГТС" за период 2016-2021 гг.

№ п / п	Теплоисточник	Зона действия источника	Число функциональных отказов, шт.							Суммарное время восстановления, ч							Среднее время восстановления, ч						
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
1	Сургутская ГРЭС-1 - ПКТС -Город	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	36	86	47	300	153	190	776	205,0	181,7	125,6	1091,8	615,3	596,0	2610,3	5,7	2,1	2,7	3,6	4,0	3,1	3,4
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1			36	86	47	300	153	190	776	205,0	181,7	125,6	1091,8	615,3	596,0	2610,3	5,7	2,1	2,7	3,6	4,0	3,1	3,4
2	Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	42	133	20	240	107	125	625	139,0	296,7	53,4	805,2	357,6	355,5	1868,4	3,3	2,2	2,7	3,4	3,3	2,8	3,0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ПАО «Юнипро» -Сургутская ГРЭС-2			42	133	20	240	107	125	625	139,0	296,7	53,4	805,2	357,6	355,5	1868,4	3,3	2,2	2,7	3,4	3,3	2,8	3,0
5	Котельная № 1 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	2	4	1	16	6	18	45	6,0	10,8	2,7	53,8	16,9	71,5	155,7	3,0	2,7	2,7	3,4	2,8	4,0	3,5
6	Котельная № 2 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	12	28	5	68	57	34	192	40,0	80,2	13,4	223,8	196,8	122,1	636,2	3,3	2,9	2,7	3,3	3,5	3,6	3,3
7	Котельная № 3 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	10	5	3	31	9	20	68	38,0	4,8	8,0	69,3	34,2	52,3	168,7	3,8	1,0	2,7	2,2	3,8	2,6	2,5
8	Котельная № 5 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	1	0	2	0	3	6	0,0	5,6	0,0	9,7	0,0	7,4	22,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	3,8
9	Котельная № 6 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
10	Котельная № 7 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	1	0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	0,0	2,1
11	Котельная № 9 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	1	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	
12	Котельная № 13 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	16	16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,3	57,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	3,6
13	Котельная № 14 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	1	2	1	20	17	10	50	3,0	5,4	2,7	77,8	76,8	31,8	194,5	3,0	2,7	2,7	3,9	4,5	3,2	3,9
14	Котельная № 21 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	3	0	0	3	0,0	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	1,9

1 5	Котельная № 22 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1 6	Котельная №23Ледовый дворец(СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1 7	Котельная №24 Пол-ка Нефтяник (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1 8	Котельная №25 пос. Лесной	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1 9	Котельная № 28 п. Юность	СГМУП «ГТС»	15	90	70	0	35	10	20 5	16 ,0	20 1,9	18 7, 0	0,0	11 1,4	2 5, 1	525, 4	1, 1	2,2	2,7	0,0	3, 2	2, 5	2,6
2 0	Котельная № 29 п. Таёжный	СГМУП «ГТС»	3	12	16	0	2	1	31	3, 2	26, 9	4 2, 8	0,0	5,5	6 ; 3	81,5	1, 1	2,2	2,7	0,0	2, 8	6, 3	2,6
2 1	Котельная № 30 пос. Лунный	СГМУП «ГТС»	9	49	37	0	6	5	97	9, 6	10 9,9	9 8, 9	0,0	12, 9	3 3, 0	254, 7	1, 1	2,2	2,7	0,0	2, 2	6, 6	2,6
2 2	Котельная № 31 п. Медвежий угол	СГМУП «ГТС»	5	25	15	0	0	0	40	5, 4	56, 1	4 0, 1	0,0	0,0	0 ; 0	96,2	1, 1	2,2	2,7	0,0	0, 0	0, 0	2,4
2 3	Котельная № 33 п. Снежный	СГМУП «ГТС»	1	0	2	0	2	3	7	1, 1	0,0	5 ; 3	0,0	9,7	1 0, 2	25,2	1, 1	0,0	2,7	0,0	4, 8	3, 4	3,6
2 4	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ- 49	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2 5	Котельная № 26 пр.Набережныйд.17/2	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2 6	Котельная№ 27 р.Набережный д.17	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0 ; 0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточников СГМУП «ГТС»			58	21 6	15 0	14 0	13 5	12 1	76 2	12 2,2 9	50 1,5 3	40 0,7 8	440, 13	46 6,2 5	41 8, 8 3	2227 ,52	2, 11	2,32	2,67	3,1 4	3, 45	3,4 6	2,9 2

### **3.12. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

Трубопроводы тепловых сетей — это важный элемент систем теплоснабжения городов. С течением времени в процессе эксплуатации в основном за счет процессов коррозии происходит ухудшение технического состояния трубопроводов. Это служит причиной нарушения сплошности металла труб, сопровождающегося истечением теплоносителя - образование течей.

Наиболее эффективным способом предотвращения течей является своевременная замена ветхих участков трубопровода - перекладка.

Перед теплоснабжающими организациями стоит нелегкая задача, как в условиях ограниченного, а точнее крайне недостаточного, финансирования, повысить экономическую эффективность эксплуатации тепловых сетей и, в первую очередь, сократить число аварий - течей.

Однако методов и средств замера толщины стенки трубы без вскрытия теплотрассы не существует. Для нефте- и газопроводов используются внутритрубные снаряды, оснащенные устройствами замера толщины, но, для трубопроводов тепловых сетей они неподходят.

Решить данную проблему можно используя некоторые косвенные методы оценки состояния тепловых сетей:

- Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.
- Метод магнитной памяти металла. Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловых сетей. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.
- Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора. При доступной поверхности трассы, желательно с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.
- Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо

проводить весной (март- апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, носнега на земле нет.

- Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод новый и пробные применения на тепловых сетях не дали однозначных результатов. Но метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.

- Опрессовка на прочность повышенным давлением. Метод применялся и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время в среднем стабильно показывает эффективность 93-94%. То есть 94% повреждений выявляется в ремонтный период и только 6% уходит на период отопления. С применением комплексной оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов, опрессовку стало возможным рассматривать, как метод диагностики и планирования ремонтов, перекладок тепловых сетей.

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

- За последнее время наибольшее распространение среди организаций эксплуатации тепловых сетей получил акустический метод, в первую очередь в силу доступности самостоятельного его применения. Этим методом диагностируются трубопроводы наземной и подземной, канальной и бесканальной прокладки диаметром от 80 мм и более, находящиеся в режиме эксплуатации. Длина единичного участка от 40 до 300 м. Точность определения дефекта - 1% от базы постановки датчиков. Достоверность идентификации дефектов по параметру аварийно- опасности - 80%.

Осуществив диагностику и определив участки, требующие капитального ремонта, ресурсоснабжающим организациям предоставляется возможность выбора участков для первоочередной перекладки, которые характеризуются наибольшей вероятностью образования течи. Для участков, которые вынужденно оставлены в эксплуатации, организации имеют информацию о месте расположения наибольших дефектов (критические) и возможность осуществить профилактические ремонтные работы по предотвращению образования течей.

В целях организации мониторинга за состоянием оборудования тепловых сетей применяются следующие виды диагностики:

**Эксплуатационные испытания:**



- Гидравлические испытания на плотность и прочность – проводятся силами эксплуатирующей организации ежегодно после отопительного сезона и после проведения ремонтов. Испытания проводятся согласно требованиям ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Правил устройства, и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. По результатам испытаний выявляются дефектные участки не выдержавшие испытания пробным давлением, формируется график ремонтных работ по устранению дефектов. Перед выполнением ремонта производится дефектация поврежденного участка с вырезкой образцов для анализа состояния трубопроводов и характера повреждения. По результатам дефектации определяется объем ремонта.

- Испытания водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя - проводятся силами эксплуатирующей организации с периодичностью установленной главным инженером тепловых сетей (1 раз в 5 лет) с целью выявления дефектов трубопроводов, компенсаторов, опор, а также проверки компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций, возникающих при повышении температуры теплоносителя до максимального значения. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя (РД 153.34.1-20.329-2001). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются актом, в котором указываются необходимые мероприятия по устранению выявленных нарушений в работе оборудования. Нарушения, которые возможно устранить в процессе эксплуатации устраняются в оперативном порядке. Остальные нарушения в работе оборудования тепловых сетей включаются в план ремонта на текущий год.

- Испытания водяных тепловых сетей на гидравлические потери
  - проводятся силами эксплуатирующей организации с периодичностью 1 раз в 5 лет с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери (РД 34.20.519-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные гидравлические характеристики. На основании результатов испытаний производится корректировка гидравлических режимов работы тепловых сетей и систем теплопотребления, а также планируются работы по проведению гидродинамической промывки участков тепловых сетей с повышенными коэффициентами гидравлического трения, по ревизии запорно-регулирующей арматуры при повышенных местных сопротивлениях. При повышенных коэффициентах гидравлического трения производится анализ качества водоподготовки, режимов работы тепловых сетей, случаев

подпитки сырой неумягченной водой.

- Испытания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях – проводятся силами эксплуатирующей организации 1 раз в 5 лет или специализированной организации (при пересмотре энергетических характеристик работы тепловых сетей) с целью определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию.

- Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях (РД 34.09.255-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные среднегодовые тепловые потери через тепловую изоляцию. На основании результатов испытаний формируется перечень мероприятий и график их выполнения по приведению тепловых потерь к нормативному значению, связанных с восстановлением и реконструкцией тепловой изоляции на участках с повышенными тепловыми потерями, заменой трубопроводов с изоляцией заводского изготовления, имеющей наименьший коэффициент теплопроводности, монтажу систем попутного дренажа на участках подверженных затоплению и т.д.

#### **Регламентные работы:**

- Контрольные шурфовки – проводятся силами эксплуатирующей или подрядной организации ежегодно по графику в межотопительный период с целью оценки состояния трубопроводов тепловых сетей, тепловой изоляции и строительных конструкций. Контрольные шурфовки проводятся согласно Методических указаний по проведению шурфовок в тепловых сетях (МУ 34-70-149-86). В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии, производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции, оценивается состояние строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций. На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ.

- Ниже приведена оценка интенсивности процесса внутренней коррозии – проводится силами эксплуатирующей организации с целью определения скорости коррозии внутренних поверхностей трубопроводов тепловых сетей с помощью индикаторов коррозии. Ниже приведена оценка интенсивности процесса внутренней коррозии производится в соответствии с Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) (РД 153-34.0-20.507-98). На основании

обработки результатов лабораторных анализов определяется степень интенсивности (скорость) внутренней коррозии мм/год. На участках тепловых сетей, где выявлена сильная или аварийная коррозия проводится обследование с целью определения мест, вызывающих рост концентрации растворенных в воде газов (подсосы, неплотности подогревателей горячей воды) с последующим устранением. Проводится анализ качества подготовки подпиточной воды.

• Техническое освидетельствование – проводится эксплуатирующей организацией в части наружного осмотра и гидравлических испытаний и специализированной организацией в части технического диагностирования:

- наружный осмотр – ежегодно;
- гидравлические испытания – ежегодно, а также перед пуском в эксплуатацию после монтажа или ремонта, связанного со сваркой;
- техническое диагностирование – по истечении назначенного срока службы
- (визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, ультразвуковая толщинометрия, магнитопорошковый контроль, механические испытания).

Техническое освидетельствование проводится в соответствии с Типовой инструкцией по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации (РД 153-34.0-20.522-99). Результаты технического освидетельствования заносятся в паспорт тепловой сети. На основании результатов технического освидетельствования разрабатывается план мероприятий по приведению оборудования тепловых сетей в нормативное состояние.

#### **Планирование капитальных (текущих) ремонтов:**

• На основании результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ его технического состояния и формирование перспективного график ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой).

• На основании перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет.

• Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.

• Годовой график ремонтов согласовывается до 1 апреля текущего года с Администрацией. С выходом «Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», утвержденных Постановлением Правительства РФ

№889 от 06.09.2012 года сводный план ремонта разрабатывается органом местного самоуправления на основании рассмотрения заявок от ресурсоснабжающих организаций.

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

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

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

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

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

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

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

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;

- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий. Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся

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

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил

устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

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

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

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

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

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

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

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

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

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

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

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

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

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный

трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

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

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

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

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

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

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

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

под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

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

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

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

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ,



порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать нормативно-технической документации.

Процедуры летних ремонтов, параметры и методы испытаний тепловых сетей (гидравлических, температурных, на тепловые потери), проводимые СГМУП «ГТС», ООО «СГЭС», ООО «Газпром энерго», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», ООО «Технические системы», ООО

«Скат-База», АО «Аэропорт Сургут», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ТВС-Сервис», соответствуют нормативно-технической документации.

### **3.14. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года (с изменениями от 1 февраля 2010 г., 10 августа 2012 г.) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

- потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм;
- потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные

конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые

эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически

неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

**Таблица 3.33 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии за 2022 год**

Вид потерь	Фактические потери тепловой энергии, Гкал/год	Расчетные потери тепловой энергии (утвержденные РСТ), Гкал
Потери тепловой энергии при передаче СГМУП «ГТС»	466031	244415

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года (с изменениями от 1 февраля 2010 г., 10 августа 2012 г.) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

- потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм;
- потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям ООО «Сургутские городские электрические сети» на 2021 год представлены в таблице ниже.

**Таблица 3.34 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям ООО «СГЭС», г. Сургут на 2021 год**

ПОТЕРИ, тыс Гкал	2019			2020			2021		
Показатели	Утверждено ДепЖКК на 201 9г №29-нп	РСТ 2019 г.	Факт 2019г.	Утверждено ДепЖКК на 2020г № 24-нп	РСТ 2020г.	Факт 2020г.	Утверждено ДепЖКК на 2021г № 3- нп	РСТ 2021г	Факт 2021
всего, в т.ч.	150,497	149,45	172,782	158,93	153,94	136,26	164,62	149,77	144,05
Полезный отпуск	2542,98	2692,16	2637,20	2715,13	2754,21	2398,85	2681,23	2675,7 7	2848,71
ГРЭС-1,2									
Потери т/э в сетях	142,14	142,14	160,007	149,18	144,15	127,44	154,33	139,66	137,12
Полезный отпуск	2420,32	2567,41	2434,134	2581,95	2606,84	2202,66	2525,64	2519,8 5	2548,20
Котельная К-45									
Потери т/э в сетях	7,32	6,27	4,57	8,12	8,12	6,07	8,62	8,12	3,93
Полезный отпуск	95,56	95,56	111,705	105,94	103,63	108,41	103,63	103,63	145,85
Передача 30мкр									
Потери т/э в сетях	0,97	0,97	7,868	1,56	1,63	2,68	1,60	1,95	2,90
Полезный отпуск	24,5	24,50	89,38	24,50	41,11	85,91	49,33	49,33	152,37
Котельная Н-Ш 22 стр.5									
Потери т/э в сетях	0,07	0,07	0,337	0,07	0,04	0,07	0,07	0,04	0,10
Полезный отпуск	2,6	4,71	1,976	2,74	2,63	1,87	2,63	2,96	2,28

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

Тепловые потери в тепловых сетях, находящихся в эксплуатации СГМУП «ГТС» за последние три года, представлены в таблицах ниже

**Таблица 3.35 – Фактические технологические потери при передаче тепловой энергии в тепловых сетях СГМУП «ГТС» за 2018-2022 гг.**

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Фактические потери в тепловых сетях, Гкал			
		2018	2019*	2020	2021**
1	Котельная №1	23752,00	20171,00	15101,57	-4 680,00
2	Котельная №2	18297,00	16034,00	12988,29	14 434,00
3	Котельная №3	4846,00	10152,00	15056,84	-2 960,00
4	Котельная №5	5798,00	4344,00	4468,18	7 326,00
5	Котельная №6	0,00	45,00	667,56	416,00
6	Котельная №7	1630,00	1271,00	1581,46	1 901,00
7	Котельная №9	-1,00	-283,00	740,82	146,00
8	Котельные №13	2346,00	3668,00	8018,44	4 527,00
9	Котельные №14	18082,00	18353,00	11830,52	15 666,00
10	Котельная №21	2264,00	1671,00	824,95	966,00
11	Котельная №22	-86,00	122,00	134,32	309,00
12	Котельная №23 "Ледовый дворец"	-28,00	2,00	0,00	100,00
13	Котельная №24 "Поликлиника Нефтяник"	32,00	-92,00	1,11	80,00
14	Котельная №25 п. Лесной	913,53	68,00	391,70	594,00
15	Котельная №26	0,00	0,00	1184,76	762,00
16	Котельная №27	0,00	0,00	0,00	
17	Котельная №28	8206,88	6774,00	5943,42	7 080,00

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Фактические потери в тепловых сетях, Гкал			
		2018	2019*	2020	2021**
18	Котельная №29	853,68	1973,00	1581,95	1 990,00
19	Котельная №30	3985,10	3856,00	3366,38	3 157,00
20	Котельная №31	1058,07	1208,00	635,08	1 188,00
21	Котельная №32	0,00	0,00	0,00	
22	Котельная №33	1403,05	1228,00	423,53	-57,00
23	Котельная №34	0,00	42,00	-13,91	
Итого от собственных котельных		93352,31	90607,00	84926,99	52 943,00
1	Котельная ПКТС	0,00	0,00	0,00	0,00
2	СГРЭС-1 (ООО «СГЭС»)	168714,00	138703,00	141169,29	238 560,00
3	СГРЭС-2 (ООО «СГЭС»)	170698,15	192295,00	210648,40	169 650,00
4	сети теплоснабжения поселок Кедровый-1(источник теплоснабжения Сургутская ГРЭС-2)	5163,36	3457,00	2377,98	2 078,00
5	сети теплоснабжения поселок Кедровый-2, поселок Финский (источник теплоснабжения - Сургутская ГРЭС-2)	849,92	-73,00	666,70	1 698,00
6	сети теплоснабжения п. Медвежий угол (источник котельная К-45 ООО "СГЭС")			142,32	1 103,00
<b>Итого по предприятию</b>		<b>438777,74</b>	<b>424989,00</b>	<b>439931,67</b>	<b>466 031,00</b>

\*В потери тепловой энергии за 2019 год включены объемы нереализованной тепловой энергии в результате применения понижающих коэффициентов к нормативам потребления коммунальной услуги по отоплению и к нормативам расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды, для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению согласно Приказа Департамента жилищно- коммунального комплекса и энергетики ХМАО - Югры от 22.12.2017 N 11-нп (ред. от 07.02.2020) "Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по отоплению на территории муниципальных образований Ханты-Мансийского автономного округа - Югры" и Приказа Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики ХМАО

- Югры от 07.02.2020 N 1-нп "О внесении изменений в некоторые приказы Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского автономного округа - Югры".

\*\*По ряду котельных в 2021 году наблюдаются отрицательные тепловые потери в сетях. Это связано с повышенным объемом полезного отпуска за счет дополнительного выставления счетов, перерасчетов объема потребления тепловой энергии потребителями.

**Таблица 3.36 – Динамика изменения расчетных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя тепловых сетей СГМУП «ГТС»**

Год актуализации и (разработки)	Фактические потери тепловой энергии, Гкал/год	Отпущенная тепловая энергия в тепловые сети	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети	Расчетные потери тепловой энергии (утвержденные РСТ), Гкал
2017	507 534,48	2 919 075,95	17,39	200 014
2018	428 908,37	3 047 137,50	14,08	199 360
2019	406 046,01	2 852 523,92	14,23	238 074
2020	461 499,09	2 601 659,12	17,74	247 530
2021	466 030,99	3 039 293,76	15,33	244 415

**Таблица 3.37 – Объем нереализованной тепловой энергии в результате применения понижающего коэффициента к нормативам потребления коммунальной услуги по отоплению**

Источник	Гкал		
	2019	2020	2021
ООО "СГЭС" (источник ГРЭС-1)	1 994	3826,077 5	4091,59
ООО "СГЭС" (источник ГРЭС-2)	3 392	5708,003 6	4362,82
ООО "СГЭС" п. Кедровый-2, п. Финский (источник ГРЭС-2)		2254,781 4	2669,84
ООО "СГЭС" п. Кедровый-1 (источник ГРЭС-2)		161,418 0	334,1
Котельная №2	2 830	5226,733 8	6085,17
Котельная №3	122	409,234 2	136,4
Котельная №5	1 869	3349,309 6	3749,38
Котельная №14	123	1111,524 9	2364,89
Котельная №25		40,4325	116,37
Котельная №25		0,9105	
Котельная №28		3585,436 8	3343,93
Котельная №29		288,709 3	514,72
Котельная №30		717,778 3	689,27
Котельная №31		139,290 1	130,08
ВСЕГО	10 330	26819,640 5	28588,5 6

**Таблица 3.38 – Объем нереализованной тепловой энергии в результате применения понижающего коэффициента к нормативам расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды, для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению**

Источник	Гкал		
	2019	2020	2021
ГРЭС-1	10 785	70201,2746	114732,4 4
ГРЭС-2	5 192	22853,4306	38582,95
ПК ТС	82	3956,7779	4466,39
Котельная №1	1 032	3004,9166	9173,80
Котельная №2	421	3218,6230	5379,58
Котельная №3	1 270	6428,2763	13353,43
Котельная №5	87	429,6000	775,90
Котельная №13+14	1 311	7605,7667	15406,73
Котельная №21	68	387,3716	788,99
Котельная №26		315,9212	589,31
Котельная №27		178,9001	360,17
Котельная №28		333,2915	288,01
Котельная №30		348,3631	600,29
п. Кедровый-2		157,5031	165,93
ВСЕГО	20 248	119420,016 3	204663,9 4

**Таблица 3.39 – Объем нереализованной тепловой энергии в результате применения понижающего коэффициента к нормативу 0,1002 Гкал/м3 расхода тепловой энергии, на подогрев холодной воды за 2021 год**

Источник	Гкал
	2021
ГРЭС-1	69167,19
ГРЭС-2	22993,16
ПК ТС	2562,49
Котельная №1	5362,71
Котельная №2	3354,78
Котельная №3	7986,79
Котельная №5	462,66
Котельная №13+14	9082,45
Котельная №21	462,30
Котельная №26	356,93
Котельная №27	213,22
Котельная №28	114,94
Котельная №30	328,29
п. Кедровый-2	52,79
ВСЕГО	122500,71

### **3.16. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей СГМУП «ГТС» - отсутствуют.

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

Для системы централизованного теплоснабжения г. Сургута в зоне эксплуатационной ответственности СГМУП «ГТС» характерны следующие типы присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям:

- ЦТП с зависимой схемой присоединения систем отопления (вентиляции) и подготовкой воды для горячего водоснабжения потребителей по двухступенчатой схеме смешанной схеме;
- ЦТП с независимой схемой присоединения систем отопления (вентиляции);
- КРП с зависимой схемой присоединения систем теплопотребления;
- ПС – зависимая насосная схема присоединения систем отопления (вентиляции) потребителей;
- Подключение абонентов от тепломагистралей.

ЦТП с зависимой схемой присоединения систем отопления включает в состав своего оборудования группу смесительных насосов (работают в течение всего отопительного периода), либо корректирующих насосов (работают в зоне излома графика температур в переходный осенне-весенний период). С помощью смесительных насосов охлажденная сетевая вода из обратной линии отопительного контура подается на смешение с перегретой



водой, поступающей из подающей линии магистральной тепловой сети. После смешения вода с пониженными температурными параметрами подается по тепловым сетям второго контура на отопительные установки абонентов. Корректирующие насосы выполняют аналогичную функцию в зоне излома (в переходный осенне-весенний период), при достижении температуры наружного воздуха точки излома графика температур в осенний период отключаются (в весенний – включаются).

Подготовка воды для горячего водоснабжения потребителей в ЦТП осуществляется по двухступенчатой смешанной схеме. Холодная вода из водопровода поступает в двухступенчатые ВВП ГВС, где нагревается сетевой водой из магистральных тепловых сетей, смешивается с циркуляционной водой и подается потребителям. Циркуляция горячей воды осуществляется принудительным способом, циркуляционными насосами ГВС.

Системы отопления потребителей в зоне действия тепловых сетей СГМУП «ГТС» подключены по зависимой схеме с элеваторным смешением, посредством ИТП, либо АУУ. 98% всех системы горячего водоснабжения подключены по закрытой схеме.

К котельной №1 потребители подключены через ЦТП: № 6, 10, 11.

Все системы отопления в зоне теплоснабжения котельной № 1 подключены по зависимой схеме, система горячего водоснабжения - по двухступенчатой смешанной.

В зоне теплоснабжения котельной № 2 расположены ЦТП № 4, 15, 25, 27, 28, 29, 94, ПС-1, ПС-2, ПС-3.

На всех ЦТП и ПС системы отопления подключены по зависимой схеме, а системы горячего водоснабжения на всех тепловых пунктах, кроме ПС-1 и ПС-2 подключены по закрытой смешанной схеме. Системы горячего водоснабжения потребителей ПС-1 и ПС-2 подключены по открытой схеме. В целом нагрузка горячего водоснабжения ПС-1 и ПС-2 не превышает 6 % от суммарной нагрузки ГВС, подключенной к котельной № 2 и не оказывает существенного влияния на режимы регулирования отпуска тепла от котельной.

Большая часть потребителей котельной №3 подключена через ЦТП 65, 66, 67, 68, 69, 72, 73, 74. Системы отопления практически всех потребителей в зоне теплоснабжения котельной подключены по зависимой схеме, системы горячего водоснабжения - по двухступенчатой смешанной схеме.

Исключение составляют схема присоединения отопления ИТП ул. Энергетиков, 31 - зависимая; ИТП ул. Республики, 83 и ИТП ул. Майская, 10 - независимая, горячего водоснабжения - параллельная.

Потребители котельной №5 подключены к системе теплоснабжения от котельной без ЦТП или ИТП. Теплоснабжение потребителей осуществляется по зависимой безэлеваторной схеме, горячее водоснабжение осуществляется по закрытой схеме, теплообменники ГВС установлены на котельной.

Потребительские установки подключены непосредственно к тепловым сетям котельной №6,7,9 по зависимой безэлеваторной схеме.

В зоне теплоснабжения котельной №13 системы отопления подключены по зависимой безэлеваторной схеме. Сети горячего водоснабжения от котельной №13 отсутствуют. Котельная №13 работает в межотопительный сезон на централизованное ГВС в период остановки теплофикационного оборудования котельной №14.

В зоне теплоснабжения котельной №14 93% потребителей подключены через ЦТП (ЦТП-46, 80, 81, 82, 83) по зависимой непосредственной (без смешения) схеме, системы горячего водоснабжения присоединены через ЦТП по двухступенчатой смешанной схеме. Остальная часть потребителей подключена по зависимой схеме с элеваторным смешением, посредством ИТП, либо АУУ, при этом системы горячего водоснабжения – по параллельной, либо двухступенчатой смешанной схеме в зависимости от соотношения максимального потока теплоты на горячее водоснабжение и максимального потока теплоты на отопление.

В зоне теплоснабжения котельной № 21 все потребительские системы отопления подключены по зависимой безэлеваторной схеме, горячего водоснабжения - по двухступенчатой смешанной. Подготовка горячей воды осуществляется на ЦТП-47.

В зоне теплоснабжения котельной № 22 преобладают зависимые безэлеваторные схемы подключения систем отопления и систем горячего водоснабжения - по параллельной схеме.

В зоне теплоснабжения котельной № 23 единственный потребитель, Ледовый дворец. Системы отопления, вентиляции, технологические нужды подключены по независимой схеме, система горячего водоснабжения - по закрытой, параллельной схеме.

Потребитель котельной №24 (Поликлиника Нефтяник) подключен к системе теплоснабжения непосредственно от котельной без ЦТП или ИТП.

Перечень установленных теплообменников на ЦТП/КРП/ПС представлен в таблицах ниже.

**Таблица 3.40 – Перечень кожухотрубчатых теплообменников на ГВС**

№ ЦТ П	Мкр. кварт.	Тем пер. гра фик	Энерго источник	Водонагреватели	Обозначение	Пло щадь Пов.н агр секци и т/о, м2	Кол- воТ/ о, шт.	Год ввода
93	8 пром.уз ел	95-70	ПКТС- ГРЭС-1	Водоподогреватель	16ОСТ 34-558-68	28	4	01.06.00г
81	Ж.Д.	95-70	Кот.№13	Водоподогреватель	ТТАИ-19-1595		2	2020
					ТТАИ-19-1595-2		2	
73	Пож.де по	95-70	Кот.№3	Водоподогреватель	ТТАИ-20-254-2		2	2020
					ТТАИ-20-255		2	

**Таблица 3.41 – Перечень пластинчатых теплообменников**

№ ЦТ П	Мкр. кварт.	Те м пер · гра ф ик	Энерго источн ик	Водонагреватели пластинчатые	Обозначени е	Пл о ща дь По в · на гр се к ци и · т/о м2	Кол - во Т/ о Ш т.	Кол - во пла ст ин. на пл. т/о шт.	V – т. о. Л	Год ввод а в эксп луат
1	мкр.3	150 - 70	котельн а я №2	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	CT160-GP237- 2V	56, 4	2	238	77,9	2003г
2	17 мкр.	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	НН-65	14 9, 6	2	224	0,37	2014
4	мкр.4	150 - 70	котельн а я№2	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	М 15-MFG	74, 4	2	121	302, 5	2005г
5	мкр.5	150 - 70	котельн ая №2	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	CT160- GP225-2V	53, 5	2	226	73,9	2003г
6	мкр."А"	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	DX-146H-1P- 202	12 4	2	202	450	2004г
7	12мкр.	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT№150SH V/CD 16/51/65	63, 8 4	2	116	0,2	2013
8	мкр.7	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT 150 S HV/CD- 16/50-64	57, 2	2	114	0,19	2012
9	мкр.13	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	CT160- GP258	61, 2	2	258	84,5	2003г
10	мкр."А"	150 - 70	ПКТС- ГРЭС- 1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	М 15-MFG8	60, 7 6	2	100	247, 5	2002г
11	мкр."А"	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	DX-146H-1P- 202	12 4	2	202	450	2004г
12	15 А	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT№100MHV / CDH 10/24/60	38	2	84	0,1	2015
13	мкр.15А	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	М-15 MFG	68, 8 2	2	158	408	2007г
14	мкр.15 А	150 - 70	ПКТС- ГРЭС- 1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	М-15 MFG	65, 1 0	2	107	408	2007г
15	мкр.6	150 - 70	котельн а я №2	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	CT160- GP145	34, 3	2	146	47	2003г
16	квартал «А»	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT 150 S HV/CD- 16/44-60	52	2	104	285	2012
17	мкр.13 А	150 - 70	ПКТС- ГРЭС- 1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	М-15 MFG	42, 8	2	71	175	2007г
18	мкр.13 А	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	М-15 MFG	79, 9 8	2	131	408	2007г
19	13 А мкр.	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT№150SH V/CD 16/35/47	60, 4 2	2	110		2013
20	Травмат о л.	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	CT160- GP150	35, 3	2	150	48.8	2003г
21	А	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT№150SH V/CD 16/45/65	60, 4 2	2	110		2013
22	7 мкр.	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	НН-19	17, 8 2	2	85	180	2014

23	мкр.13А	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT 150 S HV/CD- 16/35-39	36, 4	2	74	202	2012
24	мкр.11 Б	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M 15-MFG	68, 2	2	111	277, 5	2005г
25	А	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT№100MH V / CDH- 10/ 32/57	40, 3 8	2	89		2015
26	мкр.11" А "	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M-15 MFG	99, 8	2	161	407, 5	2007г
27	мкр.4	150 - 70	котельн а я №2	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M-10 BFG	51, 1 0	2	215	142. 4	2007г
28	мкр.6	150 - 70	котельн а я №2	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M-15 MFG	74, 4 0	2	122	306	2007г
29	5 А	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT№100THV/ CDL 10/36/46	21, 0 6	2	82		2017
30	5 А	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	ТИ 52-137	69, 6 8	2	137		2018
31	мкр.11 А	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M-15 MFG	81, 7 6	2	150	408	2007г
32	мкр.11 А	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M 15-MFG	76, 8 8	2	125	312, 5	2005г
33	мкр.11	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M 15-MFG	62	2	101	252, 5	2005г
34	мкр.11	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M 15-MFG	67	2	109	272	2005г
35	мкр.7 А	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M15-BFG	36, 6	2	61	150	2005г
36	мкр.7 А	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M10-BFG	47	2	197	130	2005г
37	мкр.14	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M-15 MFG	93	2	140	408	2007г
38	мкр.34	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M10-BFG	45, 1 2	2	189	124, 7	2005г
39	мкр.34	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M10-BFG	45, 1 2	2	189	124, 7	2005г
40	мкр.15	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M10-BFG	36, 4 8	2	153	100, 9 8	2005г
41	хоз.зон а	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	ЭТ-021-16- 106	24, 4 8	2	106		2019
42	мкр.17	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M10-BFG	39, 3 6	2	165	108, 9	2005г
43	мкр.33	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M10-BFG	51, 1 2	2	215	142, 2	2007г
45	мкр.16" А "	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M 15-MFG8	43, 2	2	182	119, 5	2002г
46	П.ПИК С	95- 70	кот №13	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M-15 MFG	60, 7 8	2	100	402	2007г
47	П.Звезд ный			Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M10-BFG	19, 2	2	81	53,4 6	2005г
48	мкр.16 А	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M 15-MFG	54, 6	2	91	222	2005г
49	33	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT№150SH V/ B16/47/79	69, 5 4	2	126		2017
50	мкр.33	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M-10 BFG	51, 1 2	2	215	142. 4	2007г

51	мкр.23	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-22Н-1Р-254	55,4	2	254	310	2004г
52	мкр.23	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-15 MFG	83,08	2	136	344	2007г
53	мкр.23	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-10 MFG	55,18	2	91	228	2007г
54	мкр.23	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-22Н-1Р-130	28,2	2	130	160	2004г
55	мкр.24	150-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	CT160-GP-254	60,2	2	254	100	2003г
56	мкр.26	150-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	58,28	2	95	237,5	2005г
57	26	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT№100XHV/CDL 16/29/44	18,63	2	73		2017
58	мкр.28 А	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-22Н-1Р-178	55,4	2	254	310	2004г
59	мкр.27	150-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146Н-1Р-188	115,3	2	188	420	2004г
60	мкр.27	150-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146Н-1Р-214	131,4	2	214	480	2004г
61	мкр.25	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146Н-1Р-148	90,52	2	148	330	2004г
62	мкр.25	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146Н-1Р-188	115,32	2	188	420	2004г
63	мкр.25	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146Н-1Р-188	115,32	2	188	420	2004г
64	мкр.20 А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	CT160-GP230	54,5	2	230	75,2	2003г
65	мкр.10	95-70	котельная № 3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	30,48	2	153	101	2001г
66	мкр.10	95-70	котельная № 3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	36,48	2	153	101	2001г
67	мкр.9" А"	150-70	котельная № 3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-MFG	33	2	153	150	2001
68	мкр.9	95-70	котельная № 3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	28,32	2	118	78.5	2002г
69	Квартал "А"	150-70	котельная № 3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	28,32	2	119	78.5	2002г
70	мкр.8	95-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	33	2	153	150	2001г
71	мкр.8	95-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10 BFC	36,48	2	153	101	2000г
72	квартал б	95-70	котельная № 3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10 BFC	36,48	2	154	101	2000г
74		150-70	кот.№3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	НН-47	44,5	2	93		2014
75	мкр.16	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	63,24	2	105	257	2005г
76	Центральн	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	79,4	2	129	322,5	2005г
77	Центральн	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	80,6	2	131	325,5	2005г
78	мкр.32	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-10 BFG	39,6	2	165	109,6	2007г
79	мкр.32	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 10-MFG-8	44,16	2	185	122,1	2005г

80	Пикс	130 - 70	кот.№1 3	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT 150 S HV/CD- 16/54- 70	62, 4	2	124	340	2012
81	пос. ЖД	95- 70	кот.№1 3	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	НН-41	112, 95	2	255		2014
82	пос. ЖД	95- 70	Кот.№1 3	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	НН-62	89, 7 6	2	136		2016
83	п. Пикс	95- 70	Кот.№1 3	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT№150SHV/ CDH 10/39/77	69, 4 4	2	116		2015
85	мкр.18	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	НН-62	78, 8 8	2	120		2016
86	мкр.23	95- 70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	M10- BFC	25, 4	5	108	71	2001
87	мкр.28	95- 70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	DX-22Н-1Р- 141	30. 5 8	2	141	180	2005г
88	Речпор т	95- 70	ГРЭС-2	Пластинчатые т/о СО одноступенчатые	DX-140Н-1Р- 96М-6 APV	58, 2 8 8,1 4 86, 5	3 1 1	96 30 103	220 50 250	2004г 2004г
89	п.Гидро мех.	95- 70	ГРЭС-2	Пластинчатые т/о СО одноступенчатые	M15-BFG8 APV	60, 1 4 86, 5	3 1	99 103	152 250	2000
90	Черн. мыс	95- 70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	M10-BFG	25, 4	6	141	0,07 1	переда но в 2007 г
94	мкр. 2	150 - 70	котельн а №2	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M10-BFG	44. 2	2	186	122	2003
95	мкр.5А		ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M 15-MFG-8	75, 6 4	2	124	297, 5	2005
96	мкр.11Б		ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M 15- MFG/120	73. 2	2	122	300	2004
97	мкр.24	150 - 70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M 10- MFG	37. 8 4	2	173	173	2003
98	мкр.33	150 - 70	ПКТС- ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M 10- MFG	37. 8 4	2	174	173	2003
99	МКР-5	150 - 70	Кот.№2	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	FP31/16-89	13, 5	2	89	69,6	
100	П.Черны й Мыс	95- 70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M-10 MFG	33	2	151	151	
101	ПСО-34	95- 70	ГРЭС-2	Пластичный т/о СО одноступенчатый	M 15- BFM	0,1 2 2	2	78	0,12 2	2011
				Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	M 10- BFM	0,0 3 3	2	49	0,03 3	
				Пластичный т/о СО одноступенчатый	T5- MFG	0,0 0 5	1	16	0,00 5	
102	31 мкр.	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	Funke FP 205/16-113	39, 8	2	113	300	2010г .
103	37 мкр.	150 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый.	2NT№50MHV/ COS 16/20/29	18, 3 6	2	49	0,03 3	
				Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	NT 100 TH/CBД-10/52	13, 5	2	52	69,6	
БП ТП 8Т К 5	Ул.Мая к овского	95- 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	DX-22-1Р-141	30. 5 8	2	141	180	

ЦТП Гос с наб	п.Госн аб	95 - 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	M6- MFC M10-BFC	6,4 4 10, 3 6	1 2	17 71	20,2 32,2	2006г
ИТ П	Майска я,10	95- 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый	FP 14/16-53 FP 14/16-37	4,9 5	2 2	53 37	0,01 1 2	2006г
ИТ П	Республ ики, 83	95- 70	Кот. №3	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	2NT50MHV/ CDS-16/16- 22 ETSS 58/1	5,5 5	1 1	22 58	0,01 7 5	2004г
ИТ П	Ленина, 26	95- 70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый	РИДАН НН № 21	12, 2	2	43	0,05	2013г
ИТ П	Энергет иков, 31	95- 70	Кот. №3	Пластинчатый т/о ГВС- двухступенчатый Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	NT 50M79367211- 20 2VTO4PHK( CDS- 16/24/34	14, 5 9	1 1	20 34	0,03 3 1	2019г
ИТП -50	Маяков с кого,11	150 - 70	СГРЭС- 1	Пластичный т/о ГВС- двухступенчатый. Пластичный т/о СО – одноступенчатый.	РИДАН НН№14 РИДАН НН№14		1 1	30 49		перед али 2019
ЦТ П 104	п.Кедро вый,2	95- 70	СГРЭС- 2	Пластичный т/о ГВС- двухступенчатый.	FP 20/16-105	9,8	2	105		перед али 2020
ЦТ П Ме д ве жи й уго л	п.Медв ежий угол	95- 70	КК-45	Пластичный т/о СО – одноступенчатый.	S31-41-1-E	11. 7	2	41		2020
БПТ П 25		95- 70	СГРЭС- 2	Пластичный т/о СО – одноступенчатый.	РИДАН НН№19	12, 2	2	43	25,2	2020
АУ Зда ние ОДС	Нефтян и ков,24	95- 70	Кот.№1	Пластичный т/о СО – одноступенчатый	HX25- M79974211- 10					2020
АУ АБ К РТ С -2	Нефтян и ков,24	95- 70	Кот.№1	Пластичный т/о СО – одноступенчатый	CLP 008M 5SI10					2020

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

Учет количества отпускаемой тепловой энергии осуществляется посредством приборов технологического учёта на ЦТП (не являются коммерческими) и узлов коммерческого учёта у потребителей (на абонентских вводах). ЦТП также оснащены средствами автоматического регулирования.

Узлы учёта тепловой энергии включают в себя:

- тепловычислитель;
- датчики-преобразователи расхода (расходомеры) на подающем и обратном трубопроводах сетевой воды;

- датчики-преобразователи давления на подающем и обратном трубопроводах сетевой воды;
- датчики-преобразователи температуры на подающем и обратном трубопроводах сетевой воды.

Данные об оснащённости технологическими приборами учёта тепловой энергии на потребителях приведены ниже.

**Таблица 3.42 – Оснащенность потребителей приборами учета тепловой энергии СГМУП «ГТС»**

Зона теплоснабжения	Потребители, имеющие приборы учета	Потребители, у которых отсутствуют приборы учета	% оснащённости приборами учета
СГРЭС-1	1984	78	96,22%
СГРЭС-2	798	347	69,69%
Котельная №1	110	10	91,67%
Котельная №2	193	107	64,33%
Котельная №3	282	23	92,46%
Котельная №5	42	31	57,53%
Котельная №6	37	1	97,37%
Котельная №7	14	4	77,78%
Котельная №9	16	2	88,89%
Котельная №13	67	5	93,06%
Котельная №14	167	9	94,89%
Котельная №21	11	0	100,00%
Котельная №22	21	5	80,77%
Котельная №23	3	0	100,00%
Котельная №24	1	0	100,00%
Котельная №25 пос. Лесной	1	12	7,69%
Котельная №26 пр.Набережный д.17/2	2	0	100,00%
Котельная №27 р.Набережный д.17	1	0	100,00%
Котельная №28 п. Юность	24	56	30,00%
Котельная №29 п. Таёжный	19	37	33,93%

Зона теплоснабжения	Потребители, имеющие приборы учета	Потребители, у которых отсутствуют приборы учета	% оснащённости приборами учета
Котельная №30 пос. Лунный	32	50	39,02%
Котельная №31 п. Медвежий угол	4	4	50,00%
Котельная №32 п. Снежный	2	0	100,00%
Котельная №33 п. Снежный	5	1	83,33%
Котельная №34 ул.Крылова,40 ПЧ-49	1	0	100,00%
Всего	3837	782	83,07%

На период 2021-2024 гг. по Программе производственного развития СГМУП «ГТС» – «Установка узлов учёта тепловой энергии и горячей воды с выводом в систему «Телескоп +» запланированы мероприятия по установке приборов учета на 28 ЦТП:

- 2021г.: на ЦТП №8, 16, 25, 29, 30, 41, 57» – 7 ЦТП;
- 2022г.: на ЦТП №49, 73, 74, 80, 81, 82, 86» – 7 ЦТП;
- 2023г.: на ЦТП №87, 90, 7, 93, 10, 20» – 7 ЦТП;
- 2024г.: на ЦТП №45,55,64,94,96,97,98» – 7 ЦТП.

Вновь устанавливаемые ИТП у абонентов автоматизированы и оснащены приборами коммерческого учета.



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

На предприятиях СГМУП «ГТС» организована круглосуточная диспетчерская служба, которая координирует работу котельных и тепловых сетей. Координация осуществляется по телефонной связи. Диспетчерская служба и система автоматики отпускатепла справляются с поставленными задачами.

Диспетчерская служба ООО «Сургутские городские электрические сети» выполняет следующие функции:

- управление гидравлическими режимами магистральной тепловой сети;
- регулирование температуры в подающем трубопроводе тепломагистралей.

Диспетчерская служба осуществляет сбор, обработку и архивацию данных о гидравлических параметрах работы тепловой сети. Связь с центральной диспетчерской осуществляется по телефонной связи.

ОАО «Тюменьэнерго», когда теплоисточники и тепловые сети были в его ведении, был разработан проект по оснащению системы централизованного теплоснабжения города (СГРЭС-1, СГРЭС-2, ПКТС) распределенной автоматизированной системой управления (РАСУ ТП).

Основными задачами распределенной автоматизированной системы управления г. Сургута было:

- осуществление централизованного регулирования температуртеплоносителя в подающих трубопроводах на выходе из теплоисточников (СГРЭС-1, СГРЭС-2, ПКТС) по температурам наружного воздуха в пяти точках СЦТ города Сургута с учетом поправок на скорость ветра и инерционность зон систем теплоснабжения для осуществления качественного регулирования отпуска тепловой энергии для системы отопления СЦТ города Сургута;

- обеспечение централизованного функционально-группового управления гидравлическими режимами теплоисточников, магистральных тепловых сетей и перекачивающей насосной станции с учетом суточных и сезонных изменений расходов циркуляции с корректировкой (обратной связью) по фактическим гидравлическим режимам в распределительных тепловых сетях города (в связи с переводом ЦТП города на качественно-количественное потребление тепловой энергии).

В настоящее время проект не реализован

### **3.20. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

Оснащенность ЦТП, ПС СГМУП «ГТС» автоматизированными системами управления представлена в таблице ниже.

В количестве 117 объектов из них:

- Телескоп+ - 61 ЦТП, ПС, КРП – 53 %;
- Vista – 51 ЦТП, ПС, КРП – 45 %;
- Автоматизировано 100% - 70 объектов – 60 %;
- Автоматизировано частично – 47 объектов – 40 %.

ЦТП-104 в поселке Кедровый-2, а также ПС-9 и ПС-10 в поселке Кедровый-1 обслуживаются без присутствия постоянного обслуживающего персонала. В качестве устройств автоматического регулирования давления и температуры используются регуляторы с электроприводом.

**Таблица 3.43 – Оснащенность ЦТП, ПС СГМУП «ГТС» автоматизированными системами управления**

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
1.	1.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
2.	2.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	Нет.	Нет.	Нет.
3.	4.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
4.	5.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
5.	6.	Телескоп +	По температур е.	По перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
6.	7.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
7.	8.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
8.	9.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

9.	10	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
10.	11.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
11.	12.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное	По температурном у	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
					(диспетчер).	графику.		(диспетчер).
12.	13.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
13.	14.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
14.	15.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
15.	16	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
16.	17.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
17.	18.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
18.	19.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
19.	20.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

20.	21.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
21.	22.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
22.	23.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
23.	24.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
24.	25.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
25.	26.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
26.	27.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
27.	28.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
28.	29.							
29.	30.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
30.	31.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
31.	32.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

32.	33.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
33.	34.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
34.	35.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).



№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
35..	36.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
36.	37.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
37.	38.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
38.	39.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
39.	40.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
40.	41.							
41.	42.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
42.	43.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
43.	45.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

44.	46.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
45.	47.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
46.	48.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
47.	49.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
48.	50.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
49.	51.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
50.	52.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
51.	53.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
52.	54.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
53.	55.	Vista.	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
54.	56.	Vista.	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
55.	57.							

56.	58.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
57.	59.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
58.	60.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
59.	61.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
60.	62.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
61.	63.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
62.	64.	Vista.	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
63.	65.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
64.	66.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
65.	67.	Vista.	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
66.	68.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

67.	69.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
68.	70.	Vista.	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
69.	71.	Vista.	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
70.	72.	Vista.	По	Нет.	Автоматическое, ручное,	По	По перепаду.	Автоматическое, ручное,

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
			температуре.		дистанционное (диспетчер).	температурному графику.		дистанционное (диспетчер).
71.	73.							
72.	74.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
73.	75.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
74.	76.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
75.	77.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
76.	78.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
77.	79.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
78.	80.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

79.	81.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
80.	82.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
81.	83.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
82.	84.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По	По перепаду.	Автоматическое, ручное,



№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
						температурном у графику.		дистанционное (диспетчер).
83.	85.	Телескоп +	По температур е.	Нет.	Автоматическое, ручное,дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное,дистанционное (диспетчер).
84.	86.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное,дистанционное (диспетчер).
85.	87.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
86.	88.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное,дистанционное (диспетчер).
87.	89.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
88.	90.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
89.	91.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное,дистанционное (диспетчер).
90.	92.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном у	По перепаду.	Автоматическое, ручное,дистанционное (диспетчер).

						графику.		
91.	93.	Телескоп +	По температур е.	.				
92.	94.	Vista.	По температур е.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
93.	95.	Телескоп +	По температур е.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
94.	96.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
95.	97.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
96.	98.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
97.	99.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
98.	100.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
99.	101.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
100.	102	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
101.	Госснаб.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

102.	ПС-1	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
103.	ПС-2	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
104.	ПС-3	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном уграфику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
105.	ПС-4	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По	По перепаду.	Автоматическое, ручное,

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
						температурном у графику.		дистанционное (диспетчер).
106.	ПС-5	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
108.	ПС-7	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном у графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
109.	ПС-8	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
110.	ПС-КСК	Vista.	Нет.	Нет.	Нет.	По температурном у графику.	Нет.	Нет.
111.	КРП-1	Vista.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
112.	КРП-2	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
113.	КРП-4	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
114.	ИТП Энергетиков 31	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Нет.	По температуре.	По перепаду.	Нет.
115.	ИТП Республик и 83	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Нет.	По температуре.	По перепаду.	Нет.
116.	ИТП Майская 10	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температуре.	По перепаду.	Нет.
117.	ИТП Ленина 26							
118.	ЦТП-103	Телескоп+	по температуре	по перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное	по температуре	по перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное

			е		(диспетчер)			(диспетчер)
--	--	--	---	--	-------------	--	--	-------------

### **3.21. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Защита оборудования источников, тепловой сети и потребителей от повышения давления осуществляется сбросными клапанами.

Для защиты теплопотребляющего оборудования абонентов от недопустимого превышения давления в ЦТП устанавливаются устройства для сброса давления - предохранительные клапаны

### **3.22. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Перечень бесхозных сетей приведен ниже в таблице.

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт ,м/м2	Протяженнос ть трубопровода в,м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначени е
1	2	3	4	5	6	7
1	Сети теплоснабжения от вторых фланцевых соединений запорной арматуры в ТК-92-2 до до первых фланцевых соединений запорной арматуры в тепловом узле здания учебного медико- биологического центра бюджетного учреждения высшего образования ХМАО-Югры "Сургутский государственный университет"	мкр.30 ул. Иосифа Каролинского,2	431,00	862,00	1)Распоряжение №1432 от22.08.2017г. 2) Выписка 86:10:0101062:2091 от 23.06.2021 г. принято на учётбесхозное имущество	тс
2	Сети теплоснабжения от УТ-1 (ТК8-1) до жилого дома по улице Майская,8, жилого дома по улице Майская,6 (транзит по техподполью)	мкр.7	224,00	448,00	1)Распоряжение №2187 от30.11.2018г. 2) Выписка 86:10:0101020:2064 от 05.02.2021 г. принято на учётбесхозное имущество	тс
3	Сети горячего водоснабжения от УТ-1 (ТК8-1) до жилого дома по улице Майская,8, жилого дома по улице Майская,6 (транзит по техподполью)	мкр.7	204,00	408,00	1)Распоряжение №2187 от30.11.2018г. 2) Выписка 86:10:0101020:2061 от 12.12.2020 г. принято на учётбесхозное имущество	гвс
4	Сети теплоснабжения от УТ-4 (ТК-6) до ТК64-7 (ТК-7)	мкр.20А	27,00	54,00	1)Распоряжение №2213 от06.12.2018г.; Распоряжение №472 от 18.03.2019г. 2) Выписка 86:10:0101035:2836 от 18.03.2021 г. принято на учётбесхозное имущество	тс
5	Сети горячего водоснабжения от УТ-4 (ТК- 6) до ТК64-7 (ТК-7)до ТК64-7 (ТК-7)	мкр.20А	27,00	54,00	1)Распоряжение №2213 от 06.12.2018г.; Распоряжение №472 от	гвс



№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт ,м/м2	Протяженнос ть трубопрово да,м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозяйного объекта недвижимого имущества	назначени е
1	2	3	4	5	6	7
					18.03.2019г. 2)Выписка 86:10:0101035:2901 от 18.03.2021 г. принято на учётбесхозяйное имущество	
6	Сети теплоснабжения от ТК-32 (ТК-27-32) до точки врезки в жилой дом по улице Энтузиастов,6 (закольцовка между ЦТП- 27и ЦТП-4)	мкр.4	77,00	154,00	1)Распоряжение №2214 от06.12.2018г. 2) Выписка 86:10:0101106.1658 от 12.12.2020 г. принято на учётбесхозяйное имущество	тс
7	Сети теплоснабжения от ИТП-50 до второгофланцевого соединения запорной арматурына вводе в ж.д. по ул.Маяковского,11 блок Б(выход №1)	мкр.19	41,00	82,00	1Распоряжение №405 от 12.03.2019г. 2)Выписка 86:10:0101031.4582 от 9.12.2020 г. принято на учёт бесхозяйное имущество	тс
8	Сети горячего водоснабжения от ИТП-50 довторого фланцевого соединения запорной арматуры на вводе в ж.д. по ул.Маяковского,11 блок Б (выход №1)	мкр.19	41,00	82,00	1)Распоряжение №405 от 12.03.2019г.; 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101031:4576 принято на учёт как бесхозяйное имущество	гвс
9	Сети теплоснабжения от ИТП-50 до второгофланцевого соединения запорной арматурына вводе в ж.д. по ул.Маяковского,11 блок А(выход №2)	мкр.19	43,00	86,00	1)Распоряжение №405 от 12.03.2019г.; 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101031:4574 принято на учёт как бесхозяйное имущество	тс
10	Сети горячего водоснабжения от ИТП-50 довторого фланцевого соединения запорной арматуры на вводе в ж.д. по	мкр.19	43,00	86,00	1)Распоряжение №405 от 12.03.2019г.; 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101031:4573	гвс

	ул.Маяковского,11 блок А (выход №2)				
--	-------------------------------------	--	--	--	--

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт ) ,м/м2	Протяженнос ть трубопрово да в,м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначени е
1	2	3	4	5	6	7
					принято на учёт как бесхозное имущество	
11	Сети теплоснабжения от ТК18 до ТК20, у ж.д. по ул.Дружбы,3	мкр.17	134,00	268,00	1)Распоряжение №850 от 16.05.2019г.; 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101030:12059 принято на учёт как бесхозное имущество	тс
12	Сети горячего водоснабжения от ТК18 до ТК20, у ж.д. по ул.Дружбы,3	мкр.17	134,00	268,00	1)Распоряжение №850 от 16.05.2019г. 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101030:12079 принято на учёт бесхозное имущество	гвс
13	Сети теплоснабжения от УТ-2 до внешней стены многоквартирного жилого дома №40/1 по улице Югорской	мкр. 27А	70,00	140,00	1)Распоряжение №851 от16.05.2019г. 2) Выписка 86:10:0101027:1577 от 05.02.2021 г. принято на учётбесхозное имущество	тс
14	Сети теплоснабжения от УТ-7Д до границы земельного участка ж.д. Боровая,10 (кв.6)	кв.6	45,00	90,00	1)Распоряжение №852 от 16.05.2019г. 2)Выписка 86:10:0101027:472 от 17.03.2021 г. принято на учёт бесхозное имущество	тс
15	Сети горячего водоснабжения от УТ-7Д до границы земельного участка ж.д. Боровая,10 (кв.6)	кв.6	45,00	90,00	1)Распоряжение №852 от 16.05.2019г. 2)Выписка 86:10:0101027:473 от 18.03.2021 г. принято на учёт бесхозное	гвс

				имущество	
16				102,00	1)Распоряжение №956 от 30.05.2019г. 2)Выписка от 12.12.2020 №86:10:0101200:11997
	Сети теплоснабжения от ТК2-30Б до границы земельного участка ж.д. Юности,1а	мкр.Строитель	51,00		тс

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт ,м/м2	Протяженнос ть трубопровода в,м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозяйного объекта недвижимого имущества	назначени е
1	2	3	4	5	6	7
					принято на учёт бесхозяйное имущество	
17	Сети теплоснабжения от точки врезки до границы земельного участка ж.д. Учебная,18	мкр.Строитель	109,00	218,00	1)Распоряжение №956 от 30.05.2019г.; 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101200:11988 принято на учёт как бесхозяйное имущество	тс
18	Сети теплоснабжения на участке 4ТК42Б(УТ-1) - 4ТК42В(УТ-2) - 4ТК42Г(УТ-3), расположенные в районе здания по проспекту Набережному, 13/2	п.ЦПКРС	65,00	130,00	1)Распоряжение №1603 от 09.08.2019г. 2 ) В процессе постановки на учеткак б/х	тс
19	Сети теплоснабжения от 4ТК42Г(УТ-3) до внешней границы стены нежилого здания по проспекту Набережному, 13/2	п.ЦПКРС	77,00	154,00	1)Распоряжение №1603 от 09.08.2019г. 2)Выписка от 09.12.2020 №86:10:0101142:446 принято на учёт бесхозяйноеимущество	тс
20	Сети теплоснабжения от УТ-14а до УТ- 14в,от УТ-14в до пожарной ёмкости	п.Дорожный	89,00	178,00	1)Распоряжение №1235 от 26.06.2019г.; Распоряжение №2205 от 22.10.2019г. 2)Выписка от 24.09.2020 №86:10:0101199:1766 принято на учёт как бесхозяйное имущество	тс

21	Сети теплоснабжения от 9ТК2-7(УТ-5) до КРП	мкр.31Б	234,00	468,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1038 2)Выписка от 27.05.2021 №86:10:0101250:3602принят она учёт как бесхозное имущество	тс
22	КРП	мкр.31Б	102,00		Распоряжение от 20.07.2020 № 1038; Распоряжение от	здание

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт ) ,м/м2	Протяженнос ть трубопровода в,м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначени е
1	2	3	4	5	6	7
					31.05.2021 №797 2) в процессе постановки на учет как б/х	
23	Сети теплоснабжения от КРП до тепловой камеры УТ-4, тепловой камеры УТ-3	мкр.31Б	233,00	466,00	1) Распоряжение от 20.07.2020 № 1038 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
24	Сети отводящего дренажа от колодца №49(утепловой камеры 9ТК2-7(УТ-5) до ЛК суц. по ул. Университетской	мкр.31Б	26,00	26,00	1) Распоряжение от 20.07.2020 № 1038 2) Выписка от 18.05.2021 №86:10:0101250:3600	тс
25	Сети попутного дренажа от колодца №34(у КРП) до колодца №49(у тепловой камеры 9ТК2-7 (УТ-5) по ул. Университетской	мкр.31Б	228,00	228,00	1) Распоряжение от 20.07.2020 № 1038 2) Выписка от 18.05.2021 №86:10:0101250:3601	тс
26	Сети попутного дренажа от колодца №14 (утепловой камеры УТ-3) до колодца №34 (у КРП)	мкр.31Б	168,00	168,00	1) Распоряжение от 20.07.2020 № 1038 2) Выписка от 18.05.2021 №86:10:0101250:3599	тс
27	Сети теплоснабжения от ИТП-50 до ТК- 1, ТК-2, ТК-3 в микрорайоне 20	мкр.20	143,00	286,00	1) Распоряжение от 20.07.2020 № 1039 2) Выписка от 18.03.2021 №86:10:00000000:22365	тс
28	Сети теплоснабжения от ТК-2 до внешней стены жилого дома № 9 по улице Маяковского (ввод №1)	мкр.20	16,00	32,00	1) Распоряжение от 20.07.2020 № 1039 2) Выписка от 17.03.2021 №86:10:00000000:22366	тс
29	Сети теплоснабжения от ТК-2 до внешней стены жилого дома № 9 по улице Маяковского (ввод №2)	мкр.20	27,00	54,00	1) Распоряжение от 20.07.2020 № 1039 2) Выписка от 17.03.2021 №86:10:00000000:22367	тс

30	Сети теплоснабжения от ТК-2 до внешней стены жилого дома № 9/1 по улице Маяковского	мкр.20	16,00	32,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1039	тс
----	---	--------	-------	-------	--	----



№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт ) ,м/м2	Протяженнос ть трубопрово да в,м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозяйного объекта недвижимого имущества	назначени е
1	2	3	4	5	6	7
					2)Выписка от 18.03.2021 №86:10:00000000:22364	
31	Сети теплоснабжения от ТК-3 до внешней стены жилого дома № 7 по улице Маяковского	мкр.20	38,00	76,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1039 2)Выписка от 18.05.2021 №86:10:0101031:4595	тс
32	Сети теплоснабжения от точки присоединения в ЦТП-8 до первого сварного соединения перед узлом учёта в административном здании по улице Майская, 8/1	мкр.7	19,00	38,00	1)Распоряжение от 27.07.2020 № 1079 2)Выписка от 18.05.2021 №86:10:0101020:2066	тс
33	Сети горячего водоснабжения от точки присоединения в ЦТП-8 до первого сварного соединения перед узлом учёта в административном здании по улице Майская, 8/1	мкр.7	33,00	66,00	1)Распоряжение от 27.07.2020 № 1079 2)Выписка от 12.05.2021 №86:10:0101020:2068	гвс
34	Сооружение "Сети теплоснабжения от 3ТК27-3ТК27А до внешней границы стеныздания ИТП-61 в районе МКД по улице Университетской	ул.Университетска я	170,00	340,00	1)Распоряжение от11.08.2020 № 1156 2) Выписка №86:10:0101031:4581 от 09.12.20	тс
35	Сети теплоснабжения от ТК56-9, ТК56-10 до ТК56-10* (мкр.26)	мкр.26	367,00	734,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)Выписка от 27.05.2021 №86:10:00000000:22409	тс
36	Сети горячего водоснабжения от ТК56-9, ТК56-10 до ТК56-10* (мкр.26)	мкр.26	367,00	734,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)Выписка от 08.06.2021 №86:10:00000000:22419	гвс
37	Сети теплоснабжения от ТК56-10* до ж.д.Озёрная, 22/1 (мкр.26)	мкр.26	93,00	186,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)Выписка от 24.05.2021 №86:10:00000000:22405	тс

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт ,м/м2	Протяженнос ть трубопрово да,м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначени е
1	2	3	4	5	6	7
38	Сети горячего водоснабжения от ТК56-10* до ж.д. Озёрная, 22/1 (мкр.26)	мкр.26	93,00	186,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)Выписка от 21.05.2021 №86:10:0000000:22404	гвс
39	Сети теплоснабжения от ТК56-10* до границы земельного участка ж.д. Озёрная, 19/1 (мкр.26)	мкр.26	69,00	138,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)Выписка от 21.05.2021 №86:10:0101055:273	тс
40	Сети горячего водоснабжения от ТК56-10* до границы земельного участка ж.д. Озёрная, 19/1 (мкр.26)	мкр.26	69,00	138,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)выписка от 27.05.2021 №86:10:0101055:274	гвс
41	Сети теплоснабжения от ТК-1 до нежилого здания, расположенного по адресу: город Сургут,улица Профсоюзов,33	р-н Травматологии	185,00	370,00	1)Постановление от 08.09.2020 №6271 2)Выписка от 27.05.2021 №86:10:0101214:9202	тс
42	Сети горячего водоснабжения от ТК-1 до нежилого здания, расположенного по адресу: город Сургут,улица Профсоюзов,33	р-н Травматологии	185,00	370,00	1)Постановление от 08.09.2020 №6272 2)Выписка от 27.05.2021 №86:10:0101214:9203	гвс
43	Сети тепловодоснабжения, улица Маяковского,12, 7ТК-3	Хоззона	255,00	765,00	1)Постановление от 23.09.2020 №6638 2)Выписка от 17.11.2020 №86:10:0101192:4199	твс (Т1Т2В)
44	Сети теплоснабжения от котельной №29 доТК1-ТК2-ТК3-ТК13-ТК10, внешней стены ж.д. ул. Аэрофлотская, 37А, 50 пос. Таёжный	п. Таёжный	295,00	590,00	1) Постановления Администрации города от11.11.2020 № 8112 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс

45	Сети теплоснабжения от ТК5-ТК6-ТК7-ТК8 до внешней стены ж.д. ул. Аэрофлотская, 38, ТК11 - ТК12 до внешней стены ж.д. по ул.Пилотов,9, до ТК16 пос. Таёжный	п. Таёжный	537,00	1074,00	1)Постановления Администрации города от 11.11.2020 № 8112	тс
----	--	------------	--------	---------	--	----

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт ) ,м/м2	Протяженнос ть трубопровода в,м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначени е
1	2	3	4	5	6	7
					2)В процессе постановки на учет как б/х	
46	Сети теплоснабжения от ТК1 до внешней стены ж.д. ул. Березовская 28, 26, 25, 21, 23/2, до внешней стены ж.д. ул. Аэрофлотская, 23А, до внешней стены ж.д. по ул. Пилотов, 45, 44, 40, 36, 37, 29, 19, 15, до внешней стены ж.д. по ул. Авиаторов, 4/1 пос. Таёжный	п. Таёжный	1063,00	2126,00	1) Постановления Администрации города от 11.11.2020 № 8112 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
47	Сеть теплоснабжения от УТ-4 (ТК-6) до внешней стены жилого дома по ул. Университетская, 27(микрорайон 20А)	мкр.20А	39,00	78,00	1) Распоряжен ие Администрации от 27.11.2020 № 1923 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
48	Сети горячего водоснабжения от УТ-4 (ТК- 6) до внешней стены жилого дома по ул. Университетская, 27(микрорайон 20А)	мкр.20А	39,00	78,00	1) Распоряжен ие Администрации от 27.11.2020 № 1923 2) В процессе постановки на учет как б/х	гвс
49	Сети теплоснабжения от 7ТК-4 до офисного здания по адресу: Манты- Мансийский автономный округ -Югра, город Сургут, улица 30 лет Победы, 21	Хоззона	61,00	122,00	1) Распоряжен ие Администрации от 02.12.2020 № 1956 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс

50	Сети теплоснабжения от тепловой камеры УТ-1(9ТК46) до ввода в ж.д.пр.Пролетарский,10/2(мкр.24)	мкр.24	37,00	74,00	1) Распоряжение Администрации от16.12.2020 №2048 2) Выписка от 9.06.21 №86:10:0101066:3039	тс
51	Внутриквартальные сети теплоснабжения, ХМАО-Югра,город Сургут,улица Югорская, дом 40	мкр.27А	124,00	248,00	1) Распоряжение Администрации от13.01.2021 №08 2) В процессе постановки научет как б/х	тс

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт ) ,м/м2	Протяженнос ть трубопровода в,м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначени е
1	2	3	4	5	6	7
52	Сети теплоснабжения, ХМАО-Югра, город Сургут	мкр.27А	28,00	56,00	1) Распоряжен ие Администрации от 13.01.2021 №08 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
53	Сети теплоснабжения от ТК88-35* до внешней стены ж.д.ул.Рыбников,24А	Чёрный Мыс	123,00	246,00	1) Распоряжен ие Администрации от 13.01.2021 №09 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
54	Сети теплоснабжения от т.А до УТ 1.1 ул.Замятинская	п.Дорожный	146,00	292,00	1) Распоряжен ие Администрации от 13.01.2021 №10 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
55	Сети теплоснабжения от ТК-2А(УТ-10) до второго фланцевого соединения запорной арматуры перед узлом учёта тепловой энергии жилого дома №7 по ул.Генерала Иванова(мкр.34)	мкр.34	142,00	284,00	1) Распоряжен ие Администрации от 05.04.2021 №488 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс

56	Сети теплоснабжения от объекта недвижимости расположенного по адресу: город Сургут, улица Мелик-Карамова, 47А до точки подключения к внутридомовым сетям теплоснабжения жилого дома №39 по улице Мелик - Карамова", расположенное по адресу : ХМАО-Югра, город Сургут.	мкр.27а	130,00	260,00	1) Распоряжение Администрации от 15.04.2021 №532 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
57	Сети теплоснабжения от 2ТК-10 до ТК, расположенное по адресу: ХМАО-Югра, г. Сургут, улица Островского, дом 37/1	Северный пром. район	106,00	212,00	1) Распоряжение Администрации от 15.04.2021 №533 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
58	Нежилое здание в поселке Таёжном	п. Таёжный	10,00		1) Распоряжение Администрации от	здание

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт ) ,м/м2	Протяженнос ть трубопрово да,м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначени е
1	2	3	4	5	6	7
					20.07.2021 №1142 2)В процессе постановки на учет как б/х	
59	Нежилое здание в поселке Лунном	п.Лунный	10,00		1) Распоряжен ие Администрации от20.07.2021 №1142 2)В процессе постановки научет как б/х	здание
60	Сети теплоснабжения от котельной №30 доТК-1 п.Лунный	п.Лунный	37,20	148,80	1) Распоряжен ие Администрации от16.08.2021 №1323 2)В процессе постановки научет как б/х	твс (Т1Т2Т3Т 4)
61	Сети теплоснабжения от ТК 53-5* до второго фланцевого соединения запорной арматуры в здании АБК РТС-2, Ханты- Мансийский автономный округ-Югра, город Сургут, проспект Комсомольский, дом 6б, микрорайон 23	мкр.23	42,00	84,00	Распоряжения Администрации города от 04.10.2021 №1647	тс
62	Сети горячего водоснабжения от ТК 53-5* до второго фланцевого соединения запорной арматуры в здании АБК РТС-2, Ханты-Мансийский автономный округ- Югра, город Сургут, проспект Комсомольский, дом 6б, микрорайон 23	мкр.23	42,00	84,00	Распоряжения Администрации города от 04.10.2021 №1647	гвс
63	Сети теплоснабжения от УТ-1сущ. до УТ- 1,Ханты-Мансийский автономный округ- Югра, город Сургут, микрорайон 31Б	мкр. 31Б	65	130	Распоряжения Администрации города от 07.10.2021 №1678	тс



64	Сети теплоснабжения в составе проекта «Жилой дом №4 в микрорайоне 31Б г.Сургута», кадастровый номер 86:10:0101061:166	мкр. 31Б	160	320	Распоряжения Администрации города от 07.10.2021 №1678	тс
----	--	----------	-----	-----	---	----

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженнос ть трубопрово д в,м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозяйного объекта недвижимого имущества	назначени е
1	2	3	4	5	6	7
65	Сети теплоснабжения от ТК90-3 к зданию ООО «СИБИНКООП» ул. Сосновая 6/2, ФБУ «Тюменский ЦСМ ул. Декабристов 3в, магазин «Сад -Огород» ул. Сосновая 6/1»	в районе ул. Сосновой	232,00	232,00	Распоряжения Администрации города от 04.10.2021 №1645	тс
Назначение		Протяженность трассы/ площадь, м/м2				
ТС		6947,20				
ГВС		1378,20				
дренаж		422,00				
здания		122,00				

**Таблица 3.44 – Перечень выявленных бесхозяйных сетей по состоянию на 01.02.2022г. (ООО "СГЭС")**

№ п/п	Наименование имущества	Местонахождение	Хар-ка теплотрассы	Организация	МПА	
					№	дата
1	Наружные сети теплоснабжения между НО 33 - НО 34 от секущих задвижек СП7, СО8 до СП9, СО10	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, зона теплоснабжения «СГРЭС - 1 – ПКТС»	600 м.	ООО "СГЭС"	ПАГ № 3468, изменения от 15.12.2017 № 11078	28.04.2017
2	Наружные сети теплоснабжения между НО 21 - НО 22 от секущих задвижек СП7 - 1, СО7 - 2 до СП7 - 11, СО7 - 12	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, зона теплоснабжения «СГРЭС - 2 – Промзона»	292 м.	ООО "СГЭС"		28.04.2017
3	Наружные сети теплоснабжения между НО 7 - НО 8 от секущих задвижек СП1 - 1, СО1 - 2 до СП1 - 3, СО1 - 4	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, зона теплоснабжения «СГРЭС - 2 – Промзона»	32 м.	ООО "СГЭС"		28.04.2017
4	Наружные сети теплоснабжения НО 1 - 2 от секущих задвижек СП18 - 1, СО18 - 2 до СП18 - 11, СО18 - 12	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, зона теплоснабжения «СГРЭС - 2 – Промзона»	1222м.	ООО "СГЭС"		28.04.2017

5	Наружные тепловые сети от точки врезки в ТП-3 (СГРЭС-2-Промзона) до объектов ООО «Север» по улице Рационализаторов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, зона теплоснабжения «СГРЭС-2-Промзона»	1490 м.	ООО "СГЭС"	ПАГ № 6048 с изменениями от 17.10.2018 № 7909	10.08.2018
---	--	--	---------	------------	---	------------

«Тепловые сети от КРП-1 до первого фланца после запорной арматуры на вводе в жилом доме №4/2 по пр.Пролетарский»; «Тепловые сети от жилого дома №4/2 по пр.Пролетарский до первого фланца после запорной арматуры на вводе в жилом доме №2А по пр.Пролетарский» переданы в ответственную эксплуатацию администрацией города ООО «СГЭС» распоряжение №615 от 11.04.2022г.

### **3.23. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)**

Энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии (тепловых сетей) представляют собой совокупность зависимостей технико-экономических показателей работы основного оборудования в абсолютных или относительных величинах в оптимальных режимах, принятой тепловой схеме и фиксированных значениях параметров окружающей среды.

Энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии (тепловых сетей) предназначены для оценки эффективности работы тепловых сетей и анализа работы оборудования, режимов работы системы теплоснабжения в целом.

Энергетические характеристики тепловых сетей СГМУП «ГТС» отсутствуют.

Энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии (тепловых сетей) представляют собой совокупность зависимостей технико-экономических показателей работы основного оборудования в абсолютных или относительных величинах в оптимальных режимах, принятой тепловой схеме и фиксированных значениях параметров окружающей среды.

Энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии (тепловых сетей) предназначены для оценки эффективности работы тепловых сетей и анализа работы оборудования, режимов работы системы теплоснабжения в целом.

В 2018 году были разработаны энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии ООО «Сургутские городские электрические сети» от следующих источников:

- от СГРЭС-1 и СГРЭС-2;
- от котельной КК-45;
- от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское шоссе 22, строение

5.

Энергетические характеристики транспорта тепловой энергии разработаны по следующим показателям:

- «потери сетей воды»;
- «тепловые потери»;
- «удельный расход сетей воды»;
- «разность температур сетей воды в подающих и обратных трубопроводах»;
- «удельный расход электроэнергии».

В таблицах ниже представлены сводные данные по энергетическим характеристикам тепловых сетей ООО «СГЭС»

**Таблица 3.45 – Расчетные потери сетевой воды на 2022 г. для работы водяных тепловых сетей от СГРЭС-1 в целом**

Месяцы	Число часов работы ТС		Потери сетевой воды, м³				
	отопит, период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламент, испытания	сливы из САРЗ	Всего
Январь	744		32 131,96				32 131,96
Февраль	672		29 022,42				29 022,42
Март	744		32 131,96				32 131,96
Апрель	720		31 095,45				31 095,45
Май	672	72	32 119,53		34,52		32 154,06
Июнь		720	30 971,16				30 971,16
Июль		408	17 550,33		8 603,10		26 153,43
Август		744	32 003,53				32 003,53
Сентябрь	408	312	31 041,59	25 912,87			56 954,46
Октябрь	744		32 131,96				32 131,96
Ноябрь	720		31 095,45				31 095,45
Декабрь	744		32 131,96				32 131,96
Год	6168	2256	363 427,30	25 912,87	8 637,62		397 977,80

**Таблица 3.46 – Расчетные потери сетевой воды на 2022 г. для работы водяных тепловых сетей от СГРЭС-2 в целом**

Месяцы	Число часов работы ТС		Потери сетевой воды, м³				
	ОТОПИТ, период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламент, испытания	сливы из САРЗ	Всего
Январь	744		33 412,52				33 412,52
Февраль	672		30 179,05				30 179,05
Март	744		33 412,52				33 412,52
Апрель	720		32 334,70				32 334,70
Май	672	72	33 411,62		2,52		33 414,14
Июнь		720	32 325,63				32 325,63
Июль		408	18 317,86		8 979,34		27 297,20
Август		744	33 403,15				33 403,15
Сентябрь	408	312	32 330,77	26 945,58			59 276,35
Октябрь	744		33 412,52				33 412,52
Ноябрь	720		32 334,70				32 334,70
Декабрь	744		33 412,52				33 412,52
Год	6168	2256	378 287,57	26 945,58	8 981,86		414 215,02

**Таблица 3.47 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии тепловыми сетями от котельной К-45 в целом**

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Г кал		Месячные ТП через изоляцию, Г кал	Месячные ТП с ПСВ, Г кал	Месячные суммарные ТП всей ТС, Г кал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			
Январь	920,11	186,02	1 106,13	239,82	1 345,95
Февраль	805,93	159,27	965,20	207,99	1 173,19
Март	815,68	151,34	967,02	208,24	1 175,26
Апрель	647,97	107,59	755,56	160,10	915,65
Май	692,37	86,68	779,05	165,31	944,37
Июнь	664,33	45,11	709,44	137,65	847,09
Июль	353,26	23,63	376,88	95,59	472,48
Август	608,73	45,71	654,44	142,24	796,68
Сентябрь	590,45	65,18	655,63	282,09	937,71
Октябрь	609,12	105,42	714,54	165,91	880,45
Ноябрь	756,17	146,14	902,30	201,65	1 103,95
Декабрь	885,23	179,18	1 064,40	233,09	1 297,49
Год	8 349,34	1 301,26	9 650,59	2 239,68	11 890,28

**Таблица 3.48 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии вводяных тепловых сетях от СГРЭС-1 в целом**

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Г кал		Месячные ТП через изоляцию, Г кал	Месячные ТП с ПСВ, Г кал	Месячные суммарные ТП всей ТС, Г кал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			
Январь	316,30	5 541,42	5 857,72	2 866,98	8 724,69
Февраль	277,11	4 748,54	5 025,64	2 485,49	7 511,13
Март	276,72	4 507,45	4 784,17	2 444,43	7 228,60
Апрель	234,52	3 436,50	3 671,02	2 080,33	5 751,34
Май	217,21	3 041,26	3 258,47	1 968,59	5 227,06
Июнь	203,38	2 651,36	2 854,73	1 670,18	4 524,91
Июль	108,20	1 385,36	1 493,56	1 159,85	2 653,40
Август	186,53	2 684,99	2 871,53	1 725,85	4 597,38
Сентябрь	176,31	2 833,60	3 009,90	3 360,35	6 370,26
Октябрь	212,98	3 418,53	3 631,51	2 111,79	5 743,30
Ноябрь	255,71	4 350,25	4 605,96	2 360,49	6 966,45
Декабрь	304,24	5 335,07	5 639,31	2 784,24	8 423,55
Год	2 769,20	43 934,31	46 703,51	27 018,57	73 722,08

**Таблица 3.49 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии вводяных тепловых сетях от СГРЭС-2 в целом**

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Г кал		Месячные ТП через изоляцию, Г кал	Месячные ТП с ПСВ, Г кал	Месячные суммарные ТП всей ТС, Г кал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			
Январь	36,91	7 697,80	7 734,71	2 974,63	10 709,35
Февраль	32,32	6 586,33	6 618,65	2 579,03	9 197,68
Март	32,27	6 226,98	6 259,25	2 532,49	8 791,74
Апрель	27,59	4 728,12	4 755,71	2 150,59	6 906,30
Май	27,66	4 202,29	4 229,96	2 045,45	6 275,41
Июнь	26,76	3 677,33	3 704,09	1 743,22	5 447,31
Июль	14,23	1 925,49	1 939,72	1 210,57	3 150,29
Август	24,52	3 725,88	3 750,39	1 801,33	5 551,72
Сентябрь	23,72	3 945,04	3 968,76	3 501,99	7 470,75
Октябрь	25,48	4 672,37	4 697,86	2 179,08	6 876,94

Ноябрь	29,83	6 009,54	6 039,37	2 445,51	8 484,88
Декабрь	35,50	7 410,40	7 445,90	2 890,47	10 336,37
Год	336,78	60 807,58	61 144,36	28 054,37	89 198,73

**Таблица 3.50 – Расчетные потери сетевой воды на 2022 г, для работы водяных тепловых сетей от котельной К-45 в целом**

Месяцы	Число часов работы ТС		Потери сетевой воды, м³				
	отопит, период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламент, испытания	СЛИВЫ из САРЗ	Всего
Январь	744		2 717,36				2 717,36
Февраль	672		2 454,39				2 454,39
Март	744		2 717,36				2 717,36
Апрель	720		2 629,71				2 629,71
Май	672	72	2 709,65		21,43		2 731,08
Июнь		720	2 552,55				2 552,55
Июль		408	1 446,45		709,04		2 155,49
Август		744	2 637,64				2 637,64
Сентябрь	408	312	2 596,27	2 191,42			4 787,69
Октябрь	744		2 717,36				2 717,36
Ноябрь	720		2 629,71				2 629,71
Декабрь	744		2 717,36				2 717,36
Год	6168	2256	30 525,81	2 191,42	730,47		33 447,70

**Таблица 3.51 – Расчетные потери сетевой воды на 2022 г, для работы водяных тепловых сетей от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5**

Месяцы	Число часов работы ТС		Потери сетевой воды, м³				
	отопит, период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламент, испытания	сливы из САРЗ	Всего
Январь	744		8,11	-	-	-	8,11
Февраль	672		7,33	-	-	-	7,33
Март	744		8,11	-	-	-	8,11
Апрель	720		7,85	-	-	-	7,85
Май	672	72	8,11	-	-	-	8,11
Июнь		720	7,85	-	-	-	7,85
Июль		408	4,45	-	2,18	-	6,63
Август		744	8,11	-	-	-	8,11
Сентябрь	408	312	7,85	6,54	-	-	14,39
Октябрь	744		8,11	-	-	-	8,11
Ноябрь	720		7,85	-	-	-	7,85
Декабрь	744		8,11	-	-	-	8,11
Год	6168	2256	91,83	6,54	2,18	-	100,55

**Таблица 3.52 – Расчетные потери тепловой энергии с потерями сетевой воды на 2022 г. для работы водяных тепловых сетей от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5**

Месяцы	Число часов работы ТС		Тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал				
	отопит, период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламентны е испытания	сливы из САРЗ	Всего
Январь	744		0,51	-	-		0,51
Февраль	672		0,45	-	-		0,45
Март	744		0,45	-	-		0,45
Апрель	720		0,36	-	-		0,36
Май	672	72	0,31	-	-		0,31
Июнь		720	0,36	-	-		0,36
Июль		408	0,20	-	0,05		0,26
Август		744	0,37	-	-		0,37
Сентябрь	408	312	0,30	0,39	-		0,69
Октябрь	744		0,35	-	-		0,35
Ноябрь	720		0,43	-	-		0,43
Декабрь	744		0,50	-	-		0,50
Год	6168	2256	4,57	0,39	0,05		5,01

**Таблица 3.53 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии по тепловым сетям от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5**

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Гкал		Месячные ТП через изоляцию, Гкал	Месячные ТП с ПСВ, Гкал	Месячные суммарные ТП всей ТС, Гкал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			
Январь	1,49	6,69	8,18	0,51	8,69



Февраль	1,31	5,73	7,04	0,45	7,49
Март	1,33	5,44	6,77	0,45	7,22
Апрель	1,09	3,85	4,94	0,36	5,30
Май	0,97	2,93	3,91	0,31	4,21
Июнь	1,20	3,30	4,50	0,36	4,86
Июль	0,63	1,70	2,34	0,26	2,60
Август	1,08	3,33	4,42	0,37	4,79
Сентябрь	0,82	2,81	3,62	0,69	4,31
Октябрь	0,94	3,66	4,60	0,35	4,95
Ноябрь	1,22	5,25	6,47	0,43	6,90
Декабрь	1,43	6,45	7,88	0,50	8,38
Год	13,53	51,14	64,67	5,01	69,69

**Таблица 3.54 – Динамика основных показателей**

№ № пп .	Показатели	2019 г.	2020 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		отчет	отчет	план	план	план	расчет
1	<b>теплоноситель</b>						
1. 1	потери и затраты теплоносителя, т(м³):						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	509 492,00	-	832 724,92	842 998,58	842 199,26	845 741,07
1. 2	среднегодовой объем тепловых сетей, м³:						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	36 111,23	36 461,88	36 111,23	36 461,88	36 526,44	36 704,28
1. 3	отношение потерь и затрат теплоносителя к среднегодовому объему тепловых сетей, %:						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	1 410,90	-	2 306,00	2 312,00	2 305,72	2 304,20
1. 4	отношение потерь и затрат теплоносителя к среднегодовому объему тепловых сетей, %/час (п.1.3:8 760):						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	0,1611	-	0,2632	0,2632	0,2632	0,2630
2	<b>тепловая энергия</b>						
2. 1	потери тепловой энергии, Гкал:	169473, 00	133596, 53	150497, 69	158928, 28	164614, 96	174880, 77
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	169 473,00	133 596,53	150 497,69	158 928,28	164 614,96	174 880,77
2. 2	материальная характеристика тепловых сетей в однотрубном исчислении, м²						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.  
 ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ  
 ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ № пп .	Показатели	2019 г.	2020 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		отчет	отчет	план	план	план	расчет
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	54 111,65	56 400,85	54 111,65	56 400,85	56 718,83	64 901,93
2. 3	отпуск тепловой энергии в сеть, тыс.Гкал:						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	2 809,62	2 446,51	2 693,48	2 875,62	2 845,85	2 812,79
2. 4	суммарная присоединенная тепловая нагрузка к тепловой сети, Гкал/ч:						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	1041,89	1062,41	1041,89	1062,41	1073,59	1142,89
2. 5	отношение потерь тепловой энергии относительно материальн ой характеристики, Гкал/м²:						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	3,1319	2,3687	2,7812	2,8178	2,9023	2,6945
2. 6	отношение потерь тепловой энергии к отпуску тепловой энергии в сеть, %:						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	6,03	5,46	5,59	5,53	5,78	6,22
3	<b>электрическая энергия</b>						
3. 1	расход электроэнергии. тыс.кВт*ч	12 329,33	11 325,03	12 674,18	12 562,64	12 466,45	12 466,45
3. 2	количество, ед:						
	ПНС	2	2	2	2	2	2
	ЦТП	-	-	-	-	-	-

## **4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

### **4.1. Описание изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменение зон теплоснабжения за 2022 г. связано с подключением новых потребителей, источник теплоснабжения которых определен утвержденным проектом. Как правило, потребители тепловой энергии, введенные в эксплуатацию в 2022 г., расположены в границах существующих кварталов – уплотнительная застройка.

### **4.2. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения**

#### **Сургутская ГРЭС -1**

На балансе Филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 значится один источник комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

СГРЭС-1 имеет общую зону действия с Пиковой котельной СГМУП «ГТС». Зона действия комплекса СГРЭС-1 – ПКТС представлена на рисунке ниже.

СГРЭС-1 – ПКТС обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Жилой район Нефтяников (микрорайоны: 3, 5, 5А, 6, 37);
- Северный жилой район (микрорайоны: 11Б, 11А, 11, 12, 13, 13А, 14, 15, 16, 15А, 16А, IV, XX);
- Центральный жилой район (микрорайоны: А, 7А, 7, 8, 17, 18, 19, 20, 20А, Центральный, Хоззона, Ядро центра);
- Северо-восточный жилой район (микрорайоны: 34, 33, 32, 31А, 30, 30А, 31, 31Б, КК1, КК2, КК2А);
- Северный промышленный район (микрорайоны: XXV, X, XI, XII, XVII, XXI).

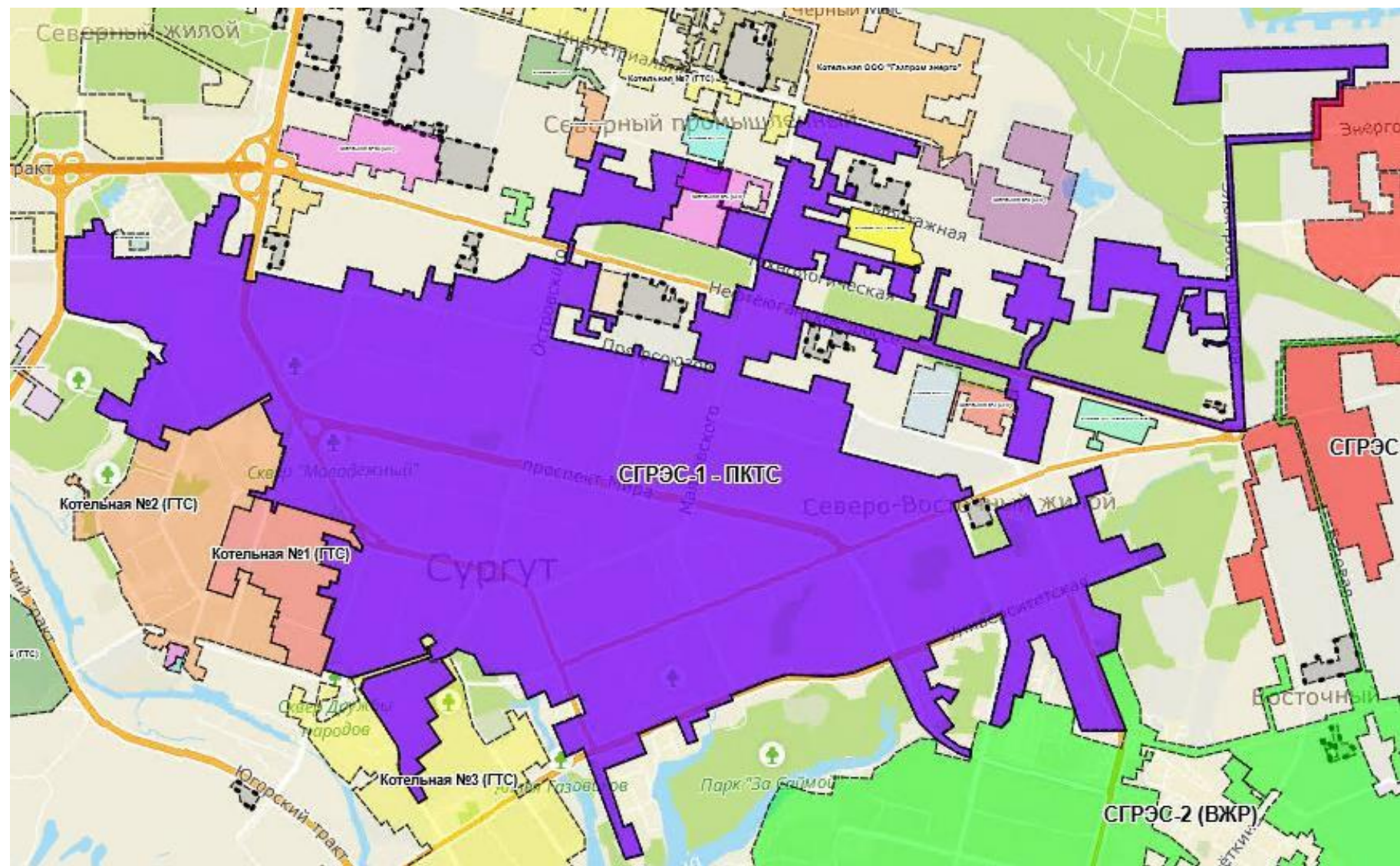
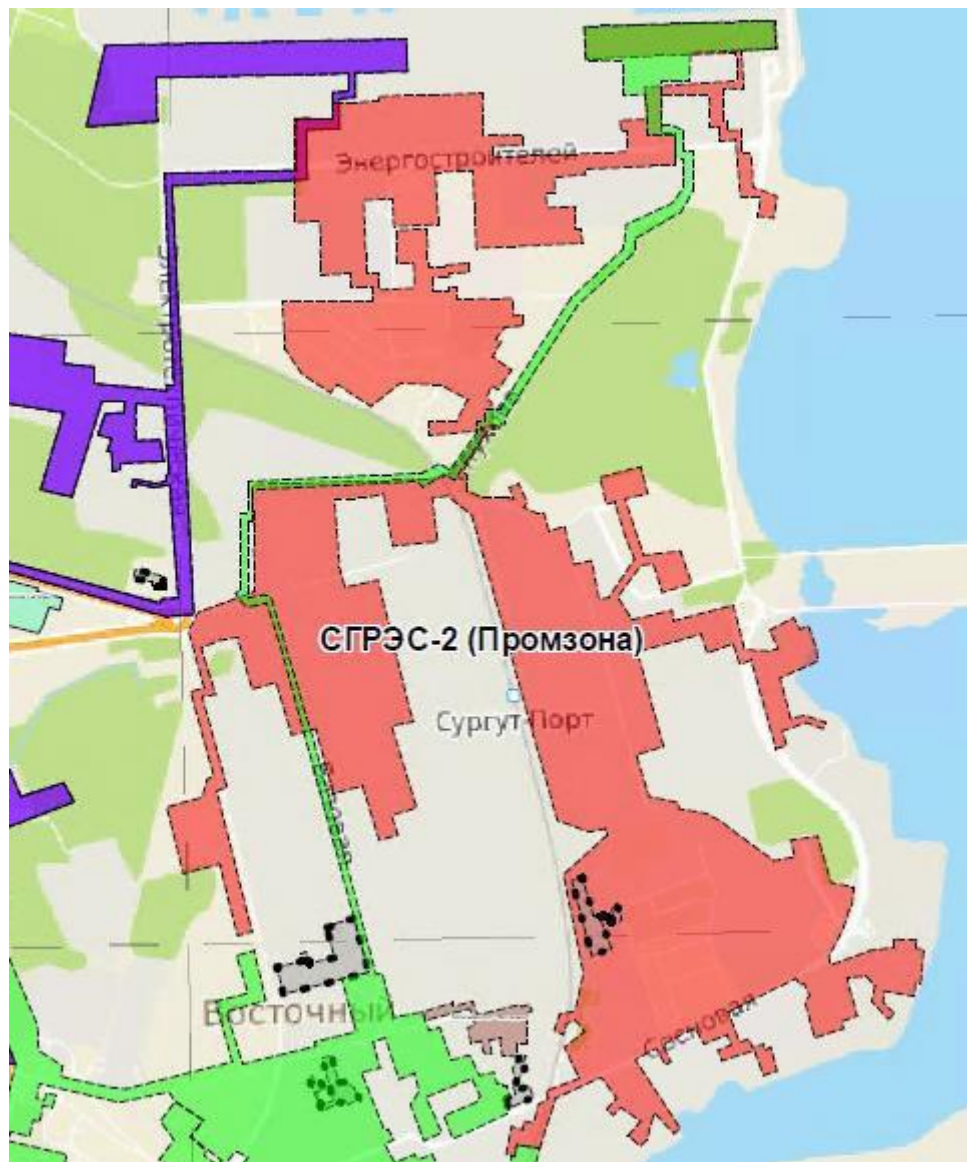


Рисунок 4.1 – Зона действия комплекса СГРЭС-1 – ПКТС

**Рисунок 4.2 – Зона действия СГРЭС-2-ВЖР**



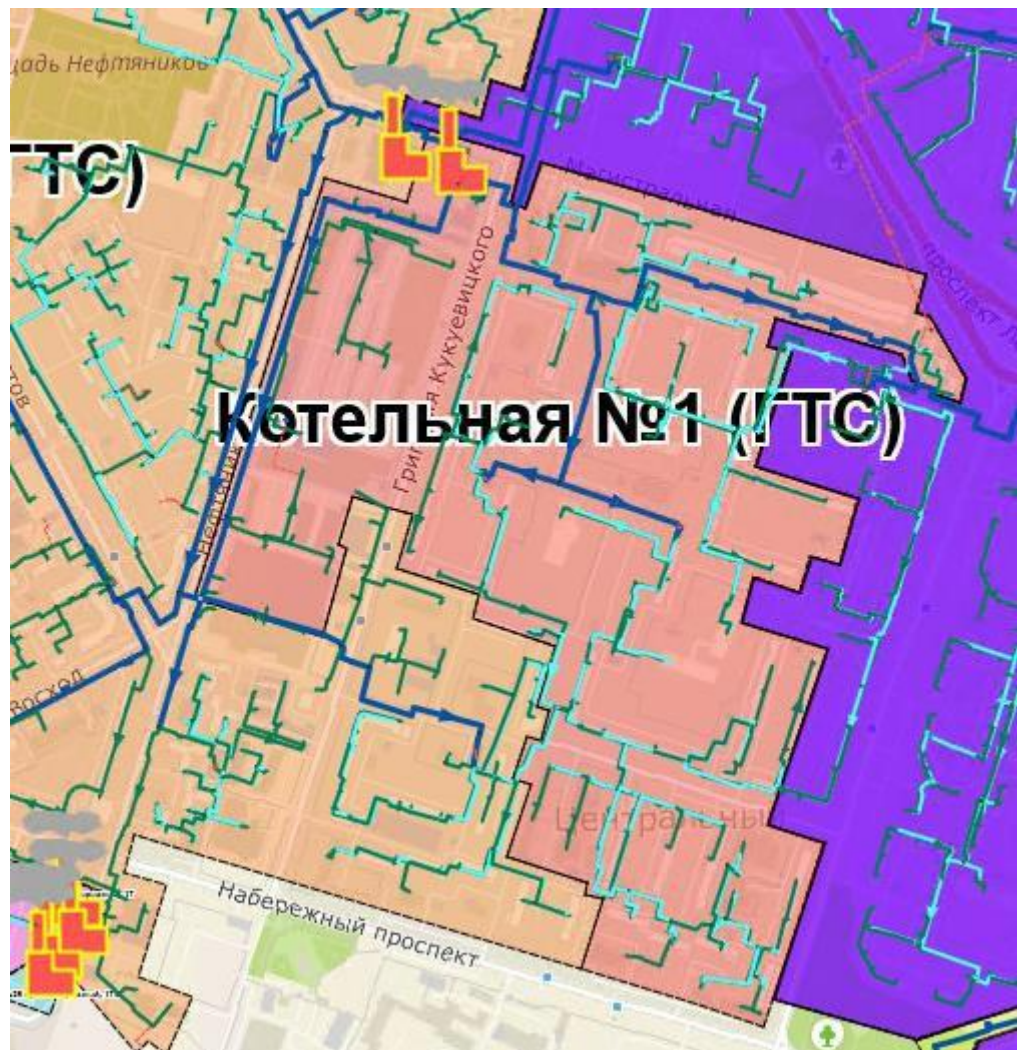


**Рисунок 4.3 – Зона действия СГРЭС-2-Промзона  
СГМУП «ГТС»**

На балансе СГМУП «ГТС» значится 25 источников тепловой энергии.

Зона действия котельной №1 представлена на рисунке ниже. Котельная №1 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Жилой район Нефтяников (квартал 3);
- Центральный жилой район (микрорайон А).

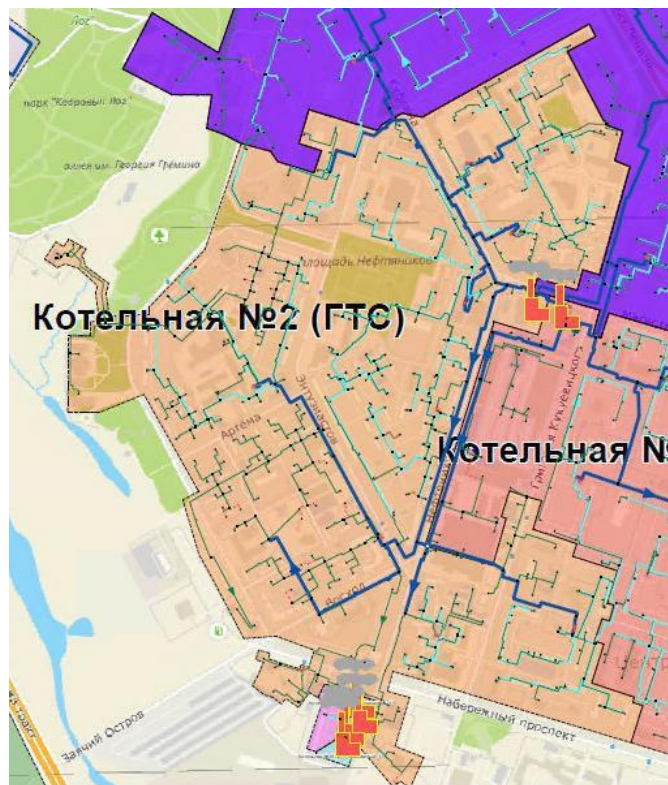


**Рисунок 4.4 – Зона действия котельной №1 СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №2 представлена на рисунке ниже. Котельная №2 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Жилой район Нефтяников (микрорайоны: 1, 2, 3, 4, 6, квартал 3);
- Центральный жилой район (Микрорайоны: А, ЦЖ1, ЦЖ2).

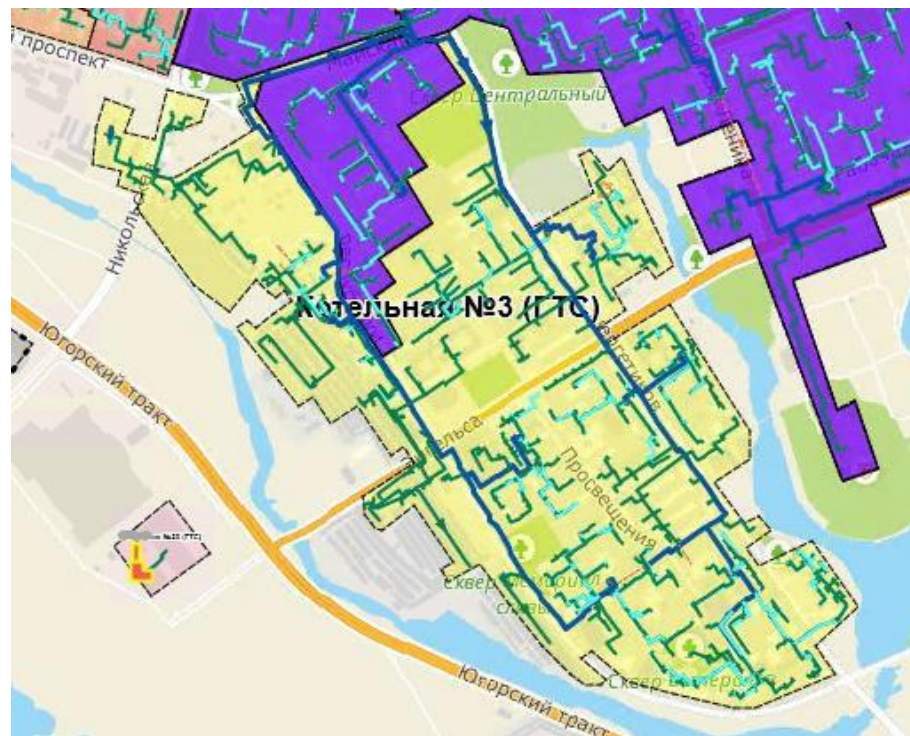




**Рисунок 4.5 – Зона действия котельной №2 СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №3 представлена на рисунке ниже. Котельная №3 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Центральный жилой район (микрорайоны: 8, 9, 10, ЦЖ5).

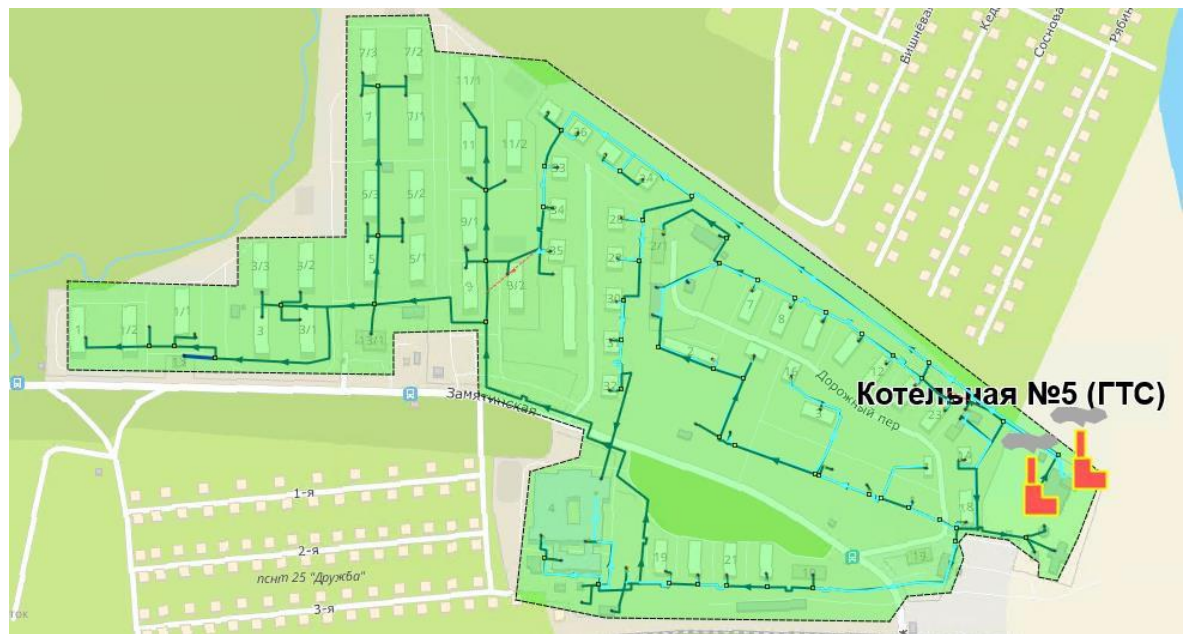


**Рисунок 4.6 – Зона действия котельной №3 СГМУП «ГТС»**



Зона действия котельной №5 представлена на рисунке ниже.

Котельная №5 обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Дорожный



**Рисунок 4.7 – Зона действия котельной №5 СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №6 представлена на рисунке ниже. Котельная №6 обеспечивают тепловой энергией потребителей Заячьего острова.

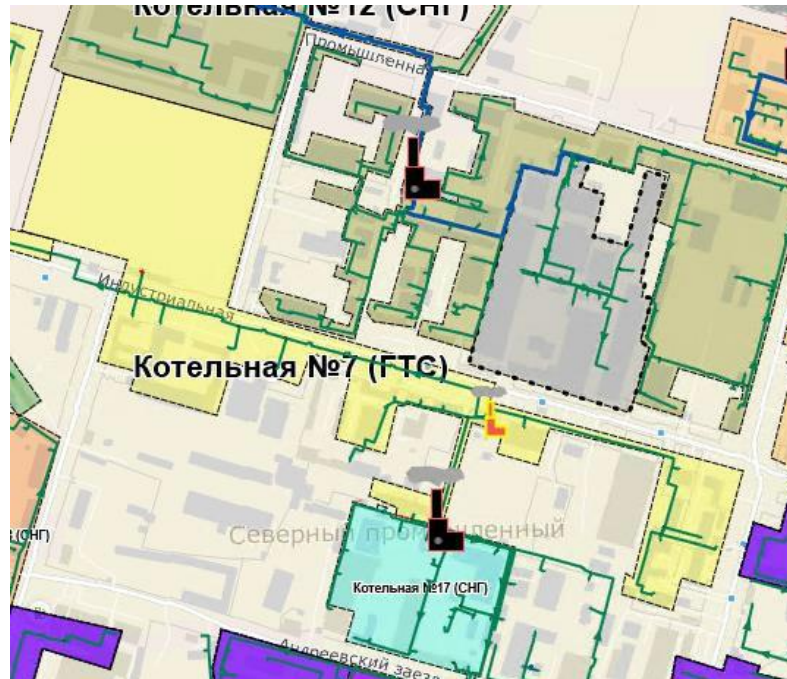


**Рисунок 4.8 – Зона действия котельной №6 СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №7 представлена на рисунке ниже.

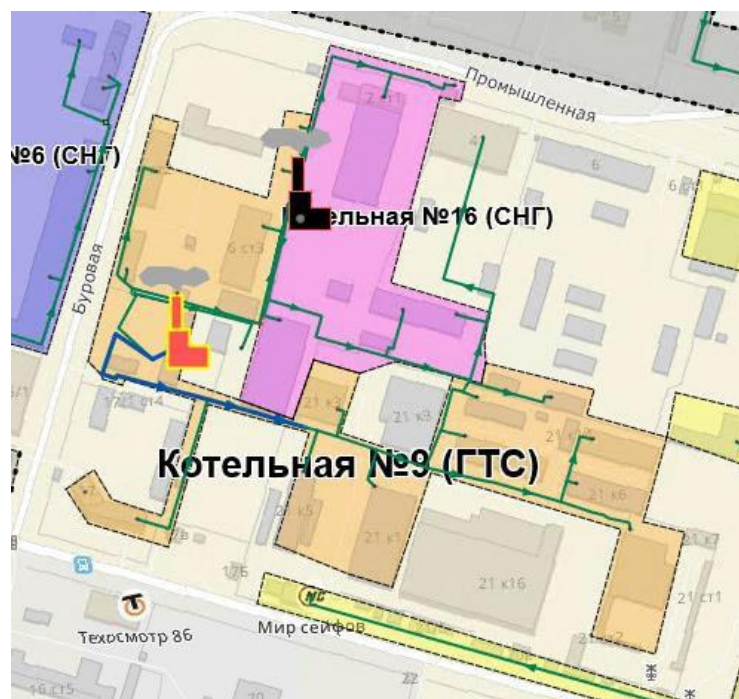
Котельная №7 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Северный промышленный район (микрорайоны: IX, XXIV, VI).



**Рисунок 4.9 – Зона действия котельной №7 СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №9 представлена на рисунке ниже. Котельная №9 обеспечивают тепловой энергией потребителей в микрорайоне VI.



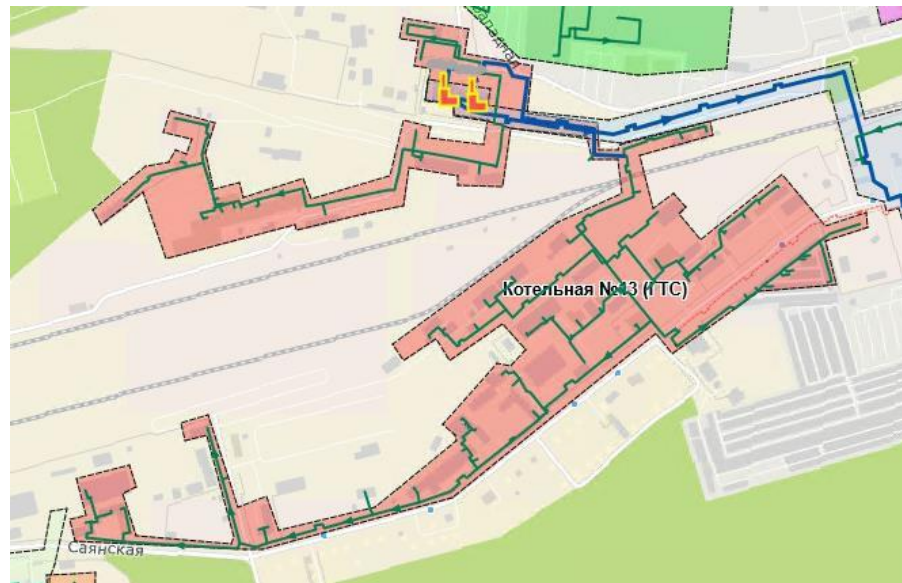
**Рисунок 4.10 – Зона действия котельной №9 СГМУП «ГТС»**



Зона действия котельной №13 представлена на рисунке ниже. Котельная №13 имеет общую зону действия с котельной №14 СГМУП «ГТС». Зоны действия котельных разделяются перемычками и задвижками.

Котельная №13 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Западный промышленный район (микрорайоны: ЗП1);
- Северо-западный жилой район (микрорайоны: 47).



**Рисунок 4.11 – Зона действия котельной №13 СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №14 представлена на рисунке ниже. Котельная №14 имеет общую зону действия с котельной №13 СГМУП «ГТС». Зоны действия котельных разделяются перемычками и задвижками.

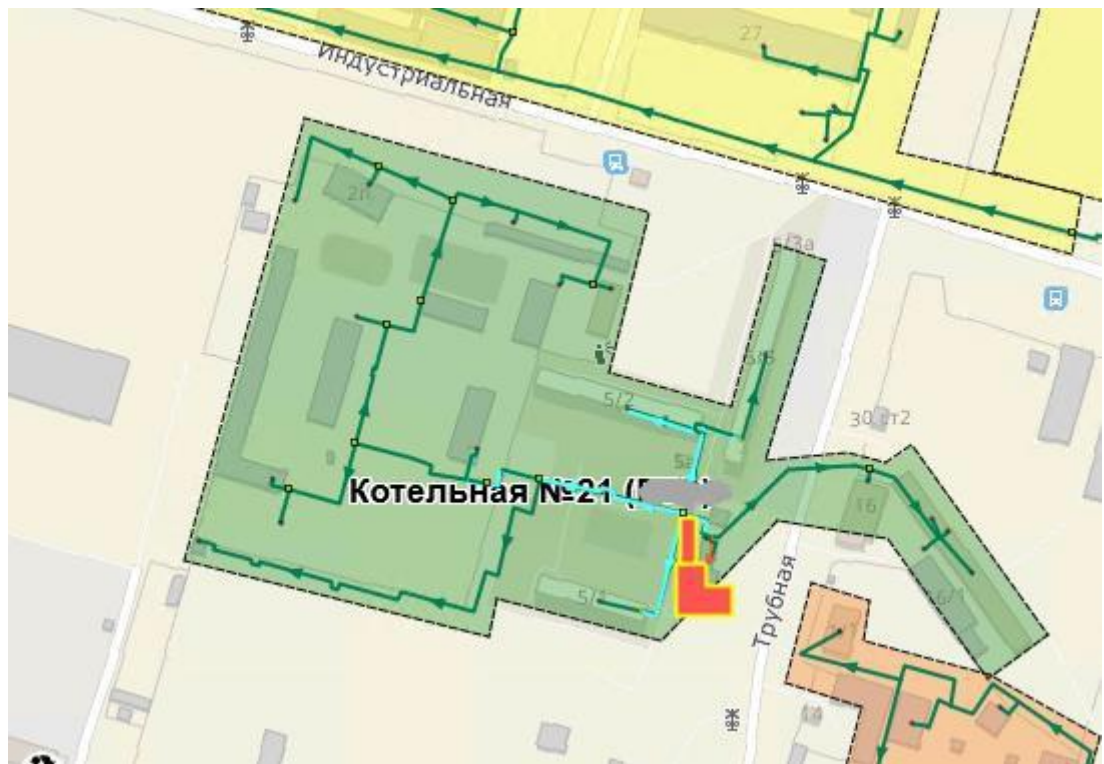
Котельная №14 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Западный промышленный район (микрорайоны: ЗП1);
- Северо-западный жилой район (микрорайоны: Железнодорожников, ПИКС).



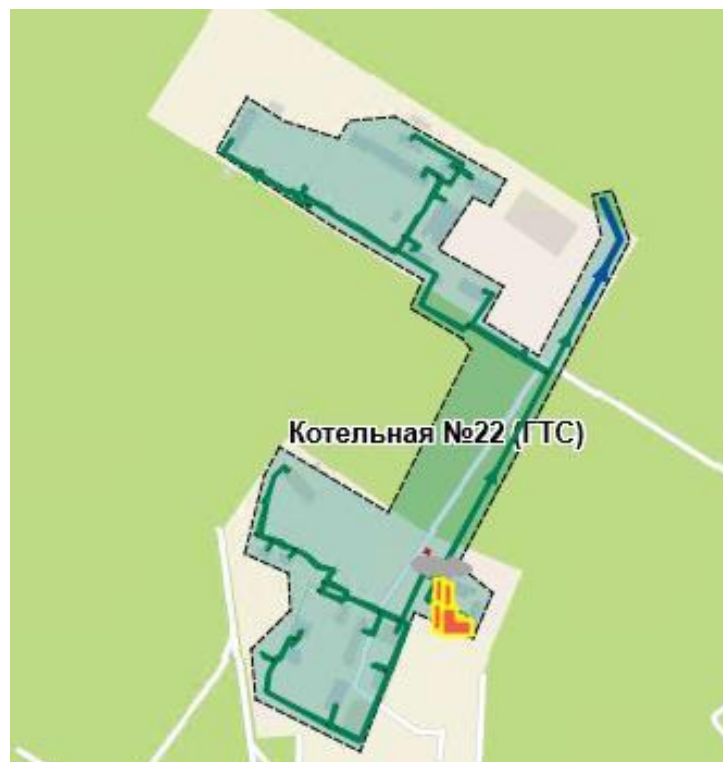
**Рисунок 4.12 – Зона действия котельной №14 СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №21 представлена на рисунке ниже. Котельная №21 обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Звездный.



**Рисунок 4.13 – Зона действия котельной №21 СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №22 представлена на рисунке ниже. Котельная №22 обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Барсово.



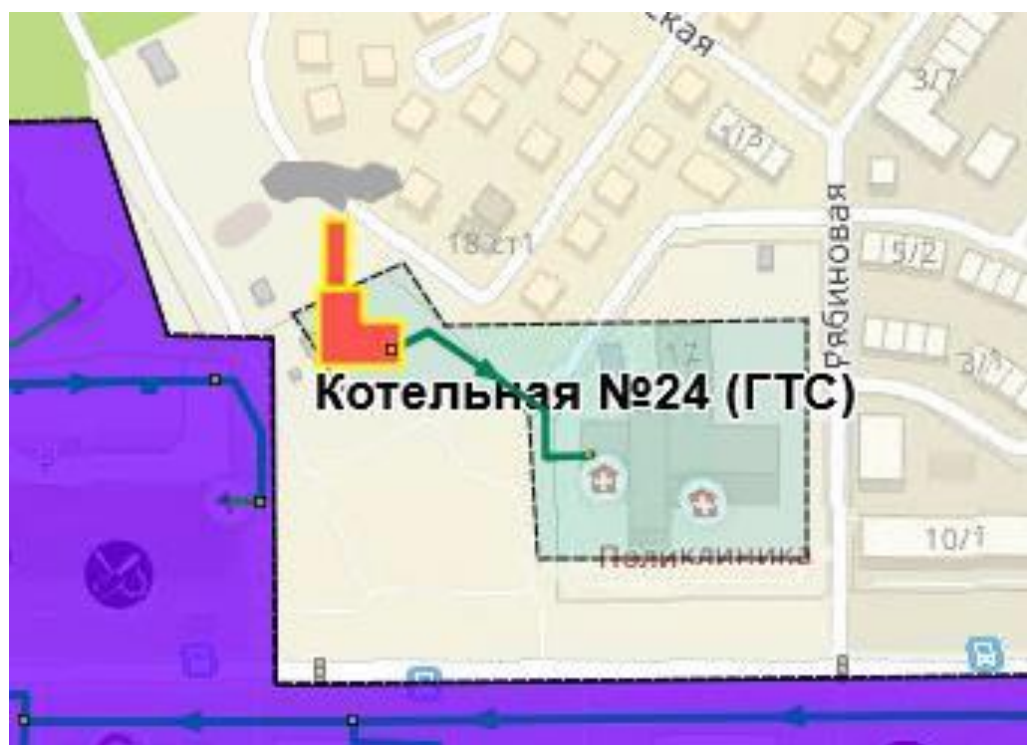
**Рисунок 4.14 – Зона действия котельной №22 СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №23 представлена на рисунке ниже. Котельная №23 обеспечивает тепловой энергией потребителя «Ледовый дворец спорта»



**Рисунок 4.15 – Зона действия котельной №23 СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №24 представлена на рисунке ниже. Котельная №24 обеспечивает тепловой энергией потребителя «Поликлиника «Нефтяник»



**Рисунок 4.16 – Зона действия котельной №24 СГМУП «ГТС»**



Зона действия Котельной №25 пос. Лесной представлена на рисунке ниже. Котельная №25 пос. Лесной обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Лесной



**Рисунок 4.17 – Зона действия котельной №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС»**

Котельные №26 и №27 пр. Набережный имеют общую зону действия. Зона действия котельной №26 и №27 представлена на рисунке ниже. Котельная №26 и №27 обеспечивают тепловой энергией потребителей по адресу пр. Набережный 17, 17/2.



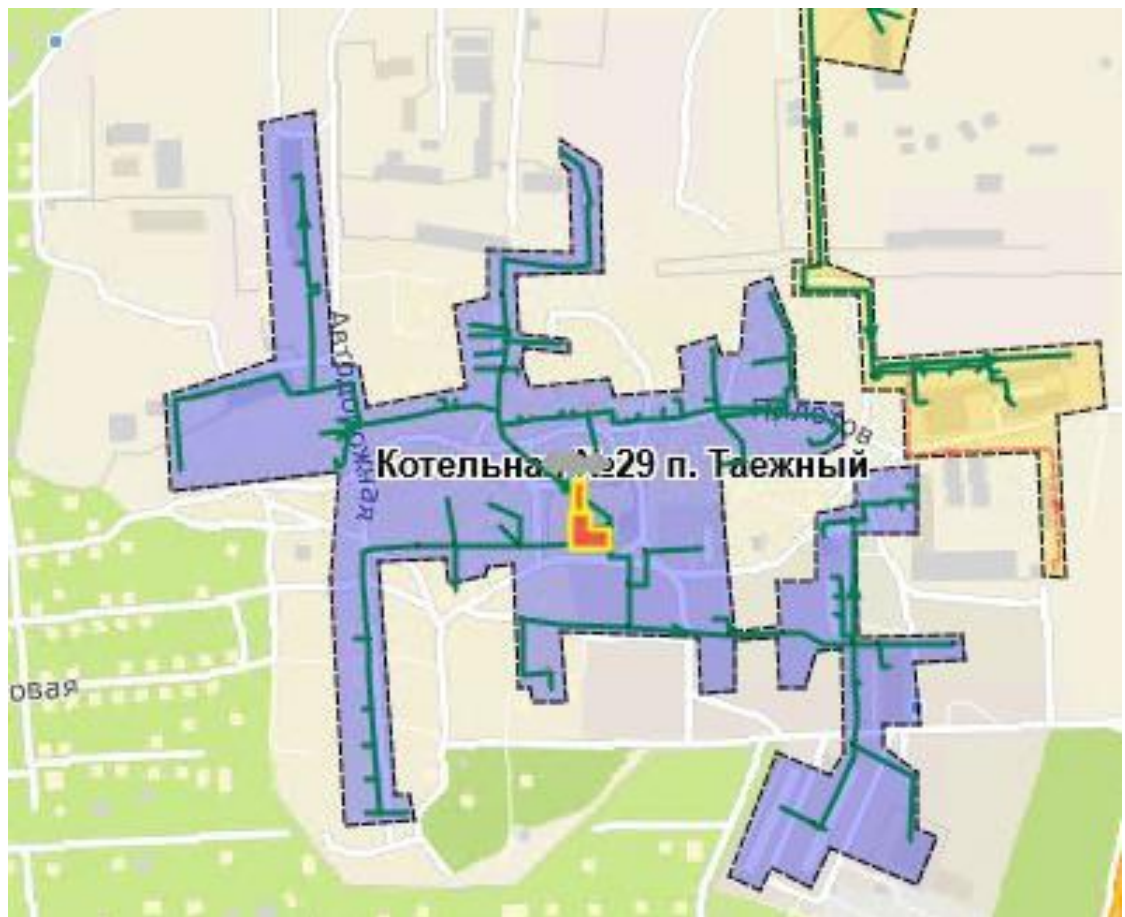
**Рисунок 4.18 – Зона действия котельной №26 и №27 пр. Набережный СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №28 п. Юность представлена на рисунке ниже. Котельная №28 п. Юность обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Юность



**Рисунок 4.19 – Зона действия котельной №28 п. Юность СГМУП «ГТС»**

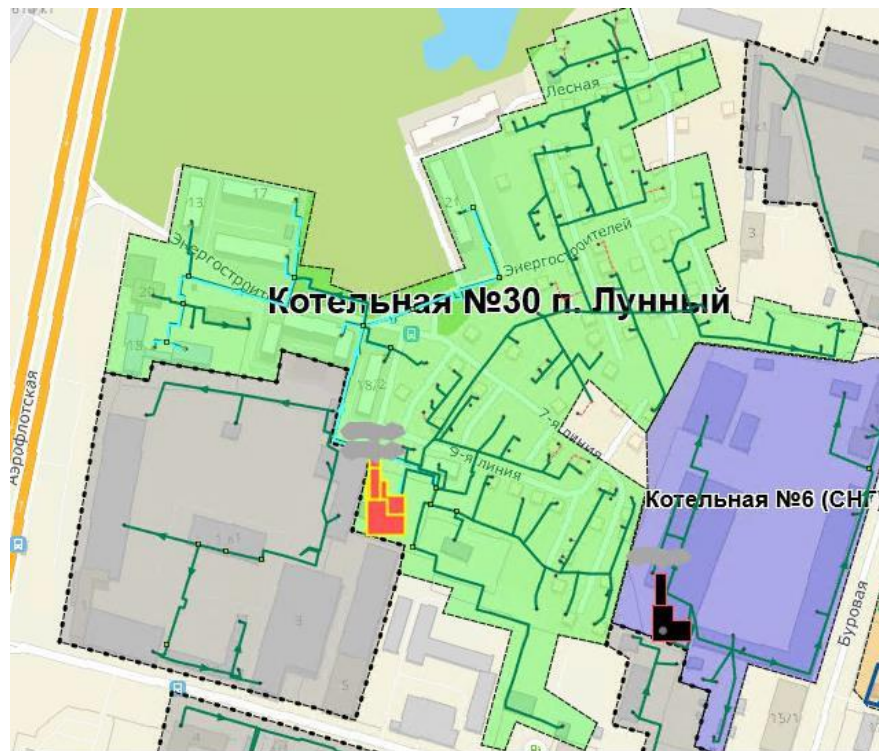
Зона действия котельной №29 п. Таежный представлена на рисунке ниже. Котельная №29 п. Таежный обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Таёжный.



**Рисунок 4.20 – Зона действия котельной №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»**



Зона действия котельной №30 п. Лунный представлена на рисунке ниже. Котельная №30 п. Лунный обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Лунный



**Рисунок 4.21 – Зона действия котельной №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»**

Зона действия котельной №32 п. Снежный и котельной №33 п. Снежный представлена на рисунке ниже. Котельные №32 и №33 обеспечивают тепловой энергией потребителей в районе Геронтологического центра.



**Рисунок 4.22 – Зона действия котельной №32 и №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»**



Зона действия котельной №34 представлена на рисунке ниже. Котельная №34, ул Крылова, 40 обеспечивает тепловой энергией пожарную часть №49.



**Рисунок 4.23 – Зона действия котельной №34 СГМУП «ГТС»**

#### **ПАО «Сургутнефтегаз»**

ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет производство тепловой энергии на пятнадцати котельных. Все потребители ПАО «Сургутнефтегаз» расположены в промышленных районах это объекты производственной и деловой застройки. Все источники теплоснабжения работают на собственные локальные зоны теплоснабжения.

Зона действия котельной №1 представлена на рисунке ниже. Котельная №1 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПАО «Сургутнефтегаз» в зоне Аэропорта.



**Рисунок 4.24 – Зона действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз»**

Зона действия котельной №3 представлена на рисунке ниже. Котельная №3 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне КК2А.

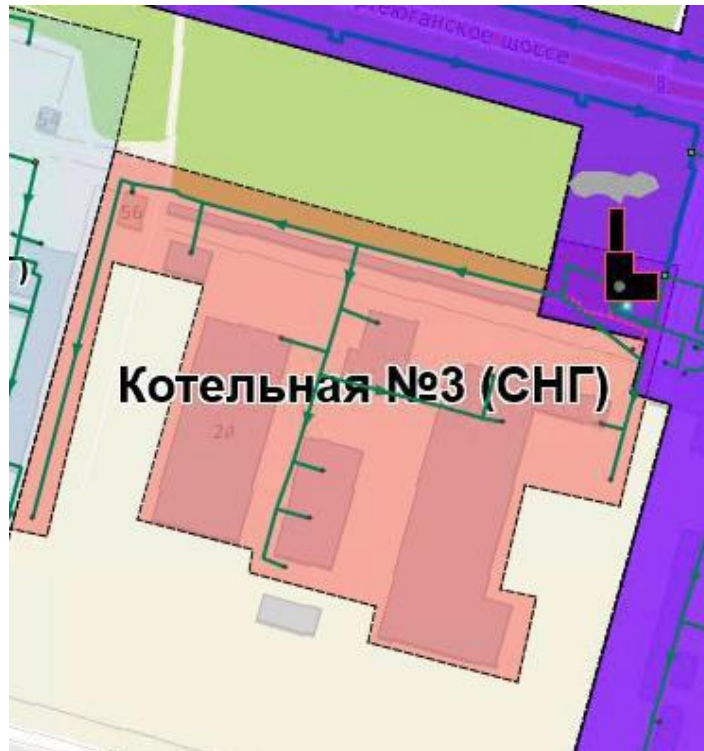


Рисунок 4.25 – Зона действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №5 представлена на рисунке ниже. Котельная №5 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне Х.

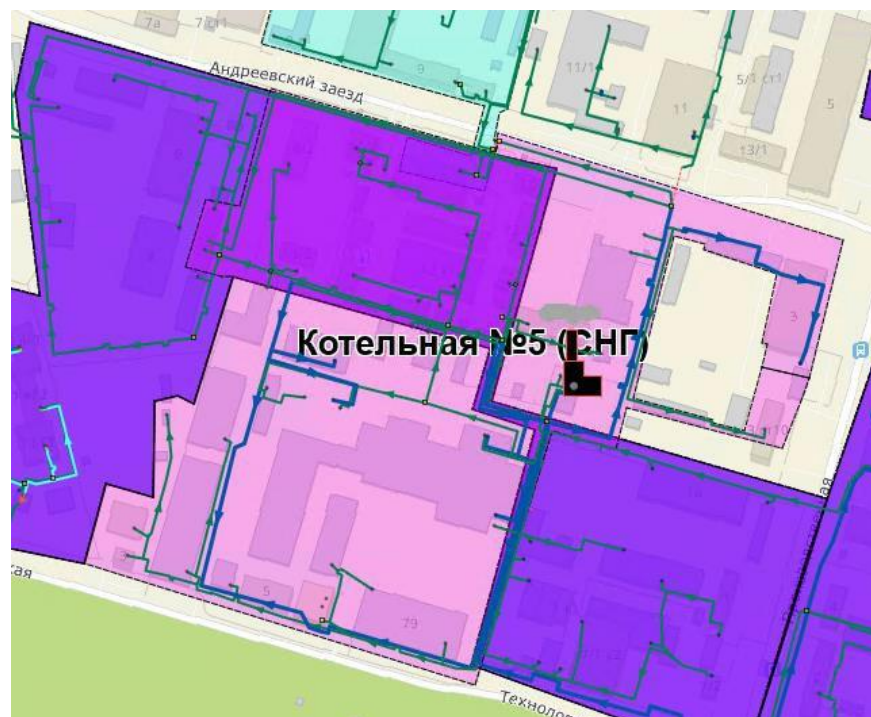
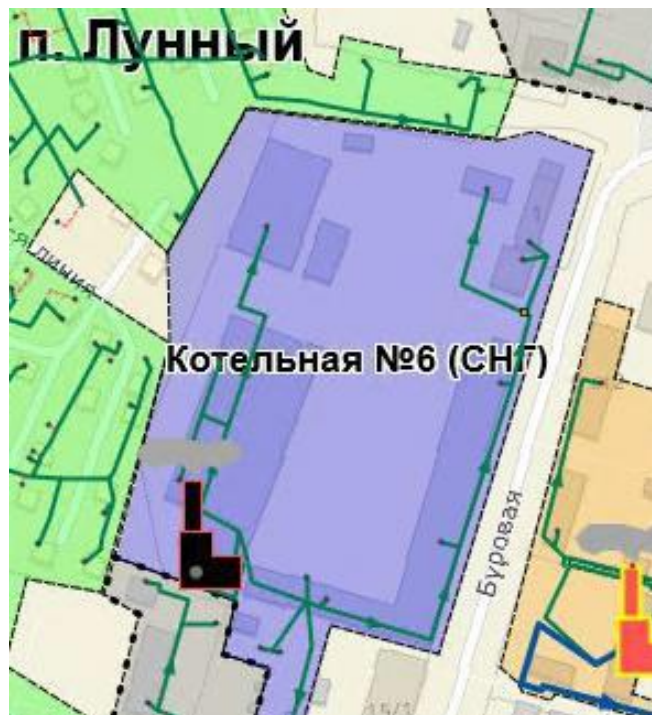


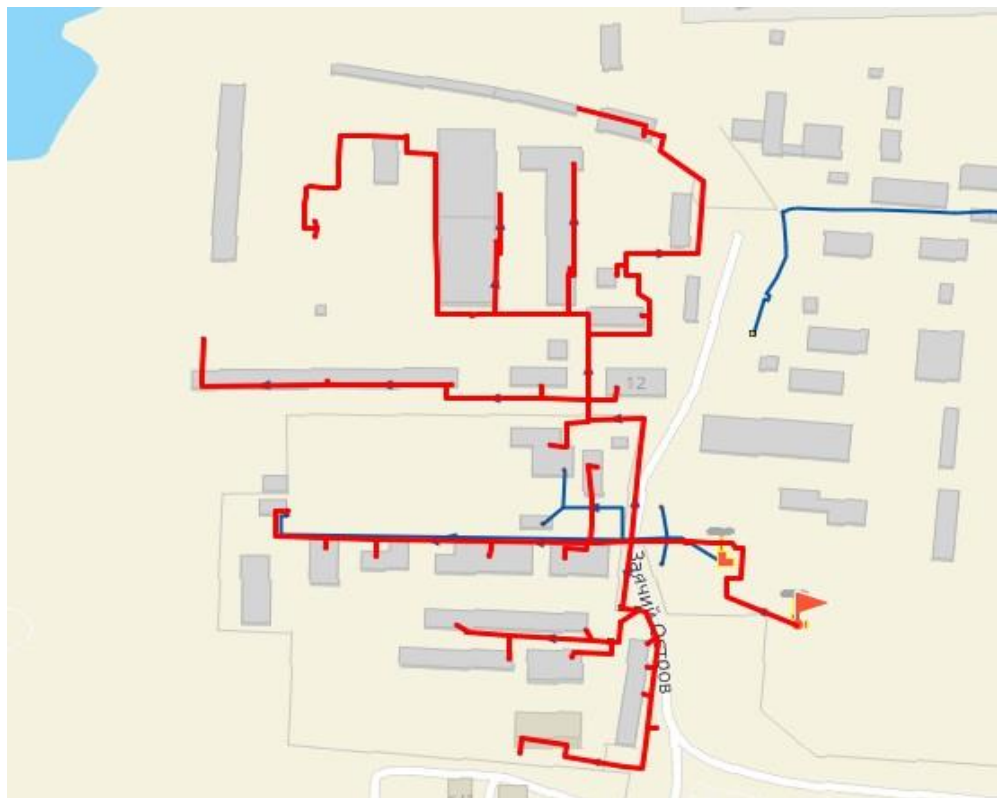
Рисунок 4.26 – Зона действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №6 представлена на рисунке ниже. Котельная №6 обеспечивают тепловой энергией производственную базу в п. Лунный.



**Рисунок 4.27 – Зона действия котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз»**

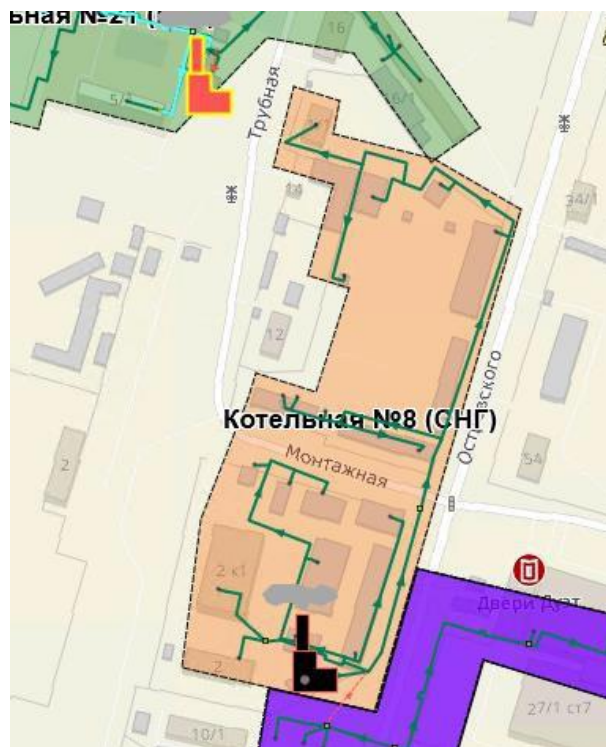
Зона действия котельной №7 представлена на рисунке ниже. Котельная №7 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПАО «Сургутнефтегаз» в районе Заячьего острова.



**Рисунок 4.28 – Зона действия котельной №7 ПАО «Сургутнефтегаз»**

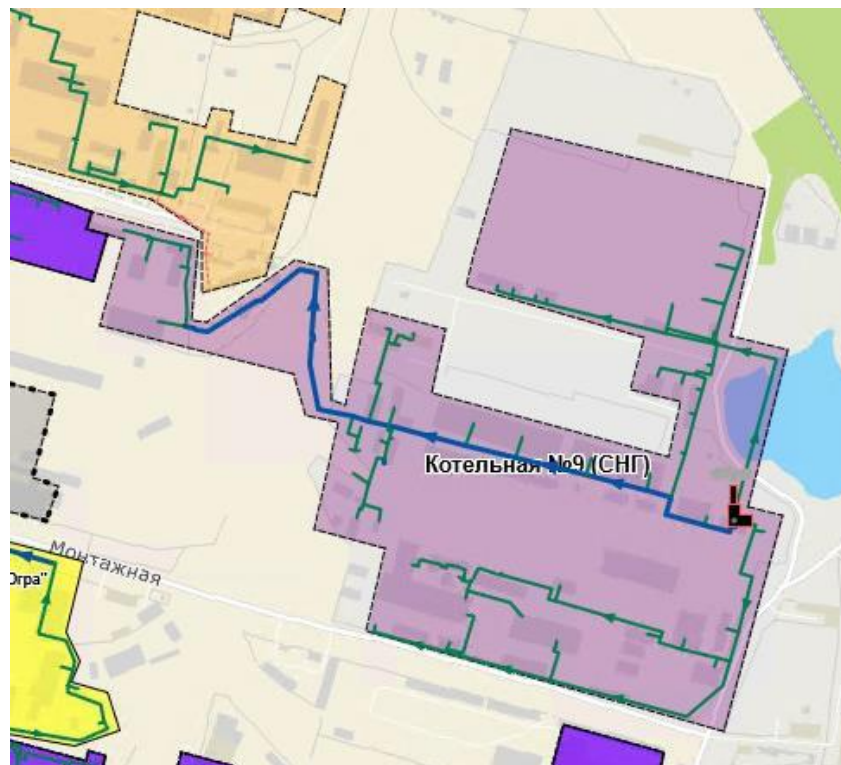


Зона действия котельной №8 представлена на рисунке ниже. Котельная №8 обеспечивают тепловой энергией производственную базу в микрорайоне XXV.



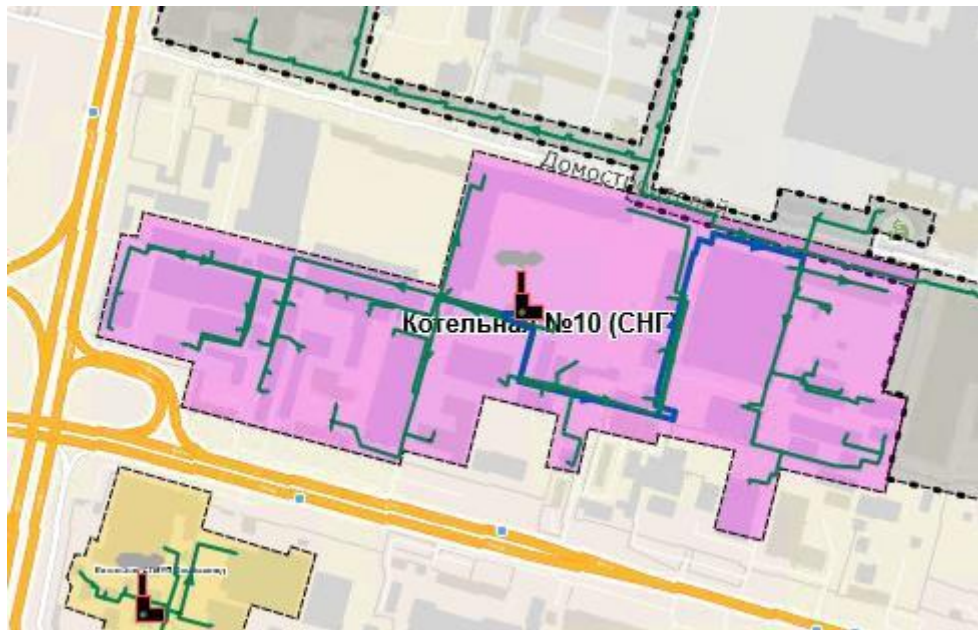
**Рисунок 4.29 – Зона действия котельной №8 ПАО «Сургутнефтегаз»**

Зона действия котельной №9 представлена на рисунке ниже. Котельная №9 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПАО «Сургутнефтегаз» в микрорайонах: XII, XV, XIII.



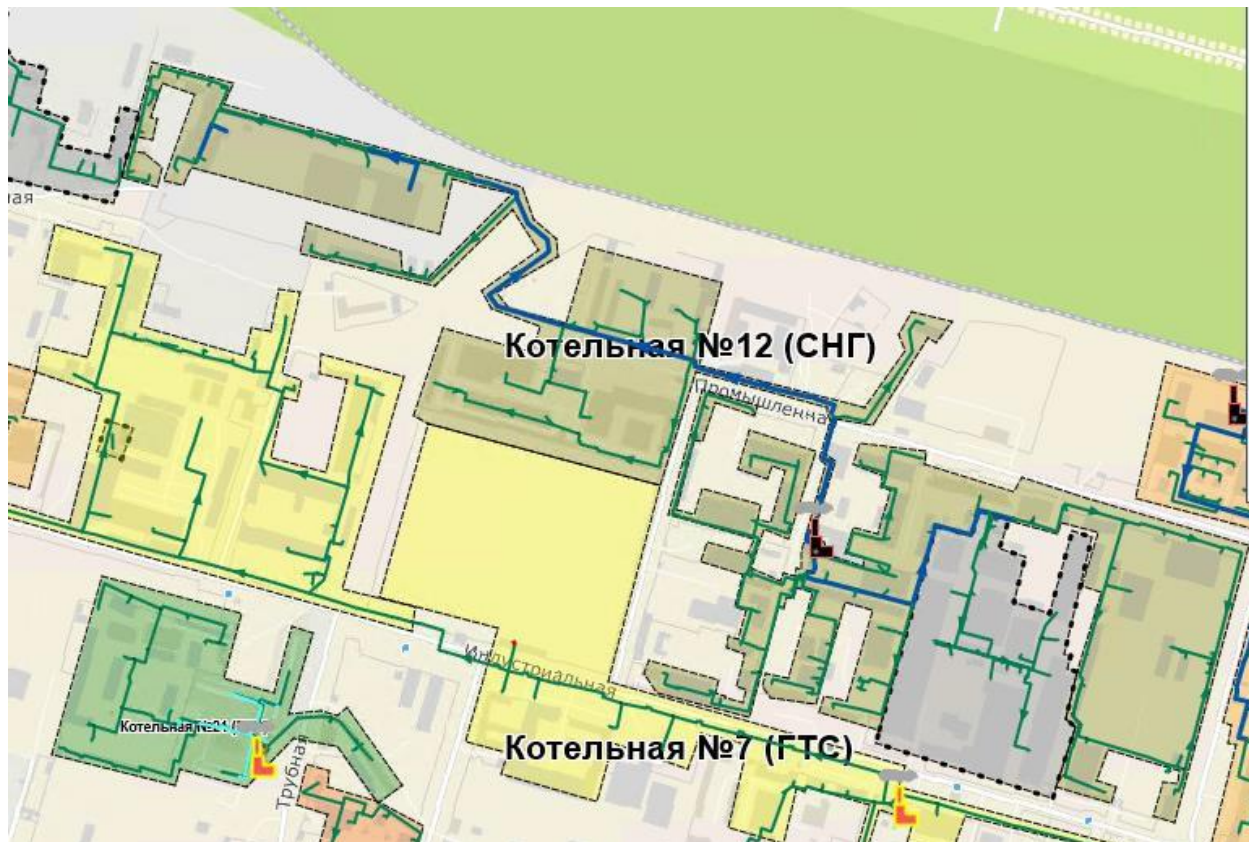
**Рисунок 4.30 – Зона действия котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз»**

Зона действия котельной №10 представлена на рисунке ниже. Котельная №10 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне III.



**Рисунок 4.31 – Зона действия котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз»**

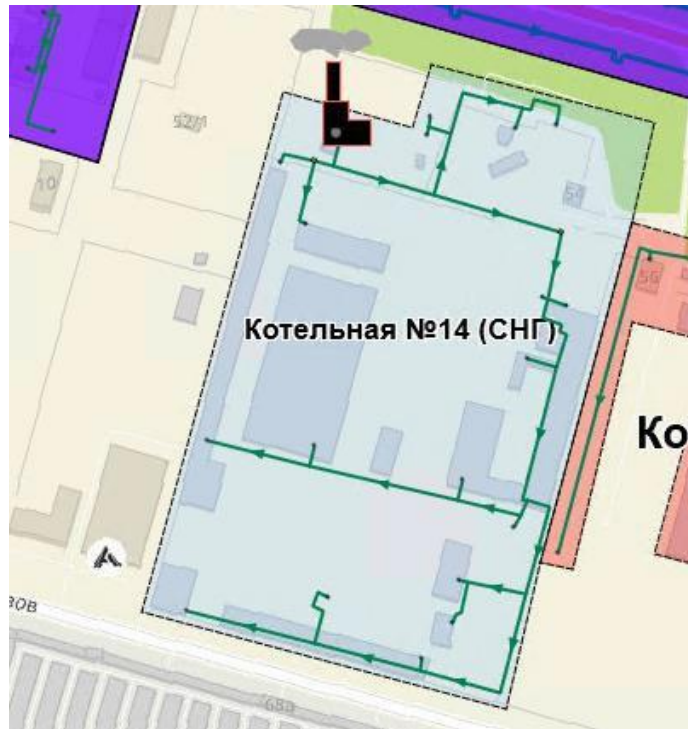
Зона действия котельной №12 представлена на рисунке ниже. Котельная №12 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПА «Сургутнефтегаз» в микрорайонах: VIII, VI, VIII, VII.



**Рисунок 4.32 – Зона действия котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз»**

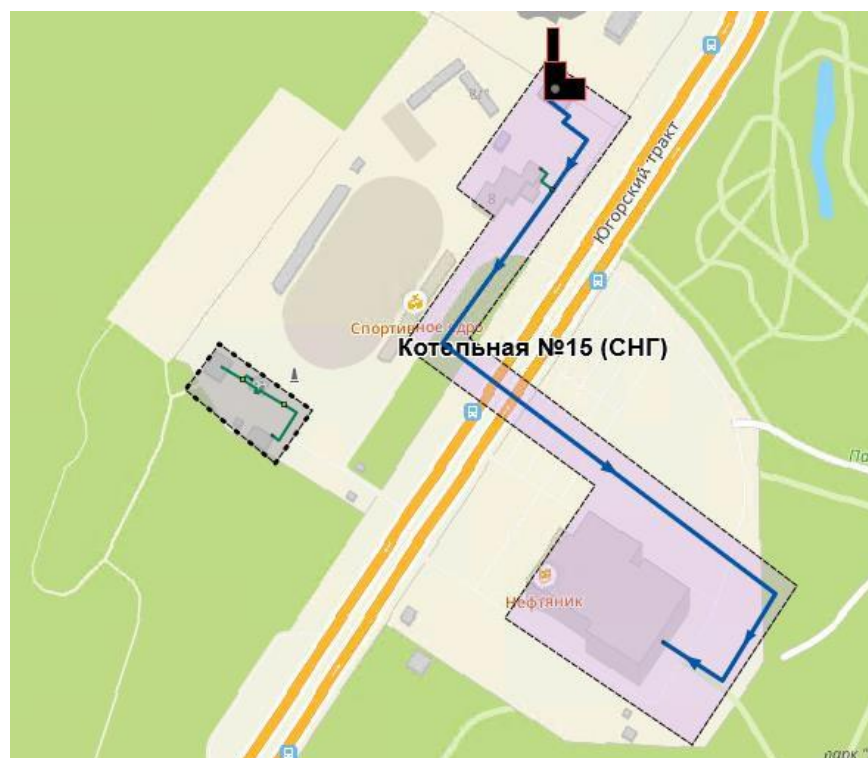


Зона действия котельной №14 представлена на рисунке ниже. Котельная №14 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне КК2А.



**Рисунок 4.33 – Зона действия котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз»**

Зона действия котельной №15 представлена на рисунке ниже. Котельная №15 обеспечивают тепловой энергией потребителя «ДИ Нефтяник».



**Рисунок 4.34 – Зона действия котельной №15 ПАО «Сургутнефтегаз»**

Зона действия котельной №16 представлена на рисунке ниже. Котельная №16 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне VI.



Рисунок 4.35 – Зона действия котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №17 представлена на рисунке ниже. Котельная №17 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне IX.

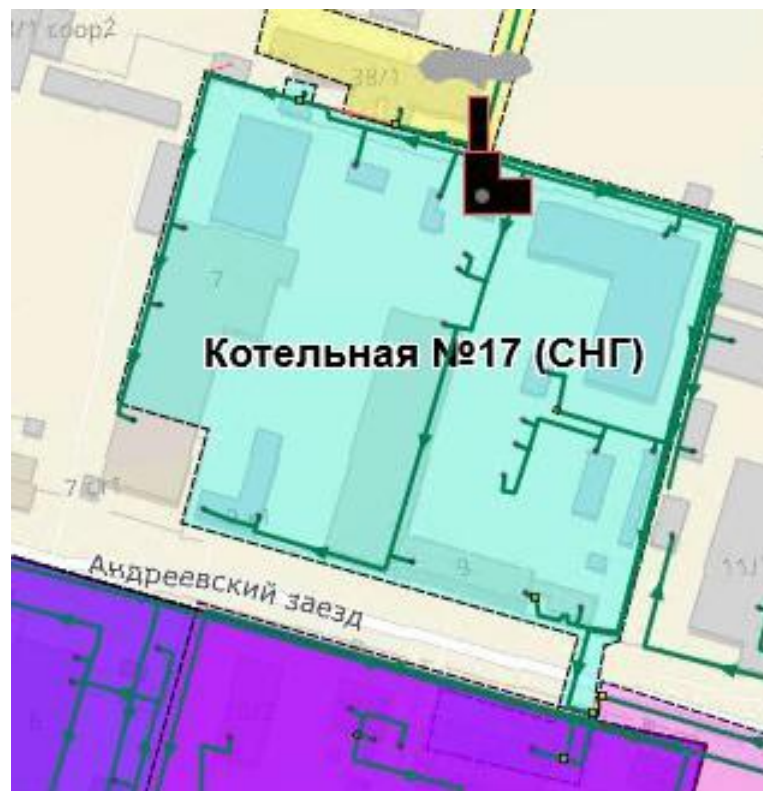
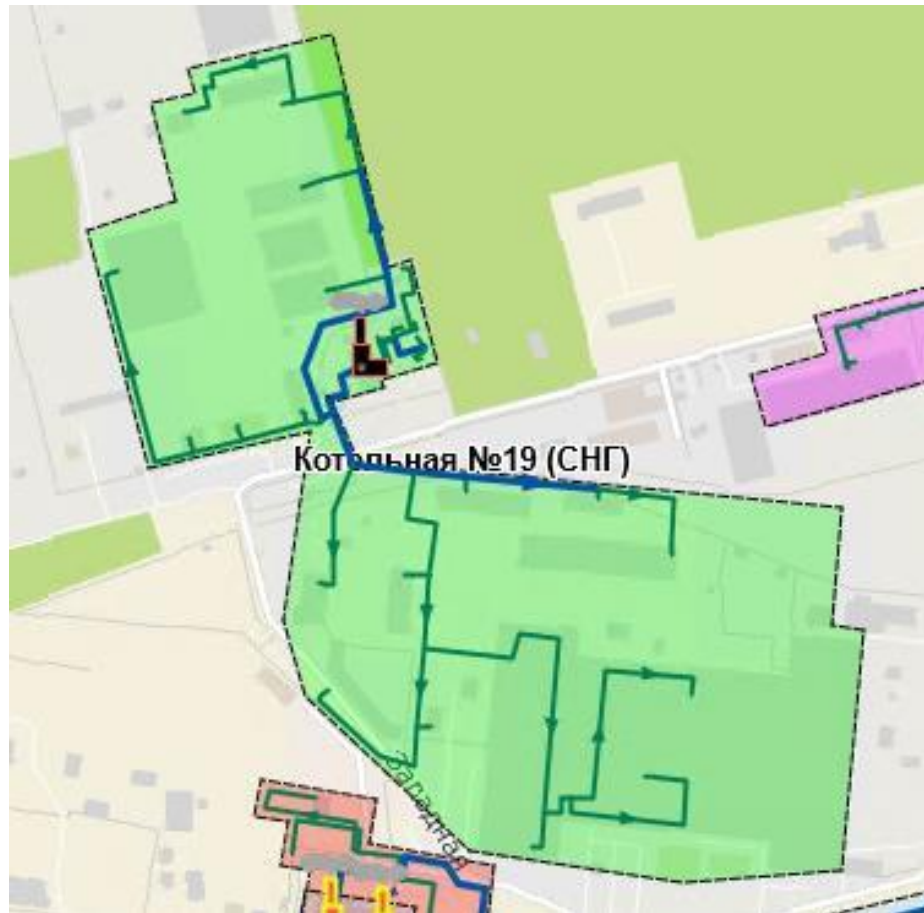


Рисунок 4.36 – Зона действия котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №19 представлена на рисунке ниже. Котельная №19 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне СЗП1, ЗП1.



**Рисунок 4.37 – Зона действия котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз»**

Зона действия котельной №22 представлена на рисунке ниже. Котельная №22 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПАО «Сургутнефтегаз» в районе Заячьего острова.



**Рисунок 4.38 – Зона действия котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз»**

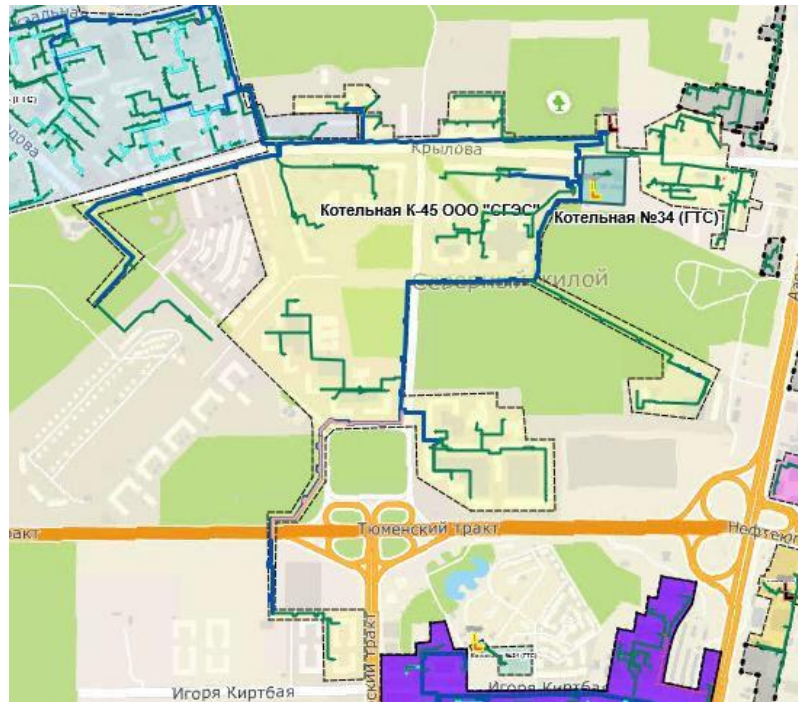


### ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС»)

На балансе ООО «СГЭС» значится 2 источника тепловой энергии.

Зона действия котельной К-45 представлена на рисунке ниже. Котельная К-45 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Северо-западный жилой район (микрорайоны: 36, 38, 39, 40, 41, 42, 44, 45);
- Западный жилой район (микрорайон 35, 35А).



**Рисунок 4.39 – Зона действия котельной К-45 ООО «СГЭС»**

Зона действия котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» представлена на рисунке ниже. Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» обеспечивают тепловой энергией потребителей в микрорайоне XX.



**Рисунок 4.40 – Зона действия котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО «СГЭС»**

### **ООО «Газпром энерго»**

На балансе ООО «Газпром энерго» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной «Газпром энерго» представлена на рисунке ниже. Котельная «Газпром энерго» обеспечивают тепловой энергией потребителей в микрорайонах: XIII, XIV, VIII.

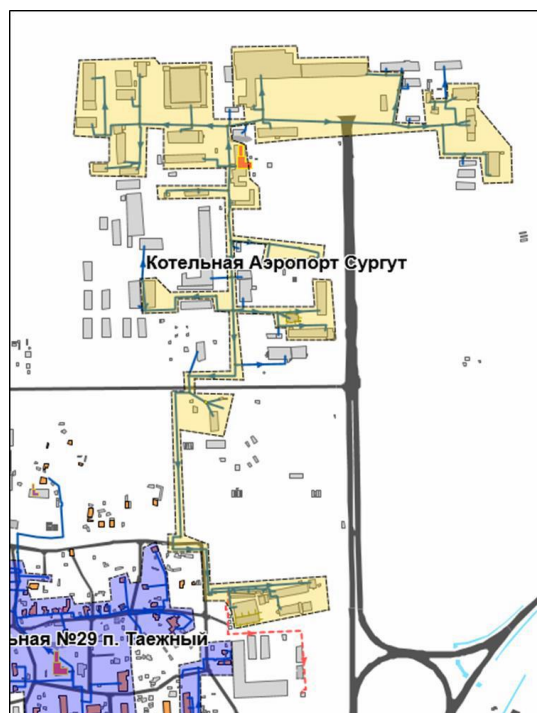


**Рисунок 4.41 – Зона действия котельной ООО «Газпром энерго»**

### **АО «Аэропорт Сургут»**

На балансе АО «Аэропорт Сургут» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной «Аэропорт Сургут» представлена на рисунке ниже. Котельная «Аэропорт Сургут» обеспечивают тепловой энергией потребителей Аэропорта г. Сургута.

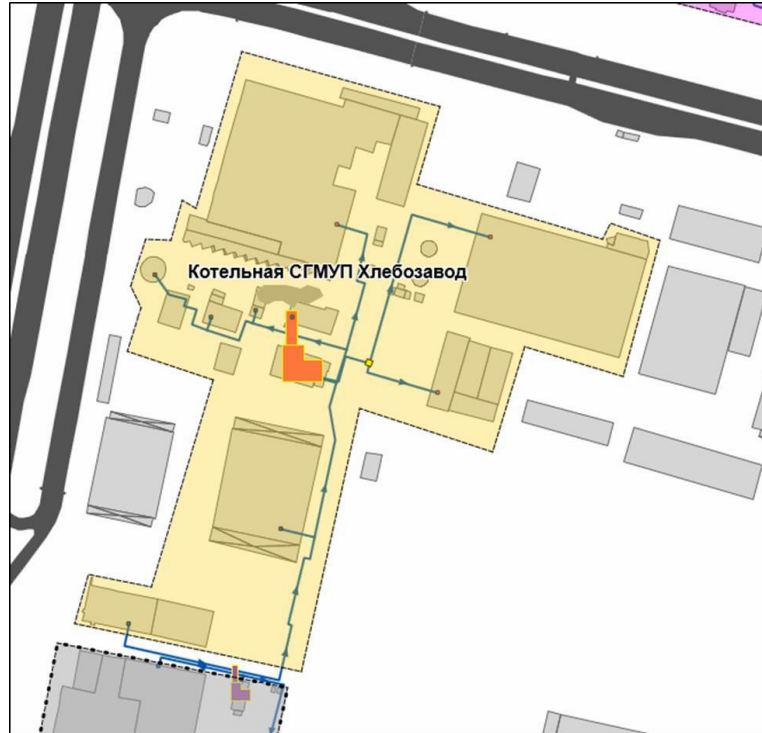


**Рисунок 4.42 – Зона действия котельной «Аэропорт Сургут»**

### **СГМУП «Сургутский хлебозавод»**

На балансе СГМУП «Сургутский Хлебозавод» значится 1 источник тепловой энергии.

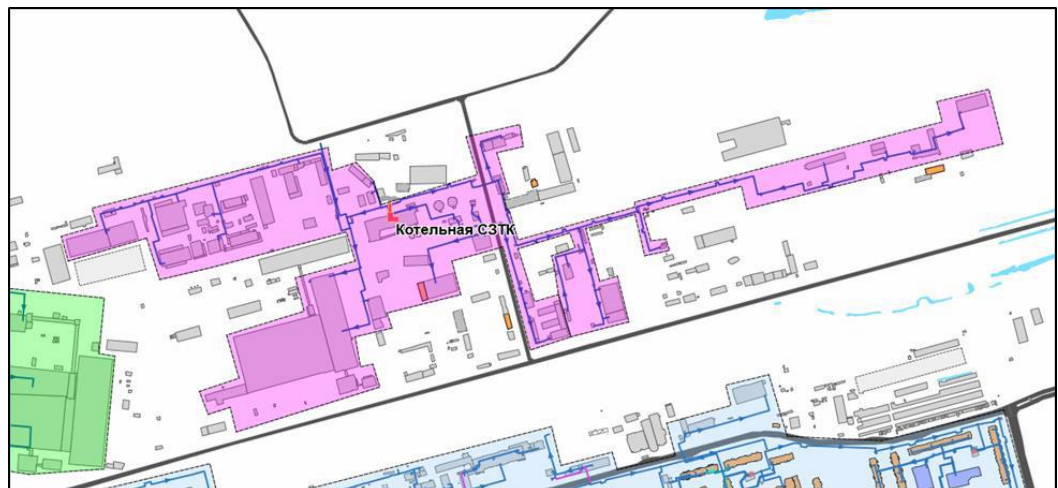
Зона действия котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод» представлена на рисунке ниже. Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод» обеспечивают тепловой энергией потребителей Хлебозавода.



**Рисунок 4.43 – Зона действия котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод»  
ООО УК «СЗТК»**

На балансе ООО УК «СЗТК» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной ООО УК «СЗТК» представлена на рисунке ниже. Котельная ООО УК «СЗТК» обеспечивают тепловой энергией потребителей в микрорайоне ЗП1.

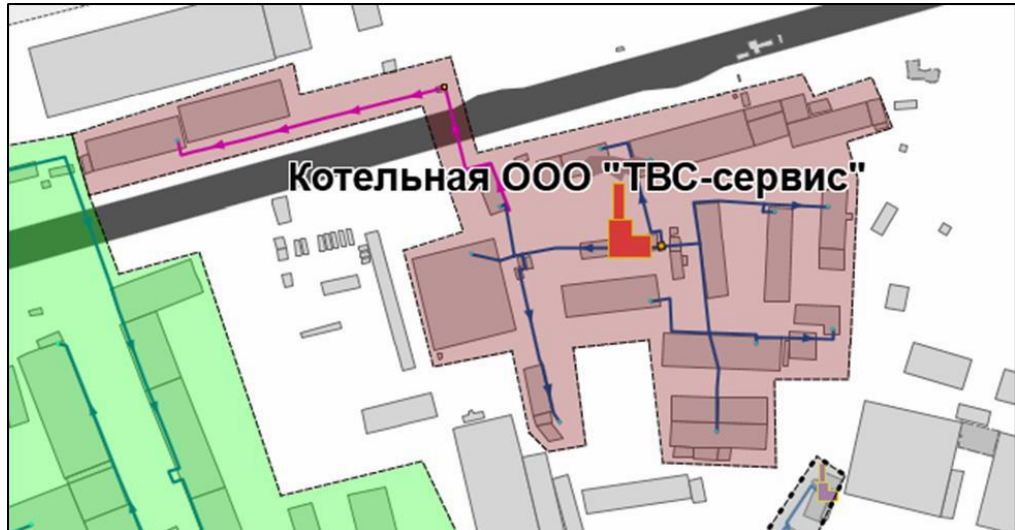


**Рисунок 4.44 – Зона действия котельной ООО УК «СЗТК»**

### **ООО «ТВС-Сервис»**

На балансе ООО «ТВС-сервис». значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной ООО «ТВС-сервис» представлена на рисунке ниже. Котельная ООО «ТВС-сервис» обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне XVIII.



**Рисунок 4.45 – Зона действия котельной ООО «ТВС-сервис»**

### **АО «Горремстрой»**

На балансе АО «Горремстрой» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной АО «Горремстрой» представлена на рисунке ниже. Котельная АО «Горремстрой» обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне XXV.



**Рисунок 4.46 – Зона действия котельной АО «Горремстрой»**



### **ООО «Технические системы»**

На балансе ООО «Технические системы» значится 1 источник тепловой энергии. Зона действия котельной ООО «Технические системы» представлена на рисунке ниже. Котельная ООО «Технические системы» обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне КК3А.



**Рисунок 4.47 – Зона действия котельной ООО «Технические системы»  
ООО «Скат-База»**

На балансе ООО «Скат-База» значится 1 источник тепловой энергии. Зона действия котельной ООО «Скат-База» представлена на рисунке ниже. Котельная ООО «Скат-База» обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне XI.



**Рисунок 4.48 – Зона действия котельной ООО «Скат-База»**

#### 4.3. Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

В таблице ниже представлен перечень источников входящих в зону радиуса эффективного теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

**Таблица 4.1 – Перечень котельных находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Наименование предприятия	Наименование источника
<i>В зоне радиуса эффективного теплоснабжения СГРЭС-1</i>	
ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	Сургутская ГРЭС-2, г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23
ООО «СГЭС»	Котельная ООО «СГЭС», г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5
ООО «СКАТ-База»	Котельная ООО «СКАТ-База», ул. Монтажная, 4
ООО «Технические системы»	Котельная ООО «Технические системы», ш.Нефтеюганское, д.64
СГМУП «Сургутский хлебозавод»	Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод», г. Сургут, ш Нефтеюганское 2
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №3, База производственная УТТ-6, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 56
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №5, г.Сургут, заезд Андреевский, 14
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №8, г.Сургут, заезд Андреевский, 2
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №9, г.Сургут, ул. Индустриальная, 56
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №14, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №17, г.Сургут, заезд Андреевский, 9
СГМУП «ГТС»	Пиковая котельная тепловых сетей (ПКТС), г. Сургут ул. Мира д.40
СГМУП «ГТС»	Котельная №1, г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6
СГМУП «ГТС»	Котельная №2, г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр. 4
СГМУП «ГТС»	Котельная №3, г. Сургут ул. Майская д.10/2 стр.2
СГМУП «ГТС»	Котельная № 6, Заячий остров, промзона ГВК
СГМУП «ГТС»	Котельная 24, Поликлиника Нефтяник г. Сургут, ул. Игоря Киртбая 12/1
СГМУП «ГТС»	Котельная №26, Набережный пр. 17
СГМУП «ГТС»	Котельная №27, Набережный пр. 17/2
<i>В зоне радиуса эффективного теплоснабжения СГРЭС-2</i>	
ООО «ТВС-Сервис»	Котельная ООО «ТВС-Сервис» Инженерная,20

## **5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

### **5.1. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

При актуализации Схемы теплоснабжения произошли следующие ключевые изменения в части тепловых нагрузок потребителей:

1) Развитие города, ввод площадей при развитии города приводит к увеличению потребности в тепловой мощности, т.е. к увеличению договорных нагрузок.

В таблице ниже представлены изменения спроса на тепловую мощность за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения (с 01.01.2022 по 01.01.2023).

2) При актуализации на 2024 год была определена расчетная нагрузка на коллекторах с учетом показаний среднесуточного теплоотпуска за 2022 год (в соответствии с Приложением 14 МУ). Ранее расчетные нагрузки в соответствии с требованиями МУ в схеме теплоснабжения не определялись.

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

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»:

*«...ж) "элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;*

*з) "расчетный элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения...».*

В соответствии с действующим Генеральным планом, в состав муниципального образования входят следующие единицы территориального деления:

- 1) Восточный жилой район;
- 2) Восточный планировочный район, Восточный коммунальный район, п. Дорожный;
- 3) Восточный промышленный район;
- 4) Восточный рекреационный район;
- 5) Жилой район Нефтяников

- б) Западный жилой район;
- 7) Западный планировочный район, п. Таежный;
- 8) Западный промышленный район;
- 9) Северный жилой район;
- 10) Северный планировочный район;
- 11) Северный промышленный район;
- 12) Северо-восточный жилой район;
- 13) Северо-западный жилой район;
- 14) Центральный жилой район;
- 15) Центральный планировочный район;
- 16) Юго-западный район;
- 17) Южный планировочный район;
- 18) Южный район;
- 19) п. Снежный;
- 20) п. Юность;
- 21) пос. Лесной;
- 22) п. Барсово;
- 23) Прочие территории.

Базовый спрос на тепловую мощность представлен в таблицах ниже:

- в разрезе источников тепловой энергии;
- в разрезе расчетных элементов территориального деления.

Существенное влияние на величину спроса оказывают следующие факторы:

- плотность постоянно проживающего населения;
- оснащенность объектами общественно-деловой застройки;
- наличие промышленных предприятий.

**Таблица 5.1 – Распределение договорных нагрузок по элементам территориального деления – районам г. Сургут с разбивкой по видам теплоснабжения**

Единица территориального деления	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление и Вентиляция	ГВС	Пар	Всего
Восточный жилой район				
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	109,530	42,166	0,000	142,903
ГРЭС-2 через сети ООО "СГЭС"	9,167	4,335	0,000	14,465
Котельная ООО «ТВС-сервис»	1,750	0,000	0,000	1,750
ИТГ	3,530	0,270	0,000	3,800
Итого Восточный жилой район	123,978	46,771	0,000	162,918
Восточный планировочный район, Восточный коммунальный район, п. Дорожный				



Единица территориального деления	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление и Вентиляция	ГВС	Пар	Всего
Котельная №5 СГМУП "ГТС"	3,232	0,662	0,000	3,094
Индивидуальные котельные	0,830	0,000	0,000	0,830
Итого Восточный планировочный район	4,062	0,662	0,000	3,924
Восточный промышленный район				
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	5,065	0,034	0,000	5,496
ГРЭС-2 через сети ООО "СГЭС"	42,896	1,811	0,000	50,736
ГРЭС-2 пос. Кедровый-1,2, Финский	1,529	1,019	0,000	2,046
Индивидуальные котельные	4,780	0,000	0,000	4,780
ИТГ	0,210	0,000	0,000	0,210
Итого Восточный промышленный район	54,480	2,864	0,000	63,268
Восточный рекреационный район				
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	9,133	0,000	0,000	9,111
Итого Восточный рекреационный район	9,133	0,000	0,000	9,111
Жилой район Нефтяников				
ГРЭС-1 - ПКТС	64,687	15,803	0,000	103,996
Котельная №1 СГМУП "ГТС"	1,870	0,020	0,000	1,808
Котельная №2 СГМУП "ГТС"	50,779	9,075	0,000	60,051
Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП "ГТС"	1,653	1,271	0,000	2,924
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №15	6,037	3,780	0,000	9,817
Индивидуальные котельные	3,280	0,000	0,000	3,280
Итого Жилой район Нефтяников	63,619	14,146	0,000	77,880
Западный жилой район				
Котельная ООО «СГЭС» К-45	50,710	3,510	0,020	54,240
Индивидуальные котельные	12,930	0,000	0,000	12,930
ИТГ	0,840	0,000	0,000	0,840
Итого Западный жилой район	64,480	3,510	0,020	68,010
Западный планировочный район, п. Тажный				
Котельная №29 п. Тажный	2,153	0,106	0,000	2,259
АО «Аэропорт Сургут»	0,690	0,000	0,000	0,690
ИТГ	0,060	0,000	0,000	0,060
Итого Западный планировочный район, п. Тажный	2,903	0,106	0,000	3,009
Западный промышленный район				
Котельная №13 СГМУП "ГТС"	6,726	0,328	0,000	7,054
Котельная №14 СГМУП "ГТС"	41,894	4,129	0,163	46,186
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №19	12,141	2,555	0,000	14,696
ООО УК «Северо-Западная тепловая компания» котельная ул. Автомобилистов 3	3,840	0,000	0,000	3,840
Индивидуальные котельные	1,140	0,000	0,000	1,140
Итого Западный промышленный район	65,741	7,012	0,163	72,916
Северный жилой район				
ГРЭС-1 - ПКТС	233,917	37,206	0,000	253,534
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО "СГЭС"	2,120	0,620	0,000	2,740
Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	2,760	0,000	0,000	2,760
Индивидуальные котельные	0,490	0,000	0,000	0,490
Итого Северный жилой район	5,370	0,620	0,000	5,990
Северный планировочный район				

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.  
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ  
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Единица территориального деления	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление и Вентиляция	ГВС	Пар	Всего
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №1	0,850	0,425	0,000	1,275
АО «Аэропорт Сургут»	3,000	0,000	0,000	3,000
Итого Северный планировочный район	3,850	0,425	0,000	4,275
Северный промышленный район				
ГРЭС-1 - ПКТС	26,350	1,309	0,000	25,354
ГРЭС-1 через сети ООО "СГЭС"	31,985	4,359	0,000	37,112
Котельная №7 СГМУП "ГТС"	4,067	0,000	0,000	4,067
Котельная №9 СГМУП "ГТС"	4,332	0,063	0,000	4,395
Котельная №21 СГМУП "ГТС"	2,892	0,050	0,000	2,942
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №4	3,120	0,533	0,000	3,653
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №5	5,854	1,084	0,000	6,938
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №6	1,300	0,000	0,000	1,300
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №8	2,080	0,430	0,000	2,510
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №9	5,022	0,318	0,000	5,340
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №10	15,227	5,043	0,000	20,270
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №12	15,418	3,098	0,000	18,516
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №16	0,648	0,222	0,000	0,870
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №17	2,703	0,553	0,000	3,256
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная №22	0,000	0,000	0,450	0,450
Котельная ООО "Газпром энерго"	21,540	1,270	0,000	22,810
Котельная АО «Горремстрой»	1,610	0,000	0,000	1,610
Котельная ООО «СКАТ-База»	1,700	0,000	0,000	1,700
Котельная №30 п. Лунный	0,000	0,000	0,000	0,000
Индивидуальные котельные	30,590	0,000	0,000	30,590
ИТГ	0,130	0,000	0,000	0,130
Итого Северный промышленный район	176,568	18,332	0,450	193,813
Северо-восточный жилой район				
ГРЭС-1 - ПКТС	98,303	23,929	0,000	117,186
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	6,165	2,909	0,000	8,170
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №3	4,024	1,349	0,000	5,373
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №14	2,543	0,147	0,000	2,690
Котельная ООО «Технические системы»	0,760	0,000	0,000	0,760
Индивидуальные котельные	6,280	0,000	0,000	6,280
ИТГ	2,110	0,320	0,000	2,430
Итого Северо-восточный жилой район	120,184	28,654	0,000	142,889
Северо-западный жилой район				
Котельная №14 СГМУП "ГТС"	39,410	10,340	0,000	49,750
Котельная ООО «СГЭС» К-45	55,110	16,970	0,000	72,390
Котельная №34 Крылова, 40	1,120	0,620	0,000	1,740
Котельная ООО "ТехСтрой"	1,970	0,000	0,000	1,970
Итого Северо-западный жилой район	97,610	27,930	0,000	125,850
Центральный жилой район				
ГРЭС-1 - ПКТС	176,003	35,943	0,000	214,306
Котельная №1 СГМУП "ГТС"	26,339	2,476	0,000	29,060
Котельная №2 СГМУП "ГТС"	8,813	2,831	0,000	11,447
Котельная №3	72,974	13,501	0,000	86,475
Котельная №26 "Набережный"	1,087	0,000	0,000	1,087
Котельная №27 "Набережный"	0,529	0,000	0,000	0,529
Индивидуальные котельные	4,630	0,000	0,000	4,630

Единица территориального деления	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление и Вентиляция	ГВС	Пар	Всего
ИТГ	2,360	0,260	0,000	2,620
Итого Центральный жилой район	292,735	55,010	0,000	350,154
Центральный планировочный район				
Котельная №5 СГМУП "ГТС"	2,260	0,280	0,000	3,340
Итого Центральный планировочный район	2,260	0,280	0,000	3,340
Юго-западный район				
Котельная №6	5,628	0,125	0,000	5,753
Котельная №23 "Ледовый Дворец"	4,603	3,500	0,000	8,103
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №7	2,807	0,509	0,000	3,316
Итого Юго-западный район	13,038	4,134	0,000	17,172
Южный планировочный район				
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	0,062	0,000	0,000	0,067
Итого Южный планировочный район	0,062	0,000	0,000	0,067
Южный район				
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	13,353	7,426	0,000	23,606
ИТГ	0,180	0,000	0,000	0,180
Итого Южный район	13,533	7,426	0,000	23,786
п. Снежный				
Котельная №32 п. Снежный	0,980	0,540	0,000	1,520
Котельная №33 п. Снежный	3,263	2,520	0,000	5,783
Индивидуальные котельные	0,070	0,000	0,000	0,070
Итого п. Снежный	4,313	3,060	0,000	7,373
п. Юность				
Котельная №28 п. Юность	4,757	0,012	0,000	4,769
Индивидуальные котельные	1,690	0,000	0,000	1,690
ИТГ	0,580	0,000	0,000	0,580
Итого п. Юность	7,027	0,012	0,000	7,039
пос. Лесной				
Котельная №25 пос. Лесной	0,095	0,000	0,000	0,095
ИТГ	0,370	0,000	0,000	0,370
Итого пос. Лесной	0,465	0,000	0,000	0,465
п. Барсово				
Котельная №22 "Олимпия"	1,404	0,167	0,000	1,571
Итого п. Барсово	1,404	0,167	0,000	1,571
Прочие территории				
Индивидуальные котельные	21,360	0,000	0,000	21,360
Итого Прочие территории	21,360	0,000	0,000	21,360
Итого по городу Сургуту	1148,175	221,121	0,633	1366,180
В том числе по централизованным зонам ТСО	1049,735	220,271	0,633	1266,890
В том числе по децентрализованным зонам индивидуальных котельных и ИТГ	98,440	0,850	0,000	99,290

### 5.3. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Расчетные нагрузки определяются на основе значений суточного теплоотпуска в диапазоне температур наружного воздуха от +8 до -42 с исключением данных с приборов учета, отражающих "спрямления" и "срезки" температурного графика, что обусловлено П. 14.2.1 и 14.2.3 Приложения 14 Методических указаний.

В соответствии с П. 14.2.5 Приложения 14 Методических указаний должна находиться приближенная функциональная линейная зависимость (простая линейная регрессия, позволяющая найти прямую линию, максимально приближенную к точкам данных с приборов учета тепловой энергии). По расчетной регрессии определяется расчетная тепловая нагрузки при расчетной температуре для проектирования систем отопления (-42 °С).

Коэффициенты регрессии, вычисленные на основе показаний технических приборов учета тепловой энергии, представлены в таблице ниже.

**Таблица 5.2 – Сдвиг линейной функции, относительно начала координат ( $b_0$ ) и наклон прямой ( $b_1$ )**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Параметры регрессии	
		сдвиг линейной функции относительно начала координат, $b_0$	наклон прямой, $b_1$
1	СГРЭС-1	205,01	-8,0362
2	Котельная ПКТС	194,89	-7,3326
3	СГРЭС-2	93,63	-4,6762
4	Котельная №1	8,3843	-0,3608
5	Котельная №2	16,227	-0,8779
6	Котельная №3	21,274	-1,0827
7	Котельная №5	2,0418	-0,0918
8	Котельная №6	1,2944	-0,0707
9	Котельная №7	1,3017	-0,0649
10	Котельная №9	0,9378	-0,0559
11	Котельная №13	2,4598	-0,1134
12	Котельная №14	14,898	-0,5422
13	Котельная №21	1,0598	-0,0455
14	Котельная №22 "Олимпия"	3,0323	-0,023
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	2,9416	-0,0248
16	Котельная №24 "Нефтяник"	0,2731	-0,0158
17	Котельная №25 пос. Лесной	0,0753	-0,0034
18	Котельная №26 "Набережный"	0,2054	-0,0089
19	Котельная №27 "Набережный"	0,4408	-0,0173
20	Котельная №28 п. Юность	1,9892	-0,0842
21	Котельная №29 п. Тажный	0,7048	-0,0322
22	Котельная №30 п. Лунный	1,3716	-0,0651
23	Котельная №31 п. Медвежий угол (переведена в режим ЦТП)	-	-
24	Котельная №32 п. Снежный	0,5942	-0,0194
25	Котельная №33 п. Снежный	0,6968	-0,028
26	Котельная №34 Крылова, 40	0,0654	-0,0008
27	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	-	-
28	Котельная №1	0,1994	-0,0064
29	Котельная №3	0,8456	-0,0594
30	Котельная №4	0,8114	-0,0541
31	Котельная №5	1,6307	-0,1092
32	Котельная №6	0,3844	-0,019
33	Котельная №7	0,7636	-0,0452
34	Котельная №8	0,5292	-0,0347
35	Котельная №9	1,3378	-0,0833
36	Котельная №10	3,3973	-0,198

№ п/п	Наименование теплоисточника	Параметры регрессии	
		сдвиг линейной функции относительно начала координат, $b_0$	наклон прямой, $b_1$
37	Котельная №12	3,5793	-0,2479
38	Котельная №14	0,6803	-0,0419
39	Котельная №15	1,3517	-0,0668
40	Котельная №16	0,1703	-0,0102
41	Котельная №17	0,6919	-0,0423
42	Котельная №19	3,3587	-0,1924
43	Котельная №22	0,4813	-0,0015
44	Котельная К-45	15,663	-0,9272
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	-	-
46	Котельная ООО "Газпром энерго"	-	-
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	-	-
48	Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	-	-
49	Котельная ООО УК "СЗТК"	-	-
50	Котельная ООО «ТВС-сервис»	-	-
51	Котельная АО «Горремстрой»	-	-
52	Котельная ООО «Технические системы»	-	-
53	Котельная ООО «СКАТ-База»	-	-
54	Котельная ООО "ТехСтрой"	-	-

Расчетные нагрузки, вычисленные на основе полученных коэффициентов регрессии, представлены в таблице и на рисунках 5.1 - 5.42.

Поскольку котельная ПКТС включается в работу только при достижении температуры наружного воздуха в  $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ , для источников тепловой энергии СГРЭС-1 и котельная ПКТС на графиках также приведены значения расчетных нагрузок при этой температуре. Разница расчетных нагрузок СГРЭС-1 и котельной ПКТС при температуре наружного воздуха  $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$  будет равна тепловой нагрузке потребителей, присоединенных к сетям теплоснабжения до котельной ПКТС, при этой температуре.

### Зависимость тепловой нагрузки в зоне СГРЭС-1 - ПКТС от температуры наружного воздуха

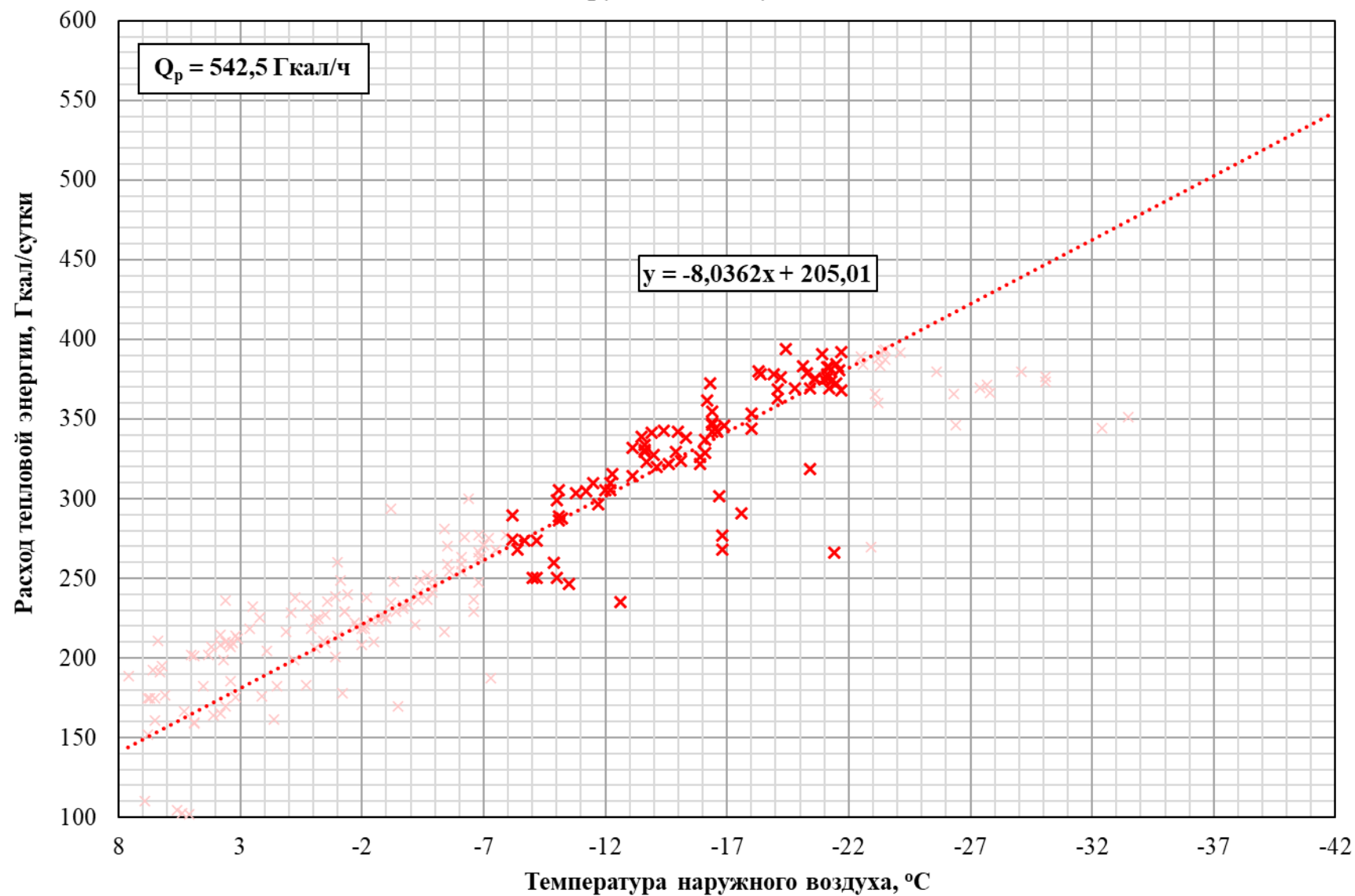
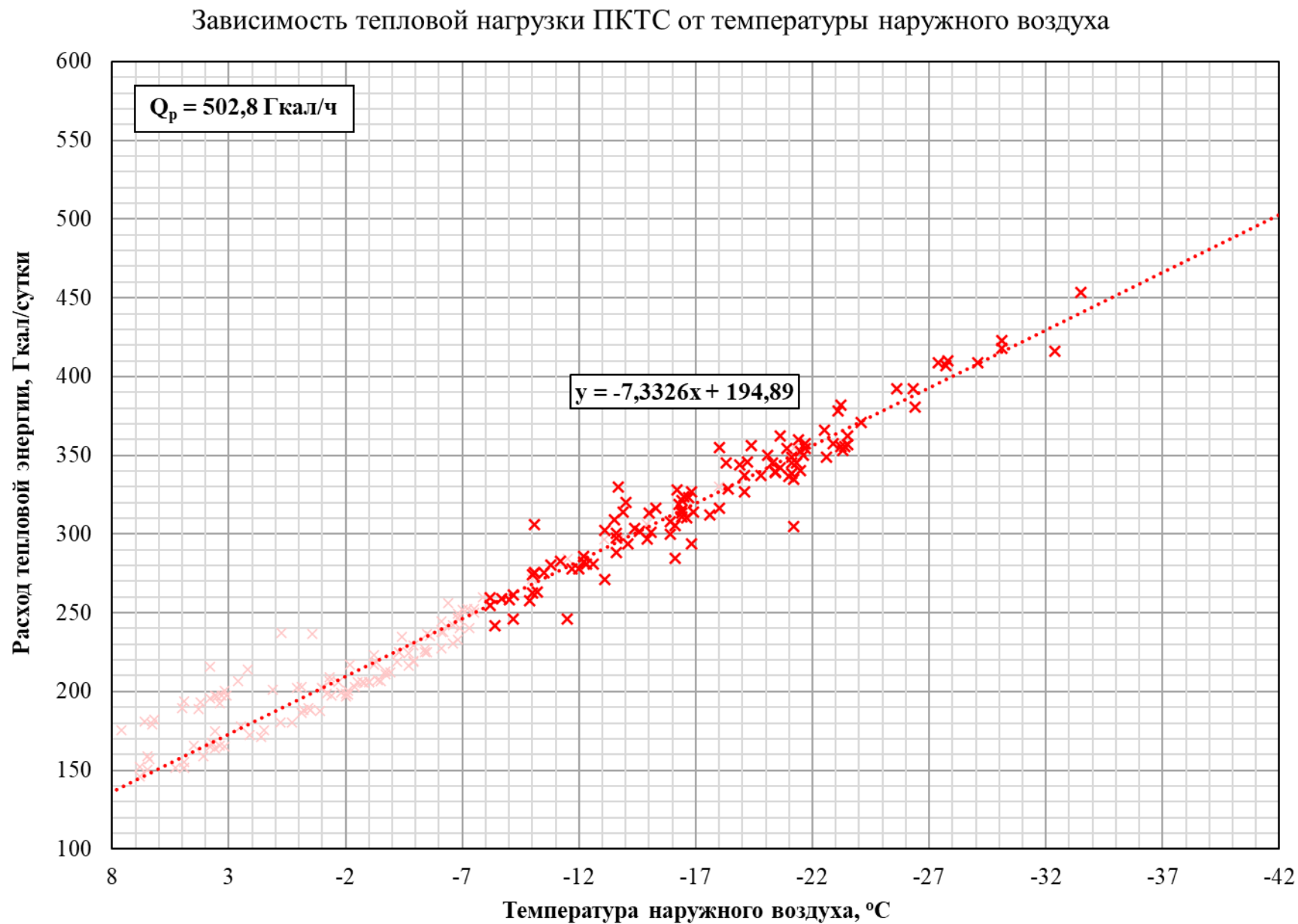


Рисунок 5.1 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия СГРЭС-1 - ПКТС



**Рисунок 5.2 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной ПКТС**

### Зависимость тепловой нагрузки СГРЭС-2 от температуры наружного воздуха

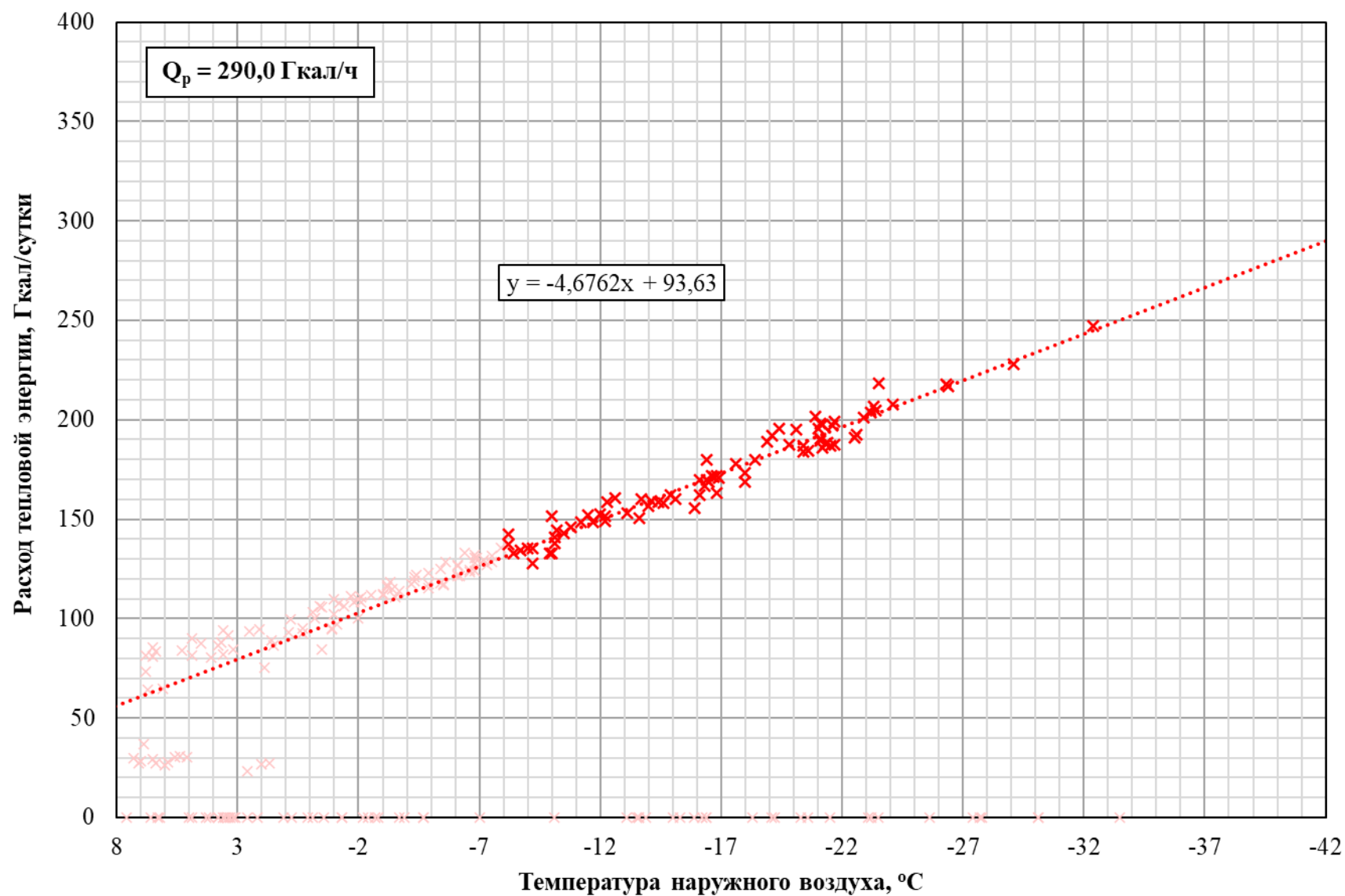


Рисунок 5.3 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия СГРЭС-2



### Зависимость тепловой нагрузки котельной №1 от температуры наружного воздуха

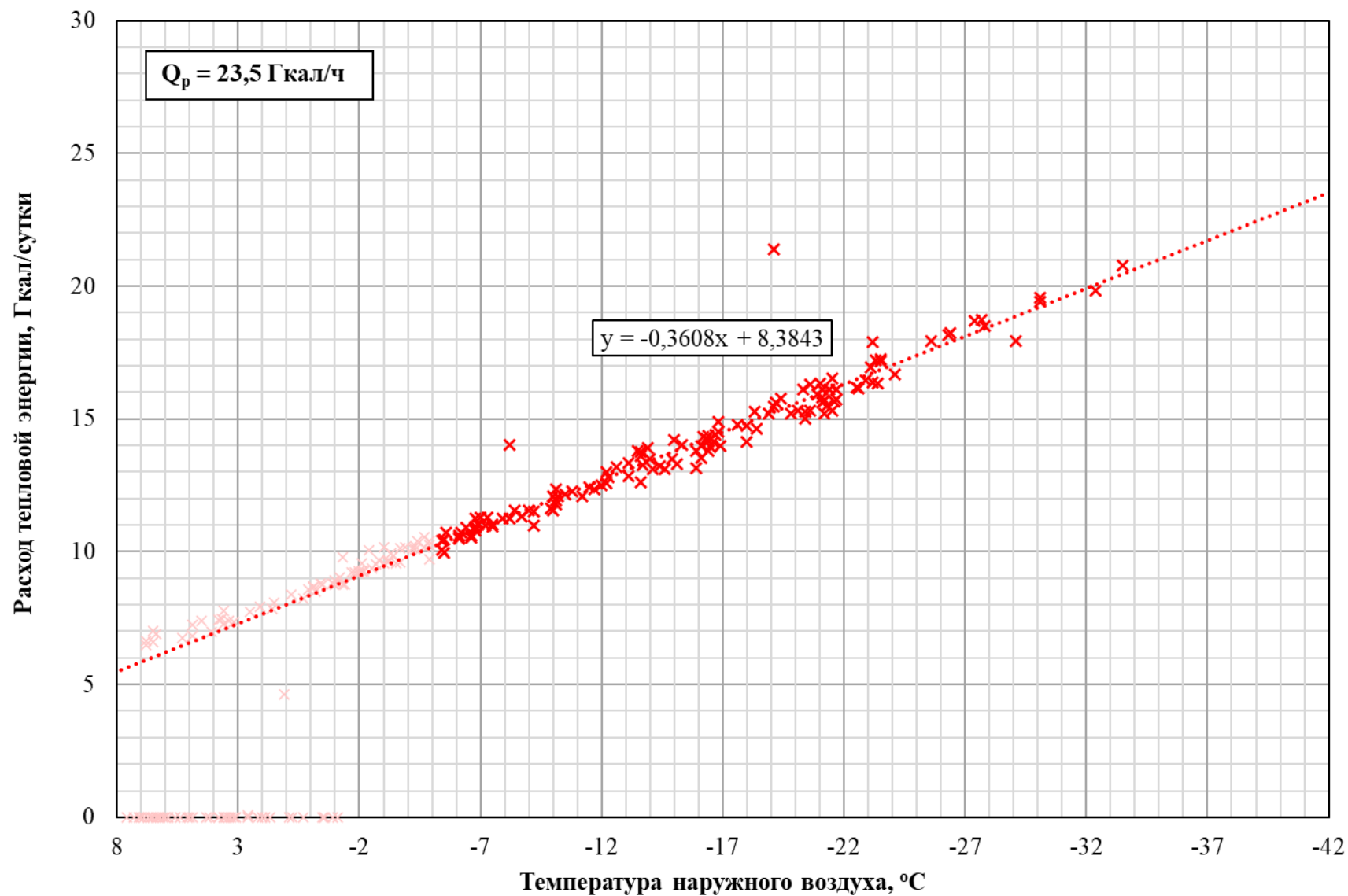


Рисунок 5.4 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №1

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №2 от температуры наружного воздуха

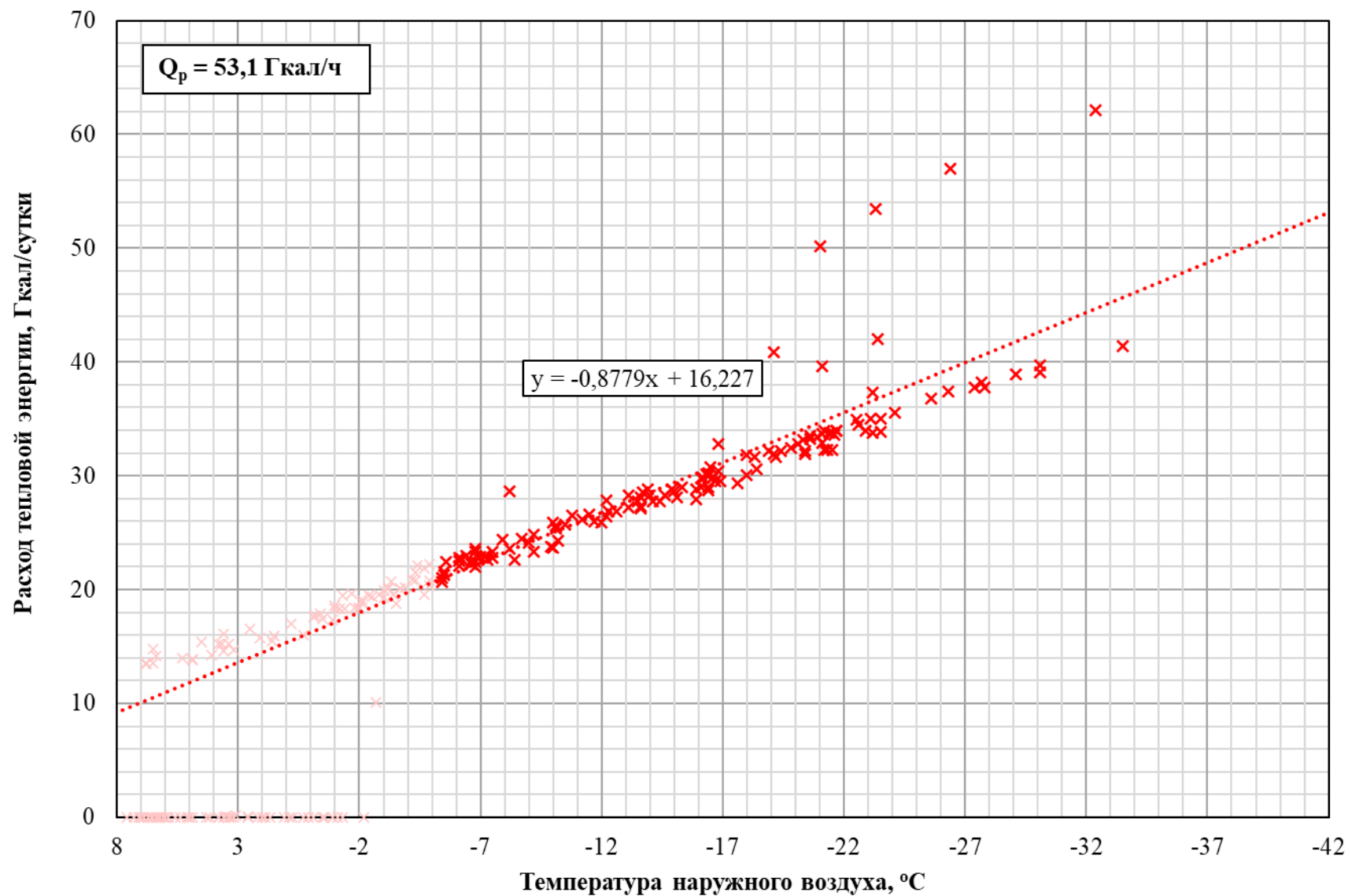


Рисунок 5.5 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №2

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №3 от температуры наружного воздуха

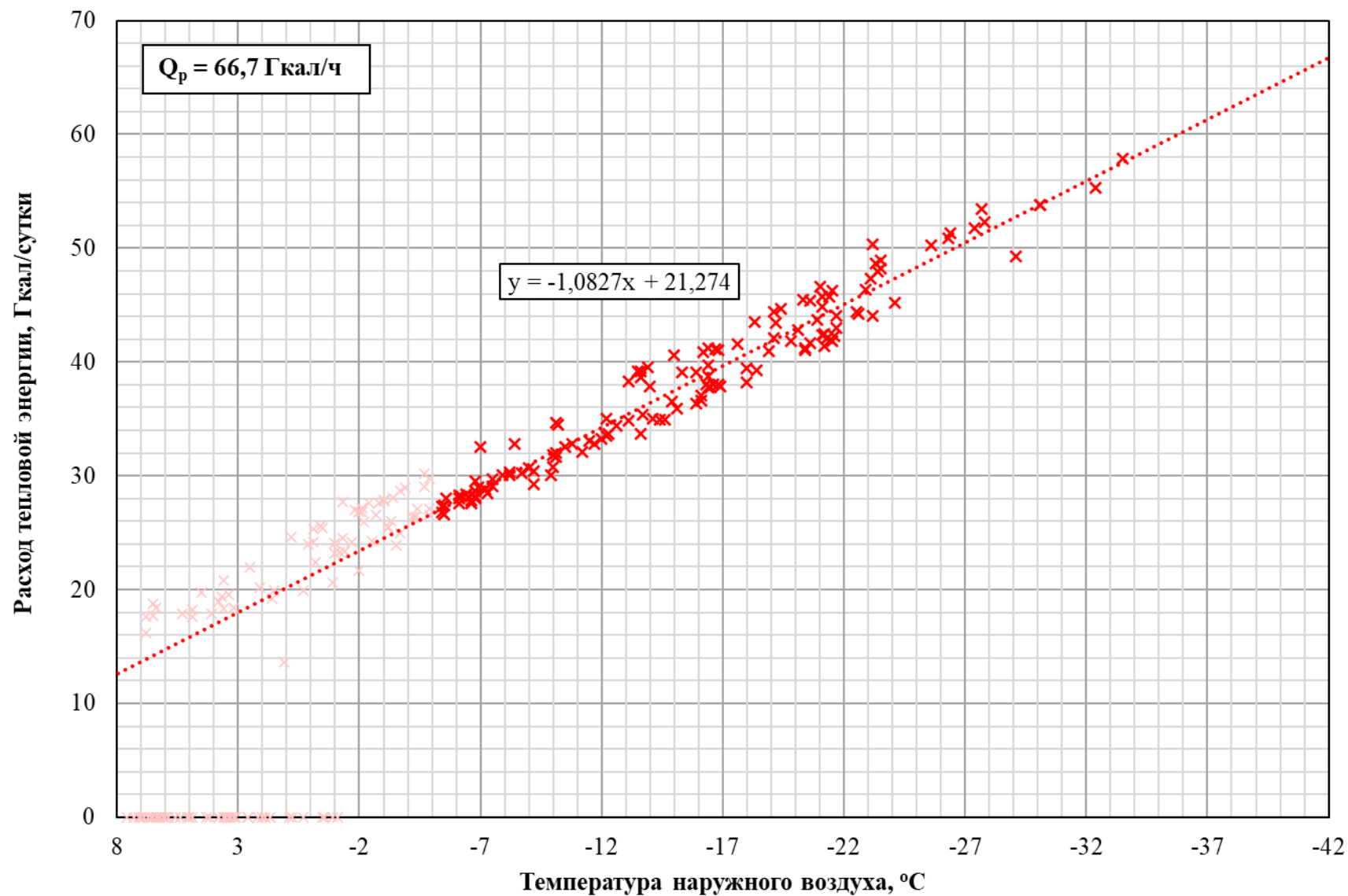
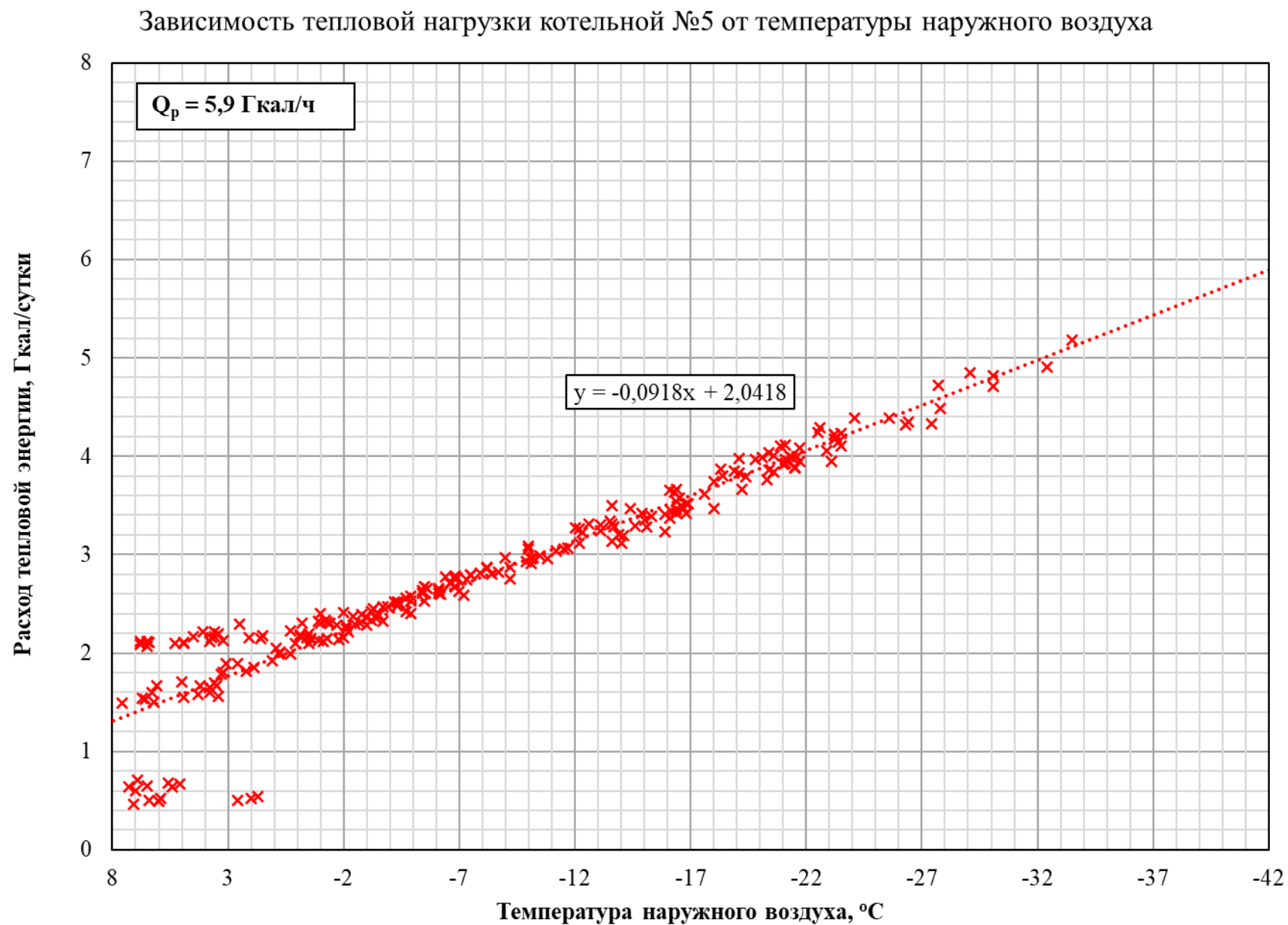
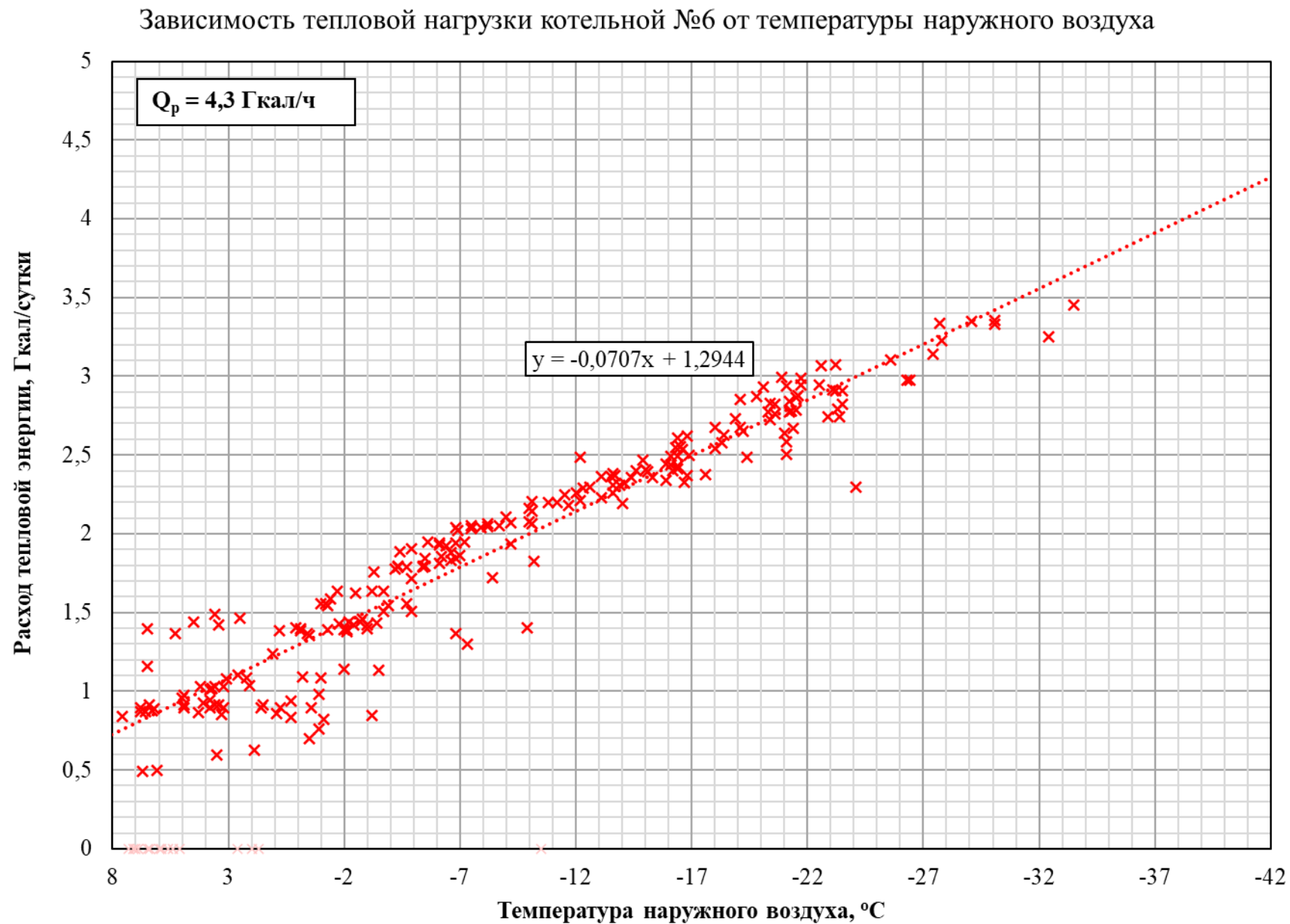


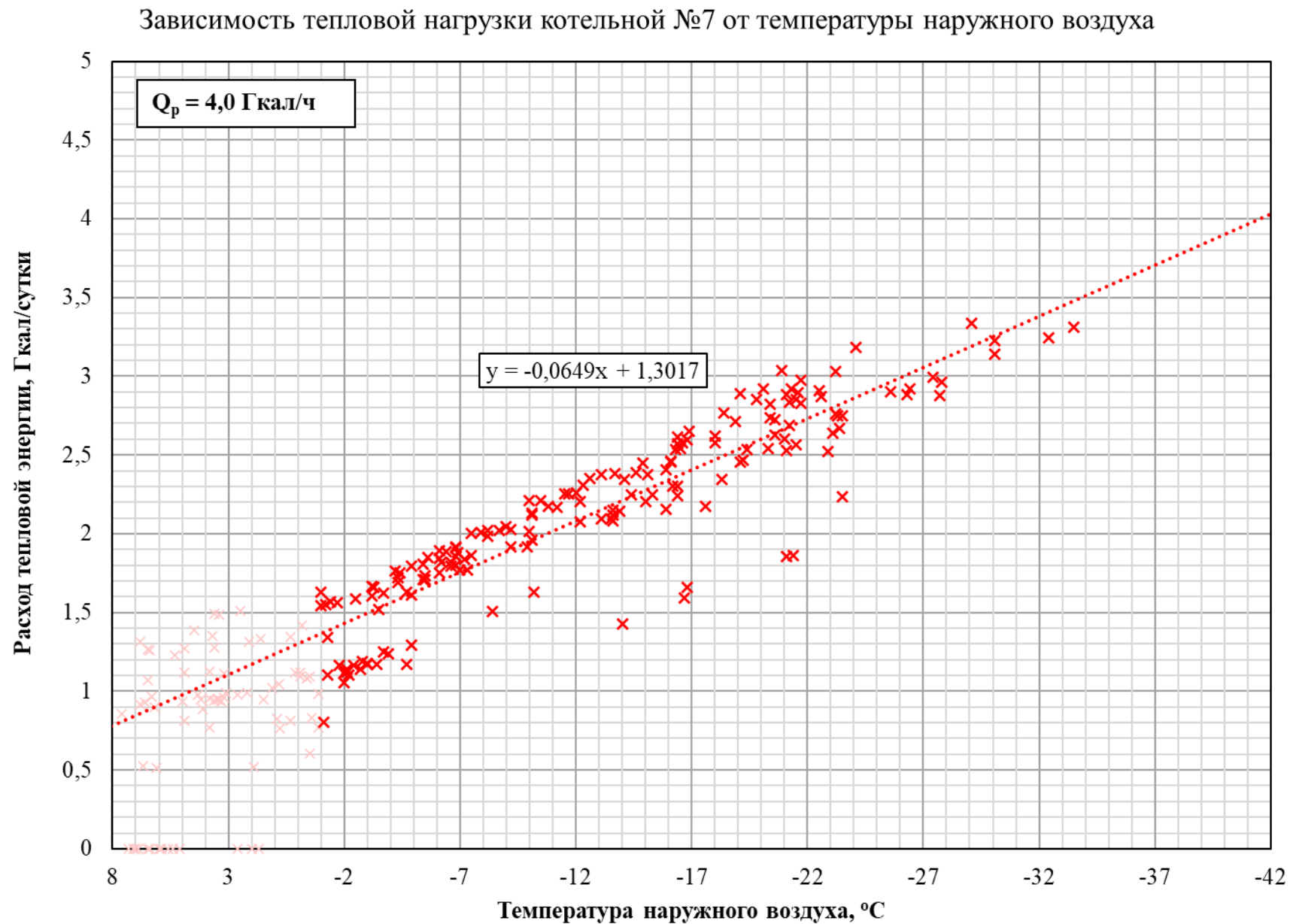
Рисунок 5.6 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №3



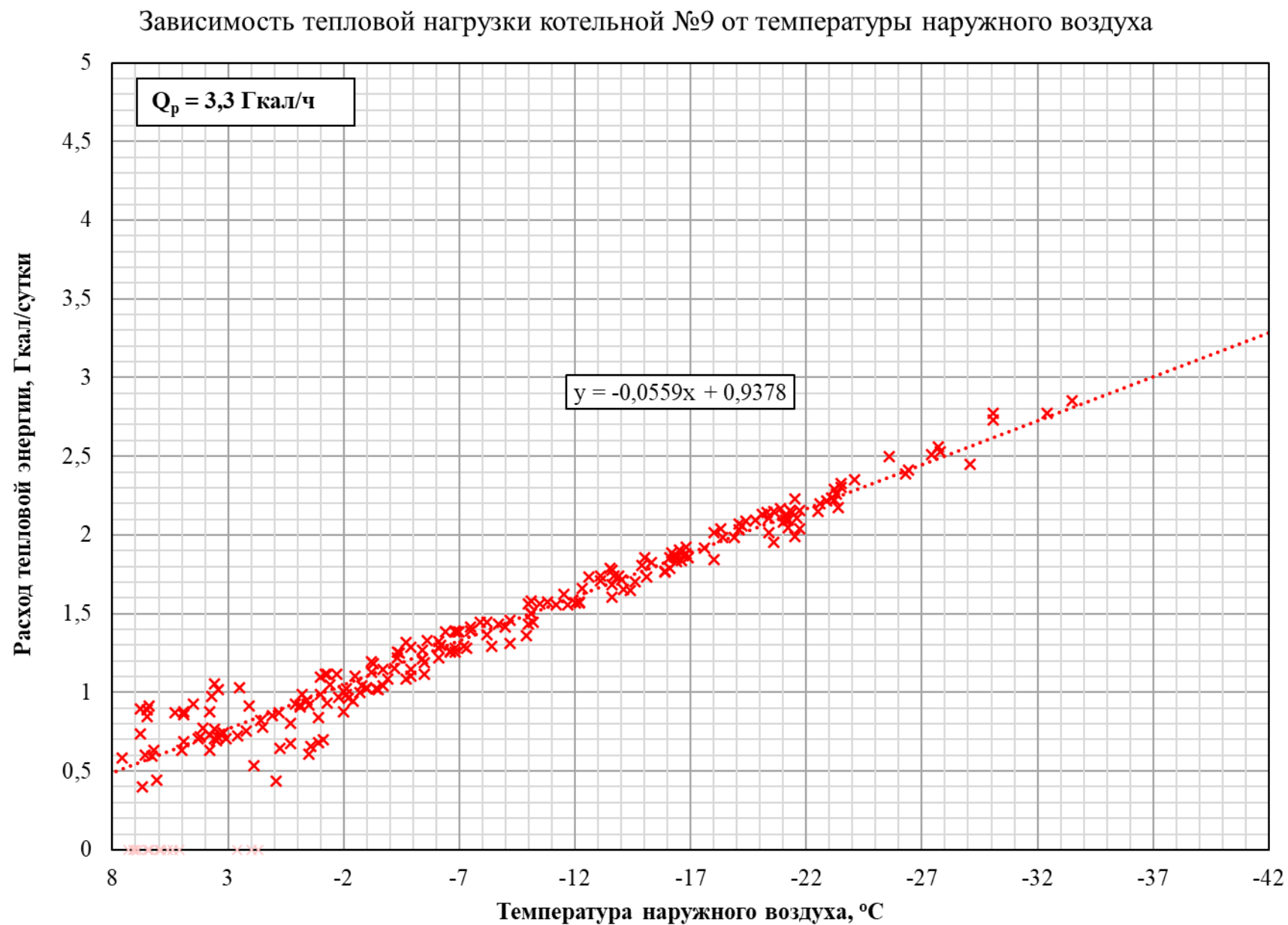
**Рисунок 5.7 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №5**



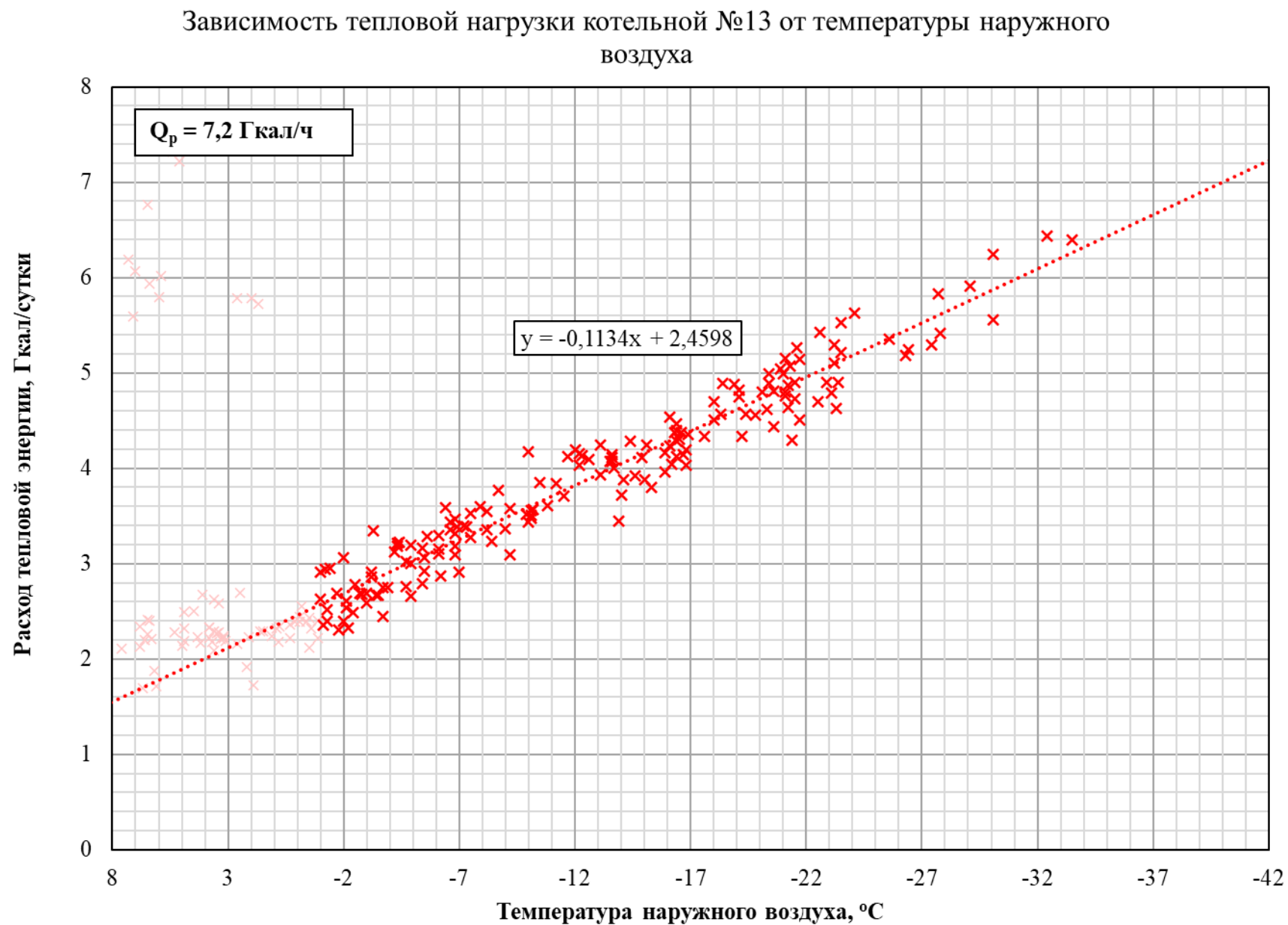
**Рисунок 5.8 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №6**



**Рисунок 5.9 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №7**

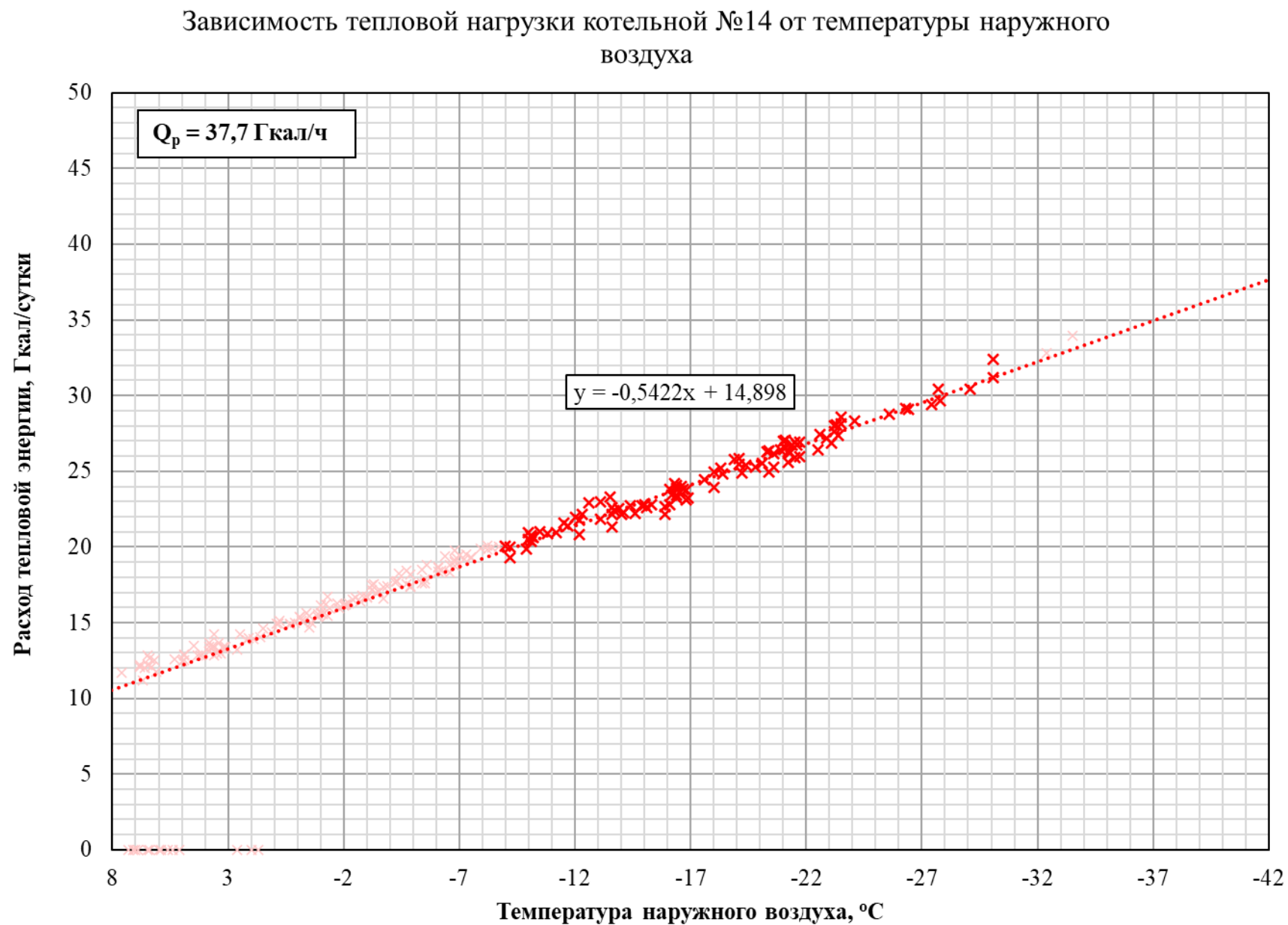


**Рисунок 5.10 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №9**



**Рисунок 5.11 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №13**





**Рисунок 5.12 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №14**

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №21 от температуры наружного воздуха

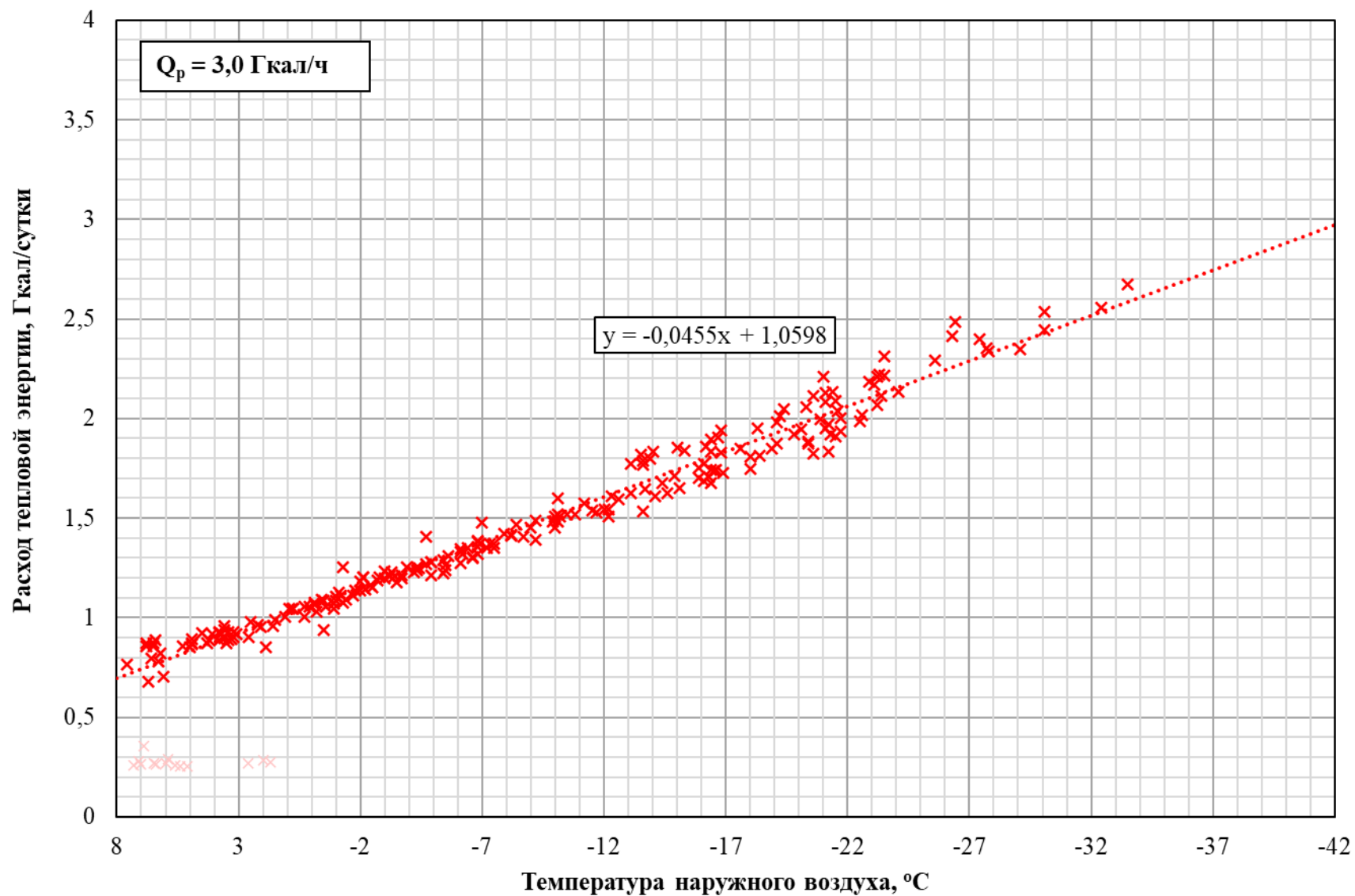


Рисунок 5.13 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №21

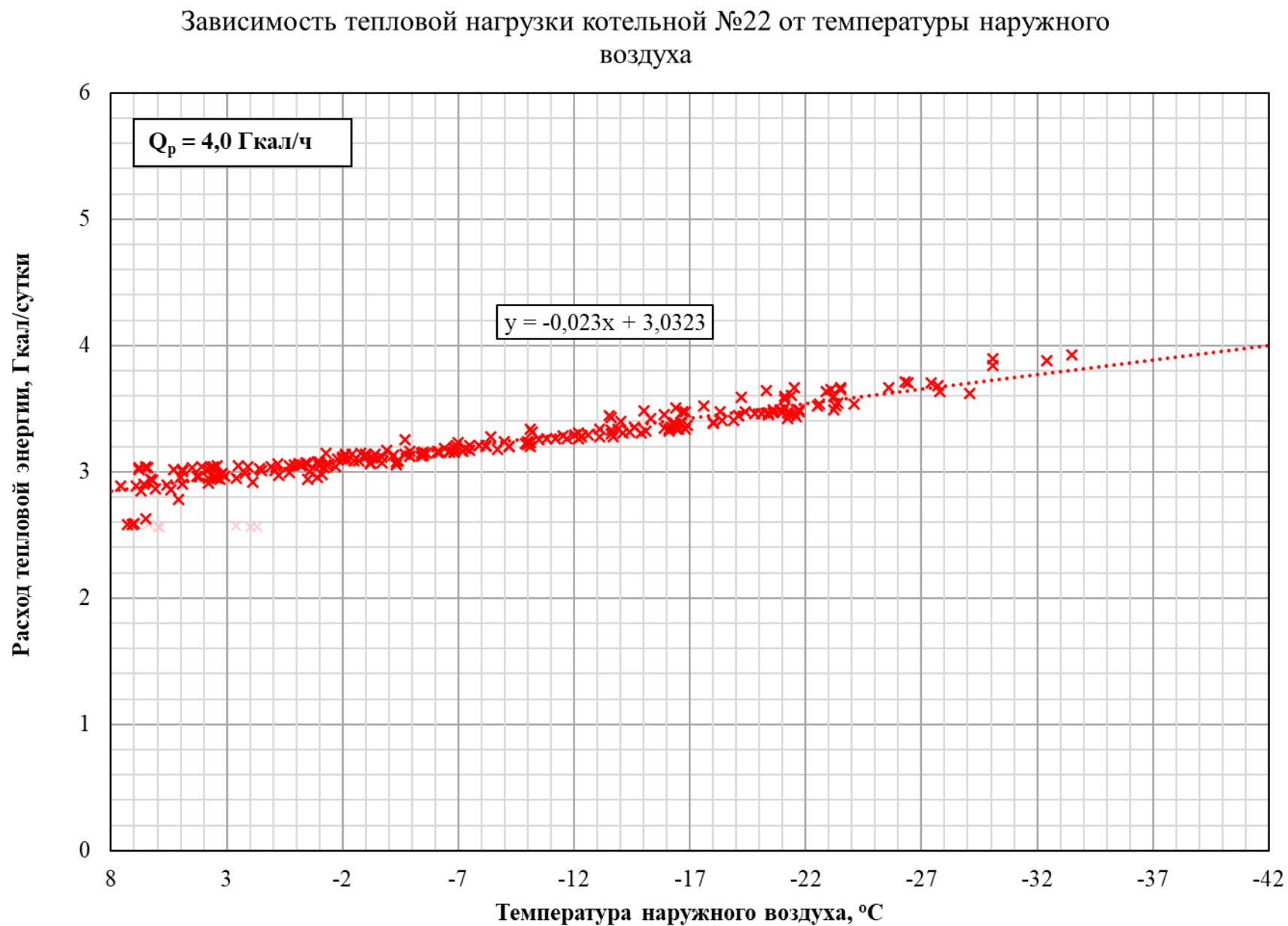


Рисунок 5.14 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №22 «Олимпия»

Зависимость тепловой нагрузки котельной №23 от температуры наружного  
воздуха

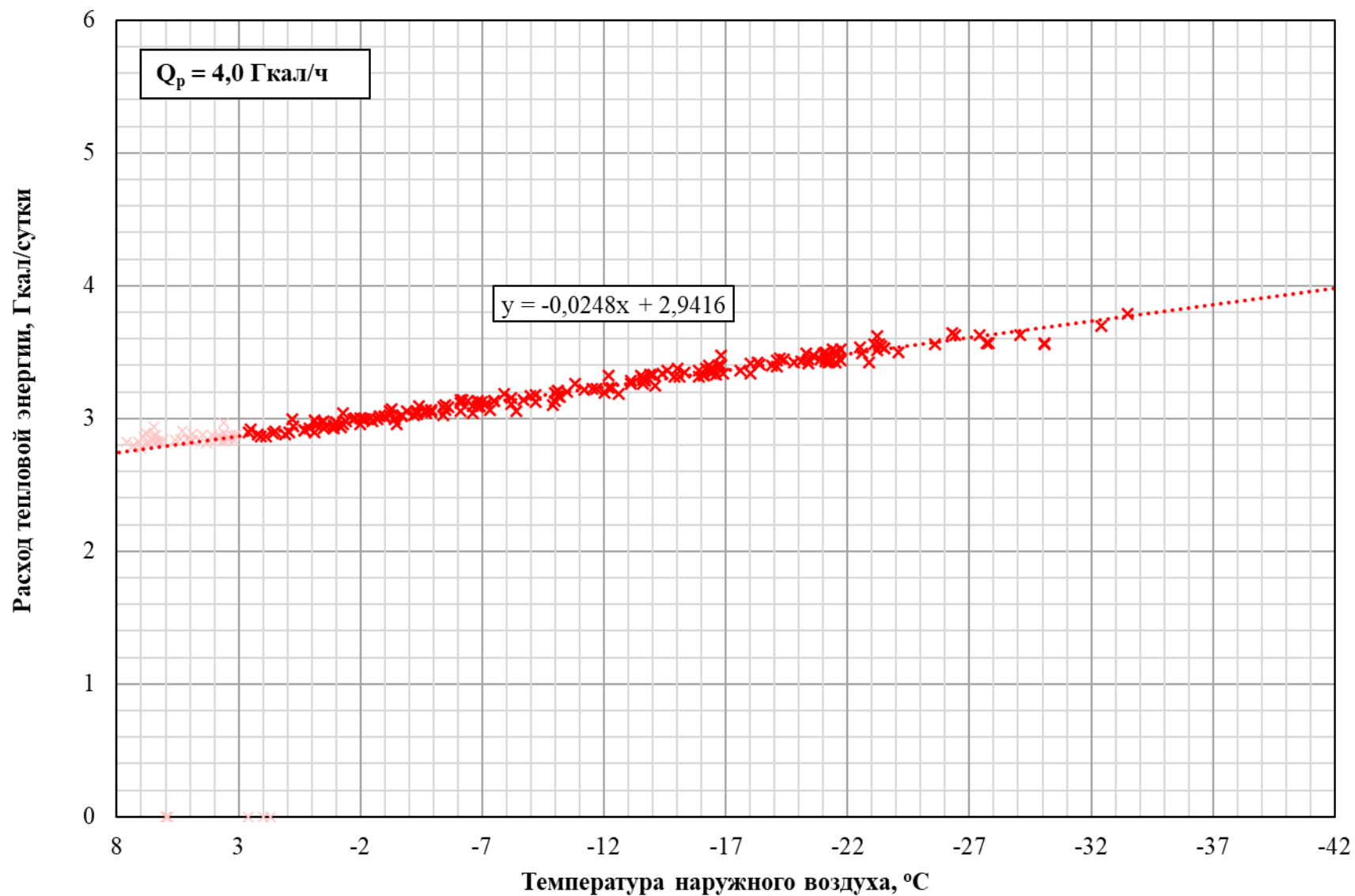


Рисунок 5.15 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №23 «Ледовый Дворец»

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №24 от температуры наружного воздуха

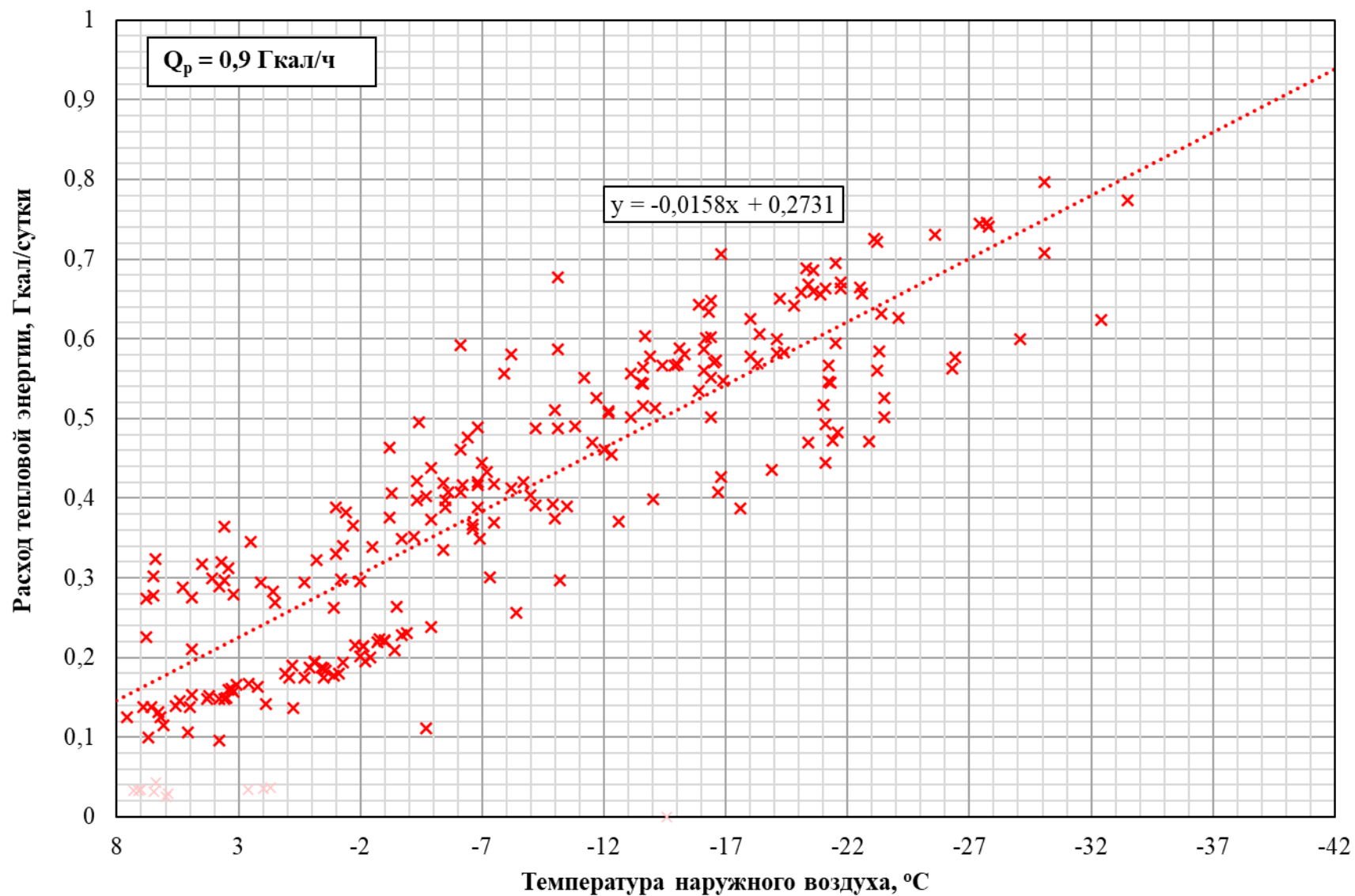


Рисунок 5.16 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №24 «Нефтяник»

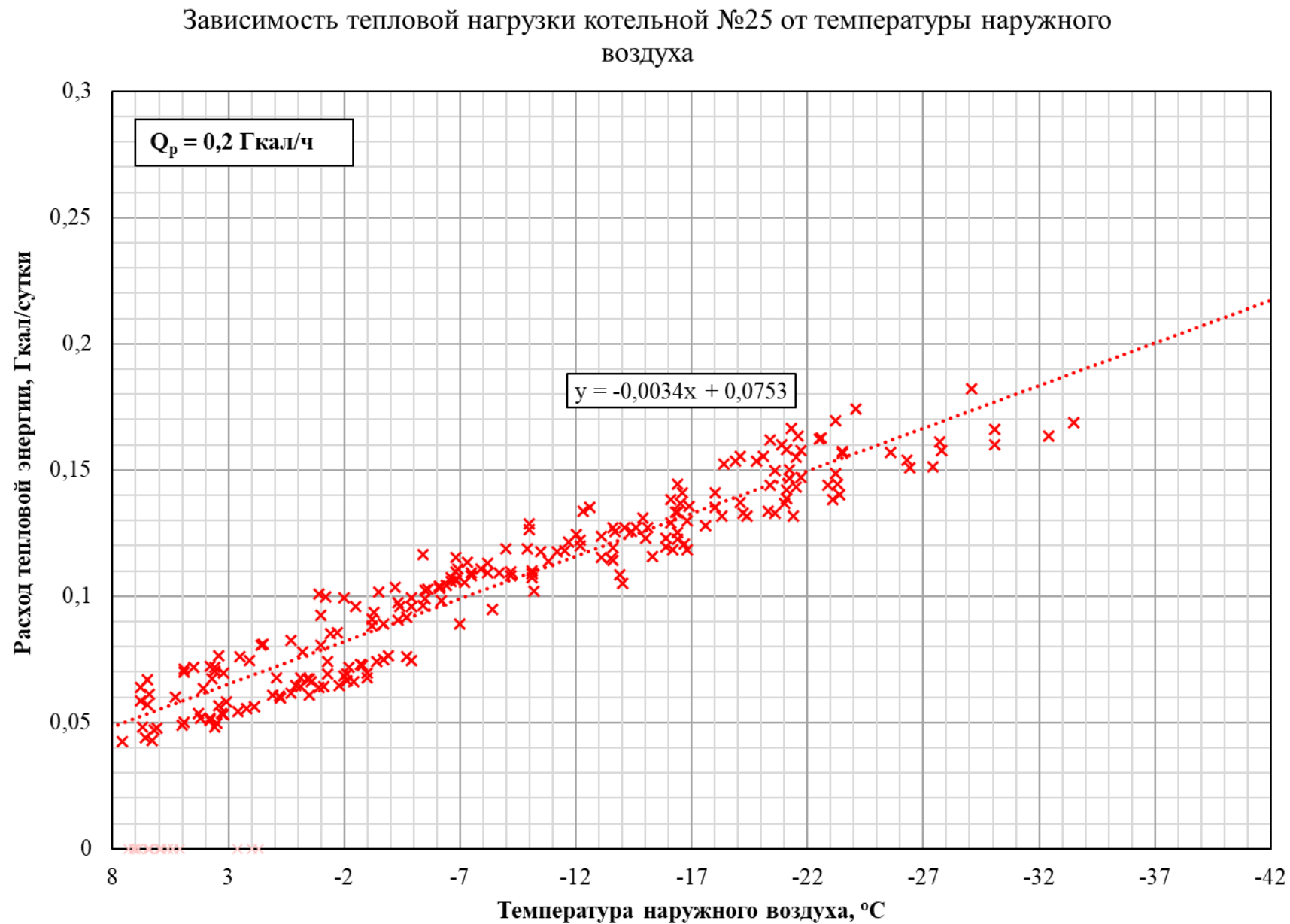


Рисунок 5.17 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №25 п. Лесной

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №26 от температуры наружного воздуха

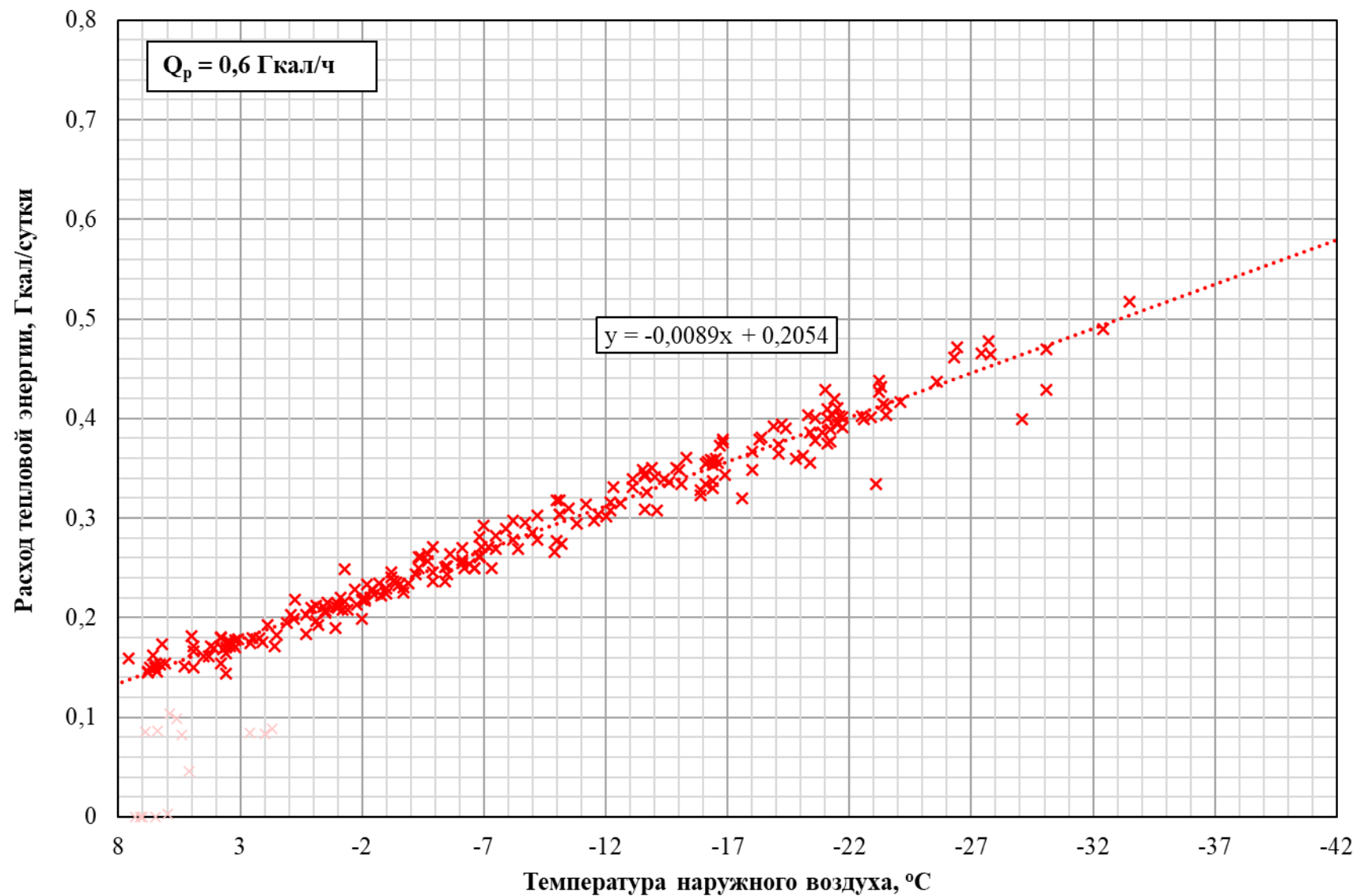


Рисунок 5.18 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №26 «Набережный»

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №27 от температуры наружного воздуха

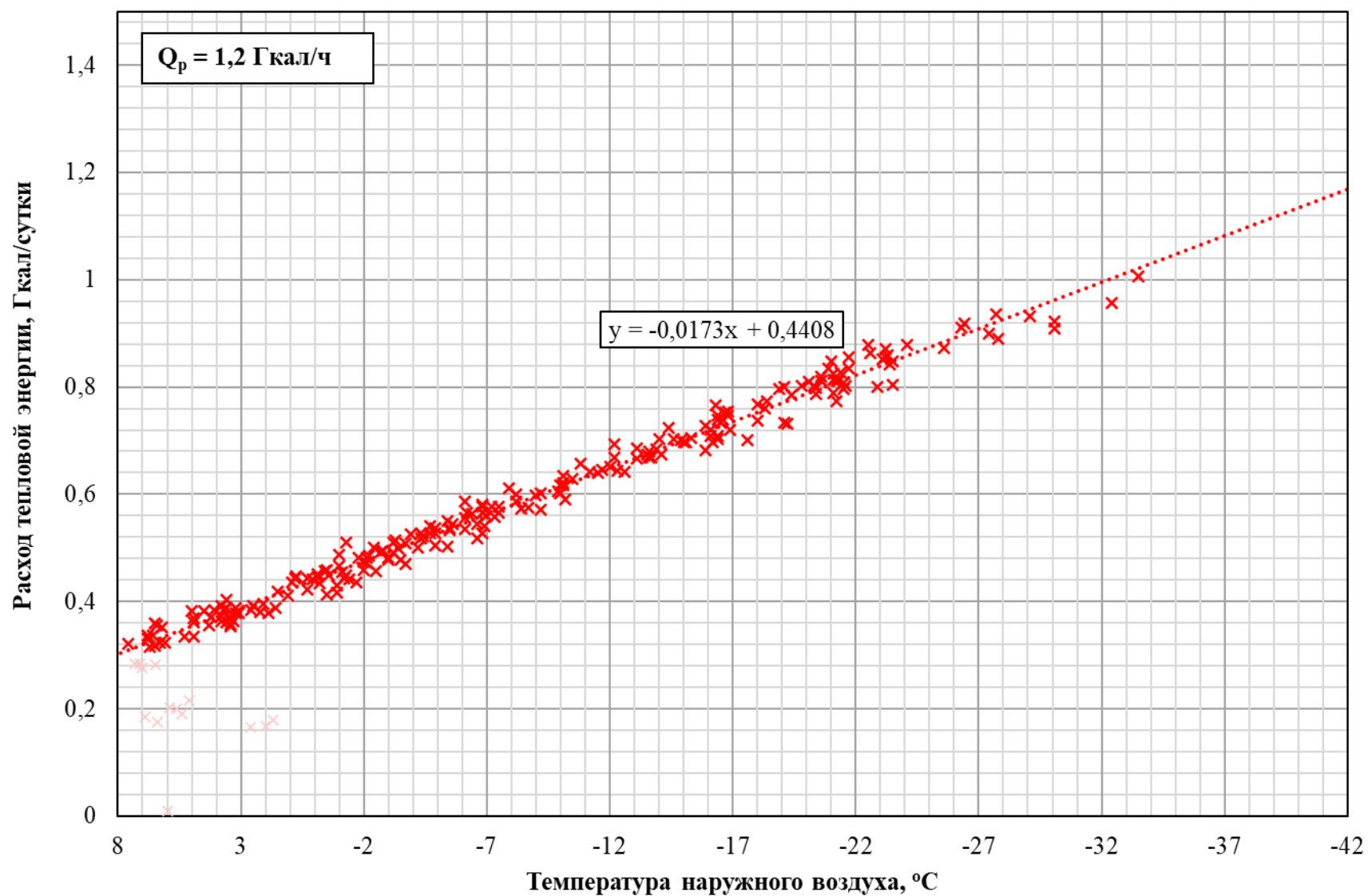


Рисунок 5.19 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №27 «Набережный»



### Зависимость тепловой нагрузки котельной №28 от температуры наружного воздуха

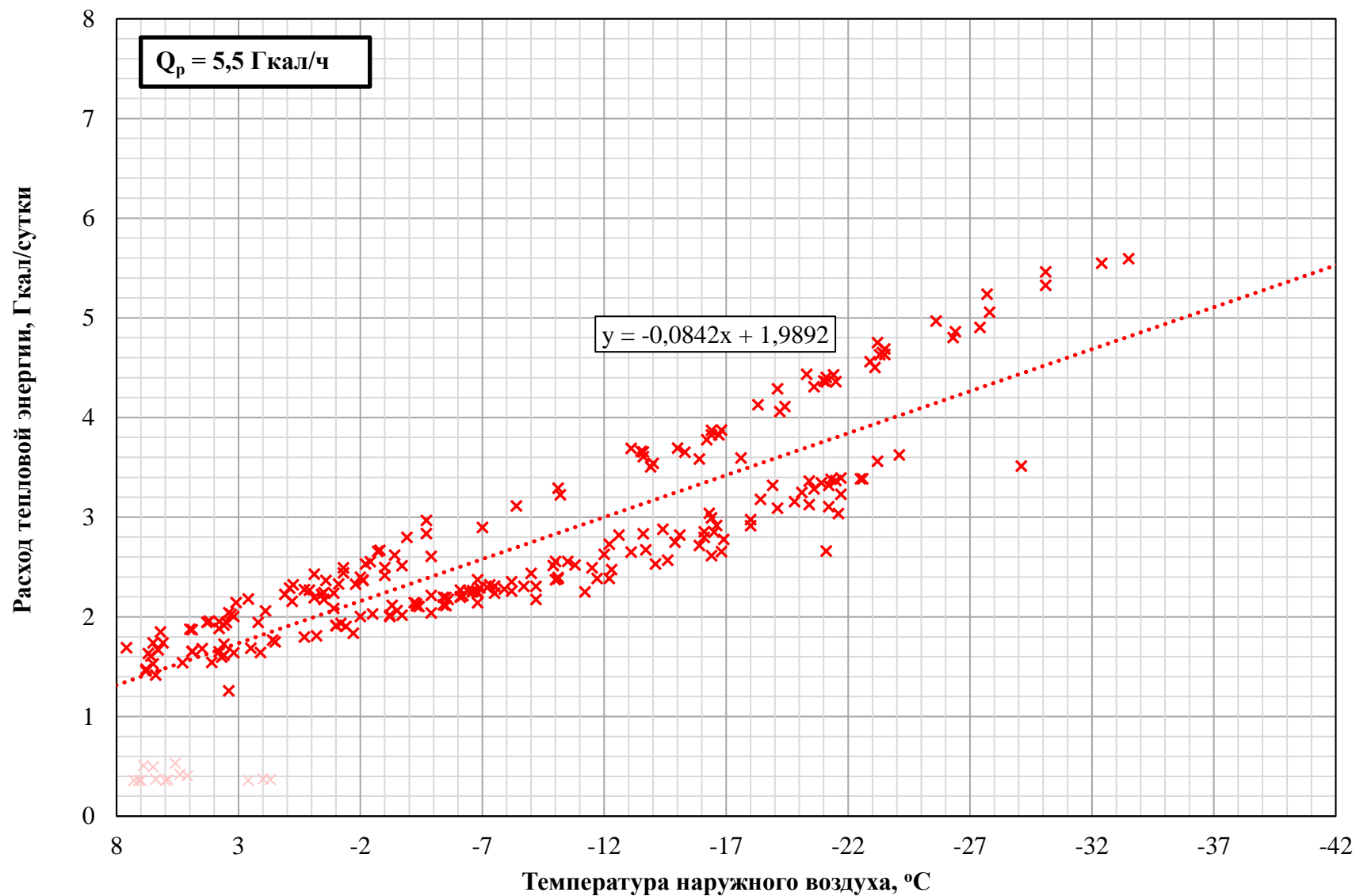


Рисунок 5.20 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №28 п. Юность

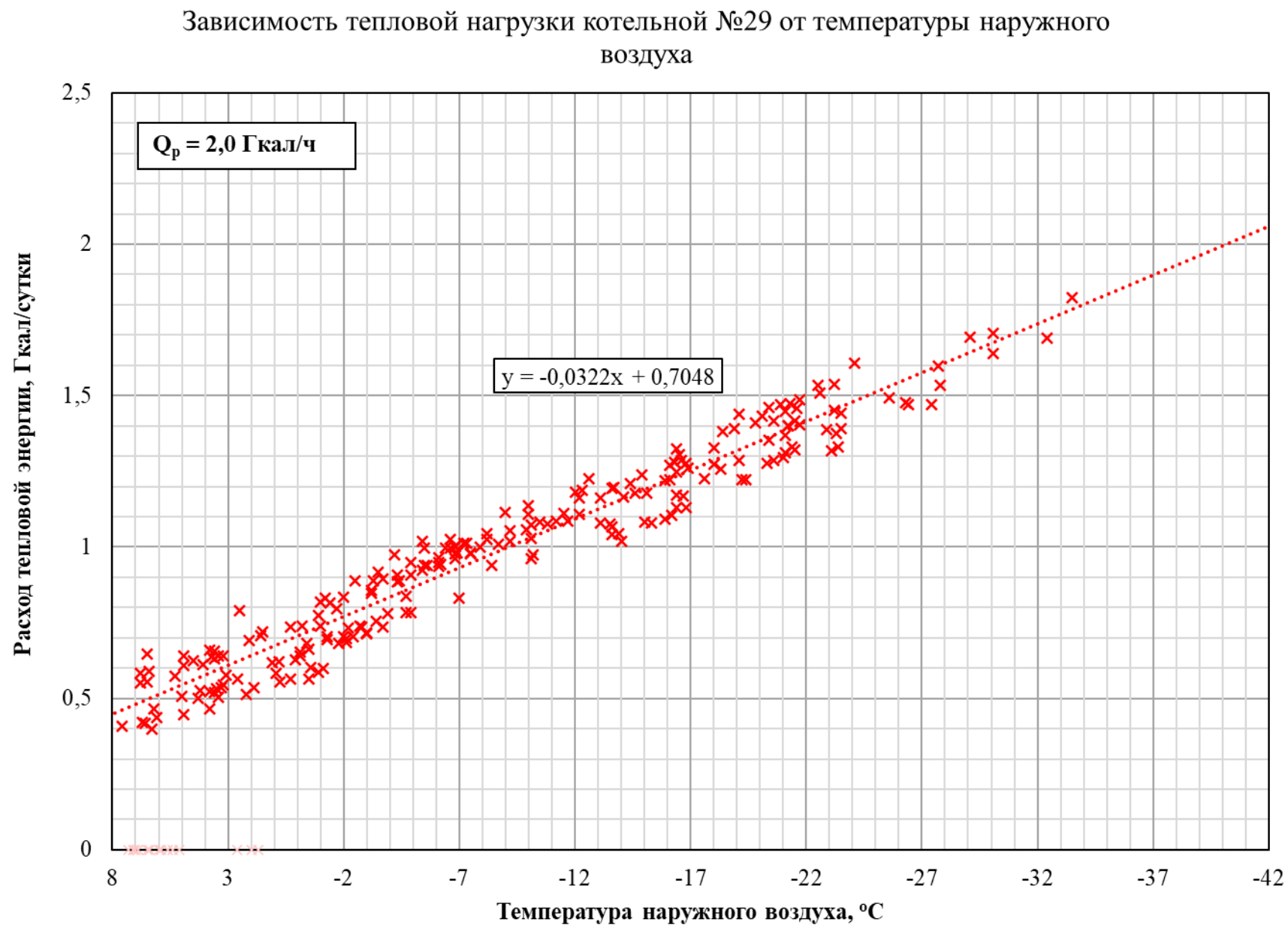


Рисунок 5.21 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №29 п. Тажный

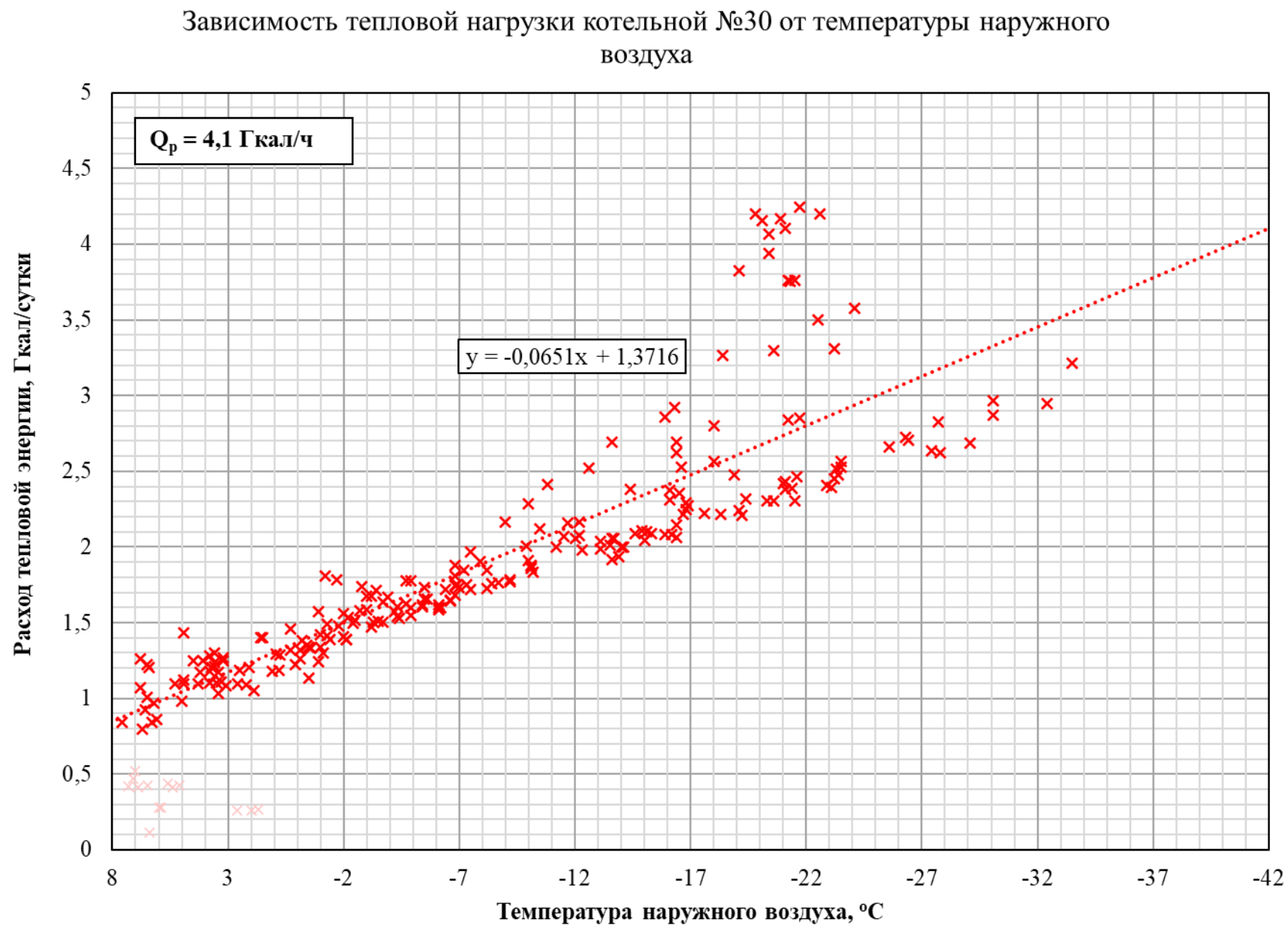


Рисунок 5.22 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №30 п. Лунный

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №32 от температуры наружного воздуха

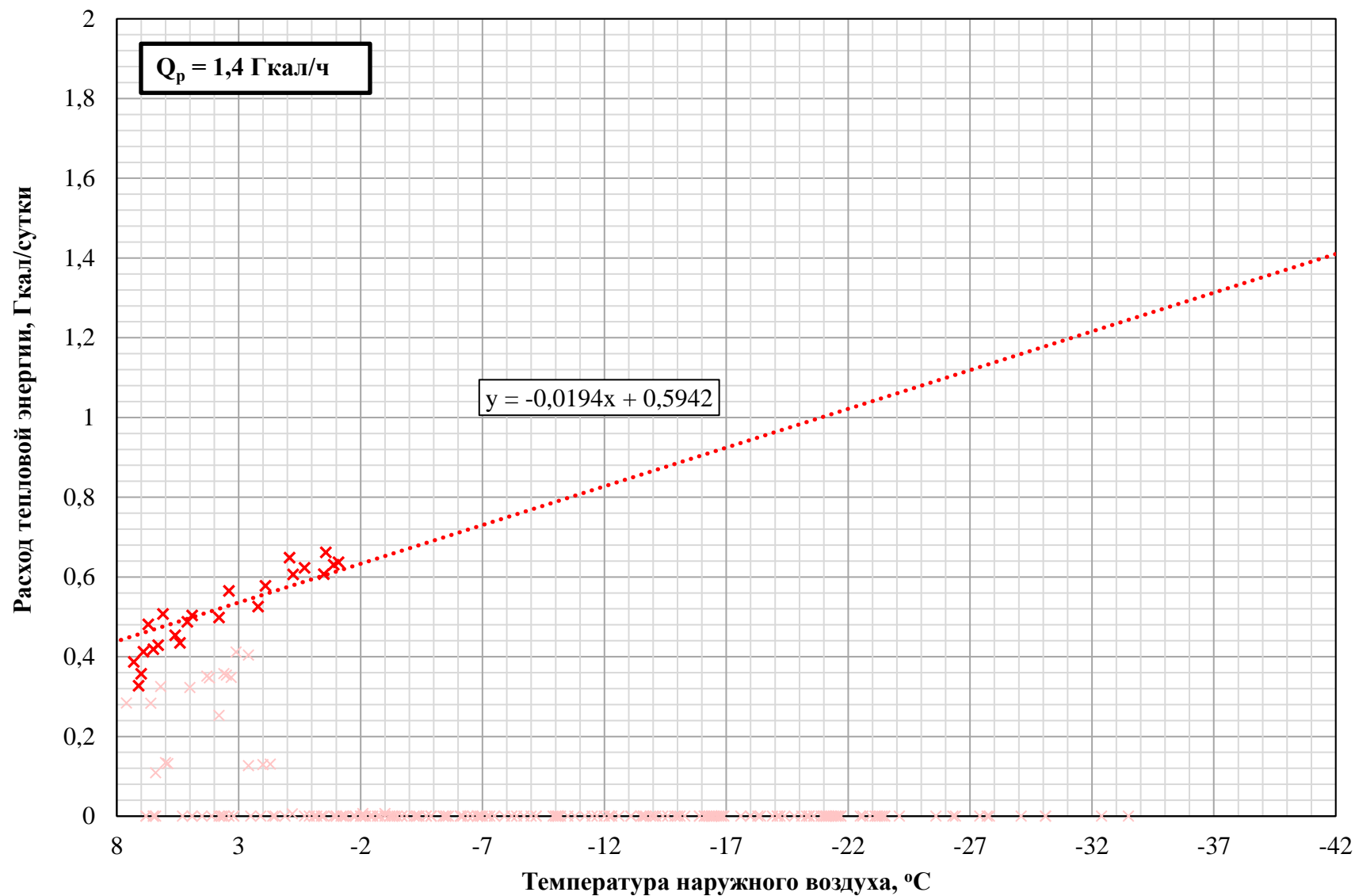


Рисунок 5.23 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №32 п. Снежный

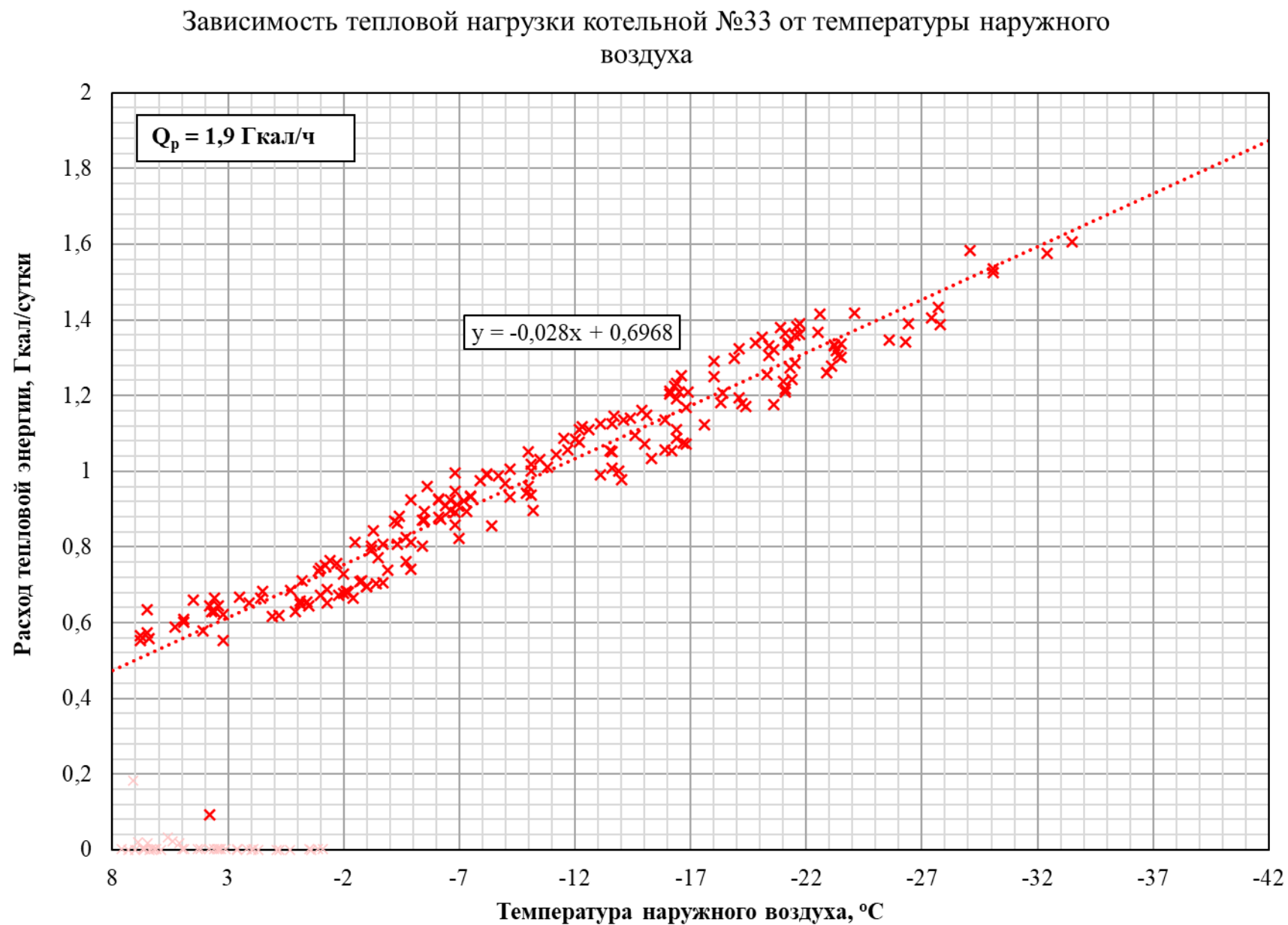


Рисунок 5.24 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №33 п. Снежный

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №34 от температуры наружного воздуха

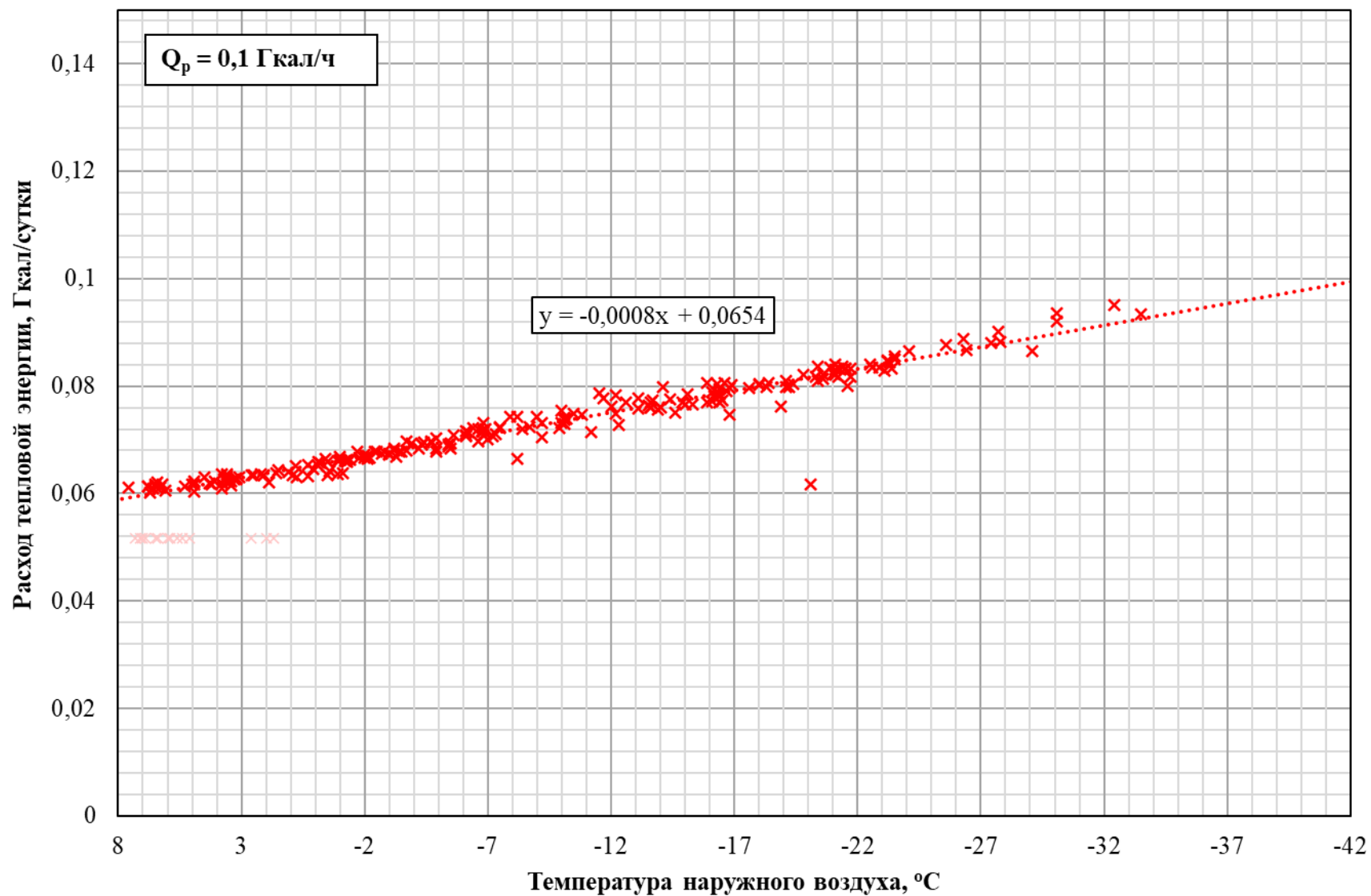


Рисунок 5.25 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №34 Крылова, 40

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №1 ПАО "Сургутнефтегаз" от температуры наружного воздуха

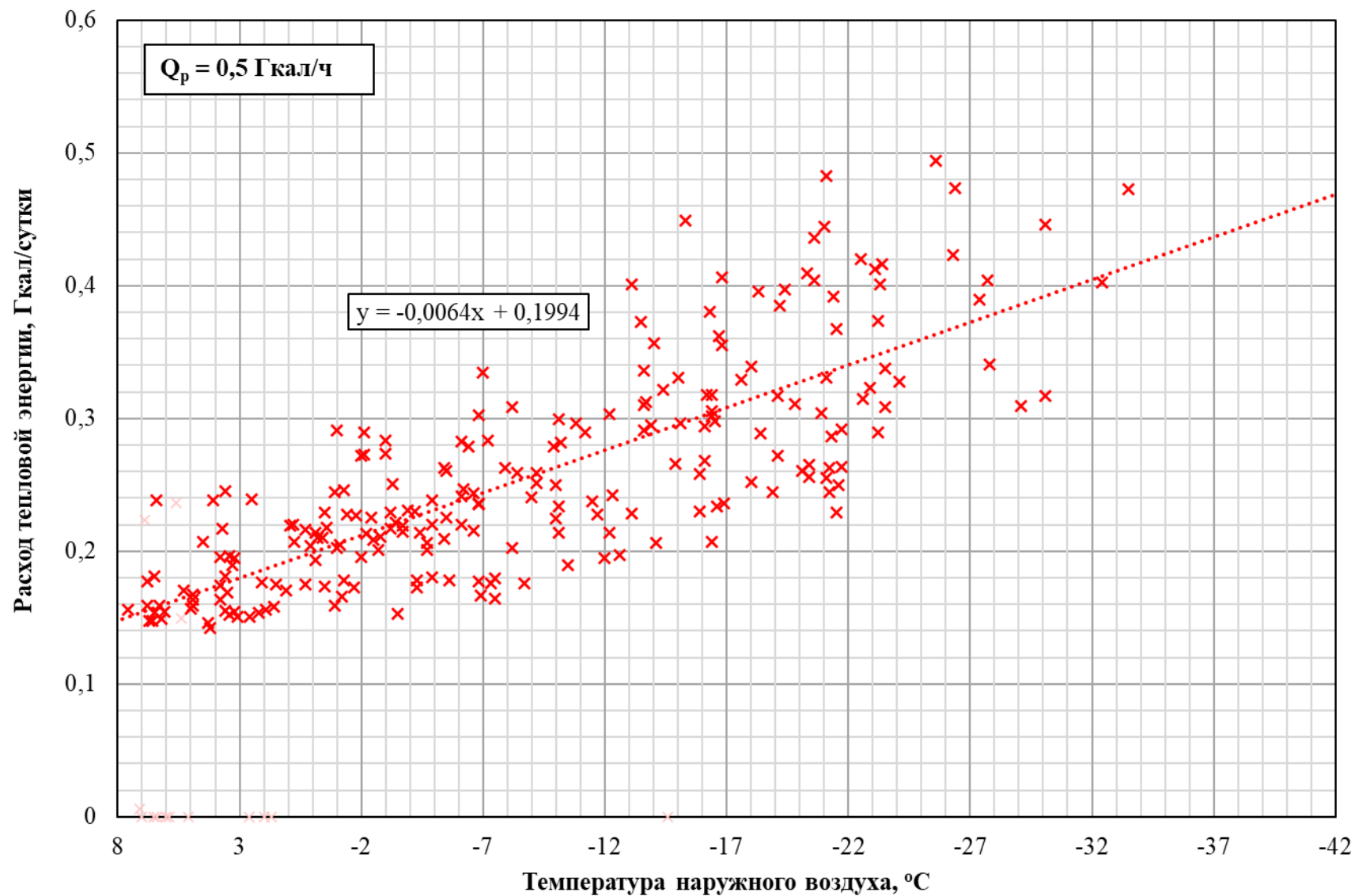


Рисунок 5.26 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз»

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №3 ПАО "Сургутнефтегаз" от температуры наружного воздуха

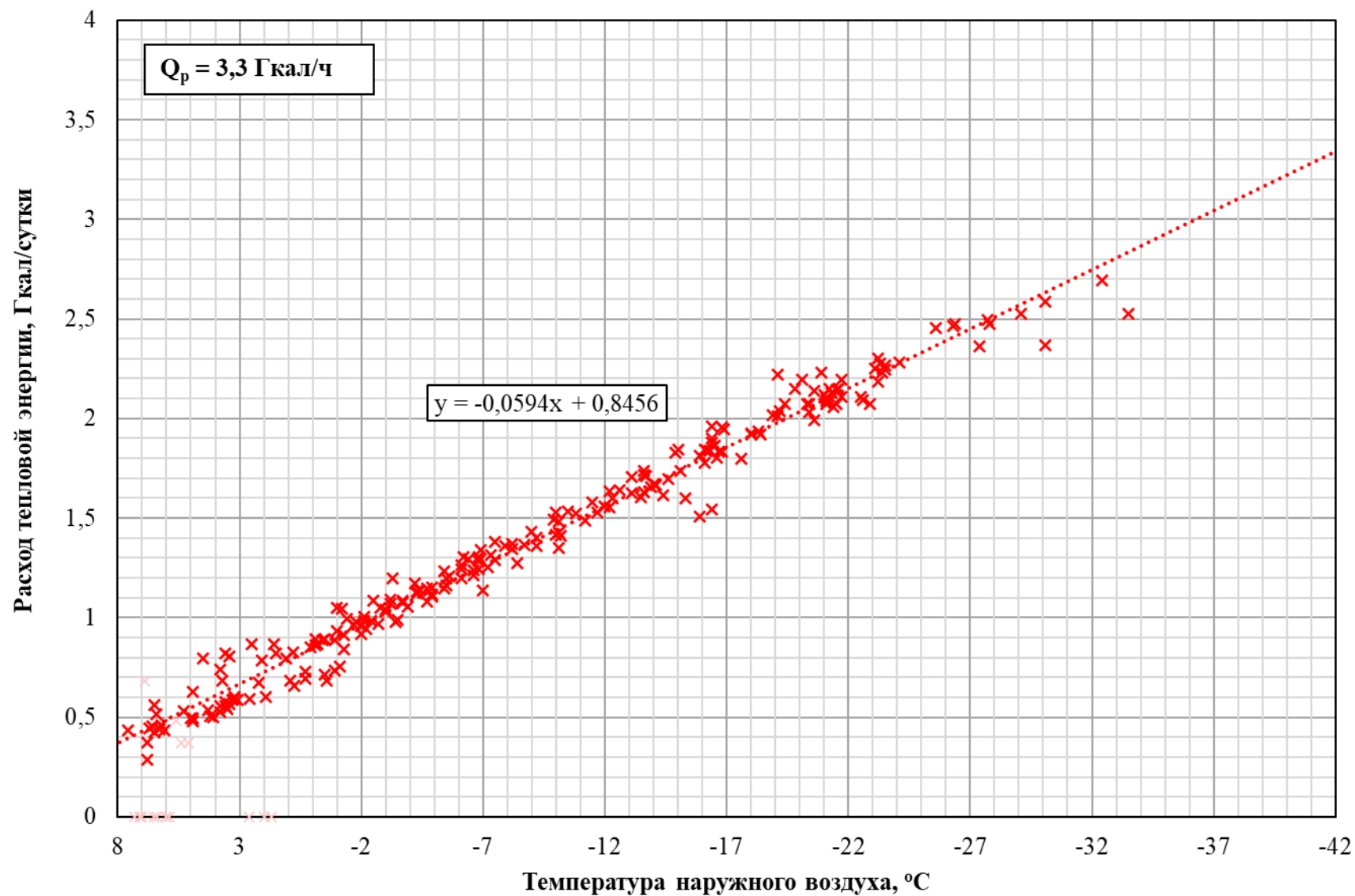


Рисунок 5.27 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз»



Зависимость тепловой нагрузки котельной №4 ПАО "Сургутнефтегаз" от  
температуры наружного воздуха

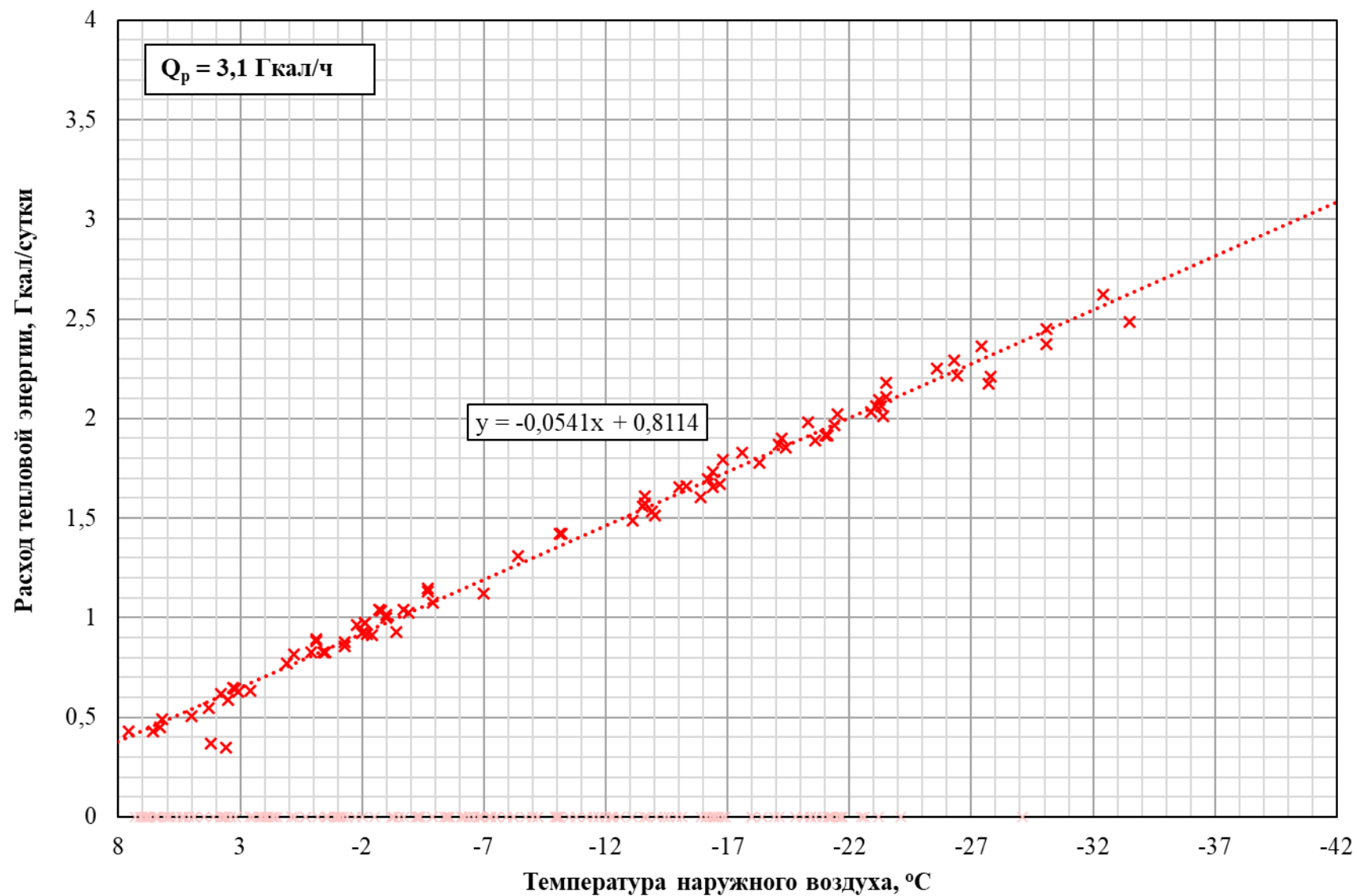


Рисунок 5.28 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз»

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №5 ПАО "Сургутнефтегаз" от температуры наружного воздуха

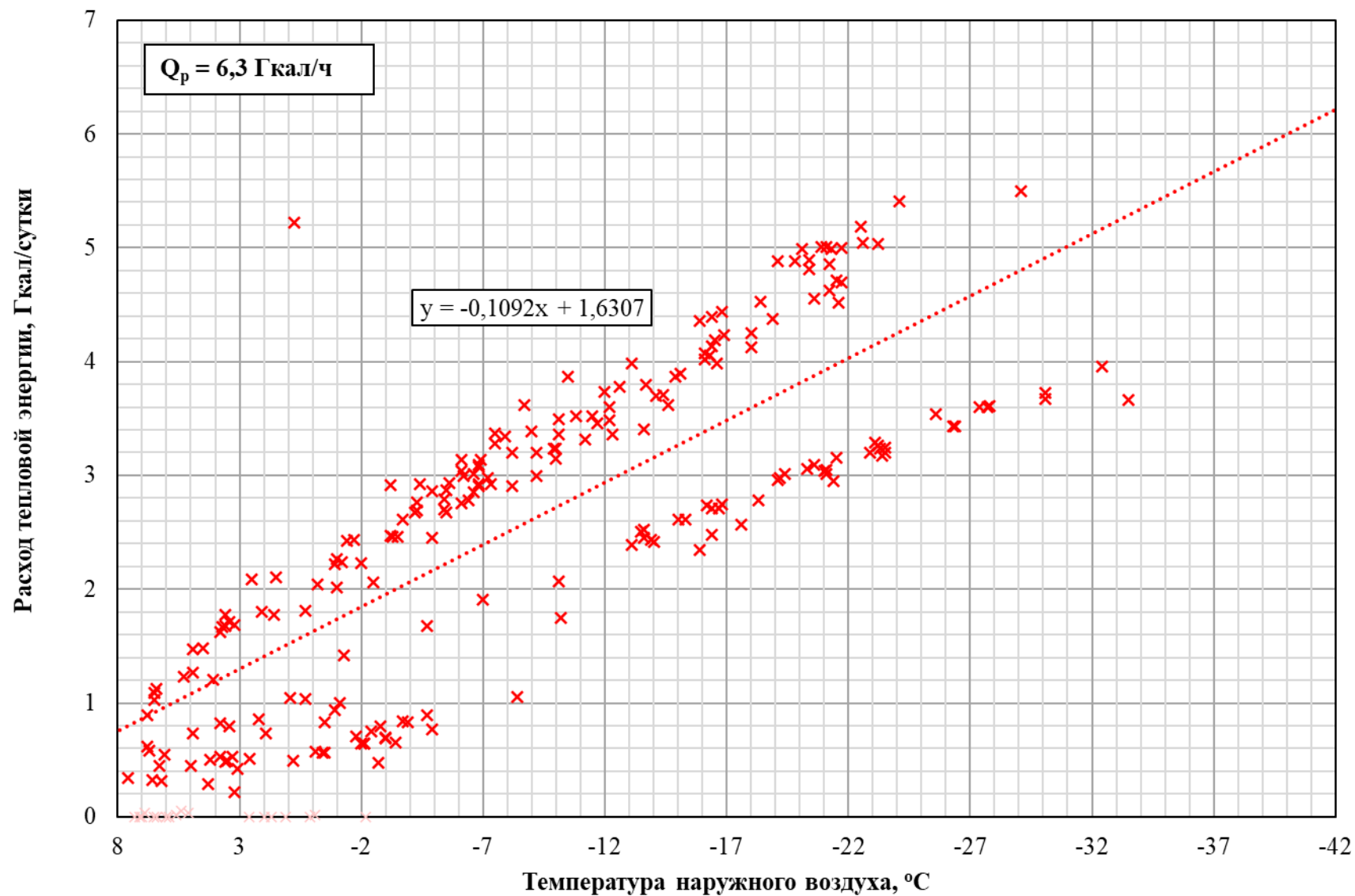


Рисунок 5.29 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зависимость тепловой нагрузки котельной №6 ПАО "Сургутнефтегаз" от  
температуры наружного воздуха

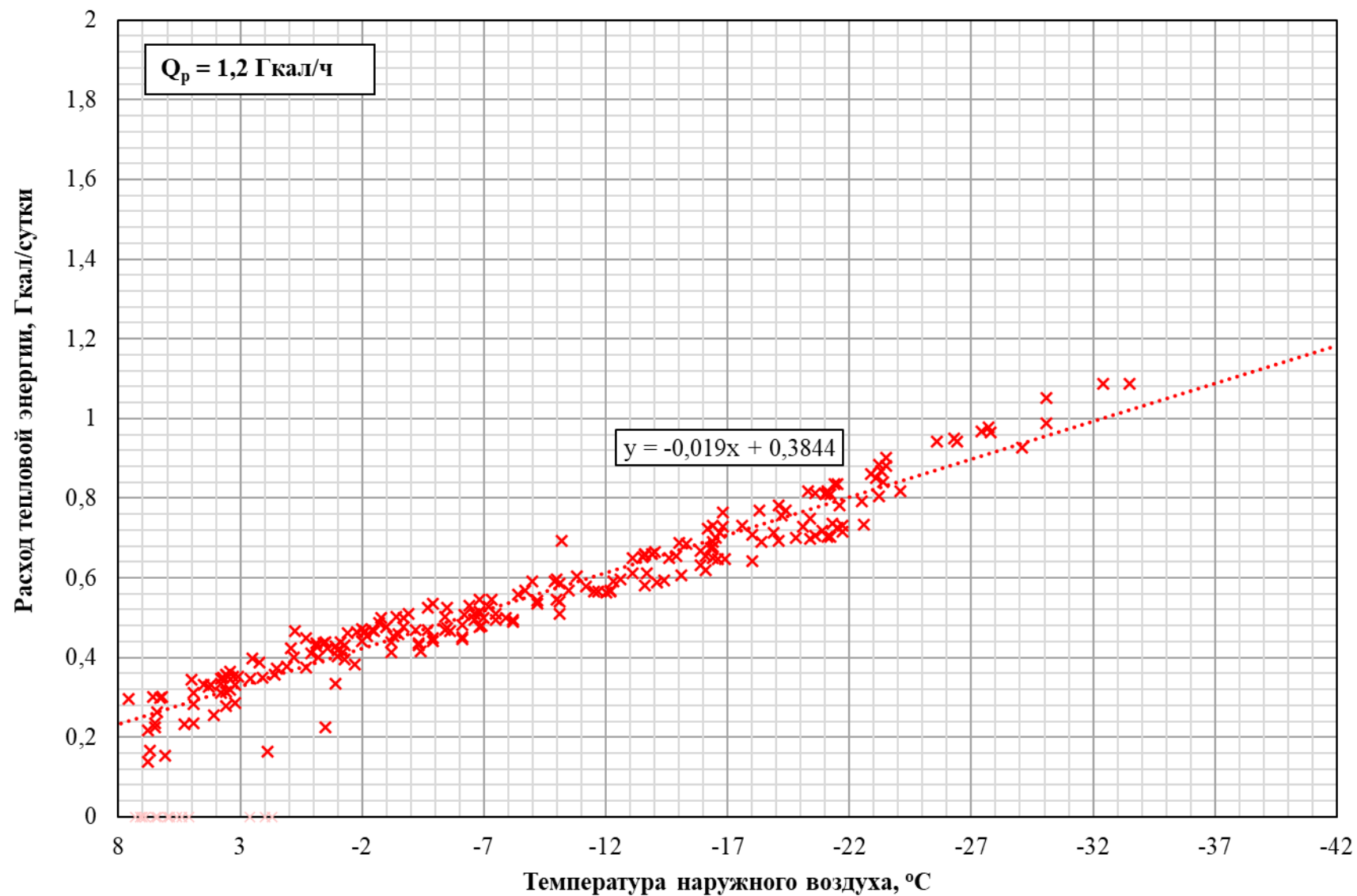


Рисунок 5.30 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зависимость тепловой нагрузки котельной №7 ПАО "Сургутнефтегаз" от  
температуры наружного воздуха

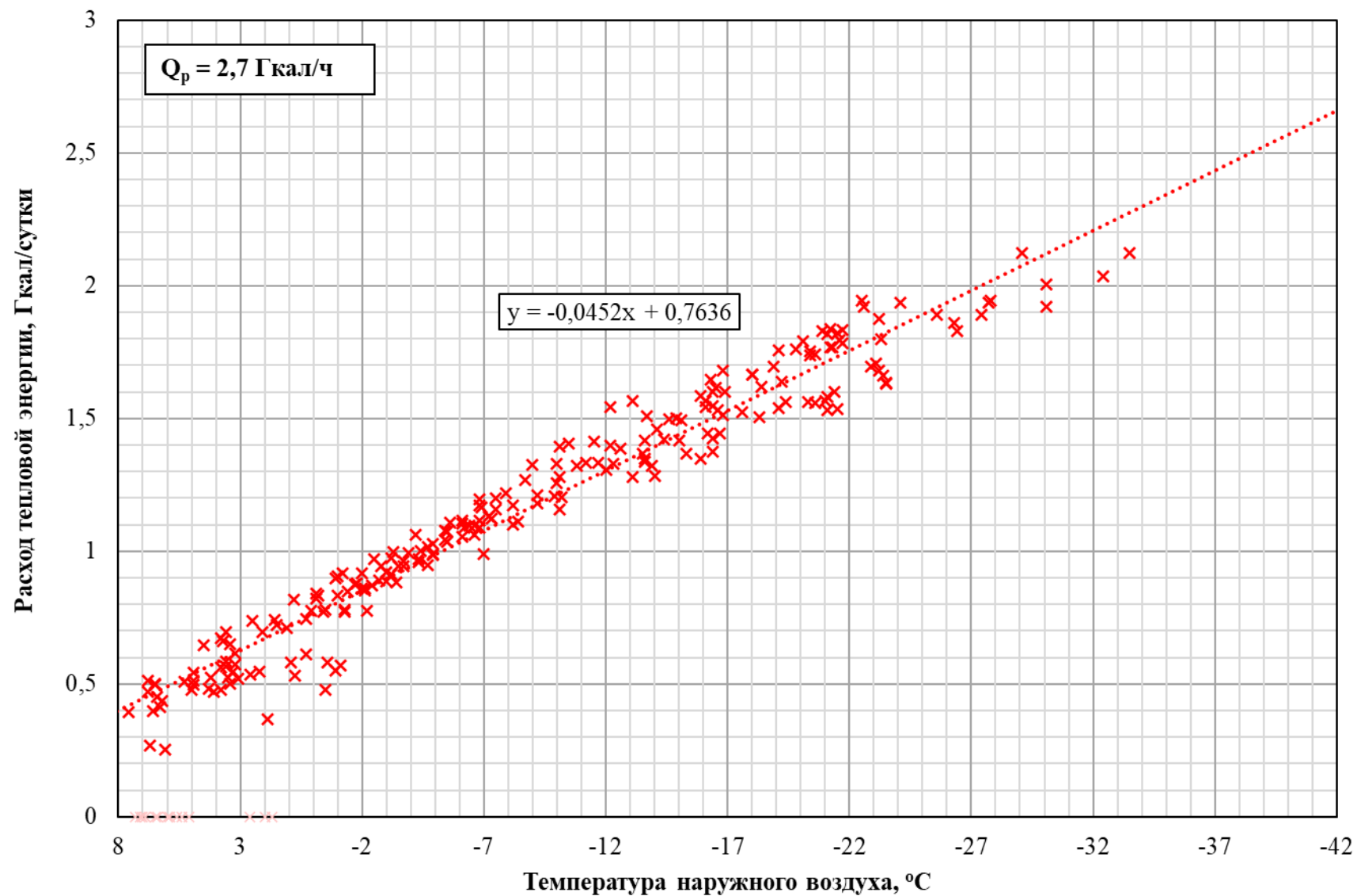


Рисунок 5.31 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №7 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зависимость тепловой нагрузки котельной №8 ПАО "Сургутнефтегаз" от  
температуры наружного воздуха

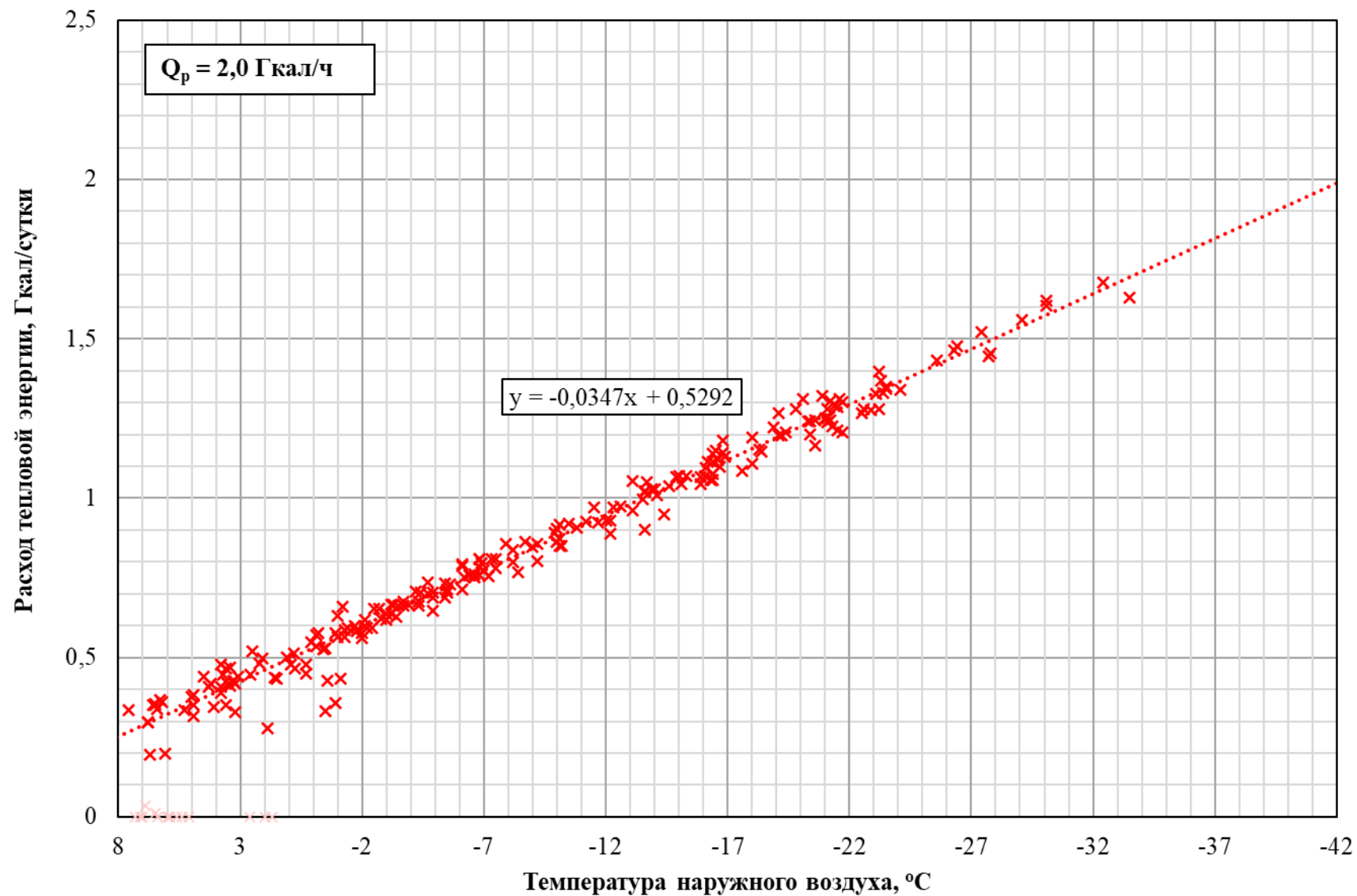


Рисунок 5.32 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №8 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зависимость тепловой нагрузки котельной №9 ПАО "Сургутнефтегаз" от  
температуры наружного воздуха

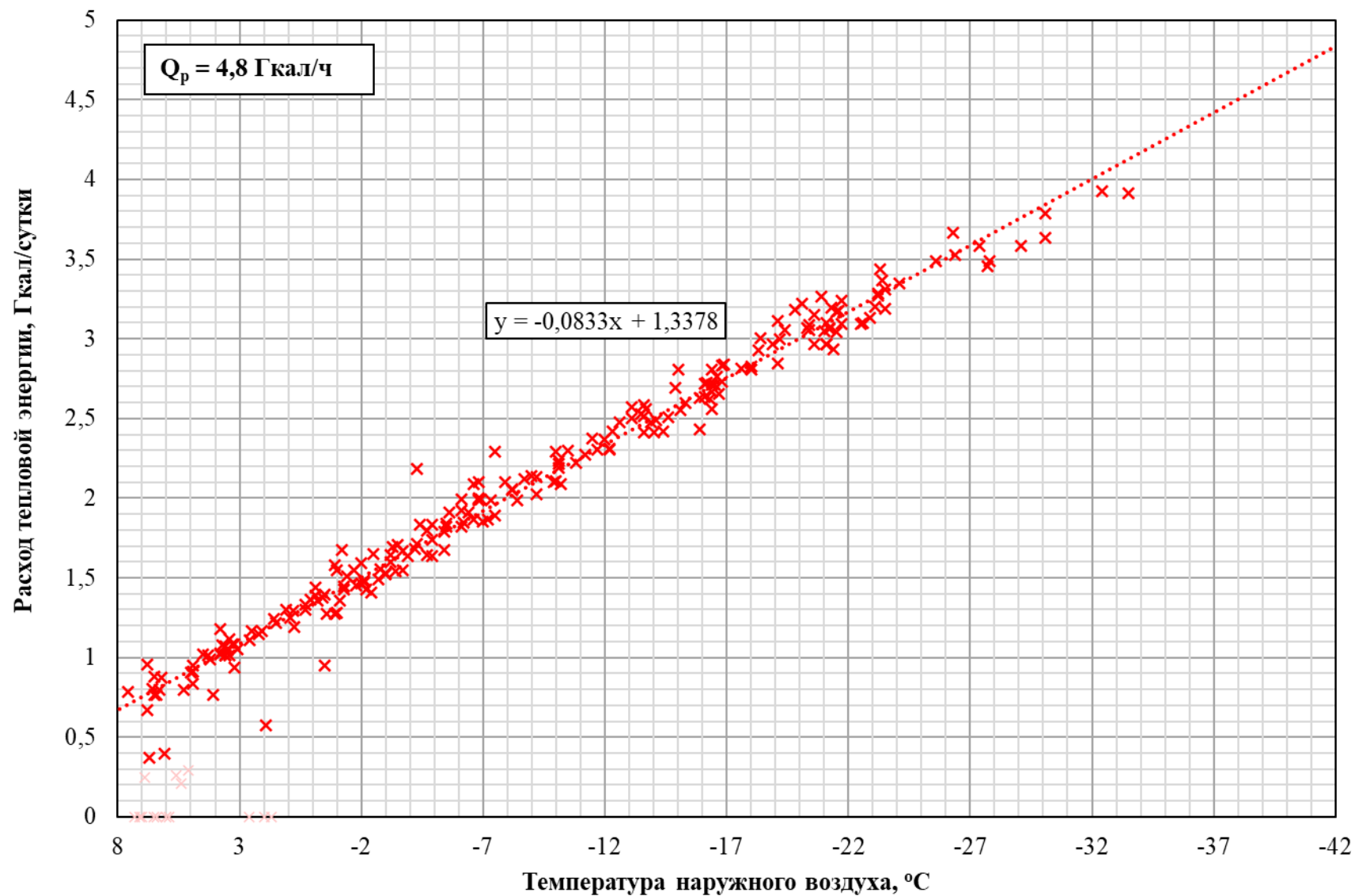


Рисунок 5.33 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз»

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №10 ПАО "Сургутнефтегаз" от температуры наружного воздуха

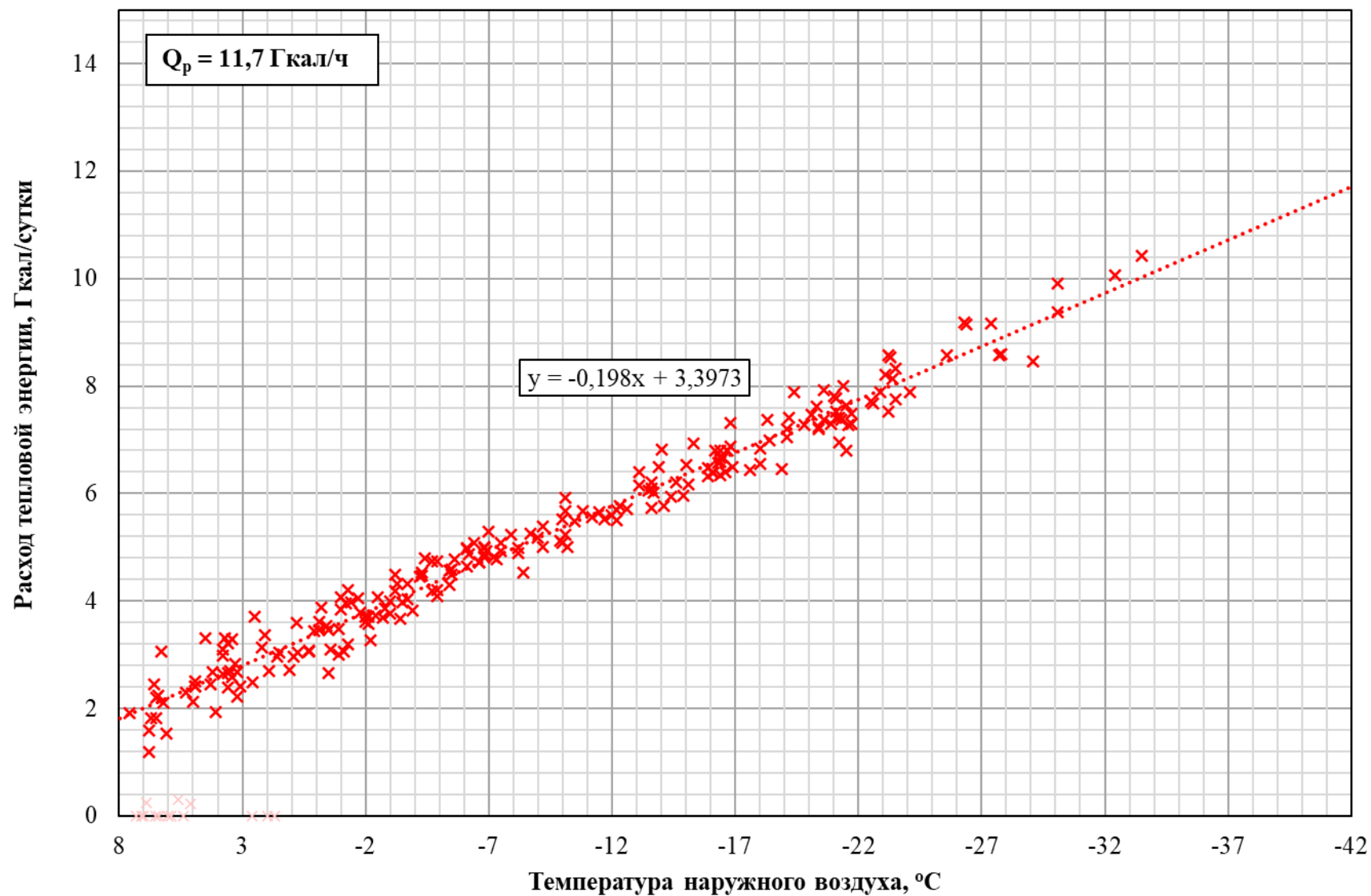


Рисунок 5.34 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз»

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №12 ПАО "Сургутнефтегаз" от температуры наружного воздуха

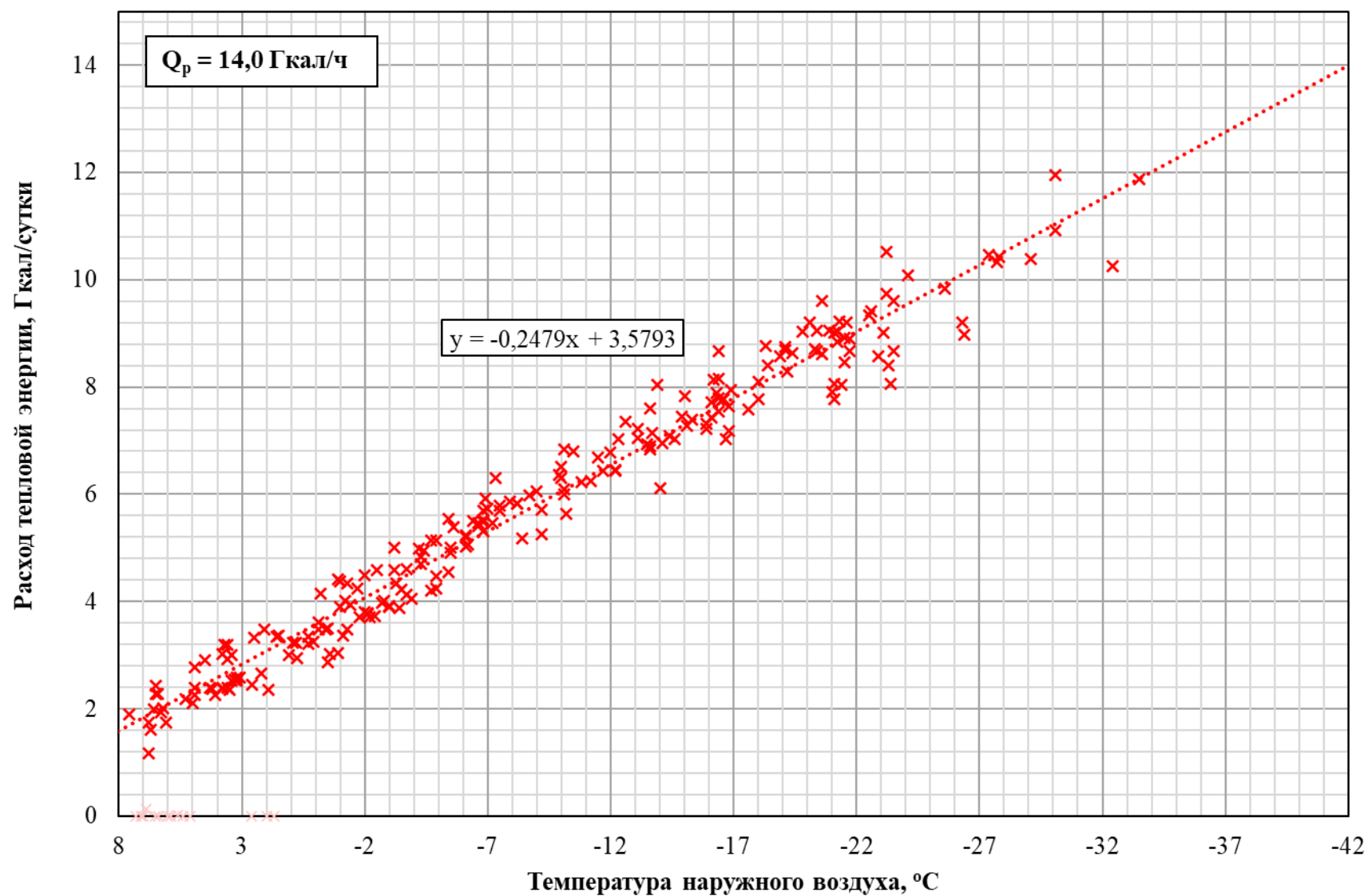


Рисунок 5.35 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз»



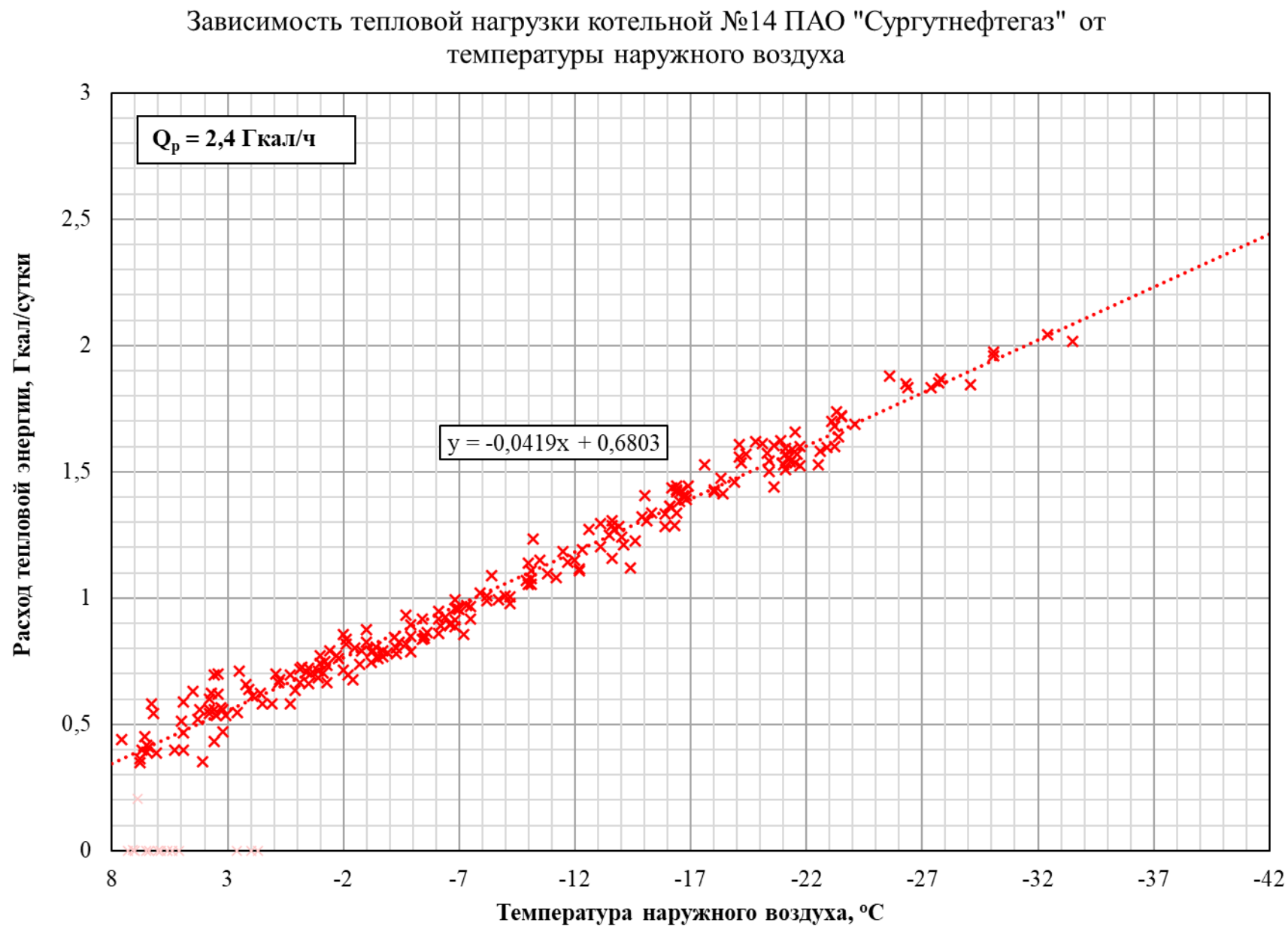


Рисунок 5.36 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз»

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №15 ПАО "Сургутнефтегаз" от температуры наружного воздуха

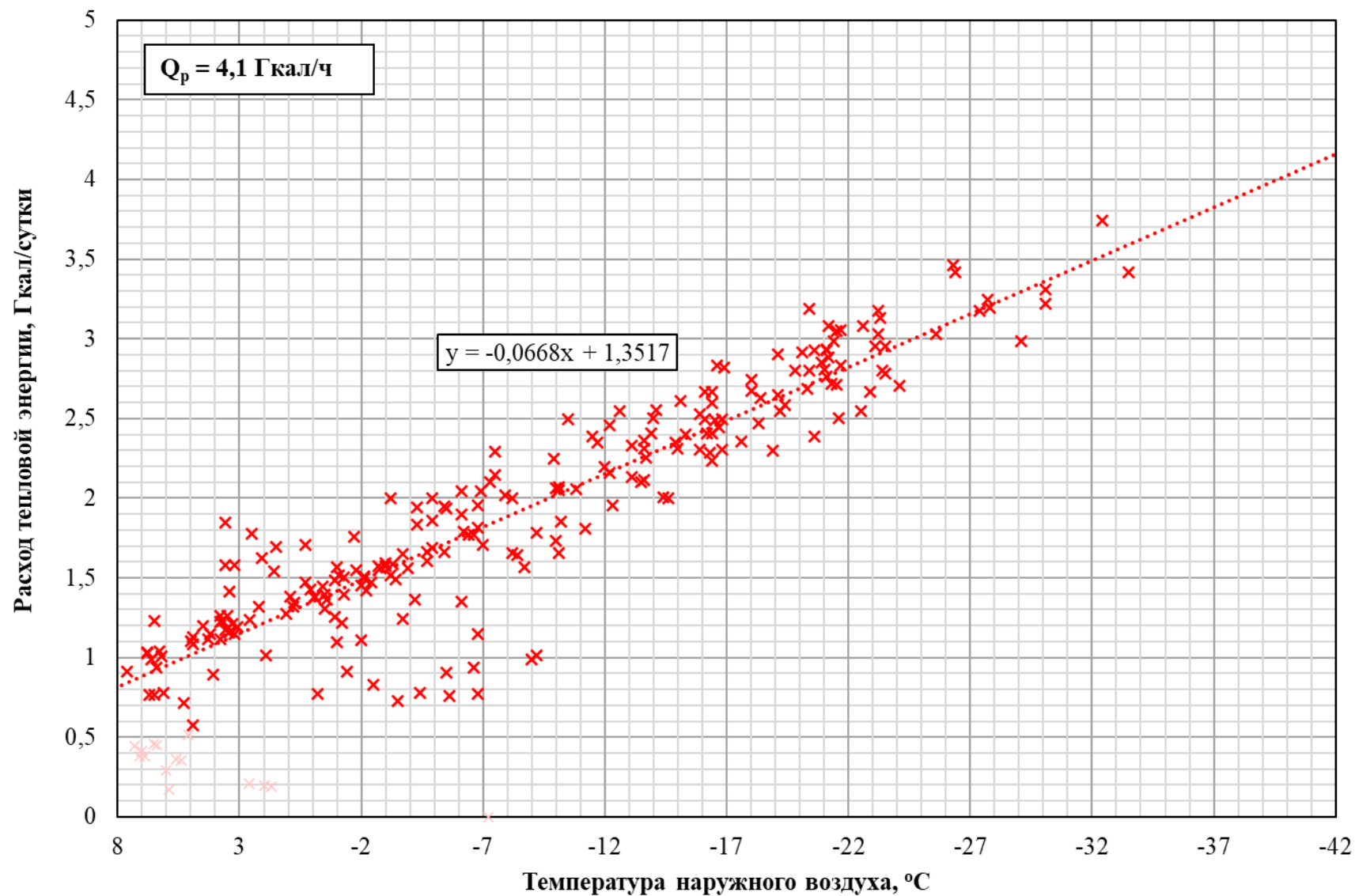


Рисунок 5.37 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №15 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зависимость тепловой нагрузки котельной №16 ПАО "Сургутнефтегаз" от температуры наружного воздуха

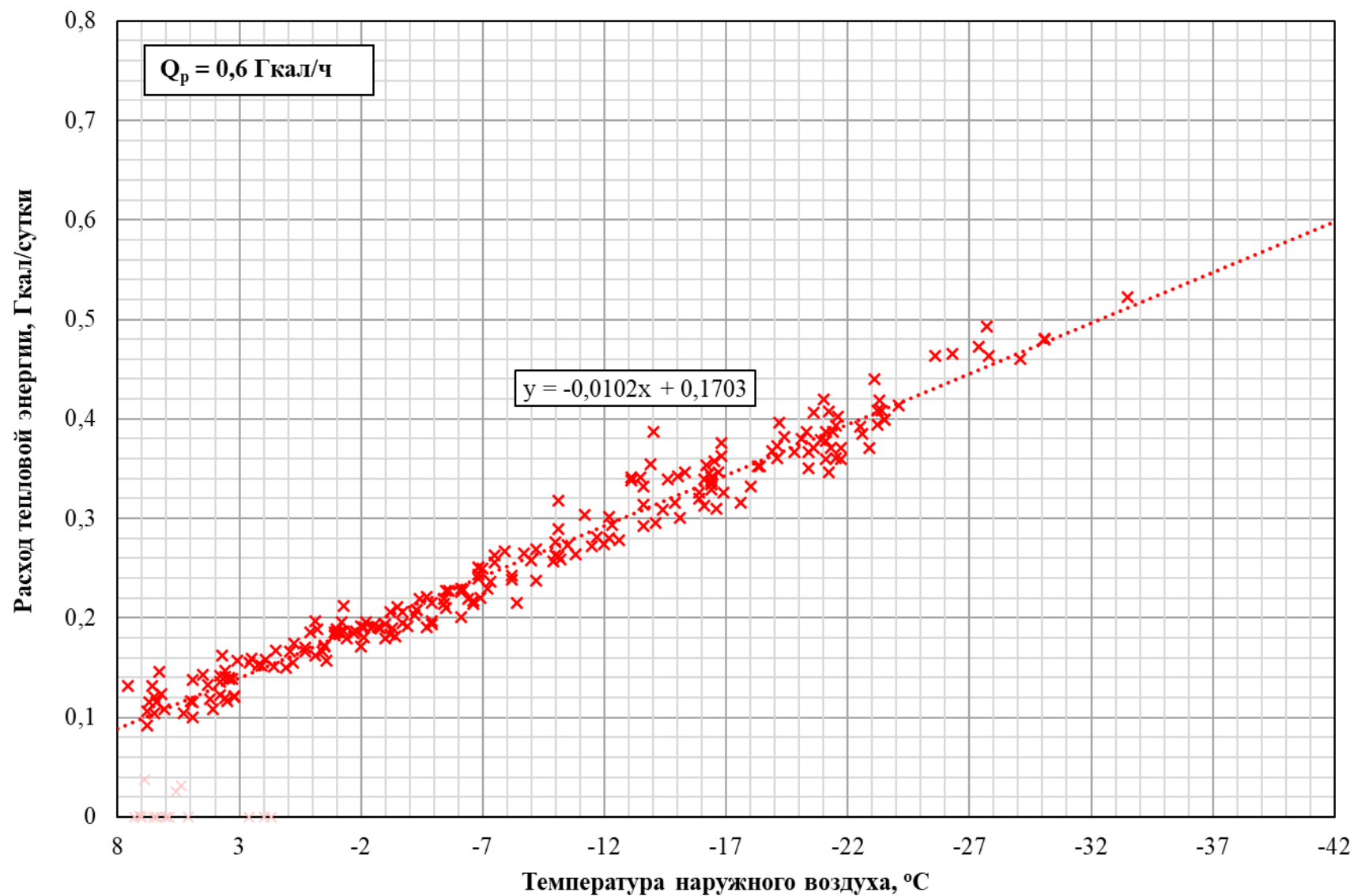


Рисунок 5.38 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз»

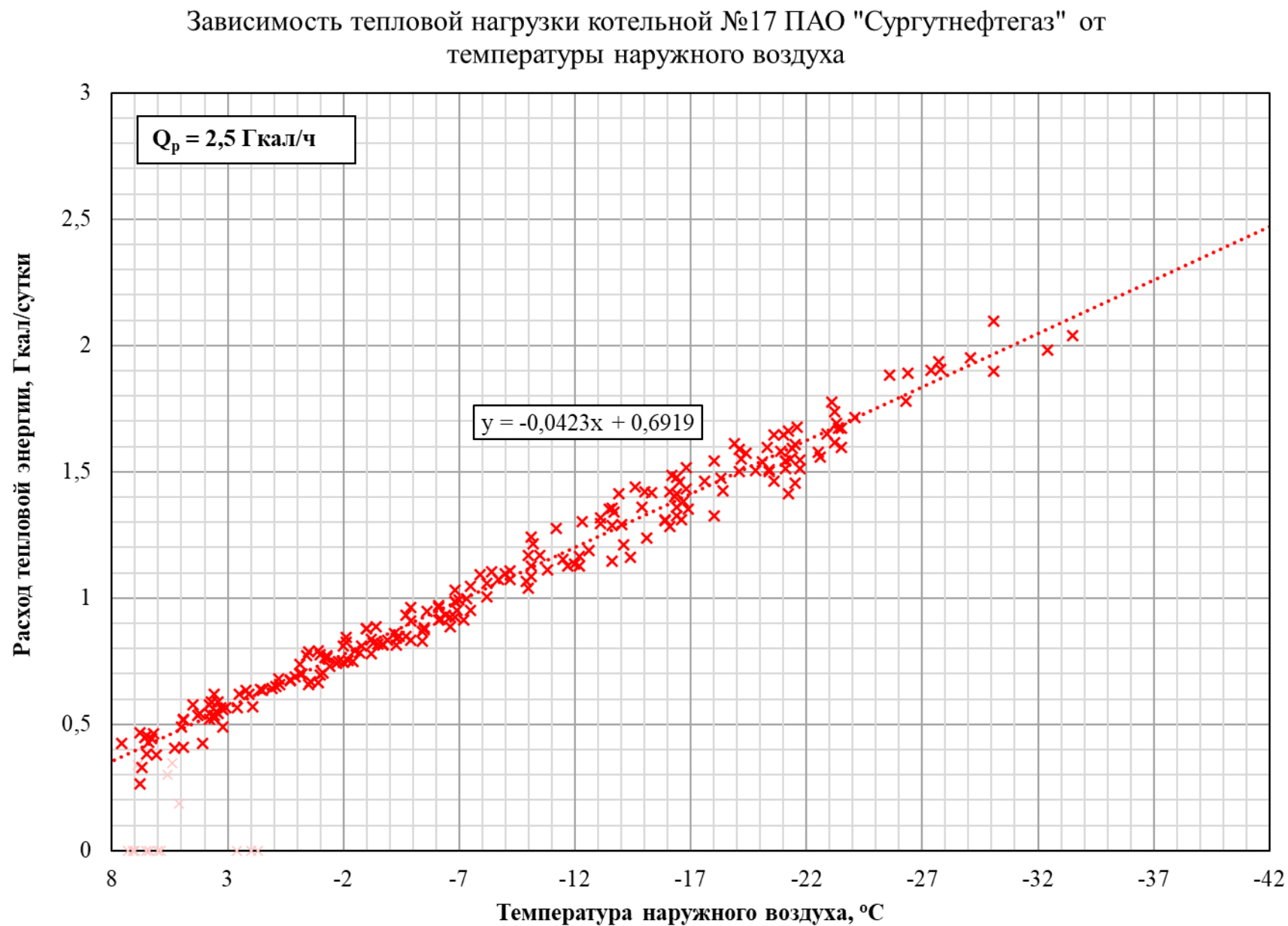


Рисунок 5.39 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз»

### Зависимость тепловой нагрузки котельной №19 ПАО "Сургутнефтегаз" от температуры наружного воздуха

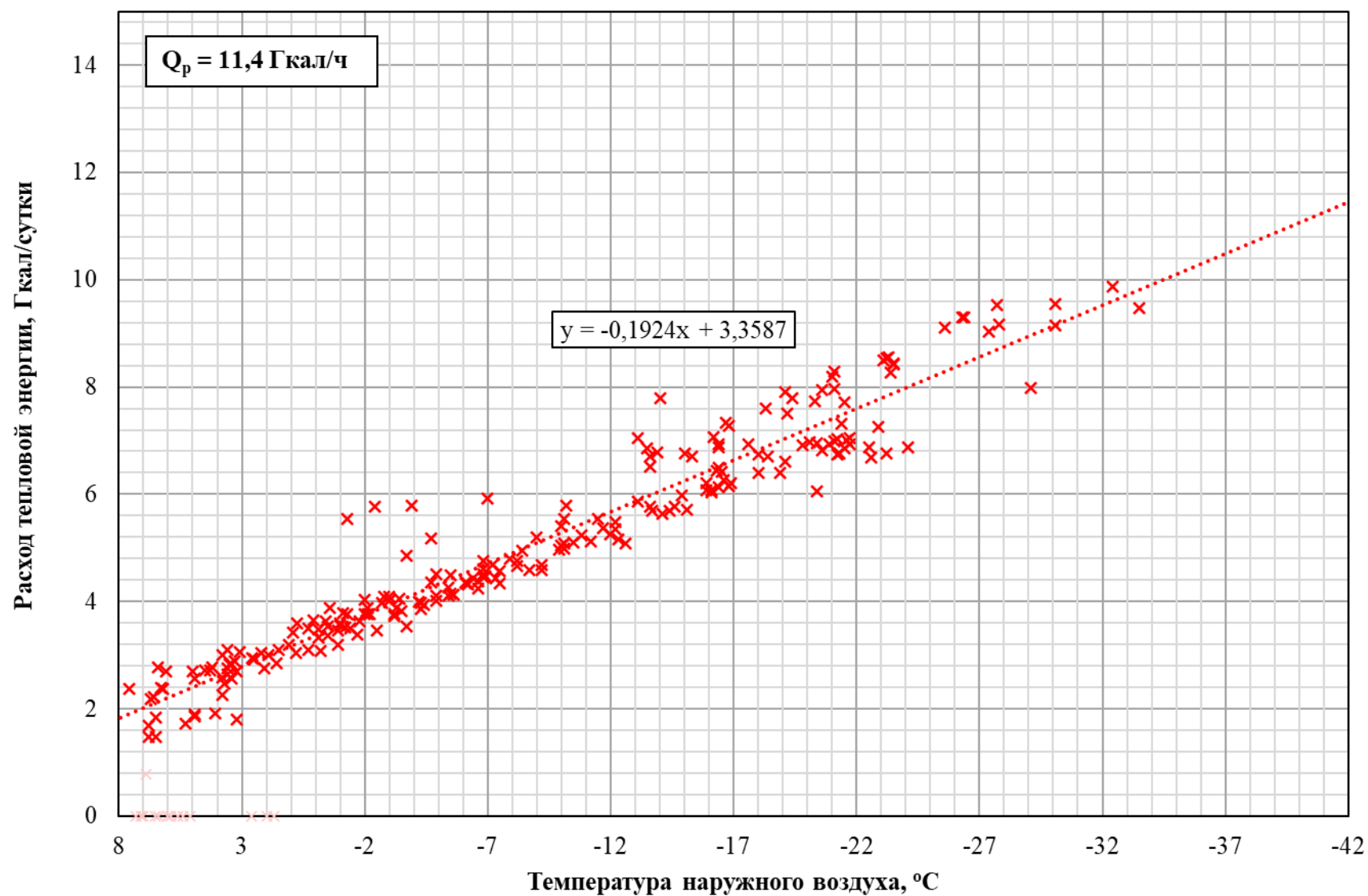


Рисунок 5.40 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз»

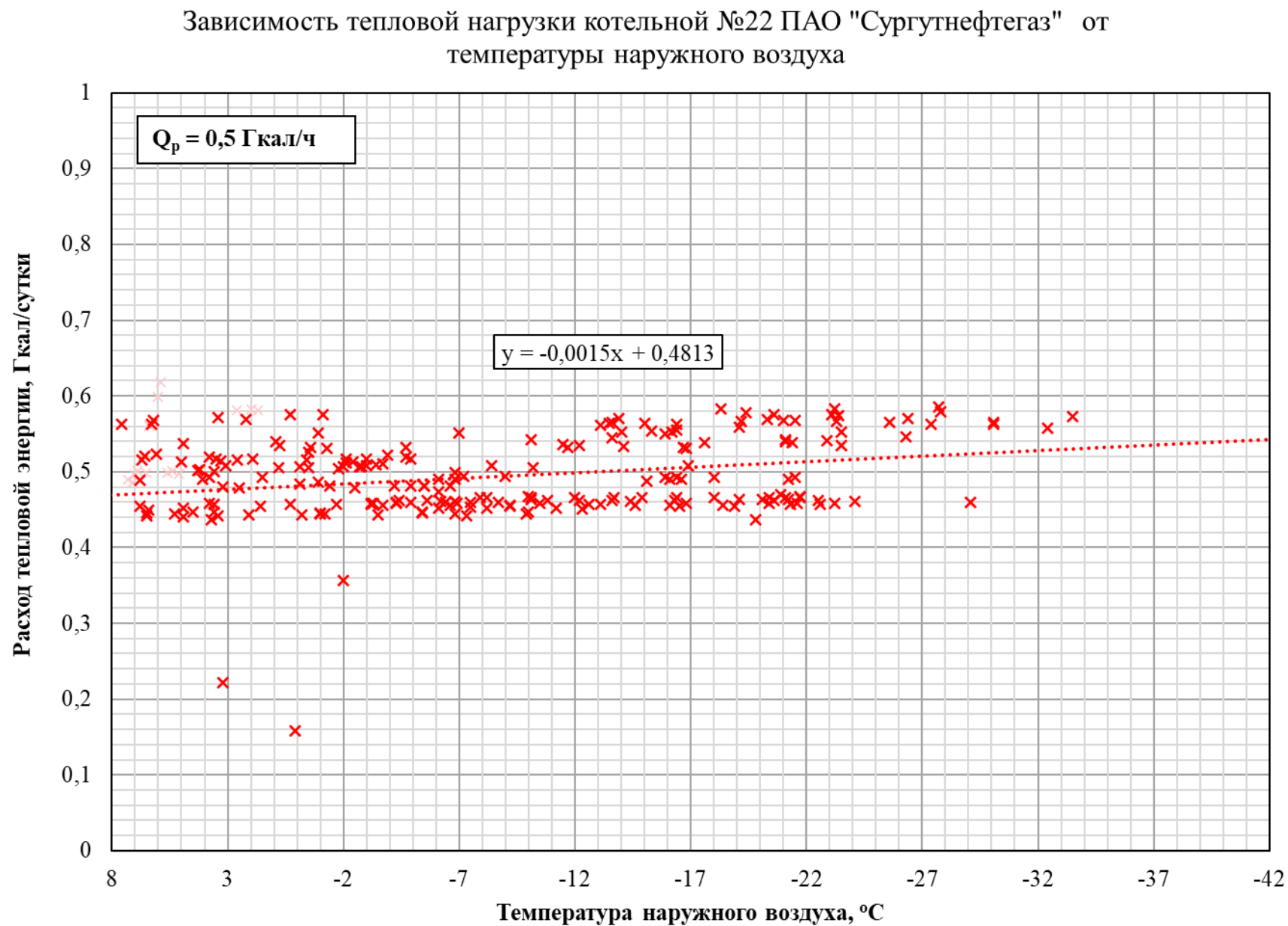
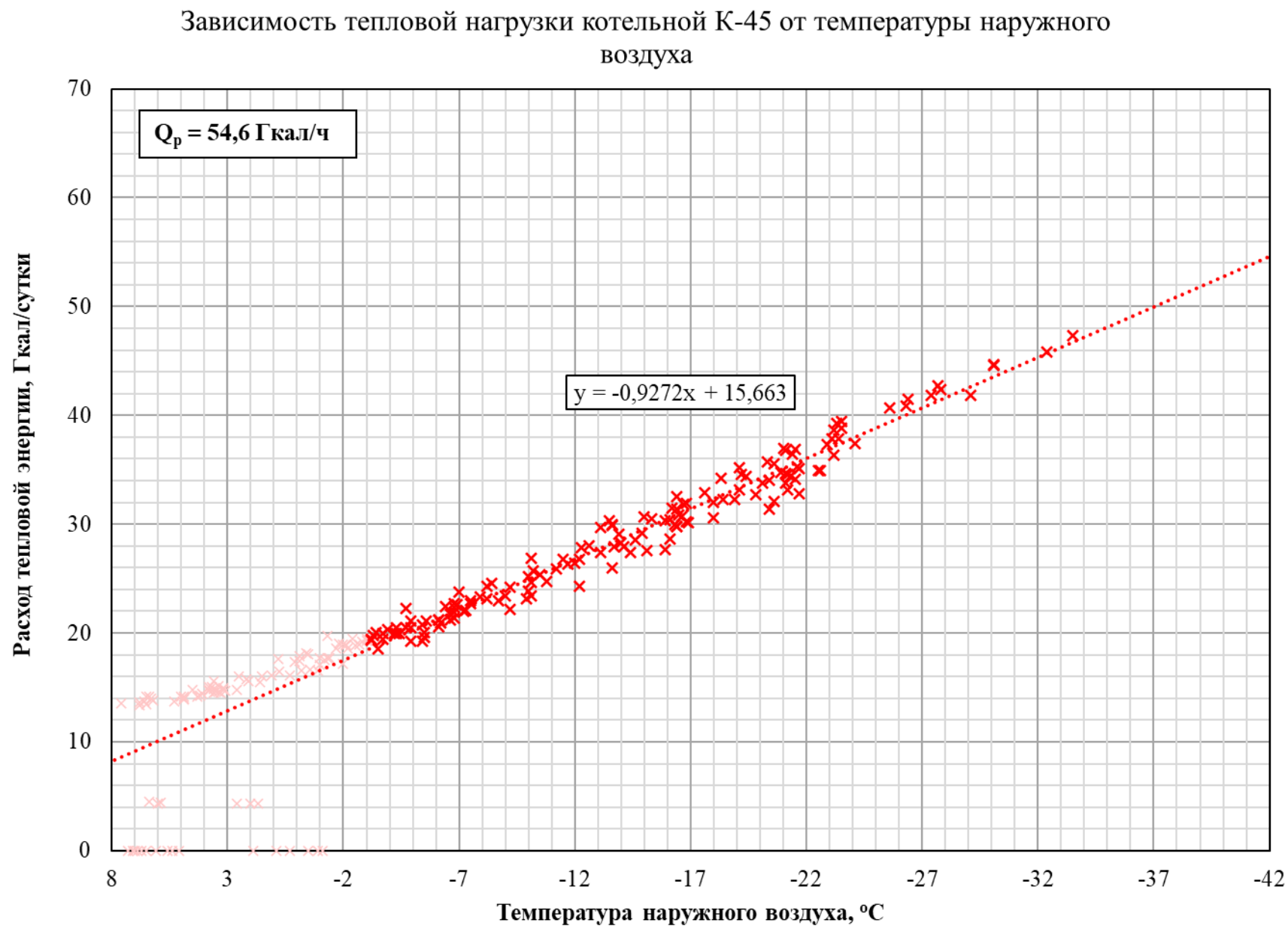


Рисунок 5.41 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз»



**Рисунок 5.42 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной К-45**

Для источников тепловой энергии, по которым не представлены данные в таблице выше, показания приборов учета отсутствуют, либо не могут быть предоставлены ввиду:

- отсутствия учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети;
- состояния приборов, не удовлетворяющих требований к ним (в соответствии с п. 14.2.2 Приложения 14 Методических указаний, такие данные не должны рассматриваться).

Как показывает опыт разработки и актуализации Схем теплоснабжения, расчетная тепловая нагрузка на коллекторах котельных составляет 70÷90% от суммы договорных величин нагрузок потребителей и нормативных потерь тепловой мощности в тепловых сетях. Для целей Схемы теплоснабжения принято допущение, что величина расчетной нагрузки конечных потребителей составляет 80% от договорных значений.

**Таблица 5.3 – Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, полученные на основании анализа данных приборов учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, за базовый период актуализации и предшествующие периоды**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах в горячей воде, Гкал/ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	СГРЭС-1	326,016	326,016	326,016	333,473	344,807
2	Котельная ПКТС	185,766	185,766	185,766	190,016	197,693
3	СГРЭС-2	273,939	273,939	273,939	273,939	290,030
4	Котельная №1	22,686	22,686	22,686	22,701	23,538
5	Котельная №2	58,434	58,434	58,434	58,344	53,099
6	Котельная №3	67,291	67,291	67,291	68,951	66,747
7	Котельная №5	6,173	6,173	6,173	6,290	5,897
8	Котельная №6	4,280	4,280	4,280	4,273	4,264
9	Котельная №7	4,466	4,466	4,466	4,427	4,028
10	Котельная №9	3,254	3,254	3,254	3,284	3,286
11	Котельная №13	7,280	7,280	7,280	7,280	7,223
12	Котельная №14	35,927	35,927	35,927	35,905	35,810
13	Котельная №21	2,976	2,976	2,976	2,976	2,971
14	Котельная №22 "Олимпия"	4,819	4,819	4,819	4,819	3,998
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	4,510	4,510	4,510	4,510	3,983
16	Котельная №24 "Нефтяник"	1,025	1,025	1,025	1,025	0,937
17	Котельная №25 пос. Лесной	0,230	0,230	0,230	0,184	0,218
18	Котельная №26 "Набережный"	0,458	0,458	0,458	0,285	0,579
19	Котельная №27 "Набережный"	1,866	1,866	1,866	1,163	1,167
20	Котельная №28 п. Юность	5,649	5,649	5,649	5,596	5,526
21	Котельная №29 п. Таежный	2,273	2,273	2,273	2,141	2,057
22	Котельная №30 п. Лунный	4,031	4,031	4,031	4,043	4,106
23	Котельная №32 п. Снежный	1,764	1,764	1,764	1,764	1,409
24	Котельная №33 п. Снежный	1,893	1,893	1,893	1,898	1,873
25	Котельная №34 Крылова, 40	0,100	0,100	0,100	0,100	0,099
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	-	-	-	-	-
27	Котельная №1	0,429	0,429	0,430	0,489	0,468
28	Котельная №3	2,723	2,723	3,227	3,104	3,340
29	Котельная №4	-	-	-	-	3,084
30	Котельная №5	9,143	9,143	9,659	9,656	6,217
31	Котельная №6	1,307	1,307	1,307	1,218	1,182
32	Котельная №7	2,386	2,386	2,534	2,727	2,662
33	Котельная №8	1,938	1,938	1,887	1,819	1,987



№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах в горячей воде, Гкал/ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
34	Котельная №9	5,529	5,529	4,872	4,854	4,836
35	Котельная №10	11,074	11,074	11,006	10,894	11,713
36	Котельная №12	14,493	14,493	15,211	14,543	13,991
37	Котельная №14	2,526	2,526	2,519	2,519	2,440
38	Котельная №15	4,732	4,732	4,720	4,677	4,157
39	Котельная №16	0,600	0,600	0,600	0,601	0,599
40	Котельная №17	2,047	2,047	2,293	2,613	2,469
41	Котельная №19	11,917	11,917	11,529	11,556	11,440
42	Котельная №22			0,440	0,468	0,544
43	Котельная К-45	54,447	54,447	54,447	54,447	54,605
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1,805	1,805	1,805	1,805	1,805
45	Котельная ООО "Газпром энерго"	17,360	17,360	17,360	18,208	17,233
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952
47	Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	2,208	2,208	2,208	2,208	2,208
48	Котельная ООО УК "СЗТК"	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	1,656	1,656	1,656	1,656	1,400
50	Котельная АО «Горремстрой»	1,291	1,291	1,291	1,291	1,288
51	Котельная ООО «Технические системы»	0,608	0,608	0,608	0,608	0,608
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
53	Котельная ООО "ТехСтрой"	-	-	-	-	1,576

Для определения расчетной нагрузки конечных потребителей (а не на коллекторах) необходимо иметь достаточно достоверную статистику значений потребления тепловой мощности у всех потребителей, что в настоящее время невозможно, ввиду отсутствия 100%-ой оснащенности потребителей приборами учета (фактическая оснащенность представлена в разделе 3 Главы 1 «Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя»). Следовательно, расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей определены пропорционально разделению тепловых нагрузок в структуре договорных нагрузок, на основе п. 36 Требований и П. 14.2.9 Методических указаний.

Таким образом, расчетная нагрузка отопления потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_o^p = \frac{Q_o^d}{Q_o^d + Q_v^d + Q_{гвс}^d} (Q_{кол}^p - Q_{пот}) \quad (1)$$

где  $Q_o^d$  – договорная нагрузка отопления, Гкал/ч;

$Q_v^d$  – договорная нагрузка вентиляции, Гкал/ч;

$Q_{гвс}^d$  – среднечасовая договорная нагрузка ГВС, Гкал/ч;

$Q_{\text{кол}}^P$  – расчетная нагрузка на коллекторах, полученная путем пересчета достигнутого максимума на расчетную температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления, Гкал/ч;

$Q_{\text{пот}}$  – нормируемая (нормативная) величина потерь тепловой мощности в тепловых сетях при расчетной температуре наружного воздуха (-22 °С), Гкал/ч.

Расчетная нагрузка вентиляции потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_B^P = \frac{Q_B^D}{Q_O^D + Q_B^D + Q_{ГВС}^D} (Q_{\text{кол}}^P - Q_{\text{пот}}) \quad (2)$$

Расчетная среднечасовая нагрузка ГВС потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_{ГВС}^P = \frac{Q_{ГВС}^D}{Q_O^D + Q_B^D + Q_{ГВС}^D} (Q_{\text{кол}}^P - Q_{\text{пот}}) \quad (3)$$

Значения принятых расчетных тепловых нагрузок конечных потребителей, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии, представлены в таблице ниже.

**Таблица 5.4 – Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии, по состоянию на 1 января 2023 года**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч				
		отопление и вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	ГВС <sub>макс</sub>	технология в паре	СУММА с учетом ГВС <sub>ср</sub>
1	СГРЭС-1	259,200	49,300	118,320	0,000	308,500
2	Котельная ПКТС	138,106	26,280	63,072	1,219	165,605
3	СГРЭС-2	153,800	27,200	65,280	0,000	181,000
4	Котельная №1	18,183	2,775	6,660	0,000	20,958
5	Котельная №2	43,229	8,027	19,265	0,000	51,256
6	Котельная №3	54,954	9,562	22,949	0,000	64,516
7	Котельная №5	4,874	0,518	1,243	0,000	5,392
8	Котельная №6	4,140	0,015	0,036	0,000	4,155
9	Котельная №7	3,793	0,000	0,000	0,000	3,793
10	Котельная №9	3,162	0,000	0,000	0,000	3,162
11	Котельная №13	3,741	0,133	0,319	0,000	3,874
12	Котельная №14	29,488	6,206	14,894	0,000	35,694
13	Котельная №21	2,553	0,320	0,768	0,000	2,873
14	Котельная №22 "Олимпия"	2,907	0,959	2,302	0,000	3,866
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	3,262	0,712	1,709	0,000	3,974
16	Котельная №24 "Нефтяник"	0,806	0,121	0,290	0,000	0,927
17	Котельная №25 пос. Лесной	0,148	0,000	0,000	0,000	0,148
18	Котельная №26 "Набережный"	0,266	0,136	0,326	0,000	0,402
19	Котельная №27 "Набережный"	0,702	0,377	0,905	0,000	1,079

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.  
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ  
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

20	Котельная №28 п. Юность	4,437	0,398	0,955	0,000	4,835
21	Котельная №29 п. Таежный	1,784	0,023	0,055	0,000	1,807
22	Котельная №30 п. Лунный	3,541	0,156	0,374	0,000	3,697
23	Котельная №32 п. Снежный	0,899	0,472	1,133	0,000	1,371
24	Котельная №33 п. Снежный	1,371	0,026	0,062	0,000	1,397
25	Котельная №34 Крылова, 40	0,099	0,000	0,000	0,000	0,099
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27	Котельная №1	0,456	0,013	0,031	0,000	0,469
28	Котельная №3	3,245	0,095	0,228	0,000	3,340
29	Котельная №4	2,829	0,255	0,612	0,000	3,084
30	Котельная №5	6,137	0,079	0,190	0,000	6,216
31	Котельная №6	1,182	0,000	0,000	0,000	1,182
32	Котельная №7	2,398	0,266	0,638	0,000	2,664
33	Котельная №8	1,902	0,084	0,202	0,000	1,986
34	Котельная №9	4,793	0,044	0,106	0,000	4,837
35	Котельная №10	11,018	0,696	1,670	0,000	11,714
36	Котельная №12	13,539	0,452	1,085	0,000	13,991
37	Котельная №14	2,440	0,000	0,000	0,000	2,440
38	Котельная №15	3,646	0,510	1,224	0,000	4,156
39	Котельная №16	0,546	0,053	0,127	0,000	0,599
40	Котельная №17	2,347	0,121	0,290	0,000	2,468
41	Котельная №19	11,182	0,258	0,619	0,000	11,440
42	Котельная №22	0,000	0,000	0,000	0,544	0,544
43	Котельная К-45	41,454	12,206	29,294	0,020	53,680
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1,639	0,100	0,240	0,000	1,739
45	Котельная ООО "Газпром энерго"	16,558	0,000	0,000	0,000	16,558
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	2,212	0,000	0,000	0,000	2,212
47	Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	2,208	0,000	0,000	0,000	2,208
48	Котельная ООО УК "СЗТК"	3,000	0,000	0,000	0,000	3,000
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	1,400	0,000	0,000	0,000	1,400
50	Котельная АО «Горремстрой»	1,168	0,000	0,000	0,000	1,168
51	Котельная ООО «Технические системы»	0,518	0,000	0,000	0,000	0,518
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	1,355	0,000	0,000	0,000	1,355
53	Котельная ООО "ТехСтрой"	1,576	0,000	0,000	0,000	1,576

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

Применение отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии имеют место в зоне действия СГРЭС-1 и СГРЭС-2. В качестве индивидуальных поквартирных источников используются электрические конвекторы.

Перечень жилых многоквартирных зданий, в которых используются электрические конвекторы приведён в таблице 5.5.

**Таблица 5.5 – Перечень жилых многоквартирных зданий с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Адрес многоквартирного дома	Общая площадь жилых помещений, м <sup>2</sup>	Количество проживающих, человек	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч		
			всего	в т. ч.	
				отопление	ГВС
ул. Щепеткина, 14	12675,1	534	1,29	1,14	0,15
ул. Щепеткина, 20Б	13619,3	449	1,34	1,22	0,12
ул. 30 лет Победы, 42/1	27197,6	954	2,70	2,44	0,26
ул. Генерала Иванова, 3/1	9257,2	469	0,96	0,83	0,13
ул. Крылова 47/1	11985,9	904	0,5986	0,5986	-

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

Величина потребления тепловой энергии за последние 3 года представлена в таблицах ниже:

- в разрезе источников тепловой энергии;
- в разрезе расчетных элементов территориального деления.

**Таблица 5.6 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии за последние 3 года**

Но мер	Наименование	Реализация тепловой энергии потребителям, Гкал								
		2020			2021			2022		
		Всего, в т.ч.:	На отопление и вентиляцию	На нужды ГВС	Всего, в т.ч.:	На отопление и вентиляцию	На нужды ГВС	Всего, в т.ч.:	На отопление и вентиляцию	На нужды ГВС
1	СГРЭС-1	1343811,3	1129062,8	214748,5	1472526,9	1237209,0	235317,9	1440303,2	1210134,8	230168,4
2	Котельная ПКТС	43090,0	35934,8	6838,0	99527,0	83000,4	15794,0	37973,0	31667,5	6026,0
3	СГРЭС-2	585147,9	497214,1	87933,8	761077,0	646705,2	114371,8	661366,2	561978,6	99387,6
4	Котельная №1	54321,0	47128,5	7192,5	61126,0	53032,4	8093,6	53744,0	46627,9	7116,1
5	Котельная №2	104093,0	87791,4	16301,6	123186,0	103894,3	19291,7	113583,0	95795,2	17787,8
6	Котельная №3	138322,0	117821,1	20500,9	188164,0	160276,0	27888,0	151789,0	129292,2	22496,8
7	Котельная №5	10789,0	9752,5	1036,5	13110,0	11850,5	1259,5	11877,0	10736,0	1141,0
8	Котельная №6	9625,0	9590,3	34,7	11867,0	11824,2	42,8	10203,0	10166,2	36,8
9	Котельная №7	8491,0	8491,0	0,0	10273,0	10273,0	0,0	8075,0	8075,0	0,0
10	Котельная №9	5888,0	5888,0	0,0	8197,0	8197,0	0,0	7507,0	7507,0	0,0
11	Котельная №13	9064,0	8752,8	311,2	10969,0	10592,4	376,6	14594,0	14093,0	501,0
12	Котельная №14	109582,0	90529,3	19052,7	128064,0	105797,9	22266,1	113545,0	93803,3	19741,7
13	Котельная №21	7233,0	6427,4	805,6	8373,0	7440,4	932,6	7652,0	6799,7	852,3
14	Котельная №22 "Олимпия"	3594,0	2702,5	891,5	4291,0	3226,6	1064,4	3919,0	2946,9	972,1
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	6573,0	5395,4	1177,6	7343,0	6027,4	1315,6	7480,0	6139,8	1340,2
16	Котельная №24 "Нефтяник"	1822,0	1584,2	237,8	2241,0	1948,5	292,5	2284,0	1985,9	298,1
17	Котельная №25 п. Лесной	141,0	141,0	0,0	94,0	94,0	0,0	86,0	86,0	0,0
18	Котельная №26 "Набережный"	3136,8	2075,6	1061,2	3552,0	2350,3	1201,7	3411,1	2257,1	1154,0
19	Котельная №27 "Набережный"	1380,2	898,0	482,2	1563,0	1016,9	546,1	1500,9	976,5	524,4
20	Котельная №28 п. Юность	8970,0	8231,6	738,4	8838,0	8110,5	727,5	7984,0	7326,8	657,2
21	Котельная №29 п. Таежный	3989,0	3938,2	50,8	4253,0	4198,9	54,1	4561,0	4502,9	58,1
22	Котельная №30 п. Лунный	6285,0	6019,8	265,2	7568,0	7248,7	319,3	7786,0	7457,5	328,5
23	Котельная №32 п. Снежный	390,4	256,0	134,4	348,2	228,3	119,9	402,9	264,2	138,7
24	Котельная №33 п. Снежный	4335,6	4254,9	80,7	4741,8	4653,5	88,3	4662,1	4575,3	86,8
25	Котельная №34 Крылова, 40	1008,0	1008,0	0,0	1067,0	1067,0	0,0	915,0	915,0	0,0
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Котельная №1	1312,0	1275,6	36,4	1592,0	1547,9	44,1	1489,0	1447,7	41,3
28	Котельная №3	7013,0	6813,5	199,5	8554,0	8310,7	243,3	7556,0	7341,1	214,9
29	Котельная №4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2780,0	2550,1	229,9
30	Котельная №5	15929,0	15726,6	202,4	19962,0	19708,3	253,7	15743,0	15542,9	200,1
31	Котельная №6	2710,0	2710,0	0,0	3264,0	3264,0	0,0	3030,0	3030,0	0,0
32	Котельная №7	5758,0	5183,1	574,9	7222,0	6500,9	721,1	6381,0	5743,9	637,1

Но мер	Наименование	Реализация тепловой энергии потребителям, Гкал								
		2020			2021			2022		
		Всего, в т.ч.:	На отопление и вентиляцию	На нужды ГВС	Всего, в т.ч.:	На отопление и вентиляцию	На нужды ГВС	Всего, в т.ч.:	На отопление и вентиляцию	На нужды ГВС
33	Котельная №8	3640,0	3486,0	154,0	4839,0	4634,3	204,7	4102,0	3928,5	173,5
34	Котельная №9	10153,0	10060,6	92,4	12101,0	11990,9	110,1	11388,0	11284,4	103,6
35	Котельная №10	26543,0	24965,9	1577,1	32080,0	30173,9	1906,1	29809,0	28037,9	1771,1
36	Котельная №12	28937,0	28002,1	934,9	36113,0	34946,3	1166,7	31987,0	30953,6	1033,4
37	Котельная №14	5377,0	5377,0	0,0	6688,0	6688,0	0,0	5782,0	5782,0	0,0
38	Котельная №15	11168,0	9797,5	1370,5	12988,0	11394,2	1593,8	11913,0	10451,1	1461,9
39	Котельная №16	1256,0	1144,9	111,1	1596,0	1454,8	141,2	1429,0	1302,6	126,4
40	Котельная №17	4825,0	4588,4	236,6	6466,0	6149,0	317,0	5880,0	5591,7	288,3
41	Котельная №19	23633,0	23100,0	533,0	27752,0	27126,1	625,9	27870,0	27241,5	628,5
42	Котельная №22	711,0	0,0	0,0	3959,0	0,0	0,0	4430,0	0,0	0,0
43	Котельная К-45	108406,9	83716,5	24650,0	145893,1	112664,9	33173,8	139715,0	107893,9	31769,0
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1867,2	1759,8	107,4	2283,7	2152,4	131,3	2209,3	2082,3	127,0
45	Котельная ООО "Газпром энерго"	30438,2	30438,2	0,0	39237,7	39237,7	0,0	32930,8	32930,8	0,0
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	11526,3	11526,3	0,0	15524,3	15524,3	0,0	13764,4	13764,4	0,0
47	Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	15061,0	15061,0	0,0	17601,0	17601,0	0,0	17452,0	17452,0	0,0
48	Котельная ООО УК "СЗТК"	8004,4	8004,4	0,0	9891,8	9891,8	0,0	8232,2	8232,2	0,0
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	6021,0	6021,0	0,0	6136,0	6136,0	0,0	5021,0	5021,0	0,0
50	Котельная АО «Горремстрой»	1636,0	1636,0	0,0	2086,0	2086,0	0,0	1523,0	1523,0	0,0
51	Котельная ООО «Технические системы»	2095,6	2095,6	0,0	2481,6	2481,6	0,0	2136,5	2136,5	0,0
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	4311,0	4311,0	0,0	4906,0	4906,0	0,0	4146,0	4146,0	0,0
53	Котельная ООО "ТехСтрой"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1217,5	1217,5	0,0

## **5.6. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

Норматив потребления коммунальной услуги – это объём потребления соответствующего коммунального ресурса, предъявляемый к оплате при отсутствии приборов учёта коммунального ресурса.

Нормативы установлены в соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, постановлениями Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 года N 306 "Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг", постановлением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 6 декабря 2013 года N 536-п "Об установлении порядка расчета платы за коммунальную услугу по отоплению в многоквартирных домах и жилых домах" и на основании Положения о Департаменте жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, утвержденного постановлением Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 22 декабря 2012 года N 164.

Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению на территории г. Сургута утверждены приказом Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского Автономного Округа – Югры от 9 декабря 2013 года № 26-нп (в редакции приказов Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики ХМАО - Югры от 30.12.2013 № 32-нп, от 30.06.2014 № 32-нп, от 11.08.2014 № 39-нп, от 29.08.2014 № 47-нп, от 05.11.2014 № 56-нп, от 13.01.2015 № 2-нп, от 16.05.2016 N№ 11-нп) и представлены в таблицах 5.5.1 – 5.5.3.

**Таблица 5.7 – Многоквартирные дома и жилые дома с закрытой системой отопления**

<b>Категории жилых домов</b>	<b>Для жилых помещений, Гкал на 1 м2 общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилым доме в месяц</b>
Жилые дома из панельных, блочных, монолитных конструкций	0,0227
Жилые дома из кирпича	0,0191
Жилые дома и общежития коридорного типа	0,0246
Жилые дома из деревянных конструкций	0,0221

**Таблица 5.8 – Жилые дома и многоквартирные дома постройки до 1999 года включительно с отбором ГВС из систем отопления**

Категории жилых домов	Капитальные жилые дома	Деревянные жилые дома
	Для жилых и нежилых помещений, Гкал на 1 м2 общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилом доме в месяц	Для жилых и нежилых помещений, Гкал на 1 м2 общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилом доме в месяц
1-этажные жилые дома	0,0454	0,0595
2-этажные жилые дома	0,0421	0,0553
5 - 9-этажные жилые дома	0,0254	-

Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению потребителями в жилых и нежилых помещениях в многоквартирных домах или жилых домах города Сургут утверждены приказом департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 11.11.2013 № 22-нп (с изменениями от 26 мая 2017 года №4-нп).

**Таблица 5.9 – Нормативы потребления коммунальных ресурсов по холодному, горячему водоснабжению и отведению сточных вод в целях содержания общего имущества в многоквартирных домах на территории Ханты Мансийского автономного округа - Югры**

№п/п	Категории жилищного фонда	Этажность	Норматив потребления холодной воды в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме	Норматив потребления горячей воды в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме	Норматив отведения сточных вод в целях содержания общего имущества в многоквартирных домах
1.	Многоквартирные дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	1-5	0,032	0,032	0,064
		6-9	0,026	0,026	0,052
		10-16	0,022	0,022	0,044
		более 16	0,016	0,016	0,032
2.	Многоквартирные дома с централизованным холодным водоснабжением и производством горячей воды в индивидуальных тепловых пунктах при закрытых системах горячего водоснабжения и в автономных крышных котельных, с водоотведением	1-5	0,036	0,036	0,072
		6-9	0,024	0,024	0,048
		10-16	0,018	0,018	0,036
		более 16	0,013	0,013	0,026
3.	Многоквартирные дома с централизованным холодным	1-5	0,045	х	0,045
		6-9	0,035	х	0,035
		10-16	0,019	х	0,019
		более 16	0,039	х	0,039



№п/п	Категории жилищного фонда	Этажность	Норматив потребления холодной воды в целях содержания общего имущества многоквартирном доме	Норматив потребления горячей воды в целях содержания общего имущества многоквартирном доме	Норматив отведения сточных вод в целях содержания общего имущества многоквартирных домах
	водоснабжением, водонагревателями, водоотведением				
4.	Многоквартирные дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	1-5	0,034	х	0,034
		6-9	0,023	х	0,023
		10-16	0,035	х	0,035
		более 16	0,02	х	0,02
5.	Многоквартирные дома с централизованным холодным, без централизованного водоотведения	1-5	0,019	х	х
		6-9	-	х	х
		10-16	-	х	х
		более 16	-	х	х
6.	Многоквартирные дома с централизованным	1-5	0,041	0,041	х
		6-9	-	-	х
		10-16	-	-	х
	холодным и горячим водоснабжением, без централизованного водоотведения	более 16	-	-	х
	Дополнительные категории:				
7.	Многоквартирные дома с централизованным холодным водоснабжением без централизованного водоотведения с водонагревателями	1-5	0,031	0,031	х
		6-9	-	-	х
		10-16	-	-	х
		более 16	-	-	х
8.	Многоквартирные дома коридорного типа с централизованным холодным и горячим водоснабжением, с централизованным водоотведением (бывшие общежития)	1-5	0,014	х	0,014

### 5.1. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Выполненный для определения базового спроса на тепловую энергию статистический анализ фактического отпуска тепловой энергии с коллекторов источников централизованного теплоснабжения показал, что фактическая отпускаемая в тепловые сети

величина тепловой энергии, пересчитанная на расчётное значение температуры наружного воздуха минус 42°C, существенно ниже суммы договорных нагрузок потребителей и расчётных значений тепловых потерь.

Указанное обстоятельство чрезвычайно важно для разработки схемы теплоснабжения, кардинальным образом влияя на планируемые мероприятия по развитию источников теплоснабжения и тепловых сетей (принятие в расчёт договорных, но реально не достигаемых нагрузок может на порядок увеличить капитальные затраты на эти мероприятия, которые окажутся невостребованными). Расхождение, как можно предположить, обусловлено методическими погрешностями при расчёте проектных тепловых нагрузок, методическими погрешностями расчёта по укрупнённым показателям (объёмам, площадям отапливаемых зданий).

Необходимо отметить, что массовые жалобы потребителей на недостаточное количество подаваемой теплоты в городе отсутствуют. Возникающие жалобы связаны с локальными проблемами зон и отапливаемых объектов, а не с систематическим снижением проектного температурного графика централизованного отпуска теплоты, что даёт право заключить, что фактический, заниженный по сравнению с договорным, отпуск теплоты, оцененный по приборам учёта на коллекторах источников, в целом соответствует фактическим потребностям.

Методология определения и величины расчетных тепловых нагрузок конечных потребителей представлены в разделе 5.3.

В таблице ниже представлено сравнение величины расчетной нагрузки и фактической потребности в тепловой мощности конечных потребителей по зоне действия каждого источника тепловой энергии.

**Таблица 5.10 – Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

№ п/ п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей, в том числе в паре (с учетом ГВС <sub>ср</sub> ), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
1	СГРЭС-1	478,620	308,500	64,5%
2	Котельная ПКТС	274,442	165,605	60,3%
3	СГРЭС-2	256,672	181,000	70,5%
4	Котельная №1	32,672	20,958	64,1%
5	Котельная №2	70,660	51,256	72,5%
6	Котельная №3	85,672	64,516	75,3%
7	Котельная №5	6,076	5,392	88,7%
8	Котельная №6	5,648	4,155	73,6%
9	Котельная №7	4,067	3,793	93,3%
10	Котельная №9	4,332	3,162	73,0%
11	Котельная №13	6,965	3,874	55,6%
12	Котельная №14	50,677	35,694	70,4%

№ п/ п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей, в том числе в паре (с учетом ГВС <sub>ср</sub> ), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
13	Котельная №21	3,254	2,873	88,3%
14	Котельная №22 "Олимпия"	1,867	3,866	207,1%
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец"	5,608	3,974	70,9%
16	Котельная №24 "Нефтяник"	1,901	0,927	48,8%
17	Котельная №25 пос. Лесной	0,095	0,148	155,8%
18	Котельная №26 "Набережный"	1,646	0,402	24,4%
19	Котельная №27 "Набережный"	0,813	1,079	132,7%
20	Котельная №28 п. Юность	5,184	4,835	93,3%
21	Котельная №29 п. Таежный	2,181	1,807	82,9%
22	Котельная №30 п. Лунный	3,392	3,697	109,0%
23	Котельная №32 п. Снежный	1,494	1,371	91,8%
24	Котельная №33 п. Снежный	3,325	1,397	42,0%
25	Котельная №34 Крылова, 40	1,120	0,099	8,8%
26	Котельная №35 Спортивное (законсервирована)		0,000	#ДЕЛ/0!
27	Котельная №1	0,874	0,469	53,6%
28	Котельная №3	4,143	3,340	80,6%
29	Котельная №4	3,400	3,084	90,7%
30	Котельная №5	5,929	6,216	104,8%
31	Котельная №6	1,300	1,182	90,9%
32	Котельная №7	3,118	2,664	85,5%
33	Котельная №8	2,172	1,986	91,5%
34	Котельная №9	5,068	4,837	95,4%
35	Котельная №10	16,188	11,714	72,4%
36	Котельная №12	15,932	13,991	87,8%
37	Котельная №14	2,543	2,440	95,9%
38	Котельная №15	6,882	4,156	60,4%
39	Котельная №16	0,710	0,599	84,3%
40	Котельная №17	2,843	2,468	86,8%
41	Котельная №19	12,421	11,440	92,1%
42	Котельная №22	0,450	0,544	120,9%
43	Котельная К-45	65,664	53,680	81,7%
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	2,256	1,739	77,1%
45	Котельная ООО "Газпром энерго"	21,541	16,558	76,9%
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	3,690	2,212	59,9%
47	Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	2,760	2,208	80,0%
48	Котельная ООО УК "СЗТК"	3,840	3,000	78,1%

№ п/ п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей, в том числе в паре (с учетом ГВС <sub>ср</sub> ), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	1,750	1,400	80,0%
50	Котельная АО «Горремстрой»	1,610	1,168	72,5%
51	Котельная ООО «Технические системы»	0,760	0,518	68,2%
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	1,700	1,355	79,7%
53	Котельная ООО "ТехСтрой"	1,970	1,576	80,0%