



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ СУРГУТ
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО
АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2027 ГОД)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

КНИГА 2 ГЛАВА 1

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

ТОМ 1 (РАЗДЕЛЫ 1 - 5)



РАЗРАБОТАНО:

Генеральный директор
ООО «Невская Энергетика»

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора
муниципального казенного учреждения
«Дирекция дорожно-транспортного и
жилищно-коммунального комплекса»

_____ Е. А. Кикоть

_____ Е. Н. Клименко

"__" _____ 2026 г.

"__" _____ 2026 г.

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ СУРГУТ
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО
АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2027 ГОД)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

КНИГА 2 ГЛАВА 1

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

ТОМ 1 (РАЗДЕЛЫ 1 - 5)

Санкт-Петербург

2026



СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа
Утверждаемая часть (УЧ)
Книга 1. Схема теплоснабжения муниципального образования городской округ Сургут Ханты-Мансийского Автономного округа – Югры. Том 1
Книга 1. Схема теплоснабжения муниципального образования городской округ Сургут Ханты-Мансийского Автономного округа – Югры. Том 2
Обосновывающие материалы (ОМ)
Книга 2. Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Том 1
Книга 2. Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Том 2
Книга 2. Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Книга 2. Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения городского округа
Книга 2. Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей
Книга 2. Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения городского округа
Книга 2. Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах
Книга 2. Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии
Книга 2. Глава 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей
Книга 2. Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения
Книга 2. Глава 10 Перспективные топливные балансы
Книга 2. Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения
Книга 2. Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизацию
Книга 2. Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения городского округа
Книга 2. Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия
Книга 2. Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций
Книга 2. Глава 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения
Книга 2. Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения
Книга 2. Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения
Книга 2. Глава 19 Оценка экологической безопасности теплоснабжения

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень таблиц.....	7
Перечень рисунков.....	12
1. Функциональная структура теплоснабжения.....	17
1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	19
1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.....	26
1.3. Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны действия ЕТО.....	29
1.4. Зоны действия производственных котельных.....	29
1.5. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	29
1.6. 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.....	43
2. Источники тепловой энергии.....	44
2.1. Источники комбинированной выработки.....	44
2.1.1. Структура и технические характеристики основного оборудования.....	44
2.1.1.1. Сургутская ГРЭС-1.....	44
2.1.1.2. Сургутская ГРЭС-2.....	47
2.1.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	49
2.1.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности.....	49
2.1.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто».....	50
2.1.5. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).....	56
2.1.5.1. СГРЭС-1.....	56
2.1.5.2. СГРЭС-2.....	59
2.1.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.....	62
2.1.7. Среднегодовая загрузка оборудования.....	66
2.1.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	66
2.1.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	68
2.1.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	68
2.1.11. 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.....	69
2.1.12. Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике комбинированной выработки.....	69
2.1.13. Описание проектного и установленного топливного режима источников комбинированной выработки.....	69
2.1.14. Характеристики и состояние золоотвалов.....	70
2.1.15. Описание эксплуатационных показателей функционирования источников комбинированной выработки г. Сургута.....	70
2.2. Котельные.....	74
2.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования.....	74
2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	85

2.2.3.	Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности	89
2.2.4.	Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто	90
2.2.5.	Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	93
2.2.6.	Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	93
2.2.7.	Среднегодовая загрузка оборудования	97
2.2.8.	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	99
2.2.9.	Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	100
2.2.10.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	102
2.2.11.	Проектный и установленный топливный режим котельных	102
2.2.12.	Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных	104
3.	Тепловые сети, сооружения на них	115
3.1.	Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения	115
3.2.	Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	115
3.3.	Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки	115
3.4.	Описание типов и количества секционирующей и регуливающей арматуры на тепловых сетях	129
3.5.	Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов	137
3.6.	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	137
3.7.	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	167
3.8.	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	190
3.9.	Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов)	200
3.10.	Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2020-2025 гг.	205
3.11.	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	206
3.12.	Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	211
3.13.	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	216
3.14.	Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	219
3.15.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	226
3.16.	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	227

3.17.	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	235
3.18.	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	237
3.19.	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	238
3.20.	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	250
3.21.	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	250
3.22.	Резервы и дефициты производственных мощностей существующих тепловых пунктов и их подзон теплоснабжения (распределительных (квартальных) тепловых сетей до конечных потребителей) с учетом перспективной тепловой нагрузки, а также увеличения нагрузки объектов теплопотребления на нужды ГВС в связи с необходимостью обеспечения температуры горячей воды на границе раздела не ниже +60 °С.....	252
3.23.	Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	260
4.	Зоны действия источников тепловой энергии.....	266
4.1.	Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения	266
4.1.1.	Сургутская ГРЭС -1.....	266
4.1.2.	Сургутская ГРЭС -2.....	268
4.1.3.	Котельные СГМУП «ГТС»	270
4.2.	Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	301
5.	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	303
5.1.	Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	303
5.2.	Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	304
5.3.	Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	355
5.4.	Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	356
5.5.	Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	359
5.6.	Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	362

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Изменение численности населения города Сургута за последние 10 лет.....	18
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 на конец базового 2025 года.....	21
Таблица 1.4 – Перечень зданий, подключенных к индивидуальным источникам теплоснабжения (пристроенные или крышные котельные, электроотопление).....	30
Таблица 1.5 – Индивидуальные котельные организаций и предприятий (работающих на газовом топливе).....	32
Таблица 1.6 - Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций с долей государственного или муниципального участия на 2025 год	43
Таблица 2.1 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов СГРЭС-1	45
Таблица 2.2 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов СГРЭС-146	46
Таблица 2.3 – Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов СГРЭС-2.....	48
Таблица 2.4 – Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов СГРЭС-248	48
Таблица 2.5 – Характеристики ПГУ-400 Сургутской ГРЭС-2.....	48
Таблица 2.6 – Таблица ПЗ.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность Сургутской ГРЭС-1	49
Таблица 2.7 – Таблица ПЗ.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность Сургутской ГРЭС-2	49
Таблица 2.8 – Таблица ПЗ.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» СГРЭС-1.....	50
Таблица 2.9 – Таблица ПЗ.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» СГРЭС-2.....	51
Таблица 2.10 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов СГРЭС-1 (2025 год).....	53
Таблица 2.11 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин СГРЭС-1 (2025 год).....	53
Таблица 2.12 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса котлов СГРЭС-2 (2025 год).....	54
Таблица 2.13 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин СГРЭС-2 (2025 год).....	55
Таблица 2.14 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок СГРЭС-1 (2025 год).....	56
Таблица 2.15 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников теплофикационных установок СГРЭС-1 (2025 год).....	57
Таблица 2.16 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов СГРЭС-1 (2025 год).....	57
Таблица 2.17 – Технические характеристики оборудования. Сетевой подогреватель ПСВ-500-3-23 (основной)	59
Таблица 2.18 – Технические характеристики. Сетевой подогреватель ПСВ-500-14-23 (пиковый).....	59
Таблица 2.19 – Технические характеристики. Охладитель конденсата ОВ-150-3А.....	60
Таблица 2.20 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов СГРЭС-2	60
Таблица 2.21 – Таблица П6.1. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности СГРЭС-1	66
Таблица 2.22 – Таблица П6.1. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности СГРЭС-2	66
Таблица 2.23 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов СГРЭС-1 за 2025 год.....	68
Таблица 2.24 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от СГРЭС-1 за 2020-2025 гг.	68
Таблица 2.25 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов СГРЭС-2 за 2025 год.....	68

Таблица 2.26 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от СГРЭС-2 за 2020-2025 гг.	68
Таблица 2.27 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на СГРЭС-1...	69
Таблица 2.28 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на СГРЭС-2...	70
Таблица 2.29 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели СГРЭС-1	71
Таблица 2.30 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели СГРЭС-2 (паросиловая часть без учета ПГУ)	72
Таблица 2.31 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных.....	75
Таблица 2.32 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных (2025 год), Гкал/ч	85
Таблица 2.33 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным за 2025 год	90
Таблица 2.34 - Способы регулирования и проектные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных г. Сургут.....	94
Таблица 2.35 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования котельных в 2025 году	97
Таблица 2.36 – Перечень приборов учёта, установленных на котельных	99
Таблица 2.37 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных (2025 год)	102
Таблица 2.38 – Таблица П10.8. Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных за 2025 год	104
Таблица 3.1 - Таблица П11.1.Общая характеристика магистральных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО	116
Таблица 3.2 - Общая характеристика распределительных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО	117
Таблица 3.3 - Общая характеристика сетей ГВС ТСО в зоне деятельности ЕТО.....	121
Таблица 3.4 - Способы прокладки магистральных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО...	122
Таблица 3.5 - Способы прокладки распределительных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО	123
Таблица 3.6 - Способы прокладки сетей ГВС ТСО в зоне деятельности ЕТО	126
Таблица 3.7 - Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей и сетей ГВС по годам прокладки ТСО в зоне деятельности ЕТО	126
Таблица 3.8 – Количество арматуры на магистральных сетях СГМУП «ГТС».....	129
Таблица 3.9 – Количество арматуры на распределительных сетях СГМУП «ГТС»	130
Таблица 3.10 – Запорно-регулирующая арматура ЦТП СГМУП «ГТС».....	130
Таблица 3.11 – Месторасположение секционирующей запорной арматуры ООО СГЭС».....	136
Таблица 3.12 – Месторасположение секционирующей запорной арматуры ООО «Газпром энерго»	137
Таблица 3.13 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественно-количественном регулировании отпуска тепла(Утвержденный температурный график СГРЭС-1) (П12.1 МУ).....	139
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-2) (П12.1 МУ).....	141
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 ПКТС) (П12.1 МУ).....	142
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 котельных №№5,6,9,22,24,25,26,27,28,29,30,32,33,34 СГМУП «ГТС», котельной СОК) (П12.1 МУ)	143
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 №№1,2,3 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ)	144
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 №№7,13 СГМУП «ГТС») (П12.1 МУ)	145

энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной ООО УК "СЗТК") (П12.1 МУ)	159
Таблица 3.33 – 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 «ТехСтрой») (П12.1 МУ)	160
Таблица 3.34 – 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 «СКАТ-База») (П12.1 МУ).....	161
Таблица 3.35 – 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 водогрейной котельной АО «Аэропорт Сургут») (П12.1 МУ)	162
Таблица 3.36 – 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 АО «Сургутский хлебозавод») (П12.1 МУ).....	163
Таблица 3.37 – Параметры гидравлического режима работы тепломагистралей СГРЭС-1 и СГРЭС-2	191
Таблица 3.38 – Параметры гидравлического режима работы котельных	192
Таблица 3.39 – Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации в зоне деятельности СМУП «ГТС».....	194
Таблица 3.40 – Сведения об отказах на тепловых сетях города, в разрезе источников тепловой энергии	202
Таблица 3.41 – Среднее время восстановлений тепловых сетей	205
Таблица 3.42 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях СГМУП "ГТС"	217
Таблица 3.43 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям ООО «СГЭС», г. Сургут на 2021-2025 год.....	218
Таблица 3.44 – Фактические технологические потери при передаче тепловой энергии в тепловых сетях за 2021-2025 гг.....	219
Таблица 3.45 – Перечень кожухотрубчатых теплообменников на ГВС	230
Таблица 3.46 – Перечень пластинчатых теплообменников	230
Таблица 3.47 - Оснащенность потребителей приборами учета тепловой энергии СГМУП «ГТС»	236
Таблица 3.48 – Оснащенность ЦТП, ПС СГМУП «ГТС» автоматизированными системами управления.....	239
Таблица 3.49 – Перечень выявленных бесхозных сетей	251
Таблица 3.50 – Резервы и дефициты производственных мощностей существующих тепловых пунктов и их подзон теплоснабжения.....	253
Таблица 3.51 – Расчетные потери сетевой воды на 2025 г. для работы водяных тепловых сетей от СГРЭС-1 (сети ООО «СГЭС») в целом.....	260
Таблица 3.52 – Расчетные потери сетевой воды на 2025 г. для работы водяных тепловых сетей от СГРЭС-2 (сети ООО «СГЭС») в целом*.....	261
Таблица 3.53 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии по тепловым сетям от котельной К-45 в целом	261
Таблица 3.54 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии вводяных тепловых сетях от СГРЭС-1 (сети ООО «СГЭС») в целом	262
Таблица 3.55 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии вводяных тепловых сетях от СГРЭС-2 (сети ООО «СГЭС») в целом	262
Таблица 3.56 – Расчетные потери сетевой воды на 2024 г, для работы водяных тепловых сетей от котельной К-45 в целом	263
Таблица 3.57 – Расчетные потери сетевой воды на 2024 г, для работы водяных тепловых сетей от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5	263
Таблица 3.58 – Расчетные потери тепловой энергии с потерями сетевой воды на 2024 г. для работы водяных тепловых сетей от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5	263
Таблица 3.59 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии по тепловым сетям от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5	264
Таблица 3.60 – Динамика основных показателей	264

Таблица 4.1 – Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	301
Таблица 5.1 – Распределение договорных нагрузок по элементам территориального деления – районам г. Сургут с разбивкой по видам теплопотребления	303
Таблица 5.2 – Сдвиг линейной функции, относительно начала координат (b_0) и наклон прямой (b_1)	304
Таблица 5.3 – Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, полученные на основании анализа данных приборов учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, за базовый год и предшествующие периоды	351
Таблица 5.4 – Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии, по состоянию на 1 января 2026 года	354
Таблица 5.5 – Перечень жилых многоквартирных зданий с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	355
Таблица 5.6 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии за последние 3 года.....	357
Таблица 5.7 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях на территории муниципального образования г. Сургут Ханты-Мансийского автономного округа - Югры	359
Таблица 5.8 – 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, м ³ на 1 м ² общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, в месяц.....	360
Таблица 5.9 – Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	362

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Изменение численности населения города Сургута за предшествующие 10 лет.....	18
Рисунок 1.2 – Функциональная структура теплоснабжения города (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями).....	28
Рисунок 2.1 - Принципиальная тепловая схема СГРЭС-1.....	58
Рисунок 2.2 - Принципиальная тепловая схема СГРЭС-2.....	61
Рисунок 2.3 – Температурный график ГРЭС-1.....	64
Рисунок 2.4 – Температурный график ГРЭС-2.....	65
Рисунок 3.1 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от СГРЭС-1 в 2025 г.....	167
Рисунок 3.2 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от СГРЭС-2 (Город) в 2025 г.....	168
Рисунок 3.3 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от СГРЭС-2 (Промзона) в 2025 г.....	168
Рисунок 3.4 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от ПКТС-ВЖР в 2025 г.....	169
Рисунок 3.5 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от ПКТС-Город в 2025 г.....	169
Рисунок 3.6 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №1 СГМУП «ГТС» в 2025 г.....	170
Рисунок 3.7 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №2 СГМУП «ГТС» в 2025 г.....	170
Рисунок 3.8 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №3 СГМУП «ГТС» в 2025 г.....	171
Рисунок 3.9 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №5 СГМУП «ГТС» в 2025 г.....	171
Рисунок 3.10 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №6 СГМУП «ГТС» в 2025 г.....	172
Рисунок 3.11 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №7 СГМУП «ГТС» в 2025 г.....	172
Рисунок 3.12 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №9 СГМУП «ГТС» в 2025 г.....	173
Рисунок 3.13 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №13 СГМУП «ГТС» в 2025 г.....	173
Рисунок 3.14 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №14 СГМУП «ГТС» в 2025 г.....	174
Рисунок 3.15 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №21 СГМУП «ГТС» в 2025 г.....	174
Рисунок 3.16 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №22 «Олимпия» СГМУП «ГТС» в 2025 г.....	175

Рисунок 3.36 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 12 ПАО «Сургутнефтегаз»	185
Рисунок 3.37 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 14 ПАО «Сургутнефтегаз»	185
Рисунок 3.38 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 15 1 вывод ПАО «Сургутнефтегаз»	186
Рисунок 3.39 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 15 2 вывод ПАО «Сургутнефтегаз»	186
Рисунок 3.40 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 16 ПАО «Сургутнефтегаз»	187
Рисунок 3.41 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 17 ПАО «Сургутнефтегаз»	187
Рисунок 3.42 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 19 ПАО «Сургутнефтегаз»	188
Рисунок 3.43 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной К-45 ООО «СГЭС» вывод 1 (38 мкр.)	188
Рисунок 3.44 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной К-45 ООО «СГЭС» вывод 2 (40 мкр.)	189
Рисунок 3.45 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной ООО «ТВС-сервис»	189
Рисунок 3.46 – Соотношение числа отказов	201
Рисунок 4.1 – Зона действия комплекса СГРЭС-1 – ПКТС	267
Рисунок 4.2 – Зона действия СГРЭС-2	269
Рисунок 4.3 – Зона действия котельной №1 СГМУП «ГТС»	270
Рисунок 4.4 – Зона действия котельной №2 СГМУП «ГТС»	271
Рисунок 4.5 – Зона действия котельной №3 СГМУП «ГТС»	272
Рисунок 4.6 – Зона действия котельной №5 СГМУП «ГТС»	272
Рисунок 4.7 – Зона действия котельной №6 СГМУП «ГТС»	273
Рисунок 4.8 – Зона действия котельной №7 СГМУП «ГТС»	273
Рисунок 4.9 – Зона действия котельной №9 СГМУП «ГТС»	274
Рисунок 4.10 – Зона действия котельной №13 СГМУП «ГТС»	275
Рисунок 4.11 – Зона действия котельной №14 СГМУП «ГТС»	275
Рисунок 4.12 – Зона действия котельной №21 СГМУП «ГТС»	276
Рисунок 4.13 – Зона действия котельной №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	276
Рисунок 4.14 – Зона действия котельной №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	277
Рисунок 4.15 – Зона действия котельной №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	277
Рисунок 4.16 – Зона действия котельной №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	278
Рисунок 4.17 – Зона действия котельной №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	278
Рисунок 4.18 – Зона действия котельной №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	279
Рисунок 4.19 – Зона действия котельной №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	279
Рисунок 4.20 – Зона действия котельной №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	280
Рисунок 4.21 – Зона действия котельной №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	280
Рисунок 4.22 – Зона действия котельной №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	281
Рисунок 4.23 – Зона действия котельной №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	281
Рисунок 4.24 – Зона действия котельной №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	282
Рисунок 4.25 – Зона действия котельной №35 Спортивное (законсервирована) СГМУП «ГТС»	282
Рисунок 4.26 – Зона действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	283
Рисунок 4.27 – Зона действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	284
Рисунок 4.28 – Зона действия котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	284

Рисунок 4.29 – Зона действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	285
Рисунок 4.30 – Зона действия котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	285
Рисунок 4.31 – Зона действия котельной №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	286
Рисунок 4.32 – Зона действия котельной №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	287
Рисунок 4.33 – Зона действия котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	287
Рисунок 4.34 – Зона действия котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	288
Рисунок 4.35 – Зона действия котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	288
Рисунок 4.36 – Зона действия котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	289
Рисунок 4.37 – Зона действия котельной №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	289
Рисунок 4.38 – Зона действия котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	290
Рисунок 4.39 – Зона действия котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	290
Рисунок 4.40 – Зона действия котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	291
Рисунок 4.41 – Зона действия котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	291
Рисунок 4.42 – Зона действия котельной К-45 ООО «СГЭС»	292
Рисунок 4.43 – Зона действия котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО «СГЭС»	293
Рисунок 4.44 – Зона действия котельной ООО «Газпром энерго»	294
Рисунок 4.45 – Зона действия котельной «Аэропорт Сургут»	295
Рисунок 4.46 – Зона действия котельной АО «Сургутский Хлебозавод»	296
Рисунок 4.47 – Зона действия котельной ООО УК «СЗТК»	297
Рисунок 4.48 – Зона действия котельной ООО «ТВС-сервис»	297
Рисунок 4.49 – Зона действия котельной АО «Горремстрой»	298
Рисунок 4.50 – Зона действия котельной ООО «Скат-База»	299
Рисунок 4.51 – Зона действия котельной ООО «ТехСтрой»	300
Рисунок 5.1 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия СГРЭС-1 – ПКТС	306
Рисунок 5.2 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной ПКТС-ВЖР	307
Рисунок 5.3 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной ПКТС-город	308
Рисунок 5.4 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия СГРЭС-2-промзона	309
Рисунок 5.5 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия СГРЭС-2-ВЖР	310
Рисунок 5.6 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №1 СГМУП «ГТС»	311
Рисунок 5.7 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №2 СГМУП «ГТС»	312
Рисунок 5.8 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №3 СГМУП «ГТС»	313
Рисунок 5.9 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №5 СГМУП «ГТС»	314
Рисунок 5.10 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №6 СГМУП «ГТС»	315
Рисунок 5.11 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №7 СГМУП «ГТС»	316
Рисунок 5.12 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №9 СГМУП «ГТС»	317
Рисунок 5.13 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №13 СГМУП «ГТС»	318
Рисунок 5.14 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №14 СГМУП «ГТС»	319
Рисунок 5.15 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №21 СГМУП «ГТС»	320
Рисунок 5.16 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №22 «Олимпия» СГМУП «ГТС»	321
Рисунок 5.17 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №23 «Ледовый Дворец» СГМУП «ГТС»	322
Рисунок 5.18 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №24 «Нефтяник» СГМУП «ГТС»	323
Рисунок 5.19 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	324
Рисунок 5.20 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №26 «Набережный» СГМУП «ГТС»	325

Рисунок 5.21 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №27 «Набережный» СГМУП «ГТС»	326
Рисунок 5.22 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	327
Рисунок 5.23 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	328
Рисунок 5.24 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	329
Рисунок 5.25 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельных №32 и №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	330
Рисунок 5.26 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	331
Рисунок 5.27 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	332
Рисунок 5.28 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	333
Рисунок 5.29 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	334
Рисунок 5.30 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	335
Рисунок 5.31 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	336
Рисунок 5.32 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	337
Рисунок 5.33 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	338
Рисунок 5.34 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	339
Рисунок 5.35 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	340
Рисунок 5.36 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	341
Рисунок 5.37 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	342
Рисунок 5.38 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №15-1 ПАО «Сургутнефтегаз»	343
Рисунок 5.39 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №15-2 ПАО «Сургутнефтегаз»	344
Рисунок 5.40 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	345
Рисунок 5.41 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	346
Рисунок 5.42 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	347
Рисунок 5.43 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной К-45 ООО «СГЭС» вывод 1 (38 мкр.)	348
Рисунок 5.44 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной К-45 ООО «СГЭС» вывод 2 (40 мкр.)	349
Рисунок 5.45 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной ООО «ТВС-сервис»	350

1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Здесь и далее в качестве базовой версии документа принимается Схема теплоснабжения муниципального образования городской округ Сургут Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, утвержденная Постановлением Главы города от 23.07.2025 № 47 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования городской округ Сургут Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и признании утратившими силу некоторых муниципальных правовых актов».

При актуализации настоящей Схемы теплоснабжения в качестве базового года принят 2025 год. Расчетный срок Схемы теплоснабжения принят 2044 год в соответствии с расчётным сроком Единого документа территориального планирования и градостроительного зонирования (далее также – Единый документ) муниципального образования городского округа Сургута Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, утвержденного решением Думы города Сургута от 27.11.2024 г. № 703 VII ДГ (с изменениями на момент актуализации настоящей схемы теплоснабжения).

Сургут – город окружного подчинения, крупнейший промышленный и культурный центр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (далее также ХМАО – Югра, автономный округ, субъект Российской Федерации, округ) Тюменской области. Законом Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 25.11.2004 № 63-оз «О статусе и границах муниципальных образований Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» муниципальное образование город окружного значения Сургут наделено статусом городского округа, с находящимся в его составе населенным пунктом г. Сургутом. Населенный пункт г. Сургут является административным центром Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Городской округ город Сургут (далее – город Сургут) расположен в центральной части Ханты-Мансийского автономного округа на территории Сургутской низины Среднесибирской низменности, в таежной зоне, на правом берегу реки Оби в ее среднем течении.

Численность населения города Сургут на 1 января 2025 года составила 432 875 человек.

Динамика численности населения города за предшествующий десятилетний период с 01.01.2015 г. по 01.01.2025 г. представлена в таблице и на рисунке ниже, принята в соответствии с данными Федеральной службы государственной статистики.

В городе Сургут наблюдается стабильный рост населения. В период с 2015 по 2025 год численность населения выросла на 92,1 тыс. человек (27,0 %).

Таблица 1.1 - Изменение численности населения города Сургута за последние 10 лет

Показатель	Численность населения (на 1 января), тыс. чел.										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ИТОГО по городскому округу	340,8	348,6	360,6	366,2	373,9	380,6	387,2	398,4	406,9	420,3	432,9
ИТОГО прирост (+)/ убыль (-) по сравнению с предыдущим годом, %	-	2,29%	3,44%	1,55%	2,10%	1,79%	1,73%	2,89%	2,15%	3,30%	2,98%
ИТОГО прирост (+)/ убыль (-) с 2015, %	-	2,29%	5,81%	7,45%	9,71%	11,68%	13,62%	16,90%	19,41%	23,34%	27,02%

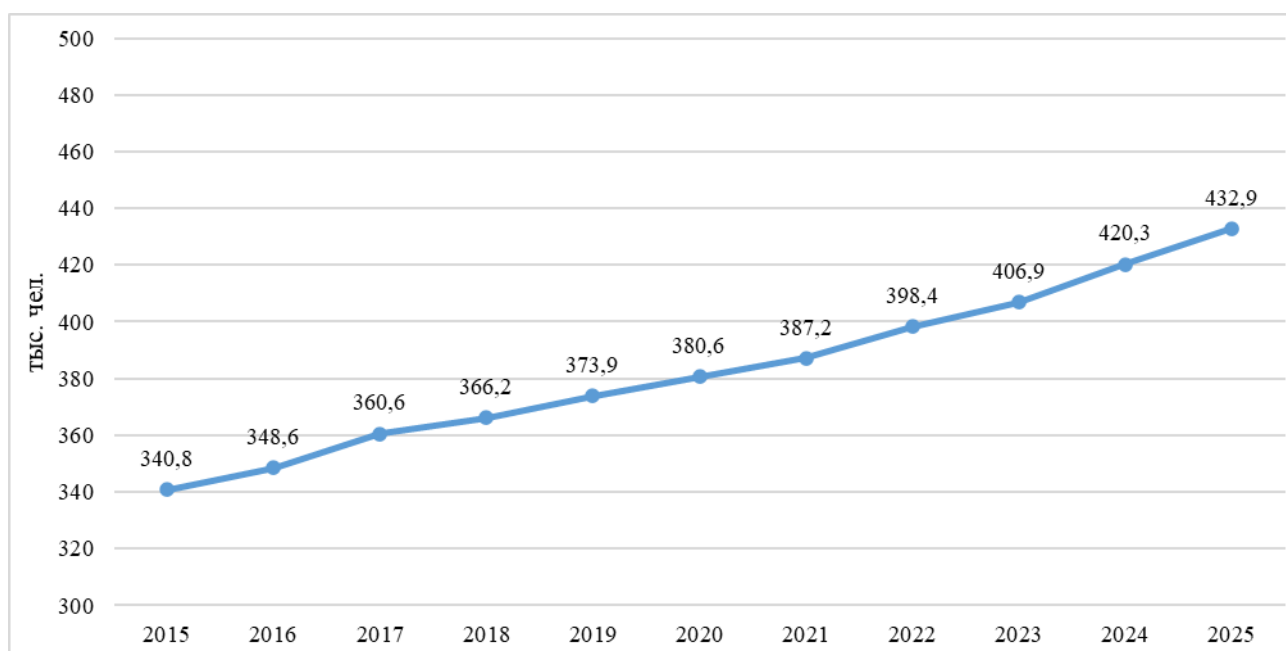


Рисунок 1.1 – Изменение численности населения города Сургута за предшествующие 10 лет

В таблице ниже представлены основные климатические показатели города Сургута для проектирования систем теплоснабжения.

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
город Сургут	254	-42	-9,3	2932

1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

По состоянию на 2025 (базовый) год актуализации Схемы теплоснабжения, централизованное теплоснабжение потребителей города Сургута осуществляется от источников теплоснабжения следующих теплоснабжающих организаций (ТСО), для которых обоснован и установлен тариф на тепловую энергию:

- Филиал публичного акционерного общества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» – Сургутская ГРЭС-1 (далее филиал ПАО «ОГК-2» – Сургутская ГРЭС-1);
- Филиал «Сургутская ГРЭС-2» Публичного акционерного общества «Юнипро» (далее ПАО «Юнипро» – Сургутская ГРЭС-2);
- Сургутское городское муниципальное унитарное предприятие «Городские тепловые сети» (далее СГМУП «ГТС») – 25 котельных. В том числе единственная в городе крупная котельная (свыше 100 Гкал/ч) – ПКТС с установленной мощностью 350 Гкал/ч (данная котельная находится в аренде у СГМУП «ГТС», собственником является – ООО «СГЭС»);
- 2 котельные Общества с ограниченной ответственностью «Сургутские городские электрические сети» (далее - ООО «СГЭС»);
- Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз» (далее – ПАО «Сургутнефтегаз») – 16 котельных;
- Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» Сургутский филиал (далее – ООО «Газпром энерго») – 1 котельная;
- Акционерное общество «Аэропорт Сургут» (далее АО «Аэропорт Сургут») – 1 котельная;
- 1 котельная Акционерного общества «Сургутский Хлебозавод» (далее АО «Сургутский хлебозавод»);
- 1 котельная Общества с ограниченной ответственностью Управляющая компания «Северо-Западная Тепловая Компания» (далее – ООО УК «СЗТК»);
- 1 котельная Общества с ограниченной ответственностью «ТВС-Сервис» (далее – ООО «ТВС-сервис»);
- 1 котельная Акционерного общества «Горремстрой» (далее - АО «Горремстрой»);
- 1 котельная Общества с ограниченной ответственностью «Специализированная компания автотехники – База» (далее - ООО «СКАТ-База»);
- 1 котельная Общества с ограниченной ответственностью «ТехСтрой» (далее - ООО «ТехСтрой»);
- 1 котельная Акционерного общества «Завод промышленных строительных деталей» (далее - АО «Завод Промстройдеталей»).

Перечень источников тепловой энергии с указанием эксплуатирующей организации представлен в таблице ниже. Основными балансодержателями 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».

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 источниками теплоснабжения 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 ООО «СГЭС» эксплуатирует «Котельную для теплоснабжения» по адресу: г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5.

ПАО «Сургутнефтегаз» эксплуатирует 16 котельных, которые обеспечивают теплоснабжение собственных объектов ПАО «Сургутнефтегаз» и поставляют тепловую энергию сторонним абонентам.

Прочие ТСО Сургута обладают 1-2 источниками теплоснабжения мощностью до 50 Гкал/ч, предназначенными для теплоснабжения собственных локальные зон. Также в Сургуте имеется теплосетевая организация, не владеющая источниками теплоснабжения, но имеющая на своём балансе тепловые сети. Это Филиал ОАО «РЖД» центральная дирекция по тепловодоснабжению СВЕРДДТВУ-7 (Далее - ОАО «РЖД») осуществляющий теплоснабжение собственных объектов в зоне действия котельной Котельная №13 СГМУП «ГТС». ТСО Сургута осуществляют теплоснабжение потребителей по «закрытой» схеме без отбора теплоносителя на нужды ГВС из системы. Потребители, получающие горячую воду по открытой схеме ГВС, расположены в микрорайонах 1, 2, 21-22, 27А, 28, 29, 30, 30А, 39, п. Юность, п. Кедровый, п. Лунный, п. Таёжный и п. Лесной.

Таблица 1.3 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций на конец базового 2025 года

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети		№ ЕТО	Наименование ЕТО	№ системы теплоснаб- жения (см. кн. 2 гл. 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	1) ООО «СГЭС» 2) СГМУП «ГТС	1
2	Котельная ПКТС	г. Сургут, ул. Мира, д.41	ООО «СГЭС»	СГМУП «ГТС»	1) ООО «СГЭС» 2) муниципальная собственность, СГМУП «ГТС»	1) ООО «СГЭС» 2) СГМУП «ГТС»	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»	1) ООО «СГЭС» 2) СГМУП «ГТС»	1 2	1) ООО «СГЭС» 2) СГМУП «ГТС»	1
Котельные СГМУП «ГТС»									
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	1
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр. 4	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	1
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	г. Сургут ул. Майская д.10/2 стр.2	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	1
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	п. Дорожный	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	2
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	Заячий остров	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	СГМУП «ГВК»	СГМУП «ГВК»	2	СГМУП «ГТС»	3

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети		№ ЕТО	Наименование ЕТО	№ системы теплоснаб- жения (см. кн. 2 гл. 15)
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание			
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	8-ой пром.узел, ул. Индустриальная	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	4
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	8-ой пром.узел, ул. Буровая	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	5
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	р-н ж/д, ул. Западная 1/1	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	2	СГМУП «ГТС»	6
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	р-н ж/д ул. Западная 1/1	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность, ОАО «РЖД»	СГМУП «ГТС» ОАО «РЖД»	2	СГМУП «ГТС»	6
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	п. Звездный ул. Трубная	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	7
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	8
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	Ледовый дворец Югорский тракт, 40	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	9
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	г. Сургут, ул. Игоря Киртбая 12/1 (Поликлиника Нефтяник)	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	10
17	Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	пос. Лесной	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	11
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	г. Сургут, Набережный пр. 17/2	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	12
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	г. Сургут, Набережный пр. 17	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	12
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	п. Юность	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	13

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети		№ ЕТО	Наименование ЕТО	№ системы теплоснаб- жения (см. кн. 2 гл. 15)
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание			
21	Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	п. Таежный	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	14
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	п. Лунный	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	15
23	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (законсервирована, переведена в режим ЦТП)	п. Медвежий угол	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	6
24	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	п. Снежный	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	16
25	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	п. Снежный	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	16
26	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	г. Сургут, ул. Крылова, 40	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	2	СГМУП «ГТС»	17
27	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	г. Сургут Спортивное ядро	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	муниципальная собственность	МБУ ДО СШ «Аверс»	2	СГМУП «ГТС»	18
Котельные ПАО «Сургутнефтегаз»									
28	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Аэропорт	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	19
29	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, промзона, ш. Нефтеюганское, 56, соор. 19	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	1
30	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Андреевский заезд, 14, соор. 10	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	20

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети		№ ЕТО	Наименование ЕТО	№ системы теплоснаб- жения (см. кн. 2 гл. 15)
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание			
31	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Андреевский заезд, 14, соор. 8	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	21
32	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ул. Буровая, 1, соор. 15	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	22
33	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Заячий остров, 6	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	23
34	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Андреевский заезд, 2, соор. 4	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	1
35	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Северный промрайон, Индустриальная, 56, соор. 19	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	24
36	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, промзона, ш. Нефтеюганское, 7/1, соор. 4	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	25
37	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ул. Промышленная, 20/1	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	26
38	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ш. Нефтеюганское, 54, соор. 1	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	27
39	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Югорский тракт, 6/1	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	28
40	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ул. Промышленная, 2, соор. 9	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	29
41	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, Андреевский заезд, 9	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	21
42	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ул. Автомобилистов, 16	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	30
43	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	г. Сургут, ул. Заячий остров, 6, соор. 19	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «Сургутнефтегаз»	3	ПАО «Сургутнефтегаз»	31

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети		№ ЕТО	Наименование ЕТО	№ системы теплоснаб- жения (см. кн. 2 гл. 15)
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание			
Котельные ООО «СГЭС»									
44	Котельная К-45	г. Сургут, ул. Крылова, 55/2	ООО «СГЭС»	ООО «СГЭС»	ООО «СГЭС», муниципальная собственность	ООО «СГЭС», СГМУП «ГТС»	1	ООО «СГЭС»	6
45	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»	32
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне деятельности ЕТО)									
46	Котельная ООО «Газпром энерго»	г. Сургут, ул. Производственная,17, ст. 1	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	ООО «Газпром энерго»	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	ООО «Газпром энерго»	4	ООО «Газпром энерго»	33
47	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»	34
48	Котельная АО «Сургутский Хлебозавод»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 2 (ПРОМЗОНА)	АО «Сургутский Хлебозавод»	АО «Сургутский Хлебозавод»	ООО Мясокомбинат «Сургутский»	ООО Мясокомбинат «Сургутский»	6	АО «Сургутский Хлебозавод»	35
49	Котельная ООО УК «СЗТК»	г. Сургут, ул. Автомобилистов, д. 3	Котельная ООО УК «СЗТК»	ООО «ОРИОН»	муниципальная собственность	СГМУП «ГТС»	7	ООО УК «СЗТК»	36
50	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»	37
51	Котельная АО «Горремстрой»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 21 база АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	9	АО «Горремстрой»	38
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	г. Сургут, ул. Монтажная 4	ООО «СКАТ-База»	ООО «СКАТ-База»	ООО «СКАТ-База»	ООО «СКАТ-База»	10	ООО «СКАТ-База»	39
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	г. Сургут, ул. Игоря Киртбая	ООО «ТехСтрой»	ООО «ТехСтрой»	ООО «СЗ СИГ»	ООО «ТехСтрой»	11	ООО «ТехСтрой»	40
54	Котельная АО «Завод промстройдеталей»	г. Сургут на территории п. ЦПКРС, пр. Набережный	АО «Завод промстройдеталей»	АО «Завод промстройдеталей»	АО «Завод промстройдеталей»	АО «Завод промстройдеталей»	12	АО «Завод промстройдеталей»	41

1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

В соответствии с ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. №190-ФЗ по состоянию на начало 2026 года 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.

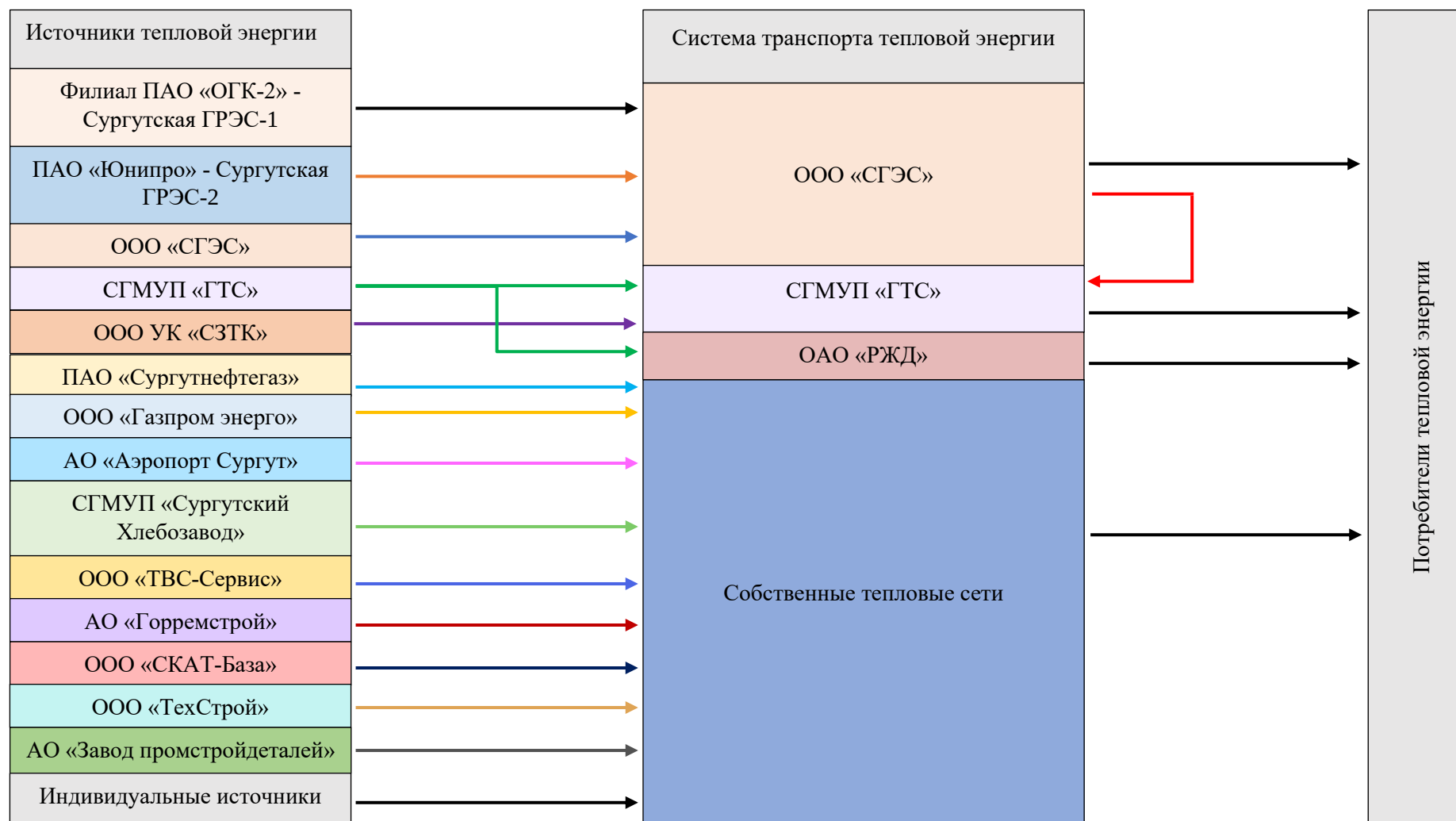


Рисунок 1.2 – Функциональная структура теплоснабжения города (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями)

1.3. Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны действия ЕТО

По состоянию на начало 2026 года все источники централизованного теплоснабжения (осуществляющие регулируемую деятельность) входят в реестр зон ЕТО.

1.4. Зоны действия производственных котельных

Помимо источников централизованного теплоснабжения ТСО в Сургуте имеется 231 индивидуальная котельная различных предприятий и организаций (не осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения). Совокупный отпуск тепловой энергии от данных котельных оценивается в 709 тыс. Гкал, а совокупная присоединенная тепловая нагрузка – 255 Гкал/ч. Индивидуальные котельные территориально расположены во всех районах города. Наибольшее количество индивидуальных котельных расположено в Северном промышленном и Северо-Восточном жилом районах. Перечень индивидуальных котельных представлен в таблице 1.5.

1.5. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Индивидуальные жилые дома расположены во многих районах города. Такие здания (одно-, двухэтажные), 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 многоквартирных жилых домах от ИТГ обеспечивается нагрузка отопления и горячего водоснабжения. Суммарная тепловая нагрузка таких домов на территории г. Сургута оценивается в 15,5 Гкал/ч.

Всего на территории города 32 МКД оборудованы индивидуальными источниками теплоснабжения на газовом топливе, 9 зданий обеспечены электроотоплением и 7 домов – печным отоплением.

Также часть предприятий и организаций оснащена собственными индивидуальными котельными. Всего на территории города (по состоянию на декабрь 2025 года) насчитывается 273 индивидуальных котельных предприятий и организаций.

Перечень зданий, теплоснабжение которых осуществляется: от крышных котельных, котельных, пристроенных к жилым зданиям, с электроотоплением, с печным отоплением, представлен в таблице 1.4.

Перечень организаций и предприятий города, оснащённых собственными индивидуальными котельными представлен в таблице 1.5.

Таблица 1.4 – Перечень зданий, подключенных к индивидуальным источникам теплоснабжения (пристроенные или крышные котельные, электроотопление)

№ п/п	Улица	Номер дома	Система отопления	Тип топлива
1	Югорский тракт	1	крышная модульная котельная	Природный газ
2	пр-т. Пролетарский	11	крышная модульная котельная	Природный газ
3	Тюменский тракт	19	крышная модульная котельная	Природный газ
4	ул. Есенина	8	пристроенная к зданию	Природный газ
5	ул. Есенина	10	пристроенная к зданию	Природный газ
6	ул. Есенина	12	пристроенная к зданию	Природный газ
7	ул. Есенина	14	пристроенные к зданию (2 шт.)	Природный газ
8	ул. Есенина	16	пристроенная к зданию	Природный газ
9	пр-д Вербный	1	пристроенная к зданию	Природный газ
10	пр-д Вербный	2	пристроенная к зданию	Природный газ
11	ул. А. Усольцева	13	пристроенные к зданию (2 шт.)	Природный газ
12	пер. Почтовый	2	пристроенная к зданию	Природный газ
13	пер. Почтовый	3	пристроенная к зданию	Природный газ
14	пер. Почтовый	4	пристроенная к зданию	Природный газ
15	пер. Почтовый	5	пристроенная к зданию	Природный газ
16	пер. Почтовый	6	пристроенная к зданию	Природный газ
17	пер. Почтовый	7	пристроенная к зданию	Природный газ
18	пр. Весенний	1	пристроенная к зданию	Природный газ
19	пр. Весенний	2	пристроенная к зданию	Природный газ
20	пр. Весенний	3	пристроенная к зданию	Природный газ
21	пер. Почтовый	1	пристроенная к зданию	Природный газ
22	пр-д. Тихий	1	пристроенная к зданию	Природный газ
23	ул. Контейнерная	8/1	отдельно стоящая котельная	Природный газ
24	ул. Контейнерная	8/2	отдельно стоящая котельная	Природный газ
25	ул. Контейнерная	8/3	отдельно стоящая котельная	Природный газ
26	Игоря Киртбая	10	внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
27	Игоря Киртбая	10/1	внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
28	Игоря Киртбая	10/2	внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
29	Игоря Киртбая	10/3	внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
30	Солнечная	4 стр. 1	внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
31	Энергостроителей ул.	7	внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ

№ п/п	Улица	Номер дома	Система отопления	Тип топлива
32	ул.30 лет Победы	7	электроотопление	Электрическая энергия
33	ул. Генерала Иванова	3	электроотопление	Электрическая энергия
34	ул. Ивана Захарова	10	электроотопление	Электрическая энергия
35	ул. Ивана Захарова	10/1	электроотопление	Электрическая энергия
36	ул. Щепеткина	14	электроотопление	Электрическая энергия
37	ул. Щепеткина	20 Б	электроотопление	Электрическая энергия
38	ул. Крылова	47/1	электроотопление	Электрическая энергия
39	пр-т Набережный	29	электроотопление	Электрическая энергия
40	ул. Линейная	15/1	электроотопление	Электрическая энергия
41	ул. Затонская	11	печное отопление	Твердое топливо
42	ул. Пионерская	37	печное отопление	Твердое топливо
43	ул. Пионерская	42	печное отопление	Твердое топливо
44	ул. Пионерская	44	печное отопление	Твердое топливо
45	ул. Щепеткина	26	печное отопление	Твердое топливо
46	ул. Щепеткина	27	печное отопление	Твердое топливо
47	ул. Щепеткина	42	печное отопление	Твердое топливо
48	пр-д. Тихий	3	внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ

Таблица 1.5 – Индивидуальные котельные организаций и предприятий (работающих на газовом топливе)

№ п/п	Наименование и адрес индивидуального источника теплоснабжения	Наименование потребителя	Месячное потребление топлива (природный газ), млн. куб. м
1	"Нежилое здание: Ангар" расположенном по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.30 лет Победы, 47/2, сооружение 1	ООО "АВТО-МОТОРС"	0,013877
2	"Автоматизированная газовая котельная тепловой мощностью 2.16 МВт с наружными сетями газоснабжения" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Нефтеюганское шоссе, 18, строение 1.	ООО "Авторемонтное предприятие"	0,024160
3	"Часть нежилого здания" по адресу: г.Сургут, ул.Аэрофлотская, д.8/2	ООО "Автоэкспресс" т.1 ул.Аэрофлотск.	0,022537
4	"Нежилое здание" по адресу: г.Сургут, 8-ой промузел, ул.Индустриальная, 42. Холодный склад №1	ООО "Автоэкспресс" т.2 ул.Индустриальная	0,070004
5	Котельная магазина "Смешанных товаров", по ул.Петровского 1, п.Снежный, г.Сургут.	ИП Агаев Замиг Агагусейн-оглы	0,002245
6	котельная, г.Сургут, ул.Индустриальная, 14, стр. 1	ИП Аглямев М.А.	0,022191
7	котельная, г.Сургут, ул.Крылова, 63	ИП Аглямев Ф.А. м-н Автогалактика	0,002759
8	котельная, г.Сургут, ул.Индустриальная (4П)	ИП Аглямев Ф.А. ул. Индустриальная	0,011950
9	Торгово-административный производственный комплекс со встроенной газовой котельной по адресу: г.Сургут, ул.Нефтеюганское шоссе, д.38/1	ООО "АДЕЛАИДА"	0,019343
10	Предприятие сервисного обслуживания автотранспортных средств "Автомобильный континент" расположенном по адресу: Тюменская обл., ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Югорский тракт 7/2, 1 "З", район острова Заячий	ООО "Автомобильный Континент-С"	0,013934
11	"Пристроенное нежилое здание: РММ": по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Инженерная, 20, корпус 5	ООО "АКСИ"	0,011451
12	"Растворобетонный узел" по адресу: г.Сургут, ул.Инженерная, 19	ООО "АлексСтрой"	0,021721
13	"Котельная (производственная база ООО "АЛББИК" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.30 лет Победы	ООО СЗ "Альбик"	0,011912
14	"Хозяйственно-бытовой блок" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Аэрофлотская, д.5	ООО "АНКОР"	0,017750
15	"Здание РММ" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Индустриальная, д. 7	ООО "АНТАРЕС"	0,023750
16	"Склад", расположенный по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Крылова, 57/1	ООО "АПАРТ ОТЕЛЬ Берлин" ул.Крылова №57/1	0,029875
17	"Центральный склад", расположенный по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Крылова, д.61, строение 1.	ООО "АПАРТ ОТЕЛЬ Берлин", ул.Крылова №61, стр.1	0,039062
18	"Газовая котельная с подводящим газопроводом по адресу: г.Сургут, ул.Индустриальная, 17, строение 3.	ООО "АфганВест"	0,027815
19	Производственная база "Север" г.Сургут, ул.Инженерная, 25	ИП Баженова А.У.	0,002904
20	котельная, г.Сургут, ул.Маяковского, 79	ИП Банных С.В.	0,012213
21	котельная, г.Сургут, ул.Индустриальная, 46	ИП Бондарь О.В.	0,021371
22	Газоснабжение топочной, расположенной по ул.Ветеранов №1А в пгт.Барсово, Сургутского района.	ИП Бородин В.Г.	0,005878
23	"Нежилое здание" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, проспект Набережный, д. 23	ООО "Булат"	0,000970
24	"Автономная газовая котельная мощностью 1,56 МВт" по адресу г.Сургут, ул.1 "З", район о.Заячий	ИП Быкос И.А.	0,022899
25	"Нежилое здание: развлекательный центр "Вавилон" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Профсоюзов, 55	ООО "Вавилон"	0,096150

№ п/п	Наименование и адрес индивидуального источника теплоснабжения	Наименование потребителя	Месячное потребление топлива (природный газ), млн. куб. м
26	1. "Нежилое здание со складским помещением" по адресу:ХМАО-Югра, г.Сургут, Нефтеюганское шоссе, дом 62, нежилое здание со складским помещением. 2. "Сервисный центр по обслуживанию и прокату электрооборудования по Нефтеюганскому шоссе, д. 62, в Северном промрайоне г.Сургута по адресу: ХМАО-Югра, город Сургут, Нефтеюганское шоссе, 62, сооружение 1.	ООО "ВАЛДИМ"	0,010290
27	т.2- котельная, г.Сургут, ул.Профсоюзов, 67	ИП Вдовенко Алексей Анатольевич т.2	0,026231
28	автоматизированная газовая котельная, г.Сургут, ул.Аэрофлотская, 9 (Шины Диски)	ИП Галимова Инга Евгеньевна	0,007017
29	"Теплый склад. Блок "А" по адресу: г.Сургут, тракт Югорский, дом 7/4	ИП Галязимов Владимир Геннадиевич	0,010801
30	Газовая котельная с сетями: расположенная по адресу г.Сургут, ул.Индустриальная, 4, сооружение 9	ИП Гиголаев Александр Амилионович	0,027620
31	"Нежилое здание", расположенное по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Профсоюзов, 7	ООО "Городские автомобильные мойки"	0,006016
32	Нежилое здание произв. Назначения со встроенной котельной г.Сургут, п.Юность, ул.Саянская, 44	ООО "ГРАДОС"	0,006116
33	котельная, г.Сургут, ул.Аэрофлотская, 4/1	ИП Грачев Александр Владимирович	0,009150
34	"Котельная мощностью 2,7 МВт" по адресу:ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Нефтеюганское шоссе, 24/2, сооружение 6	ООО "Дизель"	0,076900
35	"Магазин запчастей для грузовых и легковых автомобилей"	ООО "Дизель-Газ-Автозапчасть"	0,003766
36	котельная,г.Сургут, ул.Промышленная, 8, сооружение 1	ООО "Дорожно-строительный трест №1	0,041550
37	"Газовая котельная" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, п.Юность, ул.Саянская, 16, корпус 4	ООО "Дорстройиндустрия"	0,062516
38	Производственный корпус №1 и часть завода мощностью 700.000 м 2 жилья в год, по адресу: г.Сургут, ул.Домостроителей, 17	АО "СЗ "ДСК-1" , т.1	0,507550
39	Нежилое зданиепо адресу: г.Сургут, ул.Индустриальная, здание 22 (РМЦ)	АО "СЗ "ДСК-1" , т.2	0,026320
40	Женский монастырь "Умиление" - газовая миникотельная, г.Сургут, ул.Крылова, 18	Религиозная организация "Женский монастырь в честь иконы Божией Матери "Умиление" г.Сургута Ханты-Мансийской Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат)	0,019827
41	"Производственное здание" по адресу:ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Профсоюзов,д. 62	ИП Г.Г.Заяц	0,025248
42	1) "Нежилое здание: котельная", по адресу ХМАО-Югра, р-н Сургутский, п.Солнечный, тер. Первая Солнечная промзона, д.1,1/11; 2)"Нежилое здание" по адресу: ХМАО-Югра, р-н Сургутский, п.Солнечный, (Производственный корпус), территория завода строительных конструкций; 3)"Сооружение: склад заполнителей" расположенный на Территории завода строительных конструкций, Склад заполнителей, пос. Солнечный, Сургутский район, ХМАО-Югра, Тюменская область, Россия	ООО "Завод ЖелезоБетонСтрой", т.1 (ГРП)	0,208016

№ п/п	Наименование и адрес индивидуального источника теплоснабжения	Наименование потребителя	Месячное потребление топлива (природный газ), млн. куб. м
43	Газовая котельная центра ремонта и продаж средств механизации: расположенный по адресу: г.Сургут, ул.Генерала Иванова, 13	ИП Звегинцев Владимир Михайлович	0,031646
44	котельная, г.Сургут, Нефтеюганское шоссе, 62/2	ИП Зыков Александр Михайлович	0,014690
45	"Котельная с газопроводом ИП Казанцева" по адресу:, г.Сургут, шоссе Нефтеюганское, Северный промрайон, территориальная зона П.1	ИП Казанцев Алекседр Николаевич	0,015834
46	"Офис" адресу: г.Сургут, 37 мкр., ул.Сиреневая, 18	ИП Касумова Зумрият Надировна	0,004857
47	"Торгово-складское здание" по адресу: г.Сургут, ул.С.Безверхова, 2	ИП Кобрина Ирина Петровна	0,006082
48	"Склад №2, со встроенными административными помещениями, магазином и котельной по адресу: г.Сургут, Нефтеюганское шоссе, 38	ИП Кожуркина Елена Дмитриевна, т.1	0,006812
49	"Склад" по адресу: г.Сургут, ул.Индустриальная, д.11	ИП Кожуркина Елена Дмитриевна, т.2	0,002186
50	"Автозаправочный центр автокемпингом. Расширенре." по адресу: г.Сургут, ул.Аэрофлотская, д.30	ЗАО "Компания САБ"	0,013900
51	"Строительство торгового центра "Леруа Мерлен" расположенного по адресу: ХМАО-Югра, Югорский тракт" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, Югорский тракт, 34	ООО "Консалтинг групп"	0,046216
52	"Магазин-кафе" по адресу:ХМАО-Югра, г.Сургут, пер.Солнечный, 1/1	Косачева Ольга Александровна	0,001434
53	котельная для "Логистического центра на Югорском тракте, участок №13" , по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, Югорский тракт №13	ООО "Крокус"	0,094496
54	"Общественный комплекс в мкр.32 по пр.Пролетарскому, 7 в г.Сургуте"	ИП Кумирова Тамара Евдокимовна	0,005023
55	"Многофункциональный торгово-развлекательный центр "Лента" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.30 лет Победы, №74	ООО "Лента", т.1	0,078865
56	"Здание" по адресу: ХМАО-Югра, город Сургут, Югорский тракт, 2	ООО "Лента", т.2	0,046413
57	Газовая котельная по ул.Индустриальная,25/2, строение 8.	ИП Леоненко Виктор Александрович	0,057471
58	котельная,г.Сургут, ул.Нефтеюганское шоссе,70, строение 1	ИП Мансурова Елена Владимировна	0,014213
59	котельная мощностью 3,2 МВт производственной базы ООО "Мантрак Восток", по адресу: г.Сургут, ул.Базовая №38	ООО "Мантрак Восток"	0,062050
60	"Офис" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.С.Безверхова, д.6/4	ООО "МедИнфоЦентр"	0,002563
61	1."Газовая котельная" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Домостроителей д.6, сооружение 1. 2. "Склад готовой продукции" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Домостроителей, д.6, сооружение 2.	ООО "Мейджерпарк-Югра"	0,090967
62	Нежилое здание" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Индустриальная, 5	ООО "МИПТУС"	0,034280
63	"Котельная" расположенная по адресу:ХМАО-Югра, г.Сургут, шоссе Нефтеюганское д., 36, корп. 1.	ИП Мирзоев Мирза Арзуман оглы	0,033199
64	"Помещение" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Технологическая, д.6	ИП Мнацаканян Давид Сержикович	0,021434

№ п/п	Наименование и адрес индивидуального источника теплоснабжения	Наименование потребителя	Месячное потребление топлива (природный газ), млн. куб. м
65	"Здание автомойки с магазином автозапчастей, офисом и встроенной котельной, сетями газоснабжения протяженностью 55 метров по Нефтеюганскому шоссе г.Сургута", по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, д. 55/2	ИП Музыка Анатолий Васильевич	0,005659
66	"Нежилое здание. Блок подсобных цехов" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, д.6, корпус 6	ООО Мясокомбинат "Сургутский"	0,011040
67	Газовая котельная объекта: "Офисное здание, расположенное по адресу: г.Сургут, ул.Профсоюзов, 5, Блок Б.Реконструкция.	ООО "Навистар"	0,025772
68	котельная "Центра клинической имплантологии и эстетической стоматологии по адреу: г.Сургут, ул.С.Безверхова, 3/7	ООО МЦ "Наджа"	0,001644
69	"Склад" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Промышленная 5/1.	ООО "НГ-Энерго"	0,016338
70	котельная "Здание", расположенная по адресу:г.Сургут, ул.Нефтеюганское шоссе, 18/3, сооружение 2	ИП Негру Валериян Ильич	0,009190
71	1).Блочно-модульная котельная с инженерными сетями, расположенные по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Инженерная, территориальная зона П.1. Восточный промрайон; 2).Гаражи на земельном участке Астафьева А.С. и Быстрова Ю.Г. в Восточном промрайоне г.Сургута по ул.Инженерной, 2, IV строительства -Гараж Д, расположенные по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Инженерная, 2/2, сооружение 3.	ООО "Недвижимость"	0,056289
72	"Офисно-учебное здание и полигон для обустройства вождению. Автошкола. 1 этап" по адресу: г.Сургут, ул.30 лет Победы, 86	ЧОУ ДПО "Новолик"	0,003909
73	Котельная газовая мощностью 0,930 МВт" по адресу: г.Сургут, тракт Югорский, улица 1 "З"	ООО НОВОТЕХ-МБ	0,028941
74	"Техническое перевооружение системы теплоснабжения по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Аэрофлотская, 5. Котельная" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Аэрофлотсея, 5	ООО "НОРТЛЭНД", т.1	0,116983
75	"Нежилое здание" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Индустриальная, 16	ООО "НОРТЛЭНД", т.2	0,102548
76	Блочно-модульная автоматизированная котельная мощностью 2,4 МВт, по адресу:ХМАО-Югра, район Сургутский, городское поселение Белый Яр, пгт Белый Яр, ул.Набережная, д.1/22	ООО "Обь регион"	0,271975
77	"Нежилое помещение" по адресу: РФ, ХМАО-Огра, городской округ Сургут, г.Сургут, Нефтеюганское шоссе, здание 66, помещение 1	ИП Одибоев М.Р.	0,025320
78	"Теплая стоянка в здании арочного типа" по адресу: ХМАО-Югра, р-н Сургутский, пгт. Барсово, Восточная промышленная 6, территория 1	ООО "Общее и дорожное строительство"	0,014974
79	"Нежилое здание. Распределительный центр "Гора" 1-ый этап. Склад с АБК" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Индустриальная, 15	ООО "ОРТЭКС"	0,010140
80	"Мобильный блочный парогенератор EZ1500G", расположенный по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, п.Кедровый, восточный промрайон	ИП Осинцев Евгений Викторович	0,005093
81	"Специализированный магазин по продаже кондитерских изделий "Кешка-Сладкоежка" по адресу г.Сургут, п.Снежный, ул.Гайдара, 27	ИП Пахтаева Нина Леонидовна	0,001723
82	"Производственное помещение" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Нефтеюганское шоссе, 8	ООО Пивоваренный завод "Сургутский"	0,133480
83	"Встроенно-пристроенное нежилое помещение, СТО" по адресу: ХМАО-Югра, котельная, г.Сургут, шоссе Нефтеюганское, 62/2	ООО ТЦ "ПОБЕДА"	0,020563
84	"Универсам. Блок "Б"" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Маяковского, д. 47	ИП Погородний Иван Викторович	0,008831

№ п/п	Наименование и адрес индивидуального источника теплоснабжения	Наименование потребителя	Месячное потребление топлива (природный газ), млн. куб. м
85	"Модульная котельная установка МВКУ- 1.5Г" по адресу: г.Сургут, Северный промрайон, ул.Быстринская, д.13	ИП Погородняя-Граховская Анна Викторовна	0,064856
86	Торговый комплекс "Лайнер" по адресу: ХМАО-Югра, городской округ Сургут, г.Сургут, улица Аэрофлотская, здание 16.	ООО "Полома"	0,019106
87	"Станции технического обслуживания" по адресу:ХМАО-Югра, г.Сургут, Нефтеюганское шоссе, д 16/3	ИП Попков Евгений Викторович	0,002476
88	"Автономная газовая котельная тепловой мощностью 3,01 Гкал/час" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Гидростроителей, 7, сооружение 8	ООО "Промстрой"	0,095220
89	котельная, г.Сургут, п.Юность, ул.Путейцев, 1	ООО ППФ "Промстройпуть"	0,010050
90	"Автономная котельная" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Индустриальная, 20, сооружение 1	ЗАО "Протей"	0,020750
91	"Котельная мощностью 4,0 МВт" по адресу: ХМАО-Югра, Сургутский район, сельское поселение Солнечный, пос.Солнечный, тер. Первая Солнечная, строение № 6	ООО "ПСТ Логистик"	0,158780
92	Встроенное нежилое помещение. Цех металлоконструкций" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Нефтеюганское шоссе,62/1	ООО "Пульс"	0,016500
93	"Производственный бокс №2" по адресу: ХМАО-Югра, Сургутский район, пгт. Белый Яр, ул.Тажная, 24/1 сооружение 1	ИП Радченко Ирина Сергеевна	0,013740
94	"Котельная" для теплоснабжения производственной базы ЗАО "Рустам" по адресу: г.Сургут, Северный промрайон, ул.Индустриальная, д.10, сооружение 5	ООО "Ремстройбизнес"	0,011414
95	"Офис ОСАО "РЕСО-Гарантия" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.С.Безверхова, 27	Филиал САО "РЕСО-Гарантия"	0,002139
96	"Здание" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, Югорский тракт, ул.1 "З"	ООО "Респект" т.1	0,021890
97	"Котельная", по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Маяковского, 42	ООО "Респект", т.2	0,031220
98	"Техническое помещение" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Домостроителей, 5	ООО "Респект" т.3	0,060320
99	"Многофункциональный торговый комплекс с локальным источником теплоснабжения - газовой котельной и строенными трансформаторными подстанциями с распределительным пунктом в мкр.38 г.Сургута" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, д.1	АО "Риалрен"	0,229362
100	"Склад", по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Аэрофлотская д.5	ООО "РиК Девелопмент"	0,018900
101	"Нежилое здание. Салон - магазин "Интермебель" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Аэрофлотская д.6	ООО "РИФХАТ"	0,006327
102	"Здание, цех бронирования кабеля" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, Андреевский заезд, 5	ООО "РК-Нефтесервис"	0,026190
103	"Автономная газовая котельная мощностью 2,838 Гкал/час по адресу: ХМАО-Югра, , г.Сургут, ул.Саянская, 46/1	ИП Рябов Сергей Викторович	0,020240
104	"Котельная" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, район Станции Предбазовая. Котельная.	ООО СЗ "Салаир"	0,031320
105	"Автоматизированная газовая котельная на 1,8 МВт" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Аэрофлотская, 10/1, строение 4, Автоматизированная газовая котельная на 1,8 МВт	ООО "САНТЕХНИКА"	0,083140
106	"Автономная газовая котельная сблокированная со стояночным боксом по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Автомобилистов, 6, сооружение 1	ООО "ТК "СибАвтоТранс", т.1	0,031270
107	"Нежилое здание" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Транспортная, 4	ООО "ТК "СибАвтоТранс", т.2	0,021533
108	"Нежилое здание бытового обслуживания (код 3.3) по адресу: РФ, ХМАО-Югра, ул.Западная, 11	ООО "ТК "СибАвтоТранс", т.3	0,024122
109	"Здание нежилое" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, тракт Югорсктй, д.38	ООО "СГС групп"	0,307050

№ п/п	Наименование и адрес индивидуального источника теплоснабжения	Наименование потребителя	Месячное потребление топлива (природный газ), млн. куб. м
110	"Котельная" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ш. Нефтеюганское, д.26, помещение, 1 этаж 2 -этажного нежилого здания	ООО "Северавтосервис"	0,074380
111	"Административное здание общественного назначения" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.С.Безверхова, д. 4/4 и "Административное здание общественного назначения" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.С.Безверхова, д.4/5	ИП Сердюк Инна Юрьевна	0,004428
112	"Газовая котельная тепловой мощностью 0,930 МВт" по адресу ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Промышленная, дом 17	ООО МТК "Сибирский проект"	0,017480
113	"Гаражи" по адресу:ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Высоковольтная, д. 4	ООО ППН "СибБурМаш"	0,007447
114	"Нежилое здание: гаражи" по адресу ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Рационализаторов, д.21	ООО "СК"	0,011350
115	1) "Газовая котельная мощностью 1,0 МВт, сервисного центра "Ниссан" по адресу: г.Сургут, пр-кт Ленина, 76, корпус 1; 2)"Сервисный центр "Ниссан" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, пр-кт Ленина, д.76	ООО "СК-Моторс"	0,049640
116	"Нежилое помещение" по адресу: ХМАО-Югра, Сургутский р-н, ДНТ "Барсовское", ул. 2 левая	Скрябин Олег Геннадиевич	0,000720
117	"Склад с офисными помещениями" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Производственная, д.8	ООО "СтройМех"	0,031823
118	"Нежилое здание" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, Нефтеюганское шоссе, 18/2, сооружение 2	ООО "СМУ "ЛИФТ"	0,010760
119	"Нежилое здание. Котельная" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.30 лет Победы, д.59, сооружение 2	ООО "СОФТЕК"	0,015830
120	"Производственный корпус №2" по адресу: ХМАО-Югра,г.Сургут, ул.Г.Кукуевицкого, д.13, строение 7	ОАО "СПАТО"	0,153250
121	"Блочная котельная тепловой мощностью 4,5МВт для теплоснабжения производственной базы "Спецглавснаб" в г.Сургуте по ул.Промышленная 25" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Промышленная, уч. 25.	ООО "СПЕЦГЛАВСНАБ"	0,062537
122	"Нежилое сооружение" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, АБК ст.Промышленная	АО Сургутпромжелдортранс	0,005950
123	"Автономная газовая котельная" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Югорский тракт, 7/6,	ИП Стратила Андрей Васильевич, т.1	0,014594
124	"Котельная с тремя котлами" по адресу г.Сургут, ул.Индустриальная, 1, сооружение 5	ИП Стратила Андрей Васильевич, т.2	0,070958
125	"Нежилое здание. Компрессорная"котельная, г.Сургут, ул.Привокзальная, 31	ОАО "Строительно-монтажный проезд №584"	0,020517
126	"Здание" расположенное по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Солнечная, 4" 37 мкр.	ООО "Стройинвестгрупп"	0,005747
127	"Производственный корпус с пристроенной котельной и инженерными сетями" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, Нефтеюганское шоссе, 18/2, сооружение 1	ООО "Стройтрансит"	0,011047
128	"Склад" по адресу: ХМАО-Югра г.Сургут, ул.Производственная, 6	ЗАО "Сургутавтосервис"	0,035260
129	"Теплая стоянка для грузового автотранспорта" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Профсоюзов, 59	ООО "СУРГУТДРАЙВ"	0,013152
130	"Мебельный комбинат" по адресу: ХМАО-Югра, район Сургутский, гп.Барсово, территория 1. Мебельный комбинат.	ООО "Сургутмебель"	0,340260
131	"Встроенное нежилое помещение. Оптово розничный магазин гипермаркет "Чеховский"", расположенный по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, д.16/1	АО "Тандер"	0,044283
132	"Нежилое здание" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ш.ул.Нефтеюганско, 40,	ООО "Техгидросервис" (ТГС)	0,007480
133	"Здание" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Сосновая, 23, сооружение 3	ООО "Техарт-М"	0,025600
134	"Нежилое здание. Котельная" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, Нефтеюганское шоссе, 64/1	ООО "Технические системы"	0,014141

№ п/п	Наименование и адрес индивидуального источника теплоснабжения	Наименование потребителя	Месячное потребление топлива (природный газ), млн. куб. м
135	1)."Котельная газовая" по адресу: ХМАО-Югра, р-н Сургутский, п.Солнечный, Западно-промышленная зона, производственная база №5, строение 2; 2)."Операторская" по адресу: ХМАО-Югра, р-н Сургутский, п.Солнечный, Западно промышленная зона №5, строение 5; 3). "Нежилое" по адресу:ХМАО-Югра, Сургутский район, п.Солнечный, сельское поселение Солнечный, промзона; 4). "Производственный корпус" по адресу:ХМАО-Югра, р-н Сургутский, с.п.Солнечный, тер.Западно-промышленная зона, тер.Производственная база №5, стр.1	ООО "Технология"	0,262089
136	"Газовая котельная" по адресу:ХМАО-Югра, г.Сургут, Нефтеюганское шоссе, 37, сооружение 3	ООО "Техпромсервис"	0,019844
137	"Котельная" по адресу: ХМАО-Югра, Восточный промрайон, ул.Базовая, 34/3, сооружение 1	ООО "ТрансЗемСтрой"	0,007862
138	"Нежилое помещение" по адресу: ХМАО-Югра, Сургут, ул.Промышленная, 11 (Нефтеюганское шоссе, 66)	ООО "ТрансСтрой"	0,011774
139	"Теплый склад с котельной" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Профсоюзов, 51/3	ООО "УК Галерея"	0,033770
140	"Автоматизированная газовая котельная тепловой мощностью 3,2 МВт" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Индустриальная, 12	ООО "УМС-1"	0,075794
141	"Нежилое здание. Автоматизированная газовая водогрейная котельная тепловой мощностью 2.24 МВт по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Домостроителей, 13	АО "УМС-6"	0,069416
142	"Холодный склад №2 с газовой котельной" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Буровая, д.7	ООО "УралСибДевелопмент"	0,004532
143	"Центральный склад со встроенной котельной с подводящими сетями газоснабжения" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Домостроителей, 19, соружение 1.	ИП Федоров Юрий Васильевич	0,018404
144	"Часть здания. Гостиница" по адресу: ХМАО-Югра, городской округ Сургут, г.Сургут, ул.С.Безверхова, 12	ООО "ФИРМА ПОЛЕТ-СЕРВИС"	0,006743
145	"Газовая котельная" по адресу: РФ, ХМАО-Югра, г.Сургут, микрорайон 48. Котельная газовая	ООО СЗ "Формула Ремонта"	0,046290
146	Производственный корпус завода ЭМИ расположенный по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Глухова, 6, сооружение 2	ООО "Хайлон Петролиум Пайплайн Сервис (Сургут)"	0,046109
147	котельная, г.Сургут, 37 мкр. Тюменский тракт, 6	ООО "ЦВМ Юань"	0,006541
148	"Церковь Христа спасителя" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, пр.Набережный, 9	МРО Церковь Христа Спасителя ЕХБ г.Сургут	0,009374
149	плита, г.Сургут, пр.Набережный, мечеть	ЦРО ДУМ ХМАО-Югры	0,000553
150	"Нежилое здание" по адресу:ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Игоря Киртбая №17/1	ИП Чебан Петр Петрович	0,002784
151	"Цех металлообработки" по адресу: ХМАО-Югра, Сургутский район, городское поселение Барсово, пгт.Барсово, территория Восточная промышленная 15, д. 1, корп. 1.	ИП Чичков Николай Владимирович	0,009881
152	"Нежилое здание" по адресе: ХМАО-Югра, г.Сургут, Северный промрайон, шоссе Нефтеюганское, 48	ООО "Эл-Техника"	0,013220
153	"Нежилое здание: производственное здание" по адресу: ХМАО-Югра, г. Сургут, шоссе Нефтеюганское, 4	ИП Эфа Нина Леонидовна	0,050458
154	"Котельная с резервуарами для нефтепродуктов и со станцией обезжелезивания" по адресу: ХМАО-Югра, Сургутский район, сельское поселение Солнечный, п.Солнечный, строение 5 производственной базы 8 Западно-промышленной зоны	ООО СК "ЮВиС"	0,025543
155	«База отдыха «Валикас». Нежилое здание» по адресу: ХМАО-Югра, Сургутский район, пгт.Барсово, территория Восточная промышленная д.10, 1, стр.1	ООО "Юдегранд-Урал"	0,000208
156	"Газовая водогрейная котельная с газопроводом d-108 Технического центра ЗАО "Юнитеррос" по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, пр-кт Набережный, д.7/1, корпус 2	ЗАО "Юнитеррос"	0,041870

№ п/п	Наименование и адрес индивидуального источника теплоснабжения	Наименование потребителя	Месячное потребление топлива (природный газ), млн. куб. м
157	"Цех вентиляционной заготовки", расположенная по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, Северный промрайон, ул.Индустриальная, 4П	ООО СЗ "ЮСК"	0,010864
158	котельная, г.Сургут, ул.Профсоюзов, 53	ООО "Русское"	0,017638
159	котельная, г.Сургут, ул.Индустриальная, 3	ООО "Газпром переработка"	0,050250
160	котельные 16, 17, Сургутский район, пгт.Белый яр	МУП "ТО УТВиВ №1" МО Сургутский район, т.1	3,033278
161	БМК 49,5 мВт, п. Солнечный	МУП "ТО УТВиВ №1" МО Сургутский район, т.2	0,127403
162	котельная 2, Сургутский район, п.Солнечный	МУП "ТО УТВиВ №1" МО Сургутский район, т.3	0,281692
163	котельная 3, Сургутский район, п.Солнечный	МУП "ТО УТВиВ №1" МО Сургутский район, т.4	0,813068
164	котельные п.Барсово и д/с Рябинка, Сургутский район, г.п.Барсово	МУП "ТО УТВиВ №1" МО Сургутский район, т.5	0,637855
165	котельная,г.Сургут, ул.Нефтеюганское шоссе, 9-тый промузел	СГМУП "Горводоканал"	0,032146
166	Котельная Общественного центра п.Снежный, ул.Белоярская 2/1	МКУ "НАШ ГОРОД"	0,003444
167	котельная 3, Сургутский район, п.Солнечный, ул.Спортивная, строение 1, ЦСП Атлант	МКУ "РУСС"	0,018368
168	котельная, г.Сургут, пр.Макаренко, 2	КОУ ХМАО-Югра "Специальная учебно-воспитательная школа №2"	0,057159
169	котельная, г.Сургут, Тюменский тракт, 27	КУ "Сургутский клинический противотубер. диспансер"	0,139170
170	котельная, г.Сургут, ул.Автомобилистов, 11	ФГБОУ ДПО "УЦ ФПС по ХМАО-Югре"	0,032715
171	котельная, производство, г.Сургут, ул.Домостроителей, 4	СЦБПО ПРНС ПАО "Сургутнефтегаз" т.1	0,027472
172	котельная, производство, г.Сургут, ул.Индустриальная, 39	ЦБПО БНО ПАО "Сургутнефтегаз" т.2	0,042868
173	производство, г.Сургут, ул.Технологическая, 5	ЦБПО ЭПУ ПАО "Сургутнефтегаз" т.3	0,000164
174	котельная №18, АБЗ, г.Сургутский район, гп.Барсово	АБЗ тр.СНДСР ПАО "Сургутнефтегаз" т.7	0,058345
175	отопление автогаражей, ул.Аэрофлотская 2, сооружение 3	УТТ-1 ПАО "Сургутнефтегаз" т.10	0,011710
176	котельная, г.Сургут, ул.Рационализаторов, 17	ПТФ тр.СНТС ПАО "Сургутнефтегаз" т.11	0,010607
177	котельные швейной фабрики и №11, производство пгт.Белый Яр, ул.Лесная, 176/19, ул.Таежная, 16, сооружение 16	тр.СМТ - 1, УЭЗиС ПАО "Сургутнефтегаз" т.12	0,190948

№ п/п	Наименование и адрес индивидуального источника теплоснабжения	Наименование потребителя	Месячное потребление топлива (природный газ), млн. куб. м
178	производство, г.Сургут, ул.Промышленная, 18	РММ ЦБПО РНЭО ПАО "Сургутнефтегаз" т.14	0,004760
179	котельные, производство, г.Сургут, ул.Западная, 3 и 3/1	УКРСи ПНП БПО 1, СЦБПО ПРНС ПАО "Сургутнефтегаз" т.15	0,150583
180	котельная №20, пгт.Белый Яр, ул.Ермака, 3 (ЦТБ)	УЭЗиС ПАО "Сургутнефтегаз" т.16	0,435920
181	котельная 21, производство (ТГН-1), п.Солнечный, ул.Автомобилистов, 16	УЭЗиС, УТТ-6 ПАО "Сургутнефтегаз" т.22	0,278714
182	котельная, г.Сургут, ул.Аэрофлотская, 12	УТТ-3 ПАО "Сургутнефтегаз" т.23	0,067134
183	котельная, г.Сургут, ул.Рационализаторов, 13	УТТ-3 ПАО "Сургутнефтегаз" т.24	0,084030
184	Котельная, г.Сургут, ул.Домостроителей, 2	УТТ-1 ПАО "Сургутнефтегаз" т.27	0,063919
185	Производство, г.Сургут, ул.Западная, 5	УКРС иПНП БПО-2 ПАО "Сургутнефтегаз" т.28	0,140098
186	Сургутскте УТТ №3, Автостоянка открытого типа, База СУМР-1 ул. Электротехническая	СУТТ-3 ПАО "Сургутнефтегаз" т.30	0,025065
187	котельная №4, Андреевский заезд, 14	УЭЗиС, котельная №4, Андреевский заезд, 14, т.31	0,189868
188	котельная, производства, г.Сургут, п.Звездный	АО "АВТОДОРСТРОЙ"	0,160810
189	котельная, г.Сургут, ул.30 лет Победы, 53	ООО "Атлант"	0,071773
190	котельная, г.Сургут, 8-ой промузел, ул.Производственная, 14	ООО "АТУ-Север"	0,011566
191	котельная, г.Сургут, ул.Базовая	ООО "Братья"	0,095260
192	Газовая котельная производственной базы, ул.Сосновая, 29	ИП Вихарев А.Н. (ИП Коренченко Р.Г.)	0,102715
193	котельная, г.Сургут, Нефтеюганское шоссе, 44/1	ИП Гареева Р.Н.	0,018263
194	котельная, г.Сургут, промбаза УОД, п.Лунный, ул.Буровая, 3	ИП Горенко Виктор Иванович	0,025700
195	Газовая котельная производственной базы СГМУП "ДорРемТех", по адресу: г.Сургут, ул.Инженерная, 11.	ООО "ДорРемТех"	0,028391
196	котельная, производство, г.Сургут, ул.Сосновая, 27	АО "Завод промстройдеталей"	0,494819
197	"Микро ГЭС", расположенная по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Электротехническая, уч.9	ИП Забиякин А.В.	0,056345
198	котельные, г.Сургут, ул.Комплектовочная	ООО "ЗАСК"	0,013117
199	котельные, г.Сургут, ул.Базовая, 42	ООО "ГАМБИТ ТРАНС СЕРВИС ГРУПП"	0,005730
200	котельная, г.Сургут, ул.Монтажная, 5	АО "Мостострой-11"	0,107400
201	Отдельно стоящая газовая котельная, расположенная по адресу: ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Профсоюзов, 49/1	АО "ОСТРОГ"	0,011829
202	котельная, г.Сургут, ул.Технологическая, 9/з, строение 1	ООО "Парус"	0,017018
203	котельная, г.Сургут, ул.С.Безверхова, 12/3	ООО "ПрофЭнергоМед-ЛДЦ"	0,002485

№ п/п	Наименование и адрес индивидуального источника теплоснабжения	Наименование потребителя	Месячное потребление топлива (природный газ), млн. куб. м
204	Газовая котельная по адресу: г. Сургут, ул. Промышленная, 33	ООО "ПРОГРЕСС"	0,072431
205	"Окрасочная камера по адресу: ул. Промышленная "20/2, г. Сургут.	ООО "СварСиб"	0,002248
206	Газовая котельная базы "Северного Логистического Комплекса" по адресу: ул. Индустриальная 21, в г. Сургуте	ООО "Северный Логистический Комплекс"	0,103796
207	производство, г. Сургут, ул. Аэрофлотская, 5	ООО "СИБСТРОЙСЕРВИС"	0,008861
208	котельная, г. Сургут, Северный промрайон, ул. Промышленная, 16	ООО "СПЕЦГЛАВСНАБ"	0,142208
209	котельная, г. Сургут, ул. Базовая, 11	Статов М.	0,001502
210	котельная, г. Сургут, ул. 30 лет Победы, 46	ООО "Стройфинанс"	0,078810
211	Котельная нежилого здания АБК и газоиспользующее оборудование нежилого сооружения "Прирельсовое битумное сооружение", по адресу: ул. Аграрная, 2, в г. Сургуте	ИП Смирнов В.В.	0,001489
212	котельная, г. Сургут, ул. Инженерная, 8	ООО "Строительный двор"	0,014316
213	котельная промбазы №2 и котельная промбазы №3, г. Сургут, ул. Базовая, 34	ООО "Управляющая компания "Индустриальный парк-ЮГРА""	0,059423
214	котельная, г. Сургут, ул. Быстринская, 3, 5, 7 и ул. Профсоюзная, 60/1	АО "Тандер"	0,092874
215	котельная, г. Сургут, Нефтеюганское шоссе	ООО "ТехСтройКорпорация"	0,020640
216	котельная, г. Сургут, ул. Аэрофлотская, 5	ООО "СУ-25"	0,073170
217	котельная, производство, г. Сургут, ул. Промышленная ГРП 2 и кот.	ГП "Северавтодор Ф №3	0,117286
218	котельная, производство, г. Сургут, ул. Промышленная, ГРП 1 и ГРП 3	ГП "Северавтодор Ф №3	0,027860
219	газовая котельная мощностью 160 кВт для теплоснабжения административного здания по адресу: г. Сургут, ул. 30 лет Победы, 88	ИП Ханахмедов Махир Керим-оглы	0,007572
220	котельная, г. Сургут, ул. Трудовая, 2	ФБУ ИК-11 УФСИН России по ХМАО-Югре	0,154891
221	котельная, г. Сургут, ул. Индустриальная, 31	ФКУ ЛИУ №17 УФСИН России	0,065000
222	Встроенная котельная тепловой мощностью 0,198 МВт спортивного физкультурно-оздоровительного центра, расположенного по адресу: г. Сургут, микр. 24.	СОО ФТБ "Муай тай"	0,004057
223	Котельная "Баан-прачечного кооператива №1", расположенного по адресу: ХМАО-Югра, г. Сургут, ул. Декабристов 11	ООО "Аврора"	0,009755
224	"Котельная склада металлоконструкций производственной базы Чернышева С.В." по адресу: проезд 2П в Северном промрайоне г. Сургута	ИП Чернышев Сергей Витальевич	0,001030
225	"Котельная многофункционального здания по адресу ХМАО-Югра, г. Сургут, ул. Буровая 5/3"	ИП Сиволап В.В.	0,004700
226	Блок контейнер "Котельная", расположенная по адресу: ХМАО-Югра, г. Сургут, Андреевский заезд, 7	ИП Крашенинников Александр Викторович	0,017166
227	котельная, г. Сургут, ул. Производственная, 5/1	ИП Кузнецов Владимир Валерьевич	0,090830
228	котельная, г. Сургут, ул. 30 лет Победы, 66	ООО "САРМАТ"	0,051289

№ п/п	Наименование и адрес индивидуального источника теплоснабжения	Наименование потребителя	Месячное потребление топлива (природный газ), млн. куб. м
229	котельная, г.Сургут, ул.Индустриальная, 45	ООО "Газпром трансгаз Сургут" СУТТиСТ	0,018750
230	пищеприготовление для населения и отопление многоквартирных и индивидуальных жилых домов	население по линии АГРС-4	1,795000
231	пищеприготовление для населения и отопление многоквартирных и индивидуальных жилых домов	Население по линии ГРПБ-60	0,252630

1.6. 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. Объекты СГМУП «ГТС» находятся в муниципальной собственности и переданы ЕТО.

Таблица 1.6 - Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций с долей государственного или муниципального участия на 2025 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. Также осуществляет нерегулируемые виды деятельности.	Да	Да	Муниципальное

2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. Источники комбинированной выработки

На территории города Сургут функционирует два источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии: Сургутская ГРЭС-1 и Сургутская ГРЭС-2. СГРЭС-1 и СГРЭС-2 входят в пятёрку наиболее мощных объектов генерации в Российской Федерации.

2.1.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

2.1.1.1. Сургутская ГРЭС-1

По состоянию на конец базового года в состав СГРЭС-1 входят 16 турбоагрегатов с общей установленной электрической мощностью 3 308 МВт, из которых 4 теплофикационных, а 9 конденсационных с возможностью отпуска тепла от бойлерных установок. В качестве теплофикационных турбоагрегатов используются следующие типы установок: Т-178/210-130-3, Т-180/210-130-3, Т-190/225-12,8.

На СГРЭС-1 установлены 16 энергетических котлоагрегатов (ТГ -104) с суммарной производительностью 10 720 т/ч.

Суммарная установленная тепловая мощность теплофикационных отборов турбоагрегатов составляет 1 051 Гкал/ч. В составе оборудования филиала отсутствуют ПВК и РОУ, используемые в схеме отпуска тепла потребителям.

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 ²	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
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-178/210-130-3	12	ЛМЗ	1980	178	183	183	-	130	540
Т-190/225-12,8	13	ЛМЗ	2025	190	168	168	-	130	540
Т-180/210-130-3	14	ЛМЗ	1982	180	260	260	-	130	540
Т-180/210-130-3	15	ЛМЗ	1982	180	260	260	-	130	540
К-210-130-3	16	ЛМЗ	1983	215	20	20	-	130	540
ИТОГО				3308	1051	1051	-	130	540

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 ²	температура, °С	основное	резервное
ТГ -104	1	1972	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	2	1973	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	3	1973	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	4	1974	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	5	1975	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	6	1975	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	7	1977	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	8	1978	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	9	1978	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	10	1979	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	11	1979	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	12	1980	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	13	1981	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	14	1982	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	15	1982	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	16	1983	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ИТОГО			-	-	-	-	-

2.1.1.2. Сургутская ГРЭС-2

По состоянию на конец базового года установленная тепловая мощность станции составляет 840 Гкал/ч. Согласно утвержденному составу оборудования на зимний период, располагаемая тепловая мощность СГРЭС-2 составляет 420 Гкал/ч.

Комплекс генерирующего оборудования станции включает в себя 8 энергоблоков: 6 паросиловых и 2 парогазовых установки. Каждый конденсационный моноблок оборудован: прямоточным котлом ТГМП-204ХЛ, паровой турбиной К-810-240-5 (К-830-240-5М). Каждый блок ПГУ-400 оборудован: котлом утилизатор HRSG, газотурбинной установкой PG935FA и паровой турбиной 109D10. Котельный агрегат ПТГМП-204ХЛ – прямоточный, сверхкритического давления, с промежуточным перегревом, однокорпусный, газоплотный. Номинальная паропроизводительность составляет 2650 т/ч, давление острого пара - 245 кгс/см², температура острого пара - 545 °С.

Паротурбинная установка К-810-240-5 ПО ЛМЗ – конденсационная, номинальной мощностью 810 МВт с промежуточным перегревом пара, без регулируемых отборов, одновальная, пятицилиндровая, начальные параметры пара 23,5 МПа и 540 °С, температура промежуточного перегрева 540 °С. Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды и основного конденсата.

В июле 2011 года введены в эксплуатацию парогазовые установки типа STAG109FA. Блоки ПГУ отпускают только электрическую энергию.

Для всех шести паросиловых энергоблоков предусмотрен отпуск пара из отборов турбины сверх собственной регенерации без снижения номинальной мощности:

- из III отбора при давлении 1,628 МПа на собственные нужды станции 20 т/ч;
- из IV отбора при давлении 0,98 МПа на пиковый подогреватель сетевой воды 110 т/ч;
- из VI отбора при давлении 0,25 МПа на основной подогреватель сетевой воды 120 т/ч.

Мощность одной теплофикационной установки паросилового энергоблока при сохранении номинальной мощности турбины составляет 140 Гкал/ч.

В составе оборудования филиала отсутствуют ПВК и РОУ, используемые в схеме отпуска тепла потребителям. Полный состав основного оборудования СГРЭС-2 за базовый год 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/см²	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
Турбоагрегаты									
К-830-240-5М	ТГ-1	ЛМЗ	1985	830	140	140	-	240	540
К-810-240-5	ТГ-2	ЛМЗ	1985	810	140	140	-	240	540
К-810-240-5	ТГ-3	ЛМЗ	1986	810	140	140	-	240	540
К-830-240-5М	ТГ-4	ЛМЗ	1987	830	140	140	-	240	540
К-810-240-5	ТГ-5	ЛМЗ	1987	810	140	140	-	240	540
К-830-240-5М	ТГ-6	ЛМЗ	1988	830	140	140	-	240	540
ИТОГО турбоагрегаты				4920	560		-	240	540

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 ²	температура, °С	основное	резервное
Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	1	1985	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	2	1985	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	3	1986	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	4	1987	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	5	1987	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	6	1988	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
ИТОГО			15 900	245	545	-	-

Таблица 2.5 – Характеристики ПГУ-400 Сургутской ГРЭС-2

Параметр	Величина, МВт
ПГУ-400 типа STAG 109FA	
Установленная мощность энергоблока ст.№7	412 МВт
Установленная мощность энергоблока ст.№8	410,243 МВт
Итого	822,243 МВт

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

Установленная электрическая мощность СГРЭС-1 составляет 3 308 МВт. Установленная тепловая мощность СГРЭС-1 соответствует суммарной установленной тепловой мощности теплофикационных отборов турбин и составляет 1 051 Гкал/ч.

Установленная электрическая мощность СГРЭС-2 составляет 4 895 МВт. Установленная тепловая мощность СГРЭС-2 составляет 840 Гкал/ч.

В таблицах ниже представлены сведения об установленной и располагаемой электрической, а также установленной тепловой мощности, в том числе теплофикационных отборов турбин СГРЭС-1 и СГРЭС-2.

Таблица 2.6 – Таблица ПЗ.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность Сургутской ГРЭС-1

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2021	3333,0	3294,9	903,0	903,0
2022	3333,0	3294,9	903,0	903,0
2023	3333,0	3299,5	903,0	903,0
2024	3333,0	3300,8	903,0	903,0
2025	3308,0	3288,2	1051,0	1051,0

Таблица 2.7 – Таблица ПЗ.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность Сургутской ГРЭС-2

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2021	5667,143	5667,143	840,0	840,0
2022	5687,143	5687,143	840,0	840,0
2023	5687,143	5687,143	840,0	840,0
2024	5722,243	5722,243	840,0	840,0
2025	5722,243	5722,243	840,0	840,0

2.1.3. 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» 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.).

Установленная тепловая мощность СГРЭС-1 составляет 1 051 Гкал/ч, располагаемая тепловая мощность СГРЭС-1 составляет 1 051 Гкал/ч. Ограничения установленной тепловой мощности отсутствуют.

Установленная тепловая мощность СГРЭС-2 составляет 840,0 Гкал/ч. Согласно утвержденному составу оборудования на зимний период располагаемая тепловая мощность СГРЭС-2 составляет 420 Гкал/ч.

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

По состоянию на базовый год расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды СГРЭС-1 составило 12,5 Гкал/ч. Соответственно, тепловая мощность нетто составила 1 038,5 Гкал/ч.

Потребление тепловой мощности на собственные нужды СГРЭС-2 по состоянию на конец базового года составило 130 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность составила 420 Гкал/ч (согласно Справке об организации выдачи дополнительных тепловых мощностей от 13.08.2025).

Расчетное потребление тепловой мощности по источникам комбинированной выработки на территории города Сургута и соответствующая тепловая мощность нетто для СГРЭС-1 и СГРЭС-2 представлены в таблицах ниже.

Таблица 2.8 – 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				
2021	903,0	-	903,0	-	903,0	18,4	884,6
2022	903,0	-	903,0	-	903,0	24,3	878,7
2023	903,0	-	903,0	-	903,0	13,0	890
2024	903,0	-	903,0	-	903,0	12,7	890,3
2025	1 051,0		1 051,0	-	1 051,0	12,5	1 038,5

Таблица 2.9 – 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				
2021	840	-	840	-	840	337	503
2022	840	-	840	-	840	337	503
2023	840	-	840	-	840	337	503
2024	840	-	840	-	420	130	290
2025	840	-	840	-	420	130	290

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

Энергетические котлы СГРЭС-1 были введены в эксплуатацию в период с 1972 по 1983 гг. Нарботка 14 (из 16) котлов превышает 300 000 часов, а у некоторых котлоагрегатов достигают 380 000 часов. На энергетических котлах ст. №13 и 16 проводится реконструкция. При этом стоит отметить, что все мероприятия по продлению ресурса котлов проводятся своевременно и в полном объеме. Энергетические котлы СГРЭС-1 освидетельствованы, допущены к работе и имеют достаточные сроки достижения назначенного ресурса для дальнейшей надежной и бесперебойной работы СГРЭС-1.

Паровые турбины СГРЭС-1 имеют аналогичные с котлами сроки ввода в эксплуатацию - с 1972 по 1983 гг.. Нарботка 14 паровых турбин (из 16) превышает 300 000 часов. На турбинах ст. №13 и 16 проводится реконструкция. При этом стоит отметить, что все мероприятия по продлению ресурса турбоагрегатов проводятся своевременно и в полном объеме. Турбоагрегаты СГРЭС-1 освидетельствованы, допущены к работе и имеют достаточные сроки достижения назначенного ресурса для дальнейшей надежной и бесперебойной работы СГРЭС-1.

Энергетические котлы СГРЭС-2 были введены в эксплуатацию в период с 1985 по 1988 гг. Нарботка котлов составляет порядка 259599 – 267866 часов. Все мероприятия по продлению ресурса котлов проводятся своевременно и в полном объеме. Энергетические котлы СГРЭС-2 освидетельствованы, допущены к работе и имеют достаточные сроки достижения назначенного ресурса для дальнейшей надежной и бесперебойной работы СГРЭС-2. Котлы утилизаторы введены в эксплуатацию в 2011 году, год достижения назначенного ресурса – 2038 г.

Паровые турбоагрегаты моноблоков СГРЭС-2 имеют аналогичные с котлами сроки ввода в эксплуатацию и часы наработки. Все мероприятия по продлению ресурса паровых турбоагрегатов проводятся своевременно и в полном объеме. Паровые турбоагрегаты СГРЭС-

2 освидетельствованы, допущены к работе и имеют достаточные сроки достижения назначенного ресурса для дальнейшей надежной и бесперебойной работы СГРЭС-2. Газовые и паровые турбины блоков ПГУ-400 введены в эксплуатацию в 2011, год достижения назначенного ресурса – 2038 г.

Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин и энергетических котлов СГРЭС-1 и СГРЭС-2 представлены в таблицах ниже.

Таблица 2.10 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов СГРЭС-1 (2025 год)

Ст. N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2026 час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГ-104	1972	200000	378 405	1998	400000	7	2028
2	ТГ-104	1973	200000	390 829	2000	400000	7	2028
3	ТГ-104	1973	200000	389 469	1998	409272	6	2026
4	ТГ-104	1974	200000	385 736	2000	386000	5	2026
5	ТГ-104	1975	200000	364 555	2002	370454	6	2027
6	ТГ-104	1975	200000	350 687	2001	389654	6	2031
7	ТГ-104	1977	200000	350 846	2004	352000	3	2026
8	ТГ-104	1978	200000	334 508	2005	350000	4	2025
9	ТГ-104	1978	200000	335 147	2005	340000	4	2026
10	ТГ-104	1979	200000	326 223	2006	344387	4	2027
11	ТГ-104	1979	200000	312 574	2007	325000	5	2027
12	ТГ-104	1980	200000	320 142	2007	346181	3	2027
13	ТГ-104	1981	200000	293 705	2008	342741	5	2033
14	ТГ-104	1982	200000	312 745	2009	325087	4	2026
15	ТГ-104	1982	200000	317 906	2009	346905	4	2029
16	ТГ-104	1983	200000	287 370	2010	337352	4	2033

Таблица 2.11 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин СГРЭС-1 (2025 год)

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2025, 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	378 405	2000	600	381	400000	4	2028
2	К-200-130-3	1973	220 000	390 829	2002	600	350	400000	6	2028
3	К-200-130-3	1973	220 000	389 469	2002	600	358	409 272	6	2026
4	К-200-130-3	1974	220 000	385 736	2002	600	368	386 000	5	2026
5	К-200-130-3	1975	220 000	364 555	2005	600	373	370 454	4	2027
6	К-200-130-3	1975	220 000	350 687	2004	600	333	389 654	5	2031
7	К-200-130-3	1977	220 000	350 846	2007	600	348	352 000	3	2026
8	К-200-130-3	1978	220 000	334 508	2007	600	406	340000	4	2026
9	К-200-130-3	1978	220 000	335 147	2007	600	383	340000	4	2026
10	К-210-130-3	1979	220 000	326 223	2009	600	370	344 387	3	2027
11	К-210-130-3	1979	220 000	312 574	2009	600	427	322 000	3	2027
12	Т-178/210-130-3	1980	220 000	320 142	2010	600	363	346 181	3	2027

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2025, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
13	T-190/225-12,8	2025	220 000	964	2053	600	9	Не назначен	0	Не назначен
14	T-180/210-130-3	1982	220 000	312 745	2012	600	349	325 087	3	2026
15	T-180/210-130-3	1982	220 000	317 906	2011	600	305	346 905	4	2029
16	K-210-130-3	1983	220 000	287 352	2012	600	293	Реконструкция	2	Реконструкция

Таблица 2.12 – Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса котлов СГРЭС-2 (2025 год)

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2025 г., час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	1985	350 640 ч	267 866	2028	-	-	-	-	-
2	Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	1985	350 640 ч	266 398	2029	-	-	-	-	-
3	Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	1986	350 640 ч	261 516	2030	-	-	-	-	-
4	Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	1987	350 640 ч	260 852	2027	-	-	-	-	-
5	Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	1987	350 640 ч	265 409	2027	-	-	-	-	-
6	Прямоточный ТГМП-204 ХЛ	1988	350 640 ч	259 599	2028	-	-	-	-	-
7	Котел утилизатор трехконтурный трехбарабанный	2011	30 лет	96 468	2038	-	-	-	-	-
8	Котел утилизатор трехконтурный трехбарабанный	2011	30 лет	102 969	2038	-	-	-	-	-

Таблица 2.13 – Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин СГРЭС-2 (2025 год)

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2025, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	Турбина паровая конденсационная с нерегулируемым отбором К-830-240-5М	1985	100 000 ч.	267 866	2000	300	419	446 421	5	2052
2	Турбина паровая конденсационная с нерегулируемым отбором К-810-240-5	1985	100 000 ч.	266 398	2000	300	382	288 388	5	2030
3	Турбина паровая конденсационная с нерегулируемым отбором К-810-240-5	1986	100 000 ч.	261 516	2001	300	382	262 548	4	2026
4	Турбина паровая конденсационная с нерегулируемым отбором К-810-240-5	1987	100 000 ч.	260 852	2001	300	354	460 579	4	2055
5	Турбина паровая конденсационная с нерегулируемым отбором К-810-240-5	1987	100 000 ч.	265 409	2026	300	293	267 922	4	2026
6	Турбина паровая конденсационная с нерегулируемым отбором К-810-240-5	1988	100 000 ч.	259 599	2055	300	293	453 249	4	2055
7	Турбина газовая одновальная PG9351FA	2011	20 лет	99 258	2031	6000	156	-	-	-
8	Турбина газовая одновальная PG9351FA	2011	20 лет	105 015	2031	6000	137	-	-	-
7	Турбина паровая конденсационная с промперегревом D10	2011	200 000 ч.	96 468	2031	900	156	-	-	-
8	Турбина паровая конденсационная с промперегревом D10	2011	200 000 ч.	102 969	2031	900	137	-	-	-

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

2.1.5.1. 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 2.14 – Таблица П5.1. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок СГРЭС-1 (2025 год)

№ 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
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 2.15 – Таблица П5.2. Характеристики теплообменников теплофикационных установок СГРЭС-1 (2025 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 2.16 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов СГРЭС-1 (2025 год)

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м ³ /ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Теплофикационный насос зимний	СЭ-2500-180	2500	180	1380	6
Теплофикационный насос летний	СЭ-2500-60	2500	60	422	2
Теплофикационный насос подпорный	СЭ-2500-60	2500	60	422	4
Теплофикационный насос 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.

2.1.5.2. 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.

Бойлерная установка состоит из следующих элементов:

1. Двух основных подогревателей типа ПСВ-500-3-23;
2. Одного пикового подогревателя типа ПСВ-500-14-23;
3. Двух охладителей конденсата типа ОВ-150-3А;
4. Трубопроводов сетевой воды, пара и конденсата, запорной и регулирующей арматуры;
5. Контрольно-измерительных приборов, средств управления, технологических защит, блокировок и сигнализации.

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.

Таблица 2.17 – Технические характеристики оборудования. Сетевой подогреватель ПСВ-500-3-23 (основной)

Наименование	Ед. изм.	Величина
Поверхность нагрева	м ²	500
Максимальное рабочее давление в корпусе	бар	2,9
Максимальное рабочее давление в трубной системе	бар	22,6
Максимально допустимая рабочая температура стенок корпуса	°С	400
Максимально допустимая рабочая температура стенок трубной части	°С	120
Пробное гидравлическое давление в корпусе	бар	5,9
Пробное гидравлическое давление в трубной системе	бар	29,9
Расход воды	т/ч	1150

Таблица 2.18 – Технические характеристики. Сетевой подогреватель ПСВ-500-14-23 (пиковый)

Наименование	Ед. изм.	Величина
Поверхность нагрева	м ²	500
Максимальное рабочее давление в корпусе	бар	13,7
Максимальное рабочее давление в трубной системе	бар	22,6
Максимально допустимая рабочая температура стенок корпуса	°С	400
Максимально допустимая рабочая температура стенок трубной части	°С	150

Наименование	Ед. изм.	Величина
Пробное гидравлическое давление в корпусе	бар	28,4
Пробное гидравлическое давление в трубной системе	бар	30,4
Расход воды	т/ч	1800

Таблица 2.19 – Технические характеристики. Охладитель конденсата ОВ-150-3А

Наименование	Ед. изм.	Величина
Поверхность нагрева	м ²	150
Максимальное рабочее давление в корпусе	бар	7,8
Максимальная температура конденсата в корпусе	°С	104,5
Максимальная температура сетевой воды в трубной системе	°С	87,6
Максимально допустимая рабочая температура стенок корпуса	°С	170
Максимально допустимая рабочая температура стенок трубной части	°С	87,6
Пробное гидравлическое давление в корпусе	бар	9,8
Пробное гидравлическое давление в трубной системе	бар	35,8
Расход воды	т/ч	140

Таблица 2.20 – Таблица П5.3. Характеристики сетевых насосов СГРЭС-2

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м ³ /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

На рисунке ниже приведена принципиальная тепловая схема СГРЭС-2.

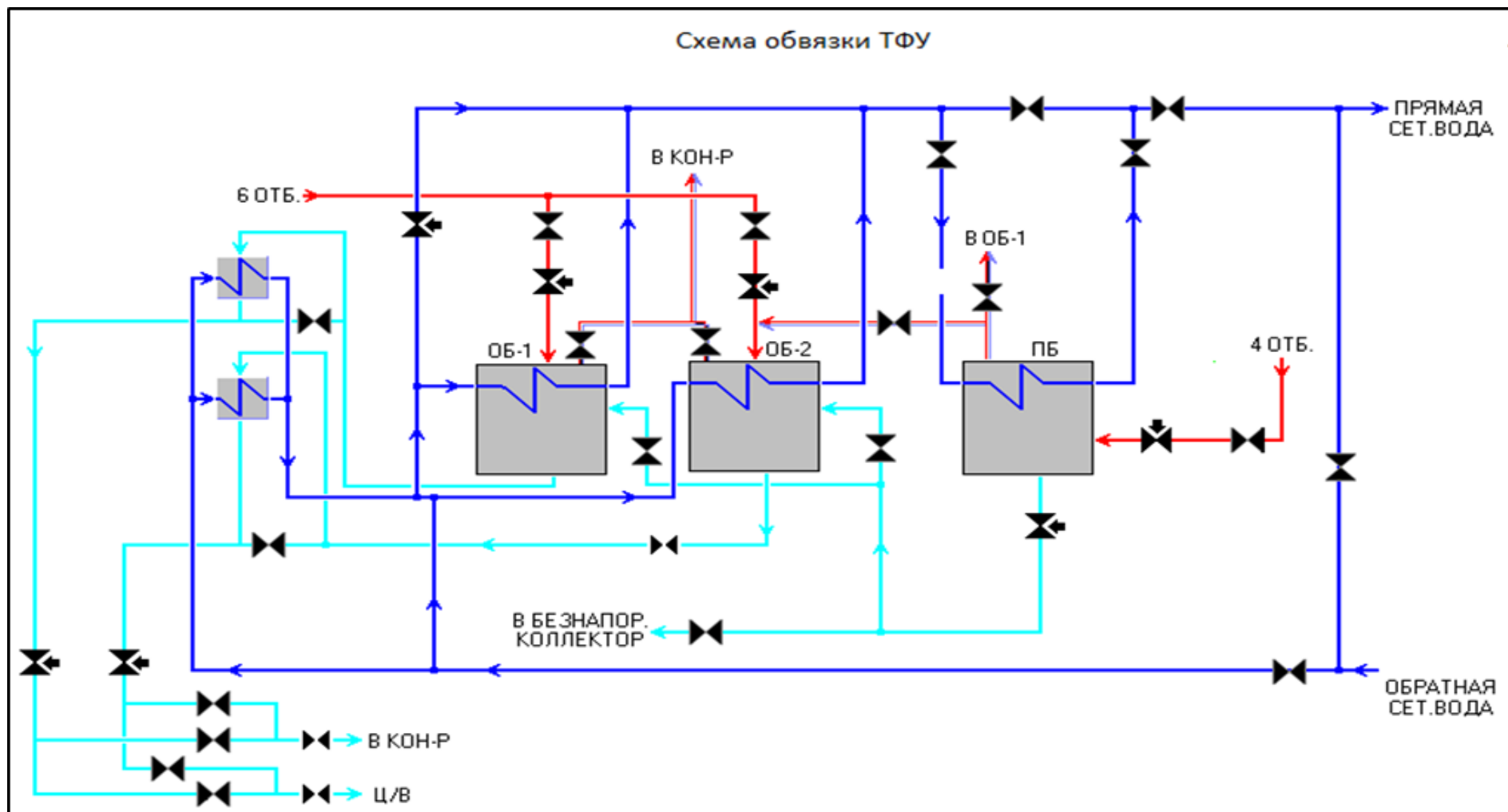


Рисунок 2.2 - Принципиальная тепловая схема СГРЭС-2

2.1.6. 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 и котельной ПКТС, согласованными 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 $R_{\text{пара рабочее}} = 3,0 \text{ кгс/см}^2$ (абс.) и $T_{\text{макс.на выходе}} = 115^\circ\text{C}$.

Догрев сетевой воды, при температурах наружного воздуха ниже минус 23 С, производится в пиковой котельной тепловых сетей ПКТС.

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 $T_{\text{н.в.}} = -7,66 \dots 0,0^\circ\text{C}$ 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°C до 82°C (соответствует $t_{\text{н.в.}}$ - минус 7,66°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 гидромфтами. Системы теплоснабжения, подключенные к тепловым сетям СГРЭС-2, проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Проектный температурный график 150/70°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°C с вынужденной верхней срезкой по температуре теплоносителя в подающем трубопроводе на уровне 142°C.

Максимальное значение температуры в подающем трубопроводе 142°C обусловлено неравномерностью распределения сетевой воды между бойлерными установками, а также из условия не вскипания теплоносителя в верхних точках тепломагистрали при более высоких температурах. В летний период температура в подающем трубопроводе составляет 75°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-1 и СГРЭС-2 приведены на рисунках ниже.

СОГЛАСОВАНО
Начальник цеха ООО «СГЭС»
К. А. Ласенко
«31» 07 2025г.

Утверждаю:
Заместитель главного инженера
по теплоснабжению ООО «СГЭС»
О. Н. Кузнецов
«06» 08 2025 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК №1
центрального качественно-количественного регулирования отпуска тепла
от ГРЭС-1 на отопительный сезон 2025-2026 гг.

Температура наружного воздуха t _{н.в.} , °С	Температура сетевой воды °С				Температура наружного воздуха °С	Температура сетевой воды °С			
	T1	T1	T2	T2		T1	T1	T2	T2
	от СТРЭС-1	от НКТС	на НКТС	на СТРЭС-1		от СТРЭС-1	от НКТС	на НКТС	на СТРЭС-1
8	75	75	37,0	52,0	-17	101,6	101,6	54,3	55,4
7	75	75	37,7	51,0	-18	103,6	103,6	55,0	56,0
6	75	75	38,4	52,0	-19	105,6	105,6	55,7	56,5
5	75	75	39,1	51,0	-20	107,6	107,6	56,4	57,0
4	75	75	39,8	50,0	-21	109,5	109,5	57,0	57,2
3	75	75	40,4	49,0	-22	111,5	111,5	57,7	58,3
2	76,2	76,2	41,1	48,5	-23	112,0	113,5	58,4	57,9
1	77,3	77,3	41,7	48,0	-24	112,0	115,4	59,0	58,6
0	78,5	78,5	42,4	49,0	-25	112,0	117,4	59,7	59,2
-1	79,7	79,7	43,0	49,0	-26	112,0	119,3	60,4	59,9
-2	80,8	80,8	43,6	48,5	-27	112,0	121,2	61,0	60,5
-3	82	82	44,2	48,0	-28	112,0	123,2	61,7	61,2
-3,82	82	82	44,7	47,5	-29	112,0	125,1	62,3	61,8
-4	82	82	45,4	50,0	-30	112,0	127,1	62,9	62,4
-5	82	82	46,0	50,5	-31	112,0	129,0	63,6	63,1
-6	82	82	46,6	49,5	-32	112,0	130,9	64,2	63,7
-7	82	82	47,1	49,0	-33	112,0	132,8	64,9	64,3
-7,22	82	82	47,3	49	-34	112,0	134,8	65,5	64,9
-8	83,6	83,6	47,9	49,1	-35	112,0	136,7	66,1	65,6
-9	85,6	85,6	48,6	49,8	-36	112,0	138,6	66,7	66,2
-10	87,6	87,6	49,3	50,5	-37	112,0	140,5	67,4	66,8
-11	89,6	89,6	50,1	51,5	-38	112,0	142,0	67,7	67,4
-12	91,7	91,7	50,8	51,9	-39	112,0	142,0	67,2	67,7
-13	93,7	93,7	51,5	52,6	-40	112,0	142,0	66,7	67,2
-14	95,7	95,7	52,2	53,3	-41	112,0	142,0	66,2	66,7
-15	97,7	97,7	52,9	54,0	-42	112,0	142,0	65,7	66,2
-16	99,7	99,7	53,6	54,7					

Рисунок 2.3 – Температурный график ГРЭС-1

СОГЛАСОВАНО
Начальник цеха №7 ООО «СГЭС»
К. А. Ласенко
« 31 » 12 2025г.

Утверждаю
Заместитель главного инженера
по теплоснабжению ООО «СГЭС»
О. Н. Кузнецов
« 06 » 01 2025 г.

Температурный график №2
центрального качественно-количественного регулирования отпуска тепла от ГРЭС-2 на
отопительный сезон 2025-2026гг.

Температура отпускаемого воздуха $t_{\text{вн}}$ °С	Температура сетевой воды °С		Температура наружного воздуха $t_{\text{н}}$ °С	Температура сетевой воды °С	
	T1 от СГРЭС-2	T2 на СГРЭС-2		T1 от СГРЭС-2	T2 на СГРЭС-2
8	75,0	43,4	-18	103,6	54,6
7	75,0	43,2	-19	105,6	55,3
6	75,0	43,0	-20	107,6	56,0
5	75,0	42,8	-21	109,5	56,6
4	75,0	42,6	-22	111,5	57,3
3	75,0	42,4	-23	113,5	58,0
2	76,2	42,2	-24	115,4	58,6
1	77,3	42,0	-25	117,4	59,3
0	78,5	41,8	-26	119,3	59,9
-1	79,7	42,1	-27	121,2	60,6
-2	80,8	42,8	-28	123,2	61,3
-3	82,0	43,6	-29	125,1	61,9
-4	82,0	44,4	-30	127,1	62,5
-5	82,0	45,2	-31	129,0	63,2
-6	82,0	45,9	-32	130,9	63,8
-7	82,0	46,7	-33	132,8	64,4
-8	83,6	47,4	-34	134,8	65,1
-9	85,6	48,2	-35	136,7	65,7
-10	87,6	48,9	-36	138,6	66,3
-11	89,6	49,6	-37	140,5	66,9
-12	91,7	50,4	-38	142,0	67,6
-13	93,7	51,1	-39	142,0	68,2
-14	95,7	51,8	-40	142,0	68,8
-15	97,7	52,5	-41	142,0	69,4
-16	99,7	53,2	-42	142,0	70,0
-17	101,6	53,9			

Рисунок 2.4 – Температурный график ГРЭС-2

2.1.7. Среднегодовая загрузка оборудования

На СГРЭС-1 за базовый 2025 год КИУ тепловой и электрической мощности составили соответственно 19,96 % и 44,7 %.

На СГРЭС-2 за базовый 2025 год КИУ тепловой и электрической мощности составили соответственно 11,87 % и 64,44 %.

В таблице ниже приведены данные о среднегодовой загрузке оборудования СГРЭС-1 и СГРЭС-2 за период 2020-2025 гг.

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

Год	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2020	21,00	54,63
2021	24,03	56,46
2022	22,14	57,78
2023	20,82	52,55
2024	21,92	54,86
2025	19,96	44,70

Таблица 2.22 – Таблица П6.1. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности СГРЭС-2

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2020	10,97	50,85
2021	12,89	53,47
2022	11,87	58,18
2023	11,93	66,12
2024	12,47	62,67
2025	11,87	64,44

2.1.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

СГРЭС-1

Коммерческий учет тепловой энергии, отпускаемой 1 в тепломагистраль СГРЭС-1 – ПКТС, осуществляется с помощью узлов учёта тепловой энергии филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1, состоящего из комплекса приборов и устройств, обеспечивающих учет тепловой энергии, контроль и регистрацию параметров теплоносителя. Конструктивно он представляет собой набор модулей, которые врезаются в трубопроводы.

Узел учета тепловой энергии включает в себя:

- тепловычислитель СПТ-961.2;
- комплекты термометров сопротивления платиновых для измерения разности температур КТСР 001-1;
- расходомер жидкости ультразвуковой двухканальный УРЖ2КМ;
- расходомеры воды корреляционные ДРК-4 (2 ед.);
- датчики давления Метран-150 TG3 (4 ед.);
- диафрагма ДКС-6-300;
- датчики давления Метран-150 CD2 (3 ед.);
- термометр платиновый технический ТПТ-1 (температура подпитки тепловой сети, основной (аварийной);

- диафрагма ДБС-6-350;

Учет тепловой энергии, отпускаемой на пром. площадку осуществляется с помощью узла чета, включающего в себя:

- тепловычислитель СПТ-961.2;
- комплект термосопротивлений платиновых КТСНР 001-01;
- диафрагма ДБС-25-400;
- датчики давления Метран-150 CD3 (2 ед.);
- датчики давления Метран-150 CD2 (2 ед.);
- датчики давления Метран-150 TG3 (2 ед.);
- диафрагма ДБС-16-400;

Узел учета, исходная вода ГТС, ИБК-1, профилакторий, включает в себя:

- тепловычислитель СПТ-961.2;
- термометр платиновый технический ТПТ-1;
- измеритель-регулятор технологический ИРТ 5930Н;
- датчик давления Метран-150 TG3;

СГРЭС-2

Для учета тепловой энергии, поступающей в систему централизованного теплоснабжения используются узлы учета ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2 и ООО «СГЭС», установленные на границе балансовой принадлежности организаций.

В состав узлов учета тепловой энергии и теплоносителя, отпускаемых по тепломагистрали СГРЭС-2 ВЖР входят:

- узел учета ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2: расходомер ультразвуковой UFM-3030 (0UM60F006) на подающем трубопроводе, расходомер ультразвуковой UFM-3030 (0UM90F004) на обратном трубопроводе; приборы измерения температуры и давления.

- узел учета ООО «СГЭС»: расходомер ВЗЛЕТ МР УРСВ-544ц на подающем трубопроводе; расходомер ВЗЛЕТ МР УРСВ-544ц на обратном трубопроводе; приборы измерения температуры и давления.

В состав узлов учета тепловой энергии и теплоносителя, отпускаемых по тепломагистрали СГРЭС-2-Промзона входят:

- узел учета ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2: расходомер ультразвуковой UFM-3030 (0UM10F001) на подающем трубопроводе, расходомер ультразвуковой UFM-3030 (0UM60F003) на обратном трубопроводе; приборы измерения температуры и давления.

- узел учета ООО «СГЭС»: расходомеры ВЗЛЕТ МР УРСВ-544ц на подающем и обратном трубопроводах; приборы измерения температуры и давления.

2.1.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

За период 2020 – 2024 гг. в г. Сургуте отказов в работе оборудования СГРЭС-1 и СГРЭС-2, влияющих на надежность теплоснабжения потребителей, не происходило.

Таблица 2.23 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов СГРЭС-1 за 2025 год

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

Таблица 2.24 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от СГРЭС-1 за 2020-2025 гг.

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
2020	0	-	-
2021	0	-	-
2022	0	-	-
2023	0	-	-
2024	0	-	-
2025	0	-	-

Таблица 2.25 – Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов СГРЭС-2 за 2025 год

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

Таблица 2.26 – Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от СГРЭС-2 за 2020-2025 гг.

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
2020	0	-	-
2021	0	-	-
2022	0	-	-
2023	0	-	-
2024	0	-	-
2025	0	-	-

2.1.10. 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 2024 г. не выдавались.

2.1.11. 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.

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

Описание и характеристики водоподготовительных установок Сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2 приведено в разделе 7.2.

2.1.13. Описание проектного и установленного топливного режима источников комбинированной выработки

В качестве проектного топлива на СГРЭС-1 используется природный газ. Средняя теплотворная способность природного газа за 2025 год составила $Q_{\text{пр}} 8\,114,628$ ккал/м³.

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

В качестве проектного топлива на СГРЭС-2 используется природный газ. Средняя теплотворная способность природного газа за 2025 год составила $Q_{\text{пр}} 8\,119,078$ ккал/м³.

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

Характеристики и расход природного газа по СГРЭС-1 и СГРЭС-2 представлен в таблицах ниже.

Таблица 2.27 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на СГРЭС-1

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{\text{пр}}$, ккал/м ³	Приход, тыс. м ³	Расход на производство, тыс. м ³	Расход на сторону, тыс. м ³
2020	8019	4500243	4500243	-
2021	8013	4649831	4649831	-
2022	8036	4737124	4737124	-
2023	8042,555	4347439	4347439	-
2024	8120,526	4 533 094	4 533 094	-
2025	8 114,628	3 698 480	3 698 480	-

Таблица 2.28 – Таблица П8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на СГРЭС-2

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{\text{нр}}$, ккал/м ³	Приход, тыс. м ³	Расход на производство, тыс. м ³	Расход на другие цели, тыс. м ³
2020	8 075,354	6 736 762,603	6 729 069,942	7 692,661
2021	8 083,918	7 093 848,477	7 088 289,955	5 558,522
2022	8 086,548	7 595 498,435	7 587 063,550	8 434,885
2023	8 068,495	8 215 103,201	8 211 333,941	3 769,260
2024	8 097,005	7 817 732,437	7 816 605,491	1 126,946
2025	8 119,078	6 988 492	-	-

2.1.14. Характеристики и состояние золоотвалов

Проектом СГРЭС-1 и СГРЭС-2 наличие золоотвалов не предусмотрено.

2.1.15. Описание эксплуатационных показателей функционирования источников комбинированной выработки г. Сургута

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

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

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	15994,243	16483,801	16870,241	15344,219	16062,359	13 001,379
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	766,982	808,795	810,619	744,243	785,197	666,845
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	40,171	41,249	35,139	28,779	36,441	38,745
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	15227,260	15675,005	16059,622	14599,977	15 277, 162	12 334,535
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	1557,341	1771,557	1751,693	1646,525	1 738,294	1 709,42
из производственных отборов;	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	1557,341	1771,557	1716,302	1646,525	1 738,294	1 709,42
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	35,391	0,000	0,000	-
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	2013,00	2006,00	2008,00	2024,00	2037,00	2 024
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	32196,410	33066,504	33875,444	Учет не ведется	Учет не ведется	Учёт не ведётся
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	116,073	160,890	213,064	205,353	212,681	197,469
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	Учет не ведется	Учет не ведется	Учет не ведется	Учет не ведется	Учёт не ведётся	Учёт не ведётся
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	323,1	322,4	322,1	325,0	327,0	326,6
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	0,984	0,982	0,980	Учет не ведется	Учёт не ведётся	Учёт не ведётся
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	Учет не ведется	Учет не ведется	Учет не ведется	Учет не ведется	Учёт не ведётся	Учёт не ведётся
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	-
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал	Учет не ведется	Учет не ведется	Учет не ведется	Учет не ведется	Учет не ведется	-
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч	1005,18	1117,49	1114,46	1 072,821	1 127 ,792	1 109,887
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	14989,06	15366,31	15755,78	14 271,398	14 934,567	11 891,492
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	Учет не ведется	Учет не ведется	Учет не ведется	Учет не ведется	Учёт не ведётся	Учёт не ведётся
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	Учет не ведется	Учет не ведется	Учет не ведется	Учет не ведется	Учёт не ведётся	Учёт не ведётся
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	323,09	322,44	322,11	325,0	327,0	326,6
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	187,88	199,63	188,59	185,0	194,6	195,7

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	331,85	331,08	331,22	335,4	336,8	338,5
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	151,09	151,56	151,50	151,7	151,5	151,6
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	5155,094	5322,673	5438,421	4994,932	5258,730	4 287

Таблица 2.30 – Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели СГРЭС-2 (паросиловая часть без учета ПГУ)

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	21708,220	22828,064	24830,640	28266,656	26864,188	26 693,720
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	583,034	601,182	644,143	748,873	715,688	695,665
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	13,585	14,004	12,983	10,918	11,319	11,257
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	21125,186	22226,883	24186,498	27517,783	26148,500	25 998,055
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	809,289	948,186	873,474	877,844	920,314	873,441
из производственных отборов;	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	809,289	948,186	873,474	877,844	920,314	873,441
из отборов противодавления	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из конденсаторов	тыс. Гкал	0,000	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	0,000
нагрев в сетевых насосах	тыс. Гкал	0,000	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	1876,967	1872,461	1877,830	1865,842	1860,570	1 858,124
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	-	-	-	-	-	49 600,234
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	159,455	215,102	191,070	175,704	183,173	12,561
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	305,848	306,591	306,180	307,120	306,941	306,250
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	360,212	415,682	393,126	401,255	422,975	433,864
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	21348,008	22412,383	24437,514	27865,401	26441,214	26 259,856
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	305,848	306,591	306,180	307,120	306,941	306,250

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	161,388	161,431	160,566	160,972	161,570	160,687
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	308,193	309,192	308,444	309,172	309,218	308,361
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	164,268	164,408	164,029	164,537	164,520	164,674
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	6594,035	6970,444	7548,693	8595,705	8177,453	8 105,731

2.2. Котельные

2.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

По состоянию на 2025 (базовый) год централизованное теплоснабжение потребителей города Сургута осуществляется от 52 котельных:

- 25 котельных СГМУП «ГТС» (вкл. котельную ПКТС и 2 законсервированные);
- 16 котельных ПАО «Сургутнефтегаз»;
- 2 котельных ООО «СГЭС»;
- 1 котельной ООО «Газпром энерго»;
- 1 котельной АО «Аэропорт Сургут»;
- 1 котельной АО «Сургутский хлебозавод»;
- 1 котельной ООО УК «СЗТК»;
- 1 котельной ООО «ТВС-сервис»;
- 1 котельной АО «Горремстрой»;
- 1 котельной ООО «СКАТ-База»;
- 1 котельной ООО «ТехСтрой»;
- 1 котельной АО «Завод Промстройдеталей».

Состав и технические характеристики основного оборудования котельных представлены в таблице ниже.

Таблица 2.31 – Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	УТМ котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
ЕТО №1-3										
Основное топливо - природный газ										
2	Пиковая котельная тепловых сетей, ул. Мира, 41 СГМУП «ГТС»	КВ-ГМ-50М № 1 водогрейный	1	21.01.1999	45,12	289,503	158,38	90,20	157,488	17.06.2022
		КВ-ГМ-50М № 2 водогрейный	1	06.02.1982	39,00		154,94	92,20		17.07.2024
		КВ-ГМ-50М № 3 водогрейный	1	10.03.1998	41,66		156,23	91,44		17.06.2022
		КВ-ГМ-100М № 4 водогрейный	1	10.03.1998	86,15		159,53	89,55		17.06.2022
		КВ-ГМ-100М № 5 водогрейный	1	01.11.1989	77,57		156,66	91,19		17.07.2024
4	Котельная № 1 (ул. Нефтяников, 24) СГМУП «ГТС»	Buderus Logano S825M № 1 водогрейный	1	25.02.2009	16,50	65,132	156,71	91,16	156,677	25.06.2025
		Buderus Logano S825M № 2 водогрейный	1	25.02.2009	15,82		156,18	91,47		25.06.2025
		Buderus Logano S825M № 3 водогрейный	1	25.02.2009	16,37		157,30	90,82		25.06.2025
		Buderus Logano S825M № 4 водогрейный	1	25.02.2009	16,44		156,50	91,28		25.06.2025
5	Котельная № 2 (ул. Нефтяников, 24) СГМУП «ГТС»	ПТВМ-30М № 1 водогрейный	1	09.09.2008	29,69	89,693	157,59	90,65	156,568	12.07.2024
		ПТВМ-30М № 2 водогрейный	1	12.09.2006	30,00		156,57	91,24		15.06.2025
		ПТВМ-30М № 3 водогрейный	1	12.09.2006	30,00		155,55	91,84		15.06.2025
6	Котельная № 3 (ул. Майская 10/2) СГМУП «ГТС»	ПТВМ-30М № 1 водогрейный	1	08.10.2007	30,00	89,986	155,41	91,92	156,140	23.06.2023
		ПТВМ-30М № 2 водогрейный	1	14.03.2007	30,00		155,41	91,92		29.07.2022
		ПТВМ-30М № 3 водогрейный	1	09.09.2008	29,99		157,59	90,65		12.07.2024
7	Котельная № 5 (П. Дорожный) СГМУП «ГТС»	КВ-ГМ-1-115Н № 1 водогрейный	1	25.12.2012	0,858	10,335	153,28	93,20	151,909	27.06.2022
		КВ-ГМ-1-115Н № 2 водогрейный	1	25.12.2012	0,877		152,69	93,56		27.06.2022
		КВЖ-5-115-Г № 3 водогрейный	1	23.10.2002	4,300		151,89	94,05		10.07.2025
		КВЖ-5-115-Г № 4 водогрейный	1	23.10.2002	4,300		151,49	94,30		10.07.2025
8	Котельная № 6 (Заячий остров) СГМУП «ГТС»	ВКГМ-4 № 1 водогрейный	1	10.1984	3,850	9,390	152,36	93,76	152,758	10.07.2025
		ВКГМ-4 № 2 водогрейный	1	10.1984	3,980		152,35	93,77		10.07.2025

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	УТМ котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
		Viesmann Vitoplex 100LS №3 водогрейный	1	29.09.2018	0,780		154,66	92,37		10.07.2025
		Viesmann Vitoplex 100LS №4 водогрейный	1	29.09.2018	0,780		154,89	92,23		10.07.2025
9	Котельная № 7 (8-ой пром.узел, ул.Индустриальная) СГМУП «ГТС»	Rossen RSD-2500 №1 водогрейный	1	23.12.2024	2,100	8,490	150,47	94,94	150,122	-
		Rossen RSD-2500 №2 водогрейный	1	23.12.2024	2,130		150,03	95,22		-
		Rossen RSD-2500 №3 водогрейный	1	23.12.2024	2,140		150,04	95,21		-
		Rossen RSD-2500 №4 водогрейный	1	23.12.2024	2,120		149,95	95,27		-
10	Котельная № 9 (8-ой пром.узел, ул. Буровая) СГМУП «ГТС»	Термотехник ТТ100 №1 водогрейный	1	11.04.2019	1,720	6,020	155,52	91,86	156,474	-
		Термотехник ТТ100 №2 водогрейный	1	11.04.2019	2,150		157,11	90,93		-
		Термотехник ТТ100 №3 водогрейный	1	11.04.2019	2,150		156,61	91,22		-
11	Котельная № 13 (р-н ж/д, ул. Западная 1/1) СГМУП «ГТС»	ДКВР 20/13 № 1 водогрейный	1	09.10.1979 в.р. 10.03.2002	10,75	21,540	151,17	94,50	150,852	10.07.20025
		ДКВР 20/13 № 2 водогрейный	1	09.10.1979 в.р. 10.03.2002	10,79		150,53	94,90		10.07.20025
12	Котельная № 14(р-н ж/д, ул. Западная 1/1) СГМУП «ГТС»	ПТВМ-30М № 1 водогрейный	1	27.11.2007	30,00	90,000	157,59	90,65	157,592	23.06.2023
		ПТВМ-30М № 2 водогрейный	1	14.03.2007	30,00		157,59	90,65		16.06.2022
		ПТВМ-30М № 3 водогрейный	1	29.08.2014	30,00		157,59	90,65		16.06.2022
13	Котельная № 21 п. Звездный ул.Трубная СГМУП «ГТС»	Viessman Vitoplex 100 SX10125 № 1 водогрейный	1	27.08.2009	1,522	4,571	156,30	91,40	156,872	27.06.2022
		Viessman Vitoplex 100 SX10125 № 2 водогрейный	1	27.08.2009	1,532		156,78	91,12		27.06.2022
		Viessman Vitoplex 100 SX10119 № 3 водогрейный	1	28.08.2009	1,517		157,54	90,68		27.06.2022

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	УТМ котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
14	Котельная № 22 (ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово) СГМУП «ГТС»	Ygnis FBG 2500 № 1 водогрейный	1	02.06.2009	1,818	5,259	158,10	90,36	158,058	17.07.2024
		Ygnis FBG 2500 № 2 водогрейный	1	02.06.2009	1,719		157,84	90,51		17.07.2024
		Ygnis FBG 2500 № 3 водогрейный	1	02.06.2009	1,722		158,24	90,28		17.07.2024
15	Котельная № 23 (Ледовый дворец Югорский тракт, 40) СГМУП «ГТС»	KCB-2,5 № 1 водогрейный	1	23.06.2011	1,849	4,642	156,06	91,54	156,750	17.07.2024
		KCB-2,5 № 2 водогрейный	1	26.03.2011	2,011		156,64	91,20		17.07.2024
		KCB-1,0 № 3 водогрейный	1	23.06.2011	0,782		158,66	90,04		17.07.2024
16	Котельная № 24 (Поликлиника Нефтяник) ул.Киртбая,12/1 СГМУП «ГТС»	Viessmann Vitomax 200 № 1 водогрейный	1	10.02.2016	2,471	5,088	155,84	91,67	155,882	22.06.2023
		Viessmann Vitomax 200 № 2 водогрейный	1	10.02.2016	2,617		155,92	91,62		22.06.2023
18	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2 СГМУП «ГТС»	Viessmann Vitoplex 100 SX1 № 1 водогрейный	1	21.07.2008	0,620	1,240	156,90	91,05	156,488	10.07.2025
		Viessmann Vitoplex 100 SX1 № 2 водогрейный	1	21.07.2008	0,620		156,08	91,53		10.07.2025
19	Котельная № 27 пр.Набережный д.17 СГМУП «ГТС»	Viessmann Vitoplex 100 SX1 № 1 водогрейный	1	27.12.2006	1,080	2,180	156,95	91,02	156,804	10.07.2025
		Viessmann Vitoplex 100 SX1 № 2 водогрейный	1	27.12.2006	1,100		156,66	91,19		10.07.2025
20	Котельная № 28 п. Юность СГМУП «ГТС»	KB3Г-4,64 № 5 водогрейный	1	2004	3,400	13,240	158,55	90,10	160,022	10.07.2025
		KB3Г-4,64 № 6 водогрейный	1	2004	3,290		157,99	90,42		10.07.2025
		KB3Г-4,64 № 7 водогрейный	1	2006	3,300		161,58	88,41		10.07.2025
		KB3Г-4,64 № 8 водогрейный	1	2006	3,250		162,02	88,17		10.07.2025
21	Котельная №29 п. Таёжный СГМУП «ГТС»	Unicon 2,0 № 1 водогрейный	1	2000	1,629	4,821	155,26	92,01	155,273	10.07.2025
		Unicon 2,0 № 2 водогрейный	1	2000	1,605		154,89	92,23		10.07.2025
		Unicon 2,0 № 3 водогрейный	1	2000	1,587		155,67	91,77		10.07.2025
22	Котельная № 30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	Viessmann Vitoplex 100 PV1 № 1 водогрейный	1	2009	1,449	7,889	154,84	92,26	154,215	23.06.2023

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	УТМ котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
		Viessmann Vitoplex 100 PV1 № 2 водогрейный	1	2009	1,348		156,30	91,40		23.06.2023
		Viessmann Vitoplex 100 PV1 № 3 водогрейный	1	2009	1,250		152,85	93,46		23.06.2023
		Viessmann Vitoplex 100 PV1 № 4 водогрейный	1	2009	1,112		153,53	93,05		23.06.2023
		Viessmann Vitoplex 100 PV1 № 5 водогрейный	1	2009	1,325		153,53	93,05		23.06.2023
		Viessmann Vitoplex 100 PV1 № 6 водогрейный	1	2009	1,405		153,97	92,78		23.06.2023
23	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (консервация с 12.12.2020г, переведена в режим ЦТП)	ВВД-1,8 №2 водогрейный	1	1999	1,200	3,300	178,79	79,90	177,021	29.07.2020
		ВВД-1,8 №3 водогрейный	1	1999	1,000		176,80	80,80		29.07.2020
		ВВД-1,8 №4 водогрейный	1	1999	1,100		175,28	81,50		29.07.2020
24	Котельная № 32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	Турботерм 1100 № 1 водогрейный	1	2003	0,950	1,930	162,58	87,87	163,847	17.07.2024
		Турботерм 1100 № 2 водогрейный	1	2003	0,980		165,08	86,54		17.07.2024
25	Котельная № 33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	Турботерм 3150 № 1 водогрейный	1	06.02.2006	2,457	4,887	153,20	93,25	152,598	10.07.2025
		Турботерм 3150 № 2 водогрейный	1	06.02.2006	2,430		151,99	93,99		10.07.2025
26	Котельная № 34 ул. Крылова ПЧ-49 СГМУП «ГТС»	Vitoplex 100 SX1 № 1 водогрейный	1	2008	0,666	1,176	157,04	90,97	157,604	27.06.2022
		Vitoplex 100 SX1 № 2 водогрейный	1	2008	0,510		158,34	90,22		27.06.2022
27	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	Viessmann Vitoplex 200 SX2 № 1 водогрейный	1	26.05.2011	0,601	1,954	151,81	94,10	154,565	22.06.2023
		Viessmann Vitoplex 200 SX2 № 2 водогрейный	1	26.05.2011	1,353		155,79	91,70		22.06.2023
28	Котельная №1, г. Сургут, Аэропорт ПАО «Сургутнефтегаз»	Энтропос ТТ100	1	2023	0,860	1,720	155,26	92,01	155,570	01.09.2023
		Энтропос ТТ100	1	2023	0,860		155,88	91,65		01.09.2023

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	УТМ котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
29	Котельная №3, г.Сургут промзона, ш.Нефтеюганское ,56 СООР.19 ПАО «Сургутнефтегаз»	КСВ-2	1	2007	1,720	5,160	156,81	91,10	156,737	15.04.2022
		КСВ-2	1	2007	1,720		156,58	91,23		15.04.2022
		КСВ-2	1	2007	1,720		156,81	91,10		15.04.2022
30	Котельная №4, г.Сургут, Андреевский заезд, 14, соор.10 ПАО «Сургутнефтегаз»	КСВ-3	1	2022	2,580	5,160	153,89	92,83	153,858	01.09.2022
		КСВ-3	1	2022	2,580		153,83	92,87		01.09.2022
31	Котельная №5, г.Сургут, Андреевский заезд, 14, соор. 8 ПАО «Сургутнефтегаз»	КСВ-3	1	2008	2,580	10,320	156,58	91,23	156,528	01.2023
		КСВ-3	1	2008	2,580		156,58	91,23		01.2023
		КСВ-3	1	2008	2,580		155,90	91,63		01.2023
		КСВ-3	1	2008	2,580		157,04	90,97		01.2023
32	Котельная №6, г.Сургут, ул.Буровая,1, соор. 15 ПАО «Сургутнефтегаз»	КСВ-2	1	2008	1,720	3,440	157,68	90,60	157,679	01.2023
		КСВ-2	1	2008	1,720		157,68	90,60		01.2023
33	Котельная №7, г.Сургут, Заячий остров, 6 ПАО «Сургутнефтегаз»	КСВ-2,5	1	2009	2,150	4,300	156,30	91,40	156,100	01.2024
		КСВ-2,5	1	2009	2,150		155,90	91,63		01.2024
34	Котельная №8, г.Сургут, Андреевский заезд, 2, соор. 4 ПАО «Сургутнефтегаз»	КСВ-2,5	1	2009	2,150	4,300	159,74	89,43	158,882	02.2024
		КСВ-2,5	1	2009	2,150		158,03	90,40		02.2024
35	Котельная №9, г.Сургут, Северный промрайон, Индустриальная, 56, соор.19 ПАО «Сургутнефтегаз»	КСВ-3,0	1	2016	2,580	7,740	155,52	91,86	155,497	01.07.2022
		КСВ-3,0	1	2016	2,580		155,45	91,90		01.07.2022
		КСВ-3,0	1	2016	2,580		155,52	91,86		01.07.2022

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	УТМ котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
36	Котельная №10, г.Сургут, промзона, ш.Нефтеюганское, 7/1, соор.4 ПАО «Сургутнефтегаз»	КВ-8	1	2008	6,879	27,516	154,43	92,51	154,546	01.2023
		КВ-8	1	2008	6,879		154,52	92,45		01.2023
		КВ-8	1	2008	6,879		154,50	92,47		01.2023
		КВ-8	1	2008	6,879		154,74	92,32		01.2023
37	Котельная №12, г.Сургут, ул.Промышленная, 20/1 ПАО «Сургутнефтегаз»	КСВ-5	1	2016	4,299	36,456	156,81	91,10	156,121	20.01.2022
		КСВ-5	1	2016	4,299		156,99	91,00		20.01.2022
		КСВ-5	1	2016	4,299		156,58	91,23		20.01.2022
		КСВ-5	1	2016	4,299		156,36	91,37		20.01.2022
		Логано	1	2008	9,630		155,69	91,76		20.01.2022
		Логано	1	2008	9,630		155,54	91,84		20.01.2022
38	Котельная №14, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54, соор. 1 ПАО «Сургутнефтегаз»	КСВ-2	1	2007	1,720	5,160	157,27	90,83	157,024	01.04.2022
		КСВ-2	1	2007	1,720		156,93	91,03		01.04.2022
		КСВ-2	1	2007	1,720		156,87	91,07		01.04.2022
39	Котельная №15, г.Сургут, Югорский тракт, 6/1 ПАО «Сургутнефтегаз»	VITOMAX-2,5	1	2012	2,150	7,740	156,64	91,20	156,628	11.2024
		VITOMAX-2,5	1	2012	2,150		156,72	91,16		11.2024
		VITOMAX-2,5	1	2012	2,150		156,93	91,03		11.2024
		VITOMAX-1,5	1	2012	1,290		155,96	91,60		11.2024
40	Котельная №16, г.Сургут, ул.Промышленная, 2, соор. 9 ПАО «Сургутнефтегаз»	ASC-300	1	2013	0,258	1,290	153,69	92,95	154,044	01.2023
		ASC-300	1	2013	0,258		153,74	92,92		01.2023
		ASC-300	1	2013	0,258		153,07	93,33		01.2023
		ASC-300	1	2013	0,258		153,44	93,10		01.2023
		ASC-300	1	2013	0,258		156,26	91,42		01.2023

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	УТМ котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
41	Котельная №17, г.Сургут, Андреевский заезд, 9 ПАО «Сургутнефтегаз»	КСВ-2,5	1	2009	2,150	4,300	158,32	90,23	158,349	02.2024
		КСВ-2,5	1	2009	2,150		158,38	90,20		02.2024
42	Котельная №19, г.Сургут, ул.Автомобилистов,16 ПАО «Сургутнефтегаз»	ДЕ-4/14	1	2002	2,264	29,432	154,75	92,32	155,329	01.2023
		ДЕ-16/14	1	2002	9,056		154,58	92,42		01.2023
		ДЕ-16/14	1	2002	9,056		156,34	91,38		01.2023
		ДЕ-16/14	1	2002	9,056		155,21	92,04		01.2023
43	Котельная №22 г.Сургут, ул.Заячий остров, 6, соор. 19 ПАО «Сургутнефтегаз»	Booster BSS- 1000G	1	2020	0,645	1,290	152,79	93,50	152,707	01.2023
		Booster BSS- 1000G	1	2020	0,645		152,63	93,60		01.2023
44	Котельная К-45 ООО «СГЭС»	Eurotherm 17,44-150 Н № 1	1	2014	15,07	59,920	154,91	92,18	154,122	14.11.2022
		Eurotherm 17,44-150 Н № 2	1	2014	14,85		153,99	92,73		14.11.2022
		Eurotherm 17,44-150 Н № 3	1	2014	15,04		152,69	93,52		14.11.2022
		Eurotherm 17,44-150 Н № 4	1	2014	14,96		154,90	92,19		14.11.2022
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК) ООО «СГЭС»	REX 130 № 1	1	2014	1,118	1,935	157,33	90,80	157,478	13.06.2023
		REX 95 № 2	1	2010	0,817			157,68		90,60
Основное топливо - электроэнергия										
17	Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	Электронагреватель Эдисон ЭНаТС 250/0,38 № 1	1	09.04.2019	0,21	0,84	145,77	98,00	145,773	-
		Электронагреватель Эдисон ЭНаТС 250/0,38 № 2	1	09.04.2019	0,21		145,77	98,00		-
		Электронагреватель Эдисон ЭНаТС 250/0,38 № 3	1	09.04.2019	0,21		145,77	98,00		-
		Электронагреватель ИКН-250	1	2019	0,21		145,77	98,00		-
Итого по зоне ЕТО №1-3		-	134	-	960,3	960,3	-	-	-	-

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	УТМ котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»										
Основное топливо - природный газ										
46	Котельная ООО «Газпром энерго»	Водогрейный котел КВГЗ-ГМ-6,5 №1 (выведен из эксплуатации)	1	1997	0	38,693	-	-	154,84	-
		Водогрейный котел ТТ-100 №2	1	2014	4,299		153,77	92,90		12.2024
		Водогрейный котел ТТ-100 №3	1	2014	4,299		154,83	92,27		12.2024
		Водогрейный котел ТТ-100 №4	1	2013	4,299		154,57	92,43		12.2024
		Водогрейный котел ТТ-100 №5 (на консервации)	1	2013	4,299		-	-		-
		Водогрейный котел ТТ-100 №6	1	2013	4,299		154,27	92,60		12.2024
		Водогрейный котел ТТ-100 №7 (на консервации)	1	2013	4,299		154,70	92,37		12.2024
		Водогрейный котел ТТ-100 №8 (на консервации)	1	2012	4,299		155,20	92,03		12.2025
		Водогрейный котел ТТ-100 №9 (на консервации)	1	2012	4,299		155,53	91,87		12.2025
		Водогрейный котел ТТ-100 №10 (на консервации)	1	2012	4,299		155,83	91,70		12.2025
Итого по зоне ЕТО №4		-	9	-	38,693	38,693	-	-	-	-
ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»										
Основное топливо - природный газ										
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	ДКВР 6,5/13	1	1975	2,29	11,95	155,84	91,67	155,487	2024
		ДКВР 6,5/13	1	1975	2,82		156,26	91,42		2024
		ДКВР 10/13	1	1981	4,21		154,29	92,59		2024
		ДКВР 10/13	1	1981	2,63		156,26	91,42		2024
Итого по зоне ЕТО №5		-	4	-	11,95	11,95	-	-	-	-
ЕТО №6 АО «Сургутский хлебозавод»										
Основное топливо - природный газ										
48	Котельная АО "Сургутский Хлебозавод"	Viessmann VITOPLEX 100	1	2007	1,20	10,08	156,74	91,14	158,403	03.2022
		Viessmann VITOPLEX 100	1	2007	1,20		157,33	90,8		03.2022

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	УТМ котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
		Viessmann VITOPLEX 100	1	2007	1,20		157,04	90,97		03.2022
		Viessmann VITOMAX 200 HS (пар)	1	2007	2,16		159,23	89,72		03.2022
		Viessmann VITOMAX 200 HS (пар)	1	2007	2,16		158,91	89,9		03.2022
		Viessmann VITOMAX 200 HS (пар)	1	2007	2,16		159,35	89,65		03.2022
Итого по зоне ЕТО №6		-	6	-	10,08	10,08	-	-	-	-
ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"										
Основное топливо - природный газ										
49	Котельная ООО УК "СЗТК"	ДЕБ-25-14 № 1 (не используется)	1	1982	-	15	-	-	158,080	06.2014
		ДЕБ-25-14 № 2	1	1982	15,00		158,08	90,37		06.2021
Итого по зоне ЕТО №7		-	2	-	15,00	15,00	-	-	-	-
ЕТО №8 ООО «ТВС-сервис										
Основное топливо - природный газ										
50	Котельная ООО «ТВС-сервис»	Unical Ellprex 1320	1	2021	1,105	3,384	156,47	91,30	156,703	03.12.2021
		Unical Ellprex 1320	1	2021	1,105		156,47	91,30		03.12.2021
		Unical Ellprex 1320	1	2021	1,174		157,14	90,91		03.12.2021
Итого по зоне ЕТО №8		-	3	-	3,38	3,38	-	-	-	-
ЕТО №9 АО "Горремстрой"										
Основное топливо - природный газ										
51	Котельная АО «Горремстрой»	Viessmann Vitoplex 100 SX1	1	2007	0,963	2,889	158,20	90,30	157,912	03.2020
		Viessmann Vitoplex 100 SX1	1	2007	0,963		158,10	90,36		03.2020
		Arcus IGNIS F-1120	1	2025	0,963		157,44	90,74		-
Итого по зоне ЕТО №9		-	3	-	2,889	2,889	-	-	-	-
ЕТО №10 ООО «СКАТ-База										
Основное топливо - природный газ										
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	ТФ-16	1	1997	3,0	6,0	155,69	91,76	155,686	2021
		ТФ-16	1	1997	3,0		155,69	91,76		2021
Итого по зоне ЕТО №10		-	2	-	6,0	6,0	-	-	-	-

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	УТМ котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследовани я котлов
ЕТО №11 ООО «ТехСтрой»										
Основное топливо - природный газ										
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	Vitoplex 100 PV1B № 1	1	2021	1,16	2,32	158,80	89,96	158,880	2024
		Vitoplex 100 PV1B № 2	1	2021	1,16		158,96	89,87		2024
Итого по зоне ЕТО №11		-	2	-	2,32	2,32	-	-	-	-
ЕТО № АО «Завод Промстройдеталей»										
Основное топливо - природный газ										
54	АО «Завод промстройдеталей»	Vitomax 200 LW	1	2018	5,16	10,32	154,21	92,64	153,768	01.2022
		Vitomax 200 LW	1	2018	5,16		153,33	93,17		01.2022
Итого по зоне ЕТО №12		-	2	-	10,32	10,32	-	-	-	-
Итого по г. Сургут		-	167	-	1060,92	1060,92	-	-	-	-

2.2.2. 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 2.32 – Таблица П10.2. Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных (2025 год), Гкал/ч

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
ЕТО №1-3						
2	Котельная ПКТС	350	60,497	289,503	0,116	289,387
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	66	0,868	65,132	0,358	64,774
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	90	0,307	89,693	0,463	89,23
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	90	0,014	89,986	0,61	89,376
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	10,32	-0,015	10,335	0,094	10,241
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	9,56	0,17	9,39	0,055	9,335
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	8,6	0,11	8,49	0,051	8,439
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	6,02	0	6,02	0,022	5,998
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	24	2,46	21,54	0,05	21,49
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	90	0,1	89,9	0,399	89,501
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	4,515	-0,056	4,571	0,024	4,547
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	6,45	1,191	5,259	0,029	5,23
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	5,16	0,518	4,642	0,021	4,621
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	5,5	0,412	5,088	0,11	4,978
17	Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	0,84	0	0,84	0	0,84
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	1,24	0	1,24	0,0075	1,2325

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	2,4	0,22	2,18	0,015	2,165
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	16	2,76	13,24	0,045	13,195
21	Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	5,16	0,339	4,821	0,027	4,794
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	10,32	2,431	7,889	0,045	7,844
23	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (консервация с 12.12.2020г. Переведена в режим ЦТП)	5,4	-	-	-	-
24	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	1,9	-0,03	1,93	0,012	1,918
25	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	5,42	0,533	4,887	0,015	4,872
26	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	1,54	0,364	1,176	0,004	1,172
27	Котельная №35 Спортивное ядро СГМУП «ГТС» (законсервирована)	1,976	0,022	1,954	-	-
28	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,72	0,2	1,52	0,0129	1,5071
29	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,16	0,18	4,98	0,0717	4,9083
30	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,16	0,01	5,15	0,0721	5,0779

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
31	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	10,32	-0,02	10,34	0,1061	10,2339
32	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,44	0,02	3,42	0,0323	3,3877
33	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,3	0,11	4,19	0,0664	4,1236
34	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,3	0,29	4,01	0,0434	3,9666
35	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	7,74	0,44	7,3	0,1171	7,1829
36	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	27,52	0,86	26,66	0,2983	26,3617
37	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	36,46	-0,37	36,83	0,323	36,507
38	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,16	0,07	5,09	0,2862	4,8038
39	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	7,74	0,3	7,44	0,0914	7,3486
40	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,29	0,02	1,27	0,0581	1,2119
41	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,3	0,1	4,2	0,014	4,186
42	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	29,43	0,76	28,67	0,0579	28,6121
43	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,29	0	1,29	0,01	1,28
44	Котельная К-45	60	0,08	59,92	0,95	58,97
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1,917	0	1,917	0,065	1,852
Итого по зоне ЕТО №1-3		1035,57	76,27	953,90	5,25	946,70

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»						
46	Котельная ООО «Газпром энерго»	38,693	5,243	33,450	1,128	32,322
Итого по зоне ЕТО №4		38,693	5,243	33,450	1,128	32,322
ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»						
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	17,2	5,25	11,95	0,25	11,7
Итого по зоне ЕТО №5		17,2	5,25	11,95	0,25	11,7
ЕТО №6 АО «Сургутский хлебозавод»						
48	Котельная АО «Сургутский Хлебозавод»	10,08	0	10,08	0,665	9,415
Итого по зоне ЕТО №6		10,08	0	10,08	0,665	9,415
ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"						
49	Котельная ООО УК «СЗТК»	15	0	15	0,492	14,508
Итого по зоне ЕТО №7		15	0	15	0,492	14,508
ЕТО №8 ООО «ТВС-сервис						
50	Котельная ООО «ТВС-сервис»	3,384	0	3,384	0,07	3,314
Итого по зоне ЕТО №8		3,384	0	3,384	0,07	3,314
ЕТО №9 АО "Горремстрой"						
51	Котельная АО «Горремстрой»	2,88	0,02	2,86	0,034	2,826
Итого по зоне ЕТО №9		2,88	0,02	2,86	0,034	2,826

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
ЕТО №10 ООО «СКАТ-База»						
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	5,46	2,76	2,7	0,047	2,653
Итого по зоне ЕТО №10		5,46	2,76	2,7	0,047	2,653
ЕТО №11 ООО "ТехСтрой"						
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	2,32	0	2,32	0,05	2,27
Итого по зоне ЕТО №11		2,32	0	2,32	0,05	2,27
ЕТО №12 АО "Завод промстройдеталей"						
54	АО "Завод промстройдеталей"	10,32	0	5,16	0,075	5,085
Итого по зоне ЕТО №12		10,32	0	10,32	0,075	5,085
Итого по г. Сургуту		1102,21	84,30	1012,52	6,93	998,47

2.2.3. 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» 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 и параметры располагаемой тепловой мощности на котельных представлены в разделе 2.2.2. Ограничения установлены по результатам режимной наладки или связаны с фактическим техническим состоянием котлов.

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

Параметры тепловой мощности «нетто» каждого источника представлены в разделе.

2.2.2.

Потребление тепловой энергии на собственные нужды зависит от многих факторов:

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

В общем случае нормативная величина собственных нужд котельной варьируется от 2% до 5%. Фактически величина собственных нужд могут значительно отличаться от нормативов.

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

Таблица 2.33 – Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным за 2025 год

№ 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,
ЕТО №1-3						
2	Котельная ПКТС	41746,2	1126,6	40619,6	газ	6542,3
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	85183,3	2162,2	83021,1	газ	12895,0
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	130657,5	3150,8	127506,7	газ	19805,5
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	187282,5	4455,4	182827,1	газ	27353,8
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	13277,5	493,3	12784,2	газ	1923,1
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	11260,6	478,5	10782,1	газ	1751,8
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	9706,4	340,3	9366,2	газ	1524,9
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	3908,8	75,6	3833,1	газ	621,1
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	14127,9	389,2	13738,7	газ	2109,5
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	129552,1	3380,0	126172,1	газ	19574,7
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	8829,4	207,4	8622,1	газ	1343,3
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	4166,6	140,6	4026,0	газ	568,2
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	6999,9	186,5	6813,4	газ	1042,5
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	2127,0	98,0	2029,1	газ	306,9
17	Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	578,6	2,0	576,6	ЭЭ	59719,2

№ 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,
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	5730,0	195,0	5535,0	газ	862,0
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»				газ	
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	11093,9	390,7	10703,2	газ	1581,8
21	Котельная №29 п. Тажный СГМУП «ГТС»	5205,6	135,9	5069,7	газ	742,8
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	10611,2	382,7	10228,5	газ	1642,1
23	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (консервация с 12.12.2020г. Переведена в режим ЦТП)	-	-	-	-	-
24	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	6010,4	213,9	5796,6	газ	858,7
25	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»				газ	
26	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	928,6	31,2	897,4	газ	147,2
27	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	-	-	-	-	-
28	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	1295,0	28,0	1267,0	газ	201,3
29	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	7101,0	156,0	6945,0	газ	1082,0
30	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	7052,0	154,0	6898,0	газ	1111,3
31	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	10466,0	230,0	10236,0	газ	1636,0
32	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	3240,0	70,0	3170,0	газ	503,9
33	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	6579,0	144,0	6435,0	газ	1016,8
34	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	4173,0	94,0	4079,0	газ	656,6
35	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	11496,0	253,0	11243,0	газ	1741,7
36	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	29244,0	647,0	28597,0	газ	4573,2
37	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	31539,0	697,0	30842,0	газ	4852,4

№ 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,
38	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	5621,0	619,0	5002,0	газ	877,3
39	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	11864,0	255,0	11609,0	газ	1833,7
40	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	1352,0	125,0	1227,0	газ	204,0
41	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	5689,0	29,0	5660,0	газ	879,5
42	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	27358,0	126,0	27232,0	газ	4212,5
43	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	3937,1	82,0	3855,0	газ	606,2
44	Котельная К-45	174597,5	2049,2	172684,0	газ	25997,9
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	2872,6	0,0	2872,6	газ	420,4
Итого по зоне ЕТО №1-3		992713,9	22667,3	970182,3	-	208780,8
ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»						
46	Котельная ООО «Газпром энерго»	39344,5	1815,3	37529,2	газ	6087,1
Итого по зоне ЕТО №4		39344,5	1815,3	37529,2	газ	6087,1
ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»						
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	15516	372	15144	газ	2301
Итого по зоне ЕТО №5		15516	372	15144	газ	2301
ЕТО №6 АО «Сургутский хлебозавод»						
48	Котельная АО «Сургутский Хлебозавод»	16878,5	1188	15639	газ	2485
Итого по зоне ЕТО №6		16878,5	1188	15639	газ	2485
ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"						
49	Котельная ООО УК «СЗТК»	8673,59	177,57	8496,02	газ	1798,96
Итого по зоне ЕТО №7		8673,59	177,57	8496,02	газ	1798,96
ЕТО №8 ООО «ТВС-сервис»						
50	Котельная ООО «ТВС-сервис»	5118	97	5021	газ	807,7
Итого по зоне ЕТО №8		5118	97	5021	-	807,7
ЕТО №9 АО "Горремстрой"						
51	Котельная АО «Горремстрой»	4029	42	3987	газ	624,1
Итого по зоне ЕТО №9		4029	42	3987	газ	624,1
ЕТО №10 ООО «СКАТ-База»						
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	5425,59	90	5335,59	газ	738,8
Итого по зоне ЕТО №10		5425,6	90,0	5335,6	газ	738,8

№ 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,
ЕТО №11 ООО "ТехСтрой"						
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	4840	86	4754	газ	733,0
Итого по зоне ЕТО №11		4840	86	4754	газ	733,0
ЕТО №12 АО "Завод промстройдеталей"						
54	Котельная АО "Завод промстройдеталей"	13535	260	13275	газ	2087,6065
Итого по зоне ЕТО №12		13535	260	13275	газ	2088
Итого по МО		1106074,1	26795,2	1079363,1	газ	226444

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

Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса оборудования каждой котельной представлены в разделе 2.2.1.

2.2.6. 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.

При качественном способе регулирования отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменяемом расходе в зависимости от температуры наружного воздуха.

При качественно-количественном регулировании изменяется температура и расход теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.

Графики изменения температур (температуры и расхода) теплоносителя определены при проектировании и строительстве систем теплоснабжения. Графики обоснованы типом присоединения потребителей, конфигурацией тепловых сетей, размером подключенной тепловой нагрузкой.

В таблице ниже представлены способы регулирования и температурные графики котельных г. Сургута.

Таблица 2.34 - Способы регулирования и проектные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных г. Сургут

№ п/п	Наименование источника	Способ регулирования	Температурн ый график проектный	Температурный график фактический	Гидравлическ ий режим, кгс/см2	Фактический расход теплоносителя, т/ч		Расчётный расход тепло- носителя, т/ч
						Отопительный период	Летний период	
1	Котельная ПКТС	качественно- количественное	150-70	150-70	-	-	-	-
2	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	качественно- количественное	150-70	150-70	7,0/3,0	350	860	814
3	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	качественно- количественное	150-70	150-70	7,0/3,0	640	-	1115
4	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	качественно- количественное	150-70	150-70	7,5/3,0	950	700	1125
5	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	8,4/2,4	260	410	260
6	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	3,6/2,8	195	-	372
7	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	5,0/3,2	260	-	340
8	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	4,0/2,0	230	-	240
9	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	5,7/2,2 – летний 7,0/2,2 - зимний	420	350	860
10	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	качественно- количественное	130-70	130-70	8,0/2,2	670	-	1503
11	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	6,2/3,3	115	12	178
12	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	3,4/2,2	95	-	210
13	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	качественное	100-80	100-80	3,2/2,0	100	3	232
14	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	4,2/3,2	45	-	204
15	Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	2,7/3,2	25	-	34
16	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	5,1/4,1	25	-	50
17	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	5,7/2,7	45	-	87
18	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	5,5/3,5	205	-	530
19	Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	5,3/3,5	130	-	193
20	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	5,5/3,5	240	-	315
21	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (Консервация. Переведена в режим ЦТП)	-	-	-	-	-	-	-
22	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	5,3/3,3	65	-	77
23	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	5,5/3,5	130	-	195

№ п/п	Наименование источника	Способ регулирования	Температурн ый график проектный	Температурный график фактический	Гидравлическ ий режим, кгс/см2	Фактический расход теплоносителя, т/ч		Расчётный расход тепло- носителя, т/ч
						Отопительный период	Летний период	
24	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	качественное	95-70	95-70	3,4/2,8	35	-	47
25	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	-	-	-	-	-	-	-
26	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	34,5	-	34,7
27	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	135,3	-	163,9
28	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	134,5	-	134,7
29	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	225,0	-	194,8
30	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	51,8	-	51,6
31	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	124,3	-	136,8
32	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	89,4	-	86,4
33	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	192,2	-	198,4
34	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	110-70	110-70	6,5/4	618,4	-	396,8
35	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	632,6	-	635,4
36	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	100,6	-	58,7
37	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	190,6	115,5	186,3
38	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	27,7	-	27,4
39	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	95-70	95-70	6,5/4	112,0	-	112,7
40	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	качественное	110-70	110-70	6,5/4	317,8	-	318,4
41	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	пар	-	-	2,4	-	-	-
42	Котельная К-45	качественно- количественное	142-70	142-70	5,0/2,0 – летний 7,1/2,4 - зимний	874	327	874
43	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	качественное	95-70	95-70	4,0/2,0 – летний 4,0/2,0 - зимний	70	24	70
44	Котельная ООО «Газпром энерго»	качественное	95-70	95-70	1,0/1,0 – летний 5,2/3,6 - зимний	900	-	900
45	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	качественное	95-70	95-70	5,8/2,5	770	-	770
46	Котельная АО «Сургутский Хлебозавод»	качественное	95-70	95-70	3,0/2,0	135	-	135
47	Котельная ООО УК «СЗТК»	качественное	95-70	95-70	4,9/3,8	238	-	238
48	Котельная ООО «ТВС-сервис»	качественное	95-70	95-70	5,2/2,7	67	-	67

№ п/п	Наименование источника	Способ регулирования	Температурн ый график проектный	Температурный график фактический	Гидравлическ ий режим, кгс/см2	Фактический расход теплоносителя, т/ч		Расчётный расход тепло- носителя, т/ч
						Отопительный период	Летний период	
49	Котельная АО «Горремстрой»	качественное	95-70	95-70	3,5/-	48	-	48
50	Котельная ООО «СКАТ-База»	качественное	95-70	95-70	5,5/2,1	109	-	109
51	Котельная ООО «ТехСтрой»	качественное	95-70	95-70	7,3/4,9	26	-	26
52	Котельная АО "Завод промстройдеталей"	качественное	95-70	95-70	4,0/3,0	234	-	234

2.2.7. 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 2.35 – Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования котельных в 2025 году

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2025 год	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, ч
ЕТО №1-3				
2	Котельная ПКТС	350	41746,2	119
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	66	85183,3	1291
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	90	130657,5	1452
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	90	187282,5	2081
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	10,32	13277,5	1287
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	9,56	11260,6	1178
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	8,6	9706,4	1129
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	6,02	3908,8	649
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	24	14127,9	589
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	90	129552,1	1439
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	4,52	8829,4	1953
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	6,45	4166,6	646
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	5,16	6999,9	1357
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	5,5	2127	387
17	Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	0,84	578,6	689
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	1,24	5730	1574,2
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	2,4		
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	16	11093,9	693
21	Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	5,16	5205,6	1009
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	10,32	10611,2	1028
23	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (Консервация. Переведена в режим ЦТП)	5,4	0	0
24	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	1,9	6010,4	821
25	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	5,42		

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2025 год	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, ч
26	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	1,54	928,6	603
27	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	1,98	0	0
28	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,72	1295	753
29	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,16	7101	1376
30	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,16	7052	1367
31	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	10,32	10466	1014
32	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,44	3240	942
33	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,3	6579	1530
34	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,3	4173	970
35	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	7,74	11496	1485
36	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	27,52	29244	1063
37	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	36,46	31539	865
38	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	5,16	5621	1089
39	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	7,74	11864	1533
40	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,29	1352	1048
41	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,3	5689	1323
42	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	29,43	27358	930
43	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,29	3937,1	3052
44	Котельная К-45	60	174597,5	2910
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1,92	2872,6	1496
Итого по зоне ЕТО №1-3		1035,57	992713,9	959
ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»				
46	Котельная ООО «Газпром энерго»	38,69	39344,5	1030
Итого по зоне ЕТО №4		38,69	39344,5	1030
ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»				
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	17,2	15509	902
Итого по зоне ЕТО №5		17,2	15509	902
ЕТО №6 АО «Сургутский хлебозавод»				
48	Котельная АО «Сургутский Хлебозавод»	10,08	15516	1770
Итого по зоне ЕТО №6		10,08	15516	1770
ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"				
49	Котельная ООО УК «СЗТК»	15	8673,59	578
Итого по зоне ЕТО №7		15	8673,59	578
ЕТО №8 ООО «ГВС-сервис				

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2025 год	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, ч
50	Котельная ООО «ТВС-сервис»	3,384	5 118,00	1512
Итого по зоне ЕТО №8		3,384	5118	1512
ЕТО №9 АО "Горремстрой"				
51	Котельная АО «Горремстрой»	2,88	4029	1399
Итого по зоне ЕТО №9		2,88	4029	1399
ЕТО №10 ООО «СКАТ-База				
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	5,46	5425,59	994
Итого по зоне ЕТО №10		5,46	5425,59	994
ЕТО №11 ООО "ТехСтрой"				
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	2,32	4840	2086
Итого по зоне ЕТО №11		2,32	4840	2086
ЕТО №12 АО "Завод промстройдеталей"				
54	Котельная АО "Завод промстройдеталей"	10,32	13535	1312
Итого по зоне ЕТО №12		10,32	13535	1312
Итого по г. Сургут		1140,904	1104705	12541

2.2.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

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

Таблица 2.36 – Перечень приборов учёта, установленных на котельных

№ п/п	Наименование источника	Наименования
2	Котельная ПКТС	(ПКТС-ВЖР) расходомер УРЖК2КМ, тепловычислитель СТУ-1 (ПКТС-ГОРОД) расходомер УРЖК2КМ, тепловычислитель СТУ-1
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	УВП-280Б, метран 300ПР-250, метран 55ДИ, КТСП метран 206-03
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, метран 150 СД, метран 55ДИ, КТПТР-01
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	УВП-280Б, метран 100ДД, метран 55ДИ, КТСП Метран 206-02
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	УВП-280Б, метран 300ПР-250, метран 300ПР-250, метран 55ДИ, метран 55ДИ, ТСМ 0193
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	УВП-280Б, метран 150 СД, метран 55ДИ, метран 2000-КТС
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	УВП-280Б, метран 300ПР-300, коммуналец СДВ, КТПТР-05
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, метран 370, метран 55ДИ, КТПТР-01
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, метран 100 ДД, метран 22 ДД, метран 55ДИ, КТСП Метран 206-02
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, метран 100 ДД, метран 150 СД, метран 55ДИ, КТСП Метран 206-02
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	УВП-280Б, метран 300ПР- 150, метран 55ДИ, КТСП Метран 206-02
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, метран 300ПР- 150, метран 55ДИ, КТСП Метран 206-02
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, ПРЭМ- 150, метран 55ДИ, КТПТР-01
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, метран 300ПР- 150, метран 300ПР- 80, метран 55ДИ, КТСП Метран 206-02
17	Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	УВП-280А.01, метран 300ПР- 80, метран 55ДИ, КТСП Метран 206-02
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, метран 300ПР-50, метран 55ДИ, метран 2000 КТС

№ п/п	Наименование источника	Наименования
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, метран 300ПР-80, метран 55ДИ, метран 2000 КТС
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, метран 300ПР-250, метран 55 ДИ, КТПТР-01
21	Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, метран 300ПР-150, метран 55ДИ, КТПТР-01
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	УВП-280Б.01, метран 300ПР- 150, метран 55 ДИ, КТСП-Н
23	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (Консервация. Переведена в режим ЦТП)	консервация
24	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	УВП-280 Б, ПРЭМ- 150, метран 55 ДИ, метран-2000-КТС
25	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	УВП-280 Б, метран 300ПР -200, метран 55 ДИ, метран-2000-КТС
26	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	УВП 280Б, "ВЗЛЁТ-ЭР"-65, метран 55ДИ, "ВЗЛЁТ ТПС"
27	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	УВП-280Б.01
28	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-80
29	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
30	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
31	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
32	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
33	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
34	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
35	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
36	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ВЭПС-250ПБ-1-01
37	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ВЗЛЕТ ЭР-300
38	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
39	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-50, ПРИМ-150
40	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-80
41	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
42	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-50, ВЭПС-ПБ1-300
43	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	ИМ-2300, КТПТР, ДРГМ-1600
44	Котельная К-45	СТУ-1, УРЖ2КМ, СДВ-И, КТПТР-01
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	Тепловычислитель отсутствует
46	Котельная ООО «Газпром энерго»	СПТ-961, ДРК-3, Метран-55 ДИ, КТПТР-05 100П
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	ИМ-2300
48	Котельная АО «Сургутский Хлебозавод»	ИМ-2300, ПРЭМ-2-100, КРТ9, КТСП-Т
49	Котельная ООО УК «СЗТК»	отсутствует
50	Котельная ООО «ТВС-сервис»	ИМ-2300
51	Котельная АО «Горремстрой»	КС-202 "Прима-С"
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	ИМ-2300
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	ВСТН-125, ИМ-2300
54	Котельная АО "Завод промстройдеталей	Комплекс Взлет : ТСРВ- 043, ЭРСВ-440ЛВ, ТСП-Рt500, ПДИ-0.10В

2.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Авария – технологическое нарушение, приведшее к разрушению или повреждению сооружений и (или) технических устройств (оборудования), неконтролируемому взрыву и (или) выбросу опасных веществ, полному или частичному ограничению режима потребления

тепловой энергии. Справочник учётных признаков аварий в сфере теплоснабжения включает в себя:

- 1) Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на ОПО, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ;
- 2) Неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ;
- 3) Разрушение или повреждение сооружений, в которых находятся объекты, которое привело к прекращению теплоснабжения потребителей;
- 4) Разрушение или повреждение оборудования объектов, которое привело к выходу из строя источников тепловой энергии или тепловых сетей на срок 3 суток и более;
- 5) Прекращение теплоснабжения потребителей первой категории, в отношении которых не допускается перерывов в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями;
- 6) Перерыв теплоснабжения иных потребителей на срок более 6 часов в отопительный период;
- 7) Снижение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети в отопительный период на 30% и более по сравнению с температурным графиком системы теплоснабжения;
- 8) Прекращение горячего водоснабжения на период более 8 часов.

Инцидент – отказ или повреждение оборудования и (или) сетей, отклонения от установленных режимов, включая вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования, приведшее к нарушению процесса производства и (или) передачи соответствующего коммунального ресурса потребителям, если они не содержат признаков аварии:

- 1) Разрушения или повреждения оборудования объектов, которое привело к выходу из строя источников тепловой энергии или тепловых сетей со сроком устранения 3 суток и более;
- 2) Полного, либо частичного прекращения теплоснабжения иных потребителей (кроме первой категории) в отопительный период со сроком устранения более 6 часов;
- 3) Прекращения горячего водоснабжения со сроком устранения более 8 часов.

На котельных г. Сургут за последние 5 лет отказов и аварий, влияющих на надежность теплоснабжения потребителей, не происходило.

2.2.10. 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 2025 г. не выдавались.

2.2.11. 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 2.37 – Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных (2025 год)

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Вид топлива	2025	
			Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т
ЕТО №1-3				
2	Котельная ПКТС	газ	8 098	6542,3
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	газ	8 098	12895,0
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	газ	8 098	19805,5
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	газ	8 098	27353,8
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	газ	8 098	1923,1
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	газ	8 098	1751,8
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	газ	8 098	1524,9
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	газ	8 098	621,1
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	газ	8 098	2109,5
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	газ	8 098	19574,7
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	газ	8 098	1343,3
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	газ	8 098	568,2
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	газ	8 098	1042,5
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	газ	8 098	306,9
17	Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	ЭЭ	-	59719,2
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	газ	8 098	862
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	газ	8 098	
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	газ	8 098	1581,81
21	Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	газ	8 098	742,85
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	газ	8 098	1642,12
23	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (Консервация. Переведена в режим ЦТП)	-	-	-
24	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	газ	8 098	858,68
25	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	газ	8 098	
26	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	газ	8 098	147,2
27	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	газ	-	-
28	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	201,3
29	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	1082,0
30	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	1111,3
31	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	1636,0
32	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	503,9
33	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	1016,8

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Вид топлива	2025	
			Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т
34	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	656,6
35	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	1741,7
36	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	4573,2
37	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	4852,4
38	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	877,3
39	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	1833,7
40	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	204,0
41	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	879,5
42	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8092	4212,5
43	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	газ	8097	606,2
44	Котельная К-45	газ	8097	25997,9
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	газ	8092	420,4
Итого по зоне ЕТО №1-3		-	-	208 781
ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»				
46	Котельная ООО «Газпром энерго»	газ	8 107,24	6 087,1
Итого по зоне ЕТО №4		газ	8 107,24	6 087,1
ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»				
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	газ	8050	2301
Итого по зоне ЕТО №5		газ	8050	2301
ЕТО №6 АО «Сургутский хлебозавод»				
48	Котельная АО «Сургутский Хлебозавод»	газ	8134	2485
Итого по зоне ЕТО №6		газ	8134	2485
ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"				
49	Котельная ООО УК «СЗТК»	газ	8050	1798,96
Итого по зоне ЕТО №7		газ	8050	1798,96
ЕТО №8 ООО «ТВС-сервис				
50	Котельная ООО «ТВС-сервис»	газ	8050	807,68
Итого по зоне ЕТО №8		газ	8050	807,68
ЕТО №9 АО "Горремстрой"				
51	Котельная АО «Горремстрой»	газ	8000	624,1
Итого по зоне ЕТО №9		газ	8000	624,1
ЕТО №10 ООО «СКАТ-База				
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	газ	8050	738,798409
Итого по зоне ЕТО №10		газ	8050	771.83
ЕТО №11 ООО "ТехСтрой"				
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	газ	8000	748.84
Итого по зоне ЕТО №11		газ	8000	748.84
ЕТО №12 АО "Завод промстройдеталей				
54	Котельная АО "Завод промстройдеталей	газ	8050	2088
Итого по зоне ЕТО №12		газ	8050	2088
Итого по г. Сургут		-	-	226444

2.2.12. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных

Динамика изменений эксплуатационных показателей котельных представлена в таблице ниже.

Таблица 2.38 – Таблица П10.8. Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных за 2025 год

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ЕТО №1-3							
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	18	19	20	16	15	16
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	153,35	154,08	153,85	152,51	152,02	151,9
Собственные нужды	%	2,34	2,31	2,3	2,33	2,32	2,29
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	157,02	157,72	157,47	156,15	155,64	156,3
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	22,51	21,1	22,05	22,62	21,8	22,92
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,13	0,13	0,14	0,13	0,08	0,1
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	53,18	57,14	57,14	59,52	61,85	61,85
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	54,76	54,76	54,76	57,14	62,96	62,96
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения	час	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
теплоснабжения от котельных							
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ
Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0	0	0
ЕТО №4 ООО «Газпром энерго»							
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	7	8	9	10	11	12
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	153,26	153,26	153,27	154,98	154,94	154,71
Собственные нужды	%	5,14	3,03	5,37	5,47	4,64	5%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	158,05	158,05	158,05	163,95	162,47	162,195418
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	33,9	33,05	34,08	38,23	36,37	33,30
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,14	0,11	0,18	0,18	0,2	0,2
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	11,84	14,59	12,73	15,63	16,76	16,76
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений	1/год	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
теплоснабжения от котельных							
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива	-	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0	0	0
ЕТО №5 ОАО «Аэропорт Сургут»							
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	42	43	44	45	46	47
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	160,74	158,97	159,58	158,87	161,61	155,63
Собственные нужды	%	2,4	2,4	2,4	2,2	2,4	2%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	164,69	162,88	163,5	162,1	165,58	159,5
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	20,41	19,99	21,05	20,6	21,11	18
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,15	0,14	0,13	0,13	0,13	0,4
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	9,2	12,38	10,98	16,24	14,73	15
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего	%	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч							
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива	-	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0	0	0
ЕТО №6 АО «Сургутский хлебозавод»							
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	13	14	15	16	17	18
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	157,48	169,71	161,48	160,94	156,01	172,69
Собственные нужды	%	6,63	6,62	5,47	7,09	6,66	7%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	168,66	181,75	170,82	172,37	167,96	186,38
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	20,03	19,86	20,08	21,86	21,24	23,364
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	20,61	24,02	23,53	19,76	20,21	20,21
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива	-	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0	0	0
ЕТО №7 ООО УК "СЗТК"							
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	38	39	40	41	42	42
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	200,84	214,83	237,1	214,29	214,29	-214,29
Собственные нужды	%	2,59	2,31	2,35	3,8	3,28	2%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	206,18	219,91	242,82	222,43	222,43	222,43
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	20,88	20,34	21,02	71,45	71,45	71,45
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	6,97	8,59	7,15	9,43	10,44	10,44
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	0	0	0	0	0	0
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0	0
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных	%	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)							
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива	-	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0	0	0
ЕТО №8 ООО «ТВС-сервис»							
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	35	36	1	2	3	4
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	172,47	172,47	171,08	171,38	171,38	157,81
Собственные нужды	%	0,53	1,05	1,9	1,89	1,89	2%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	173,39	174,3	174,39	174,68	174,68	160,86
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	20,05	20,34	19,87	19,87	19,87	19,87
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	28	28,69	23,68	24,8	24,8	24,8
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100	
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от	%	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
общего количества котельных)							
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива	-	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0	0	0
ЕТО №9 АО "Горремстрой"							
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	13	14	15	16	17	18
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	145,78	153,43	161,59	169,78	155,9	154,90
Собственные нужды	%	1,98	1,59	1,99	1,28	1,89	1%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	148,73	155,9	164,87	172	158,91	156,53
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	20,23	20,34	19,96	61,1	52,89	52,89
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,14	0,14	0,15	0,15	0,69	0,69
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	12,31	14,99	10,61	13,95	17,06	17,06
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	100	100	100	100	100	100
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива	-	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0	0	0
ЕТО №10 ООО «СКАТ-База							
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	23	24	25	26	27	28
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	140,29	162	153,32	158,59	148,8	148,8
Собственные нужды	%	1,84	1,89	1,87	1,84	1,74	1,7%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	142,93	165,12	156,25	161,51	151,43	151,43
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	21,12	20,99	21,05	24,79	25	25
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,13	0,13	0,13	0,13	0,19	0,19
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	11,37	12,95	10,94	11,57	15,77	15,77
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска	%	100	100	100	100	100	100

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)							
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	100	100	100	100	100	100
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	1	1	1	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0,5	2	1	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива	-	дизельное топливо	дизельное топливо	дизельное топливо	дизельное топливо	дизельное топливо	дизельное топливо
Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0	0	0
ЕТО №11 ООО "ТехСтрой"							
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	-	-	1	2	3	4
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	-	193,3	154,72	154,72	154,72
Собственные нужды	%	-	-	5,57	1,79	1,78	1,8%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	-	204,69	157,49	160,9	160,9
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	-	-	20,08	20,08	22,79	40
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	-	-	0,04	0,04	0,04	0,01
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	-	20	20,56	24,77	24,77
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от	%	-	-	100	100	100	100

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
установленной мощности)							
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	-	-	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	-	-	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	-	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	-	-	100	100	100	100
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	-	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	-	0	0	0	0
Вид резервного топлива	-	-	-	нет	нет	нет	нет
Расход резервного топлива	т.у.т	-	-	0	0	0	0
ЕТО №12 АО "Завод промстройдеталей"							
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	-	-	-	-	6	7
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	154,24
Собственные нужды	%	-	-	-	-	-	2%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	157,26
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	0,033
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	-	-	-	-	-	0,0005
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	-	37%

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	-	-	-	-	-	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	-	-	-	-	-	100
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	-	-	-	-	-	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	-	-	-	-	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	-	-	-	-	-	100
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	-	-	-	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	-	-	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0
Вид резервного топлива	-	-	-	-	-	дизельное топливо	дизельное топливо
Расход резервного топлива	т.у.т	-	-	-	-	-	-

3.ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ

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

В городе Сургуте основными теплоснабжающими организациями, эксплуатирующими тепловые сети, являются ООО «Сургутские городские электрические сети» и СГМУП «ГТС». Указанные организации снабжают тепловой энергией более 85% всех потребителей г. Сургут. Остальные 15% подключены к тепловым сетям следующих организаций: ООО «Газпром энерго», ООО «Скат-База», АО «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», АО «Аэропорт Сургут», ООО «Скат-База», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ТВС-Сервис», АО «Завод Промстройдеталей».

На основании полученных данных о величине договорных тепловых нагрузок города по состоянию на 2025 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.

3.2. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

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

Подробные схемы тепловых сетей представлены в соответствующих слоях Электронной модели.

3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и 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 3.1 - Таблица П11.1.Общая характеристика магистральных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
ЕТО:	ЕТО №1 - ООО «СГЭС»	
ТСО:	ООО «СГЭС»	
350	426,8	149,4
400	6 613,00	2 645,20
500	4 608,80	2 304,40
800	22 806,20	18 245,00
1 000	13 318,40	13 318,40
1 200	10 447,00	12 536,40
Итого по ООО «СГЭС»	58 220,20	49 198,80
350	426,8	149,4
400	6 613,00	2 645,20
500	4 608,80	2 304,40
800	22 806,20	18 245,00
1000	13 318,40	13 318,40
1200	10 447,00	12 536,40
Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС»	58 220,20	49 198,80
ЕТО:	ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
350	210	79,17
400	25737,82	10964,31
500	36931,72	19573,81
600	5937	3740,31
700	8905,66	6412,075
800	3264,44	2676,841
Итого по СГМУП «ГТС»	80986,64	43446,52
ТСО:	ОАО «РЖД»	
400	1 520,00	647,5
Итого по ОАО «РЖД»	1 520,00	647,5
350	210	79,17
400	27 257,82	11 611,81
500	36931,72	19573,81
600	5937	3740,31
700	8905,66	6412,075
800	3264,44	2676,841
Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	82506,64	44094,016
ЕТО:	ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»	
ТСО:	ПАО «Сургутнефтегаз»	
400	246	104,8
Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»	246	104,8
400	246	104,8
Итого по ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»	246	104,8
ЕТО:	ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»	
ТСО:	ООО «Газпром энерго»	
400	318	135,5

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
500	1 694,00	891
Итого по ООО «Газпром энерго»	2 012,00	1 026,50
400	318	135,5
500	1 694,00	891
Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»	2 012,00	1 026,5
ЕТО:	ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»	
ТСО:	АО «Аэропорт Сургут»	
400	66,8	28,5
Итого по АО «Аэропорт Сургут»	66,8	28,5
400	66,8	28,5
Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»	66,8	28,5
ЕТО:	ЕТО №12 - АО "Завод промстройдеталей"	
ТСО:	АО "Завод промстройдеталей"	
400	84,2	35,9
Итого по АО "Завод промстройдеталей"	84,2	35,9
400	84,2	35,9
Итого по ЕТО №12 АО "Завод промстройдеталей"	84,2	35,9
	Система теплоснабжения г. Сургута	
350	636,80	228,57
400	34 585,82	14 561,71
500	43 234,52	22 769,21
600	5 937,00	3 740,31
700	8 905,66	6 412,08
800	26 070,64	20 921,84
1 000	13 318,40	13 318,40
1 200	10 447,00	12 536,40
Итого Система теплоснабжения г. Сургута	143 135,84	94 488,52

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

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
ЕТО:	ЕТО №1 - ООО «СГЭС»	
ТСО:	ООО «СГЭС»	
50	1 203,20	60,2
80	1 951,40	156,1
100	6 330,30	633
125	4 426,20	553,3
150	9 272,90	1 390,90
200	6 791,80	1 358,40
250	8 028,00	2 007,00
300	4 626,40	1 387,90
Итого по ООО «СГЭС»	42 630,20	7 546,80
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
50	708	40,4
65	594	44,6
100	1040	113,3
150	3690	586,71
200	2 211,60	484,3
250	1074	235,2
Итого по СГМУП «ГТС»	7124	1020,1
50	1 911,20	100,60
65	594	44,6
70	88	6,7
80	1 951,40	156,10
100	7 370,30	746,30

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
125	4 426,20	553,3
150	12 962,90	1 977,61
200	9 003,40	1 842,70
250	9 102,00	2 242,20
300	4 626,40	1 387,90
Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС»	49 754,20	8 566,90
ЕТО:	ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
15	183	7,2
20	668,8	24,9
25	4658,3	164,4
32	2414,1	167,3
40	1686,6	136,4
50	34919,9	5854,6
65	594	822,8
70	47251,9	6283,9
80	58172,7	10152,1
100	87232,4	15299,9
125	2226,4	1060,5
150	105298	21876
200	55918,8	13793,4
250	13531,6	3696,1
300	7491,7	2434,8
350	426,3	160,7
400	908,1	386,9
Итого по СГМУП «ГТС»	423582,6	56531,6
ТСО:	ООО «СГЭС»	
100	677,9	73,2
150	1079	171,6
200	1287	281,9
250	1611	439,8
300	977	317,5
Итого по ООО «СГЭС»	5 295,80	1284
ТСО:	ОАО «РЖД»	
70	1 646,30	125,1
150	1 401,30	222,8
200	7 248,00	1 587,30
250	532,2	145,3
Итого по ОАО «РЖД»	10 827,80	2 080,50
15	183	7,2
20	668,8	24,9
25	4658,3	164,4
32	2414,1	167,3
40	1686,6	136,4
50	34919,9	5854,6
65	594	822,8
70	48 898,20	6 409,00
80	58 172,70	10 152,10
100	87 910,30	15 373,10
125	2 226,40	1 060,50
150	107 778,30	22 270,40
200	64 453,80	15 662,60
250	15 674,80	4 281,20
300	8 468,70	2 752,30
350	426,30	160,70
400	908,10	386,90
Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	440 042,30	85 686,40
ЕТО:	ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»	

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
ТСО:	ПАО «Сургутнефтегаз»	
15	190	3,8
20	158	4,1
25	869	27,8
32	1 196	45,5
40	1 511	68
50	8735	497,9
80	5 262	468,3
100	16 423	1 773,70
125	931	123,8
150	21 926	3 486,20
200	6 923	1 516,10
250	6 511	1 777,50
300	9 180	2 983,50
Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»	71 953,00	12 776,20
15	190	3,8
20	158	4,1
25	869	27,8
32	1 196	45,5
40	1 511	68
50	8735	497,9
80	5 262	468,3
100	16 423	1 773,70
125	931	123,8
150	21 926	3 486,20
200	6 923	1 516,10
250	6 511	1 777,50
300	9 180	2 983,50
Итого по ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»	71 953,00	12 776,20
ЕТО:	ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»	
ТСО:	ООО «Газпром энерго»	
25	156	5
40	170	6,8
50	338,2	19,3
70	148	11,2
80	68	6,1
100	2 213,00	239
150	1 178,00	187,3
200	4 142,00	907,1
250	1 754,00	478,8
300	4 976,80	1 622,40
Итого по ООО «Газпром энерго»	15 144	3 483,00
25	156	5
40	170	6,8
50	338,2	19,3
70	148	11,2
80	68	6,1
100	2 213,00	239
150	1 178,00	187,3
200	4 142,00	907,1
250	1 754,00	478,8
300	4 976,80	1 622,40
Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»	15 144,00	3 483,05
ЕТО:	ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»	
ТСО:	АО «Аэропорт Сургут»	
15	20	0,4
25	383	12,3
40	112,5	5,1

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
50	1071,8	61,1
70	40	3
80	1311,6	116,7
100	1548,8	167,3
125	824	109,6
150	1354	215,3
200	1020	223,4
250	394,7	107,8
300	124	40,3
Итого по АО «Аэропорт Сургут»	8204,4	1062,3
15	20	0,4
25	383	12,3
40	112,5	5,1
50	1071,8	61,1
70	40	3
80	1311,6	116,7
100	1548,8	167,3
125	824	109,6
150	1354	215,3
200	1020	223,4
250	394,7	107,8
300	124	40,3
Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»	8204,4	1062,3
ЕТО:	ЕТО №6 - АО «Сургутский Хлебозавод»	
ТСО:	АО «Сургутский Хлебозавод»	
150	1 396,00	222
Итого по АО «Сургутский Хлебозавод»	1 396,00	222
150	1 396,00	222
Итого по ЕТО №6 - АО «Сургутский Хлебозавод»	1 396,00	222
ЕТО:	ЕТО №7 - ООО УК «СЗТК»	
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
100	976	105,4
150	692	110
200	130	28,5
250	1294	353,3
300	426	138,5
Итого по СГМУП «ГТС»	3518	735,7
100	976	105,4
150	692	110
200	130	28,5
250	1294	353,3
300	426	138,5
Итого по ЕТО №7 - ООО УК «СЗТК»	3518	735,7
ЕТО:	ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»	
ТСО:	ООО «ТВС-сервис»	
150	1 710,00	271,9
Итого по ООО «ТВС-сервис»	1 710,00	271,9
150	1 710,00	271,9
Итого по ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»	1 710,00	271,9
ЕТО:	ЕТО №9 - АО «Горремстрой»	
ТСО:	АО «Горремстрой»	
100	128	13,8
150	430	68,4
200	354	77,5
Итого по АО «Горремстрой»	912	159,7
100	128	13,8
150	430	68,4
200	354	77,5

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1- трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
Итого по ЕТО №9 - АО «Горремстрой»	912	159,7
ЕТО:	ЕТО №10 - ООО «СКАТ-База»	
ТСО:	ООО «СКАТ-База»	
150	3 480,00	553,3
Итого по ООО «СКАТ-База»	3 480,00	553,3
150	3 480,00	553,3
Итого по ЕТО №10 - ООО «СКАТ-База»	3 480,00	553,3
ЕТО:	ЕТО №11 ООО «ТехСтрой»	
ТСО:	ООО «ТехСтрой»	
125	517,8	68,8
200	305,6	66,9
250	278,8	77,8
Итого по ООО «ТехСтрой»	1102,2	213,5
125	517,8	68,8
200	305,6	66,93
250	278,8	77,79
Итого по ЕТО №11 - ООО «ТехСтрой»	1102,2	213,5
ЕТО:	ЕТО №12 - АО "Завод промстройдеталей"	
ТСО:	АО "Завод промстройдеталей"	
150	32,2	5,12
300	837	272,03
Итого по АО "Завод промстройдеталей"	869,2	277,2
150	32,2	5,12
300	837	272,03
Итого по ЕТО №12 АО "Завод промстройдеталей"	869,2	277,2
Система теплоснабжения г. Сургута		
15	684,2	13,7
20	1 341,30	34,9
25	5 478,70	175,4
32	4 188,80	171,2
40	3 168,60	145,9
50	46 719,60	2 765,60
65	1 951,90	130,2
70	49 300,80	3 746,80
80	67 018,20	5 948,20
90	476	52,4
100	117 897,30	12 568,40
125	8 878,40	1 145,40
150	159 437,60	25 260,20
200	105 503,10	22 953,40
250	60 670,50	16 349,00
300	43 582,80	14 041,60
Итого Система теплоснабжения г. Сургута	548 331,10	105 441,25

Таблица 3.3 - Общая характеристика сетей ГВС ТСО в зоне деятельности ЕТО

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
ЕТО:	ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
15	170,6	3,4
20	320,3	8,3
25	532,1	17,03
32	1 782,7	74,9
40	1 309,09	62,84
50	60 669,8	3 458,2
65	18 947,01	1 322,3
70	34 858,8	2 649,3

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
80	54 752,8	4 887,3
100	55 258	5 979
125	5 222,2	686,1
150	34 432	5 462
200	7 582,6	1 660,6
Итого по СГМУП «ГТС»	275 845,5	26 273,03
15	170,6	3,4
20	320,3	8,3
25	532,1	17,03
32	1 782,7	74,9
40	1 309,09	62,84
50	60 669,8	3 458,2
65	18 947,01	1 322,3
70	34 858,8	2 649,3
80	54 752,8	4 887,3
100	55 258	5 979
125	5 222,2	686,1
150	34 432	5 462
200	7 582,6	1 660,6
Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	275 845,5	26 273,03
Система теплоснабжения г. Сургута		
15	170,6	3,4
20	320,3	8,3
25	532,1	17,03
32	1 782,7	74,9
40	1 309,09	62,84
50	60 669,8	3 458,2
65	18 947,01	1 322,3
70	34 858,8	2 649,3
80	54 752,8	4 887,3
100	55 258	5 979
125	5 222,2	686,1
150	34 432	5 462
200	7 582,6	1 660,6
Итого Система теплоснабжения г. Сургута	275 845,5	26 273,03

Таблица 3.4 - Способы прокладки магистральных тепловых сетей ТСО в зоне деятельности ЕТО

Способ прокладки	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
ЕТО:	ЕТО №1 - ООО «СГЭС»	
ТСО:	ООО «СГЭС»	
Надземная	50260,6	45 182,5
Подземная	7 959,6	4 016,3
Итого по ООО «СГЭС»	58 220,2	49 198,7
Надземная	50260,6	45 182,5
Подземная	7 959,6	4 016,3
Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС»	58 220,2	49 198,7
ЕТО:	ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
Надземная	11 884,1	6 338,0
Подземная	70 710,4	37 710,8
Итого по СГМУП «ГТС»	82 594,5	44 048,8
ТСО:	ОАО «РЖД»	
Надземная	1520,0	647,5
Подземная	0,0	0,0
Итого по ОАО «РЖД»	1520,0	647,5
Надземная	13 404,1	6 985,5

Способ прокладки	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
Подземная	70 710,4	37 710,8
Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	84 114,5	44 696,3
ЕТО:	ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»	
ТСО:	ПАО «Сургутнефтегаз»	
Надземная	0,0	0,0
Подземная	246,0	104,8
Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»	246,0	104,8
Надземная	0,0	0,0
Подземная	246,0	104,8
Итого по ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»	246,0	104,8
ЕТО:	ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»	
ТСО:	ООО «Газпром энерго»	
Надземная	1648,0	860,9
Подземная	364,0	165,7
Итого по ООО «Газпром энерго»	2012,0	1026,5
Надземная	1648,0	860,9
Подземная	364,0	165,7
Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»	2012,0	1026,5
ЕТО:	ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»	
ТСО:	АО «Аэропорт Сургут»	
Надземная	66,8	28,5
Подземная	0,0	0,0
Итого по АО «Аэропорт Сургут»	66,8	28,5
Надземная	66,8	28,5
Подземная	0,0	0,0
Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»	66,8	28,5
ЕТО:	ЕТО №12 - АО "Завод промстройдеталей"	
ТСО:	АО "Завод промстройдеталей"	
Надземная	0,00	0,00
Подземная	84,2	35,87
Итого по АО "Завод промстройдеталей"	84,2	35,87
Надземная	0,00	0,00
Подземная	84,2	35,87
Итого по ЕТО №12 АО "Завод промстройдеталей"	84,2	35,87
Система теплоснабжения г. Сургута		
Надземная	65 379,5	53 057,4
Подземная	79 364,2	42 033,5
Итого Система теплоснабжения г. Сургута	144 743,7	95 090,9

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

Способ прокладки	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
ЕТО:	ЕТО №1 - ООО «СГЭС»	
ТСО:	ООО «СГЭС»	
Надземная	22 052,8	3 961,2
Подземная	20 577,3	3 585,6
Итого по ООО «СГЭС»	42 630,1	7 546,8
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
Надземная	5 209,8	875,6
Подземная	5 124,2	716,3
Итого по СГМУП «ГТС»	10 334,0	1 591,9

Способ прокладки	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
Надземная	27 262,6	4 836,8
Подземная	25 701,5	4 301,9
Итого по ЕТО №1 – ООО «СГЭС»	52 964,1	9 138,7
ЕТО:	ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
Надземная	74 038,3	12 159,2
Подземная	417 020,9	61 361,4
Итого по СГМУП «ГТС»	491 059,2	73 520,6
ТСО:	ООО «СГЭС»	
Надземная	919,0	94,8
Подземная	4 376,8	906,9
Итого по ООО «СГЭС»	5 295,8	1 001,7
ТСО:	ОАО «РЖД»	
Надземная	0	0
Подземная	10827,8	2080,5
Итого по ОАО «РЖД»	10 827,8	2 080,5
Надземная	74 957,3	12 254,0
Подземная	432 225,5	64 348,7
Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	507 182,8	76 602,7
ЕТО:	ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»	
ТСО:	ПАО «Сургутнефтегаз»	
Надземная	0,0	0,0
Подземная	79 815,0	12 776,2
Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»	79 815,0	12 776,2
Надземная	0,0	0,0
Подземная	79 815,0	12 776,2
Итого по ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»	79 815,0	12 776,2
ЕТО:	ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»	
ТСО:	ООО «Газпром энерго»	
Надземная	14532,0	3315,6
Подземная	612,0	167,4
Итого по ООО «Газпром энерго»	15144,0	3483,0
Надземная	14532,0	3315,6
Подземная	612,0	167,4
Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»	15144,0	3483,0
ЕТО:	ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»	
ТСО:	АО «Аэропорт Сургут»	
Надземная	8 204,4	1 062,3
Подземная	0,0	0,0
Итого по АО «Аэропорт Сургут»	8 204,4	1 062,3
Надземная	8 204,4	1 062,3
Подземная	0,0	0,0
Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»	8 204,4	1 062,3
ЕТО:	ЕТО №6 - АО «Сургутский Хлебозавод»	
ТСО:	АО «Сургутский Хлебозавод»	
Надземная	1 396,0	222,0
Подземная	0,0	0,0
Итого по АО «Сургутский Хлебозавод»	1 396,0	222,0
Надземная	1 396,0	222,0
Подземная	0,0	0,0
Итого по ЕТО №6 - АО «Сургутский Хлебозавод»	1 396,0	222,0
ЕТО:	ЕТО №7 - ООО УК «СЗТК»	
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
Надземная	3518,0	735,7
Подземная	0,0	0,0
Итого по СГМУП «ГТС»	3 518,0	735,7

Способ прокладки	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
Надземная	3518	735,7
Подземная	0,0	0,0
Итого по ЕТО №7 - ООО УК «СЗТК»	3 518,0	735,7
ЕТО:	ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»	
ТСО:	ООО «ТВС-сервис»	
Надземная	1 710,0	271,9
Подземная	0,0	0,0
Итого по ООО «ТВС-сервис»	1 710,0	271,9
Надземная	1 710,0	271,9
Подземная	0,0	0,0
Итого по ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»	1 710,0	271,9
ЕТО:	ЕТО №9 - АО «Горремстрой»	
ТСО:	АО «Горремстрой»	
Надземная	784	145,9
Подземная	128	13,8
Итого по АО «Горремстрой»	912,0	159,7
Надземная	784	145,9
Подземная	128	13,8
Итого по ЕТО №9 - АО «Горремстрой»	912,0	159,7
ЕТО:	ЕТО №10 - ООО «СКАТ-База»	
ТСО:	ООО «СКАТ-База»	
Надземная	3 480,0	553,3
Подземная	0,0	0,0
Итого по ООО «СКАТ-База»	3 480,0	553,3
Надземная	3 480,0	553,3
Подземная	0,0	0,0
Итого по ЕТО №10 - ООО «СКАТ-База»	3 480,0	553,3
ЕТО:	ЕТО №11 ООО «ТехСтрой»	
ТСО:	ООО «ТехСтрой»	
Надземная	1 102,2	213,5
Подземная	0,0	0,0
Итого по ООО «ТехСтрой»	1 102,2	213,5
Надземная	1 102,2	213,5
Подземная	0,0	0,0
Итого по ЕТО №11 - ООО «ТехСтрой»	1 102,2	213,5
ЕТО:	ЕТО №12 - АО "Завод промстройдеталей"	
ТСО:	АО "Завод промстройдеталей"	
Надземная	869,2	277,2
Подземная	0,0	0,0
Итого по АО "Завод промстройдеталей"	869,2	277,2
Надземная	869,2	277,2
Подземная	0,0	0,0
Итого по ЕТО №12 АО "Завод промстройдеталей"	869,2	277,2
Система теплоснабжения г. Сургута		
Надземная	137 815,7	23 888,2
Подземная	538 482,0	81 608,0
Итого Система теплоснабжения г. Сургута	676 297,7	105 496,2

Таблица 3.6 - Способы прокладки сетей ГВС ТСО в зоне деятельности ЕТО

Способ прокладки	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
ЕТО:	ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
Надземная	12 788,10	999,36
Подземная	263 057,40	25 273,67
Итого по СГМУП «ГТС»	275 845,50	26 273,03
<i>Надземная</i>	<i>12 788,10</i>	<i>999,36</i>
<i>Подземная</i>	<i>263 057,40</i>	<i>25 273,67</i>
Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	275 845,50	26 273,03
Система теплоснабжения г. Сургута		
Надземная	12 788,10	999,36
Подземная	263 057,40	25 273,67
Итого Система теплоснабжения г. Сургута	275 845,50	26 273,03

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.

Таблица 3.7 - Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей и сетей ГВС по годам прокладки ТСО в зоне деятельности ЕТО

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
ЕТО:	ЕТО №1 - ООО «СГЭС»	
ТСО:	ООО «СГЭС»	
До 1990	100 850,4	56 745,6
С 1991 по 1998	0	0
С 1999 по 2003	0	0
С 2004	0	0
Итого по ООО «СГЭС»	100 850,4	56 745,6
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
До 1990	1 727,01	266,03
С 1991 по 1998	1 963,2	302,4
С 1999 по 2003	1 340,8	206,5
С 2004	5 303,0	816,9
Итого по СГМУП «ГТС»	10 334	1 591,9
<i>До 1990</i>	<i>102 577,3</i>	<i>57 011,5</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>1 963,2</i>	<i>302,4</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>1 340,8</i>	<i>206,5</i>
<i>С 2004</i>	<i>5 303,0</i>	<i>816,9</i>
Итого по ЕТО №1 - ООО «СГЭС»	111 184,4	58 337,5
ЕТО:	ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
До 1990	120 383	20 269
С 1991 по 1998	201 912	33 996
С 1999 по 2003	105 661	17 790
С 2004	421 543	70 976
Итого по СГМУП «ГТС»	849 499,28	143 031,26
ТСО:	ООО «СГЭС»	
До 1990	5 295,8	1 001,7
С 1991 по 1998	0	0
С 1999 по 2003	0	0
С 2004	0	0
Итого по ООО «СГЭС»	5 295,8	1 001,

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
ТСО:	ОАО «РЖД»	
До 1990	9 000,0	2 209,3
С 1991 по 1998	3 347,8	518,7
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	0,0	0,0
Итого по ОАО «РЖД»	12 347,8	2 728,0
До 1990	125678,8	21270,6
С 1991 по 1998	201912,0	33996,0
С 1999 по 2003	105661,0	17790,0
С 2004	421543,0	70976,0
Итого по ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»	854794,8	144032,6
ЕТО:	ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»	
ТСО:	ПАО «Сургутнефтегаз»	
До 1990	79 815,0	12 776,2
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	0,0	0,0
Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»	79 815,0	12 776,2
До 1990	78 277,00	12 689,00
С 1991 по 1998	0,0	0,0
С 1999 по 2003	0,0	0,0
С 2004	0,0	0,0
Итого по ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»	79 815,0	12 776,2
ЕТО:	ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»	
ТСО:	ООО «Газпром энерго»	
До 1990	10734,0	3287,62
С 1991 по 1998	4050,6	694,08
С 1999 по 2003	1952,0	499,7
С 2004	419,4	28,17
Итого по ООО «Газпром энерго»	17156,0	4509,6
До 1990	10734,0	3287,62
С 1991 по 1998	4050,6	694,08
С 1999 по 2003	1952,0	499,7
С 2004	419,4	28,17
Итого по ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»	17156,0	4509,6
ЕТО:	ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»	
ТСО:	АО «Аэропорт Сургут»	
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	871,6	145,4
С 1999 по 2003	1 462,8	254,7
С 2004	5 936,8	690,5
Итого по АО «Аэропорт Сургут»	8 271,2	1 090,6
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	871,6	145,4
С 1999 по 2003	1 462,8	254,7
С 2004	5 936,8	690,5
Итого по ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»	8 271,2	1 090,6
ЕТО:	ЕТО №6 - АО «Сургутский Хлебозавод»	
ТСО:	АО «Сургутский Хлебозавод»	
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
Итого по АО «Сургутский Хлебозавод»	1 396,0	222,0
До 1990	0,0	0,0
С 1991 по 1998	0,0	0,0

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 2004</i>	<i>1 396,0</i>	<i>222,0</i>
Итого по ЕТО №6 - АО «Сургутский Хлебозавод»	1 396,0	222,0
ЕТО:	ЕТО №7 - ООО УК «СЗТК»	
ТСО:	СГМУП «ГТС»	
<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>3 518,0</i>	<i>735,62</i>
Итого по СГМУП «ГТС»	3 518,0	735,62
<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>3 518,0</i>	<i>735,62</i>
Итого по ЕТО №7 - ООО УК «СЗТК»	3 518,0	735,62
ЕТО:	ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»	
ТСО:	ООО «ТВС-сервис»	
<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>
Итого по ООО «ТВС-сервис»	1 710,0	271,9
<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>
Итого по ЕТО №8 - ООО «ТВС- сервис»	1 710,0	271,9
ЕТО:	ЕТО №9 - АО «Горремстрой»	
ТСО:	АО «Горремстрой»	
<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>912</i>	<i>159,7</i>
Итого по АО «Горремстрой»	912	159,7
<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>912</i>	<i>159,72</i>
Итого по ЕТО №9 - АО «Горремстрой»	912	159,7
ЕТО:	ЕТО №10 - ООО «СКАТ-База»	
ТСО:	ООО «СКАТ-База»	
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>3 480,0</i>	<i>553,3</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>
Итого по ООО «СКАТ-База»	3 480,0	553,3
<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>
Итого по ЕТО №10 - ООО «СКАТ- База»	3 480,0	553,32
ЕТО:	ЕТО №11 ООО «ТехСтрой»	
ТСО:	ООО «ТехСтрой»	
<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>

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
С 2004	1 102,2	213,58
Итого по ООО «ТехСтрой»	1 102,2	213,58
<i>До 1990</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>1 102,2</i>	<i>213,58</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>
Итого по ЕТО №11 - ООО «ТехСтрой»	1 102,2	213,58
ЕТО:	ЕТО №12 - АО "Завод промстройдеталей"	
ТСО:	АО "Завод промстройдеталей"	
<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>953,40</i>	<i>313,01</i>
Итого по АО "Завод промстройдеталей"	953,40	313,01
<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>953,40</i>	<i>313,01</i>
Итого по ЕТО №12 АО "Завод промстройдеталей"	953,40	313,01
Система теплоснабжения г. Сургута		
<i>До 1990</i>	<i>317 267,1</i>	<i>94 258,7</i>
<i>С 1991 по 1998</i>	<i>215 009,6</i>	<i>36 368,0</i>
<i>С 1999 по 2003</i>	<i>110 416,6</i>	<i>18 750,9</i>
<i>С 2004</i>	<i>439 981,6</i>	<i>73 941,9</i>
Итого Система теплоснабжения г. Сургута	1 082 674,9	223 319,5

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

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

Таблица 3.8 – Количество арматуры на магистральных сетях СГМУП «ГТС»

Диаметр	Секущая арматура, отпайки		Дренажная арматура		Воздушники			Перемычки		Байпас	
	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	вентиль кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. 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		

Диаметр	Секущая арматура, отпайки		Дренажная арматура		Воздушники			Перемычки		Байпас	
	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	вентиль кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.
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 3.9 – Количество арматуры на распределительных сетях СГМУП «ГТС»

Условный диаметр, мм	Задвижка	Шаровой 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	1507	8098	302	4332	3459	177

Таблица 3.10 – Запорно-регулирующая арматура ЦТП СГМУП «ГТС»

№ п.п.	№ ЦТП	Место установки электропривода	Количество однотипных электроприводов, (шт.)	Установленная мощность электропривода, (кВт)	КПД электропривода	Годовое число часов работы электропривода, (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	СО СО 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

№ п.п.	№ ЦТП	Место установки электропривода	Количество однотипных электроприводов, (шт.)	Установленная мощность электропривода, (кВт)	КПД электропривода	Годовое число часов работы электропривода, (ч.)
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 ГВС СО	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	СО СО 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 ГВС	2 4	0,43 0,015	0,8 0,8	6552 8424
29	30	СО ГВС	1 1	0,012 0,26	0,8 0,8	6552 8424
30	31	СО СО ГВС	1 1 4	0,012 0,26 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
31	32	СО ГВС	1 4	0,019 0,015	0,8 0,8	6552 8424
32	33	СО ГВС	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
33	34	СО СО ГВС	1 1 4	0,019 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
34	35	СО СО ГВС	1 1 4	0,019 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
35	36	СО СО ГВС	1 1 4	0,019 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
36	37	СО ГВС СО	1 4 1	0,012 0,015 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 8424 6552

№ п.п.	№ ЦТП	Место установки электропривода	Количество однотипных электроприводов, (шт.)	Установленная мощность электропривода, (кВт)	КПД электропривода	Годовое число часов работы электропривода, (ч.)
37	38	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,26	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
38	39	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,26	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
39	40	СО	1	0,26	0,8	6552
		СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
40	41	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
41	42	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
42	43	СО	1	0,019	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
43	45	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	2	0,015	0,8	8424
44	46	СО	1	0,019	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
45	47	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
46	48	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	1	0,015	0,8	6552
47	49	ГВС	4	0,015	0,8	6552
		СО	2	0,012	0,8	6552
48	50	СО	1	0,019	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
49	51	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
50	52	СО	1	0,019	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
51	53	СО	1	0,019	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
52	54	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
53	55	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
54	56	СО	1	0,015	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
55	57	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	2	0,015	0,8	6552
56	58	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
		СО	1	0,012	0,8	6552
57	59	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
58	60	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
59	61	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552

№ п.п.	№ ЦТП	Место установки электропривода	Количество однотипных электроприводов, (шт.)	Установленная мощность электропривода, (кВт)	КПД электропривода	Годовое число часов работы электропривода, (ч.)
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
60	62	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
61	63	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
62	64	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
63	65	СО	1	0,015	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
64	66	СО	1	0,015	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
65	67	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
66	68	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
67	69	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
68	70	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
69	71	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
70	72	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
71	73	ГВС	1	0,16	0,8	8424
72	74	ГВС	4	0,015	0,8	8424
73	75	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
74	76	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
75	77	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
76	78	СО	1	0,019	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
77	79	СО	1	0,015	0,8	6552
		СО	1	0,26	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
78	80	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	1	0,012	0,8	6552
79	81	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	2	0,012	0,8	6552
80	82	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	1	0,26	0,8	8424
81	83	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
82	84	подпитка	1	0,43	0,8	6192
83	85	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	2	0,43	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
84	86	подпитка	1	0,43	0,8	6552
85	87	подпитка	1	0,43	0,8	6552
86	88	подпитка	1	0,012	0,8	6552
		СО	4	0,012	0,8	6552
87	89	подпитка	1	0,43	0,8	6552
88	90	подпитка	1	0,43	0,8	6552
		СО	6	0,26	0,8	6552
89	93	ГВС	1	0,015	0,8	8424
90	94	СО	1	0,012	0,8	6552

№ п.п.	№ ЦТП	Место установки электропривода	Количество однотипных электроприводов, (шт.)	Установленная мощность электропривода, (кВт)	КПД электропривода	Годовое число часов работы электропривода, (ч.)
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
91	95	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	2	0,012	0,8	8424
92	96	СО	1	0,0105	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
93	97	СО	1	0,015	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
94	100	СО	1	0,015	0,8	6192
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
95	Госснаб	СО	3	0,015	0,8	6192
96	99	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
		СО	1	0,015	0,8	6552
97	98	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,26	0,8	6552
		ГВС	2	0,012	0,8	8424
98	ПС-1	СО	1	0,012	0,8	6552
99	ПС-2	СО	1	0,012	0,8	6552
100	ПС-3					
101	ПС-4					
102	ПС-5					
103	ПС-7	СО	1	0,43	0,8	6552
104	ПС-КСК	СО	1	0,012	0,8	6192
105	КРП-1					
106	КРП-2					
107	102	ГВС	4	0,012	0,8	8424
		СО	1	0,012	0,8	6552
108	101	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	2	0,015	0,8	6192
109	ИТП Майская, 10	СО	1	0,00215	0,8	6552
		ГВС	1	0,00215	0,8	8424
110	ИТП Республики, 83	СО	1	0,00215	0,8	6552
		ГВС	1	0,007	0,8	8424
111	ИТП Энергетиков, 31	СО	1	0,00215	0,8	6552
		ГВС	2	0,007	0,8	8424
112	ИТП Ленина, 26	СО	2	0,007	0,8	6552
113	ЦТП-103	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	2			6552
114	ЦТП-104	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	1			8424
115	ПС-4	СО	1	0,027	0,8	6552
116	КРП-3	нет				
117	КРП-4	нет				
118	ПС-9	нет				
119	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 тепломагистрали 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 тепломагистрали «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 ГК СГРЭС-2 - 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 тепломагистрали «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). Информация о местоположении секционирующих задвижек на тепловых сетях ООО «СГЭС» представлена в таблице ниже.

Таблица 3.11 – Месторасположение секционирующей запорной арматуры ООО СГЭС»

№ п/п	Наименование т/магистрала, павильона, ТК, котельной	Адрес	Состояние	
			открыто	закрыто
1	ГРЭС-1 – ПКТС, павильон №3	На пересечении улиц Нефтеюганское шоссе и Производственная, зеленая зона при повороте на Нефтеюганское шоссе	+	
2	ПКТС – ВЖР, коллекторная 2	Ул. Мира, 41	+	
3	ПКТС – ВЖР, 3ТК-5	Пр. Пролетарский	+	
4	ГРЭС-2 – ВЖР – Павильон №1	Справа перед кольцом у ГРЭС-2 по ул. Энергостроителей	+	
5	ГРЭС-2 – ВЖР – Павильон №3	Ул. Нижневартовское шоссе	+	
6	ГРЭС-2 – ВЖР – Павильон №5	На пересечении улиц Инженерная и Базовая возле ТПК «Тепло»	+	
7	ГРЭС-2 – ВЖР – Павильон №6	Ул. Инженерная	+	
8	ГРЭС-2 – ВЖР – Павильон №7	С наружной стороны дома по ул. Ивана-Захарова, 4	+	
9	ГРЭС-2 – ВЖР – Павильон №9		+	
10	ГРЭС-2 – ВЖР – Павильон №11	На углу дома по ул. Югорская, 5/2 со стороны ул. Зеленый переулок		+
11	ГРЭС-2 – ВЖР – Павильон №12	На перекрестке улиц пр. Пролетарский и Геологическая		+
12	ГРЭС-2 – Промзона, ТП-1	Ул. Энергостроителей	+	
13	ГРЭС-2 – Промзона, ТП-3	Ул. Нижневартовское шоссе, 15	+	
14	ГРЭС-2 – Промзона, узел А	Ул. Энергостроителей, 13	+	
15	ГРЭС-2 – Промзона, узел Б	Поселок Кедровый	+	
16	ГРЭС-2 – Промзона, узел В	ОКМО	+	
17	ГРЭС-2 – Промзона, узел Г	Поселок Финский	+	
18	Сети теплоснабжения от КК-45 – 8ТК-4	Ул. Крылова	+	
19	Сети теплоснабжения от КК-45 – 14УТ-5	Ул. Крылова, 38	+	
20	Сети теплоснабжения от КК-45 – 14УТ-6	Ул. Крылова, 38	+	
21	Сети теплоснабжения от КК-45 – 6ТК-2А	Ул. Крылова, 36/2	+	
22	Сети теплоснабжения от КК-45 – 6ТК-2	Ул. Билецкого, 1	+	
23	Сети теплоснабжения от КК-45 – 6ТК-3	Ул. Билецкого, 1	+	
24	Сети теплоснабжения от КК-45 – 13ТК-1	Ул. Александра Усольцева, 1	+	
25	Сети теплоснабжения от КК-45 – ТК4-13-1	Ул. Есенина	+	
26	Сети теплоснабжения от КК-45 – ТК-18-4	Ул. Игоря Киртбая (Новин)	+	

Перечень секционирующей запорной арматуры, установленной на тепловых сетях ООО «Газпром энерго», представлен в таблице ниже.

Таблица 3.12 – Месторасположение секционирующей запорной арматуры ООО «Газпром энерго»

№ п/п	Место установки по схеме	Тип	Ду, мм	Р _у , кгс/см ²	Назначение запорной арматуры
1	ТК-1 (УТ-6)	ЗКЛ	200	16	секционирующая
2	ТК-1 (УТ-6)	ЗКЛ	200	16	секционирующая
3	ТК-2 (УТ-11)	ЗКЛ	200	16	секционирующая
4	ТК-2 (УТ-11)	ЗКЛ	200	16	секционирующая
5	ТК-3 (УТ-83)	ЗКЛ	300	16	секционирующая
6	ТК-3 (УТ-83)	ЗКЛ	300	16	секционирующая
7	ТК-Газторг (УТ-30)	ЗКЛ	200	16	секционирующая
8	ТК-Газторг (УТ-30)	ЗКЛ	200	16	секционирующая
9	УТ-67 - УТ-68	ЗКЛ	300	16	секционирующая
10	УТ-67 - УТ-68	ЗКЛ	300	16	секционирующая

На тепловых сетях прочих теплоснабжающих организаций используются задвижки и шаровые краны.

3.5. 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.

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

Регулирование отпуска теплоты от СГРЭС-1 производится качественно-количественным способом 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 Р_{пара} рабочее = 3,0 кгс/см² (абс.) и Т_{макс.на выходе} = 115°C.

Догрев сетевой воды, при температурах наружного воздуха ниже минус 23 С, производится в пиковой котельной тепловых сетей ПКТС.

Обоснованность выбранного температурного графика с нижней срезкой на 82°C подтверждается проведенными в феврале - марте 2017 года испытаниями по определению максимальной пропускной способности тепломагистралей «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС до выхода из коллекторных №1 и №2, а также тепломагистралей «СГРЭС-2 – Восточный жилой район» и внутреннего тракта сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС-1, которые наглядно продемонстрировали, что понижение температуры теплоносителя Т1 СГРЭС-1 и Т1 СГРЭС-2 менее 82°C на выходе с СГРЭС-1 и СГРЭС-2 в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = - 7,66...0,0^{\circ}\text{C}$ 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 Р4 в обратных трубопроводах местных отопительных систем более максимально допустимого по условиям механической прочности отопительных приборов ($P4_{\text{макс}} \leq 6,0 \text{ кгс/см}^2$) у значительной части потребителей.

От СГРЭС-2 по тепломагистралам «СГРЭС-2 - ВЖР» регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом. По тепломагистралам «СГРЭС-2-Промзона» регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом. Для осуществления количественного регулирования шесть сетевых насосов оснащены гидромuftами. Системы теплоснабжения, подключенные к тепловым сетям СГРЭС-2, проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Проектный температурный график 150/70°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°C с вынужденной верхней срезкой по температуре теплоносителя в подающем трубопроводе на уровне 142°C.

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

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельных: ПКТС, №1 СГМУП «ГТС», №2 СГМУП «ГТС», №3 СГМУП «ГТС», №14 СГМУП «ГТС» и котельной К-45 осуществляется качественно-количественным способом. На остальных котельных применяется качественный способ регулирования, что обусловлено зависимой схемой подключения потребителей и незначительной подключенной тепловой нагрузкой. Утвержденные температурные графики отпуска тепла от источников тепловой энергии г. Сургута приведены в таблицах ниже.

Таблица 3.13 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественно-количественном регулировании отпуска тепла(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	
	От СГРЭС-1	От ПКТС	На ПКТС	На СГРЭС-1
8	75,0	75,0	37,0	52,0
7	75,0	75,0	37,7	51,0
6	75,0	75,0	38,4	52,0
5	75,0	75,0	39,1	51,0
4	75,0	75,0	39,8	50,0
3	75,0	75,0	40,4	49,0
2	76,2	76,2	41,1	48,5
1	77,3	77,3	41,7	48,0
0	78,5	78,5	42,4	49,0
-1	79,7	79,7	43,0	49,0
-2	80,8	80,8	43,6	48,5
-3	82,0	82,0	44,2	48,0
-3,82	82,0	82,0	44,7	47,5
-4	82,0	82,0	45,4	50,0
-5	82,0	82,0	46,0	50,5
-6	82,0	82,0	46,6	49,5
-7	82,0	82,0	47,1	49,0
-7,22	82,0	82,0	47,3	49
-8	83,6	83,6	47,9	49,1
-9	85,6	85,6	48,6	49,8
-10	87,6	87,6	49,3	50,5
-11	89,6	89,6	50,1	51,5
-12	91,7	91,7	50,8	51,9
-13	93,7	93,7	51,5	52,6
-14	95,7	95,7	52,2	53,3
-15	97,7	97,7	52,9	54,0
-16	99,7	99,7	53,6	54,7
-17	101,6	101,6	54,3	55,4
-18	103,6	103,6	55,0	56,0
-19	105,6	105,6	55,7	56,5
-20	107,6	107,6	56,4	57,0
-21	109,5	109,5	57,0	57,2

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	
-22	111,5	111,5	57,7	58,3
-23	112,0	113,5	58,4	57,9
-24	112,0	115,4	59,1	58,6
-25	112,0	117,4	59,5	59,2
-26	112,0	119,3	60,0	59,9
-27	112,0	121,2	60,5	60,5
-28	112,0	123,2	61,0	61,2
-29	112,0	125,1	61,5	61,8
-30	112,0	127,1	61,9	62,4
-31	112,0	129,0	62,4	63,1
-32	112,0	130,9	62,9	63,7
-33	112,0	132,8	63,4	64,3
-34	112,0	134,8	63,9	64,9
-35	112,0	136,7	64,3	65,6
-36	112,0	138,6	64,8	66,2
-37	112,0	140,5	65,3	66,8
-38	112,0	142,0	65,8	67,4
-39	112,0	142,0	66,3	67,7
-40	112,0	142,0	66,7	67,2
-41	112,0	142,0	67,2	66,7
-42	112,0	142,0	67,7	66,2

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-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
-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 3.15 – 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 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
-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 3.16 – 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 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	Примечание
8	39,2	34,4	1. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме.
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	
-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 3.17 – 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 №№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	Примечание
8	75,0	50,0	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме.
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	
-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 3.18 – 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 №№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	Примечание
8	50,0	43,5	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме.
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	
-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 3.19 – 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 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	Примечание
8	75,0	34,4	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме.
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	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 3.20 – 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 ЦТП – 47 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	Примечание
8	75,0	34,4	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме.
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 3.21 – 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 №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	Примечание
8	70,0	55,0	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме.
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	96,5	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 3.22 – 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 ЦТП СГМУП «ГТС» при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 95 - 70$ °С) (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	Примечание
8	39,2	34,4	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме. 2.В течение всего отопительного периода на ЦТП и ПС работают смесительные насосы отопления.
7	40,5	35,3	
6	41,8	36,2	
5	42,1	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	
-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 3.23 – 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 ЦТП (мкр. Ж.Д.) 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	Примечание
8	75,0	34,4	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме. 2.В течение всего отопительного периода на ЦТП и работают подмешивающие насосы отопления.
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	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 3.24 – 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 ЦТП-51 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	Примечание
8	41,2	34,4	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме. 2.В течение всего отопительного периода на ЦТП и работают подмешивающие насосы отопления.
7	42,6	35,3	
6	44,1	36,2	
5	45,5	37,1	
4	47,0	37,9	
3	48,4	38,8	
2	49,8	39,6	
1	51,2	40,4	
0	52,5	41,2	
-1	53,9	42,1	
-2	55,3	42,8	
-3	56,6	43,6	
-4	58,0	44,4	
-5	59,3	45,2	
-6	60,6	45,9	
-7	61,9	46,7	
-8	63,3	47,4	
-9	64,6	48,2	
-10	65,9	48,9	
-11	67,1	49,6	
-12	68,4	50,4	
-13	69,7	51,1	
-14	71,0	51,8	
-15	72,3	52,5	
-16	73,5	53,2	
-17	74,8	53,9	
-18	76,0	54,6	
-19	77,3	55,3	
-20	78,5	56,0	
-21	79,8	56,6	
-22	81,0	57,3	
-23	82,2	58,0	
-24	83,5	58,6	
-25	84,7	59,3	
-26	85,9	59,9	
-27	87,1	60,6	
-28	88,3	61,3	
-29	89,6	61,9	
-30	90,8	62,5	
-31	92,0	63,2	
-32	93,2	63,8	
-33	94,4	64,4	
-34	95,6	65,1	
-35	96,7	65,7	
-36	97,9	66,3	
-37	99,1	66,9	
-38	100,3	67,6	
-39	101,5	68,2	
-40	102,7	68,8	
-41	103,8	69,4	
-42	105,0	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 ПС-1,2 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	Примечание
8	55,0	47,7	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме. 2.В течение всего отопительного периода на ЦТП и работают подмешивающие насосы отопления.
7	55,0	47,5	
6	55,0	47,3	
5	55,0	47,1	
4	55,0	46,9	
3	55,0	46,6	
2	55,0	46,4	
1	55,0	46,2	
0	55,0	46,0	
-1	55,0	45,8	
-2	55,0	45,6	
-3	55,0	45,4	
-4	55,0	45,2	
-5	55,3	45,2	
-6	56,4	45,9	
-7	56,0	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 3.26 – 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 ЦТП СГМУП «ГТС» при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 150 - 70$ °С с верхней срезкой на 140 °С) (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	Примечание
8	49,9	34,4	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме. 2.В переходный период «весна-осень» на ЦТП работают корректирующие насосы отопления до точки излома температурного графика.
7	52,1	35,3	
6	54,2	36,2	
5	56,4	37,1	
4	58,6	37,9	
3	60,7	38,8	
2	62,8	39,6	
1	64,9	40,4	
0	67,1	41,2	
-1	69,1	42,1	
-2	71,2	42,8	
-3	73,3	43,6	
-4	75,4	44,4	
-5	77,4	45,2	
-6	79,5	45,9	
-7	81,5	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	
-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	140,0	66,9	
-38	140,0	67,6	
-39	140,0	68,2	
-40	140,0	68,8	
-41	140,0	69,4	
-42	140,0	70,0	

Таблица 3.27 – 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 ЦТП СГМУП «ГТС» при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 150 - 70$ °С с верхней срезкой на 142 °С) (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	Примечание
8	49,9	34,4	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме. 2.В переходный период «весна-осень» на ЦТП работают корректирующие насосы отопления до точки излома температурного графика
7	52,1	35,3	
6	54,2	36,2	
5	56,4	37,1	
4	58,6	37,9	
3	60,7	38,8	
2	62,8	39,6	
1	64,9	40,4	
0	67,1	41,2	
-1	69,1	42,1	
-2	71,2	42,8	
-3	73,3	43,6	
-4	75,4	44,4	
-5	77,4	45,2	
-6	79,5	45,9	
-7	81,5	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	
-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 3.28 – 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 БПТП от 8ГК5 ул. Маяковского, 55 (выход 1) СГМУП «ГТС» при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 105 - 70$ °С) (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	Примечание
8	70	34,4	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме. 2.В течение всего отопительного периода на БПТП работают подмешивающие насосы отопления
7	70	35,3	
6	70	36,2	
5	70	37,1	
4	70	37,9	
3	70	38,8	
2	70	39,6	
1	70	40,4	
0	70	41,2	
-1	70	42,1	
-2	70	42,8	
-3	70	43,6	
-4	70	44,4	
-5	70	45,2	
-6	70	45,9	
-7	70	46,7	
-8	70	47,4	
-9	70	48,2	
-10	70	48,9	
-11	70	49,6	
-12	70	50,4	
-13	70	51,1	
-14	71	51,8	
-15	72,3	52,5	
-16	73,5	53,2	
-17	74,8	53,9	
-18	76	54,6	
-19	77,3	55,3	
-20	78,5	56,0	
-21	79,8	56,6	
-22	81	57,3	
-23	82,2	58,0	
-24	83,5	58,6	
-25	84,7	59,3	
-26	85,9	59,9	
-27	87,1	60,6	
-28	88,3	61,3	
-29	89,6	61,9	
-30	90,8	62,5	
-31	92	63,2	
-32	93,2	63,8	
-33	94,4	64,4	
-34	95,6	65,1	
-35	96,7	65,7	
-36	97,9	66,3	
-37	99,1	66,9	
-38	100,3	67,6	
-39	101,5	68,2	
-40	102,7	68,8	
-41	103,8	69,4	
-42	105	70,0	

Таблица 3.29 – 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 БПТП от 8ГК5 ул. Маяковского, 55 (выход 2) СГМУП «ГТС» при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 150 - 70$ °С) (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	Примечание
8	39,2	34,4	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра – вводится поправка согласно номограмме. 2.На ЦТП работают корректирующие насосы отопления от точки излома температурного графика
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	
-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 3.30 – 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	40,0	35,0
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
-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 3.31 – 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
-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 3.32 – 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
-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

Таблица 3.33 – 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 «ТехСтрой») (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	80	52,0
7	80	52,0
6	80	52,5
5	80	52,5
4	80	52,5
3	80	52,5
2	80	52,5
1	80	52,5
0	80	52,5
-1	80	52,5
-2	80	52,6
-3	80	52,6
-4	80	52,6
-5	80,5	52,7
-6	80,5	52,7
-7	80,5	52,8
-8	80,5	52,9
-9	80,5	53,0
-10	80,9	53,0
-11	80,9	53,0
-12	80,9	53,2
-13	80,9	53,4
-14	81	53,6
-15	81	53,6
-16	81	53,8
-17	81	53,8
-18	81	54,2
-19	81	54,8
-20	81,9	55,5
-21	81,9	56,2
-22	82	56,9
-23	82,3	57,5
-24	82,3	58,2
-25	82,5	58,8
-26	82,5	59,5
-27	82,8	60,1
-28	82,8	60,8
-29	82,9	61,4
-30	82,9	62,0
-31	82,9	62,7
-32	82,9	63,3
-33	82,9	63,9
-34	86	64,5
-35	87	65,2
-36	88	65,8
-37	89	66,4
-38	90	67,0
-39	91	67,6
-40	92	68,2
-41	93	68,8
-42	94	69,4
-43	95	70

Таблица 3.34 – 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 «СКАТ-База») (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
6	41,0	36
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	48,9	41
-1	50	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
-13	63,8	50,7
-14	64,9	51,4
-15	66	52,1
-16	67	52,7
-17	68,1	53,3
-18	69,2	54
-19	70,3	54,7
-20	71,4	55,5
-21	72,5	56,2
-22	73,5	56,8
-23	74,5	57,5
-24	75,6	58,1
-25	76,7	58,8
-26	77,7	59,4
-27	78,8	60
-28	79,8	60,7
-29	80,9	61,4
-30	81,9	62
-31	82,9	62,6
-32	83,9	63,3
-33	84,9	63,9
-34	86	64,5
-35	87	65,2
-36	88	65,8
-37	89	66,4
-38	90	67
-39	91	67,6
-40	92	68,2
-41	93	69
-42	94	69,5
-43	95	70

Таблица 3.35 – 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 водогрейной котельной АО «Аэропорт Сургут») (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	34
7	39	35
6	41	36,5
5	42	37
4	43	37,5
3	44	38
2	45	39
1	46	40
0	47,5	41
-1	49	41,5
-2	50	42
-3	51	43
-4	53	44
-5	54,5	45
-6	56	45,5
-7	57	46,5
-8	58	47
-9	59	48
-10	60,5	48,5
-11	61,5	49
-12	63	50
-13	64	51
-14	65	51,5
-15	66	52
-16	67	52,5
-17	68	53
-18	69	54
-19	70,5	55
-20	71,5	55,5
-21	72,5	56
-22	74	57
-23	75,5	57,5
-24	77	59
-25	77,5	59
-26	78	59,5
-27	79	60
-28	80	61
-29	81	61,5
-30	82	62
-31	83	62,5
-32	84	63
-33	85,5	64
-34	86,5	64,5
-35	88	65
-36	89	66
-37	89,5	66,5
-38	90	67
-39	91	67,5
-40	92	68
-41	93	68,5
-42	94	69
-43	95	70

Таблица 3.36 – 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 АО «Сургутский хлебозавод») (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	Примечание
5	43	40	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. Перепад давлений 3,4/2,0
4	46	41	
3	47	44	
2	48	44	
1	49	47	
0	50	45	
-1	51	47	
-2	52	49	
-3	53	50	
-4	54	51	
-5	55	51	
-6	60	53	
-7	61	54	
-8	62	54	
-9	63	55	
-10	64	55	
-11	66	56	
-12	65	57	
-13	66	61	
-14	68	63	
-15	70	64	
-16	72	65	
-17	73	66	
-18	43	40	
-19	46	41	
-20	47	44	
-21	48	44	
-22	74	67	
-23	75	67	
-24	76	69	
-25	77	69	
-26	78	70	
-27	79	70	
-28	80	71	
-29	81	72	
-30	82	72	
-31	83	73	
-32	84	74	
-33	85	74	
-34	86	75	
-35	87	75	
-36	88	76	
-37	89	76	
-38	90	77	
-39	91	77	
-40	92	78	
-41	93	78	
-42	94	78	
-43	95	79	

Таблица 3.38 – 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 №10, 19, ПАО «Сургутнефтегаз») (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	38,01	31,33
7	39,61	32,29
6	41,3	33,3
5	43	34,32
4	44,54	35,22
3	46,16	36,16
2	47,79	37,11
1	49,27	37,95
0	50,89	38,89
-1	52,46	39,78
-2	53,93	40,61
-3	55,49	41,49
-4	56,99	42,31
-5	58,47	43,15
-6	59,96	43,96
-7	61,53	44,85
-8	62,94	45,62
-9	64,43	46,43
-10	65,94	47,26
-11	67,34	48,02
-12	68,77	48,77
-13	70,28	49,6
-14	71,62	50,3
-15	73,12	51,12
-16	74,56	51,88
-17	75,9	52,58
-18	77,39	53,39
-19	78,83	54,15
-20	80,18	54,86
-21	81,54	55,54
-22	82,98	56,3
-23	84,32	57
-24	85,75	57,75
-25	87,13	58,45
-26	88,47	59,15
-27	89,84	59,84
-28	91,28	60,6
-29	92,56	61,24
-30	93,99	61,99
-31	95,36	62,68
-32	96,64	63,32
-33	98,01	64,01
-34	99,38	64,7
-35	100,66	65,34
-36	102,03	66,03
-37	103,4	66,72
-38	104,68	67,36
-39	106,05	68,05
-40	107,42	68,74
-41	108,63	69,31
-42	110	70

Таблица 3.39 – 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, 3-9, 12, 14, 15, 16, 17 ПАО «Сургутнефтегаз») (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	35,5	31,33
7	36,86	32,29
6	38,3	33,3
5	39,74	34,32
4	41,04	35,22
3	42,41	36,16
2	43,78	37,11
1	45,02	37,95
0	46,39	38,89
-1	47,7	39,78
-2	48,93	40,61
-3	50,24	41,49
-4	51,48	42,31
-5	52,72	43,15
-6	53,96	43,96
-7	55,27	44,85
-8	56,44	45,62
-9	57,68	46,43
-10	58,93	47,26
-11	60,09	48,02
-12	61,27	48,77
-13	62,52	49,6
-14	63,62	50,3
-15	64,87	51,12
-16	66,05	51,88
-17	67,15	52,58
-18	68,39	53,39
-19	69,57	54,15
-20	70,68	54,86
-21	71,79	55,54
-22	72,97	56,3
-23	74,07	57
-24	75,25	57,75
-25	76,37	58,45
-26	77,47	59,15
-27	78,59	59,84
-28	79,77	60,6
-29	80,81	61,24
-30	81,99	61,99
-31	83,1	62,68
-32	84,14	63,32
-33	85,26	64,01
-34	86,37	64,7
-35	87,41	65,34
-36	88,53	66,03
-37	89,64	66,72
-38	90,68	67,36
-39	91,8	68,05
-40	92,91	68,74
-41	93,88	69,31
-42	95	70

Таблица 3.39 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке (Утвержденный температурный график котельной К-45)

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °С
8	75	34.4
7	75	35.3
6	75	36.2
5	75	37.1
4	75	37.9
3	75	38.8
2	75	39.6
1	75	40.4
0	75	41.2
-1	75	42.1
-2	75	42.8
-3	75	43.6
-4	75.4	44.4
-5	77.4	45.2
-6	79.5	45.9
-7	81.5	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
-16	99.7	53.2
-17	101.6	53.9
-18	103.6	54.6
-19	105.6	55.3
-20	107.6	56
-21	109.5	56.6
-22	111.5	57.3
-23	113.5	58
-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	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	67.6
-39	142	68.2
-40	142	68.8
-41	142	69.4
-42	142	70

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

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

«Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:
по температуре воды, поступающей в тепловую сеть $\pm 3\%$;
по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$;
по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$.

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 2025 г. и расчетного температурного графика.

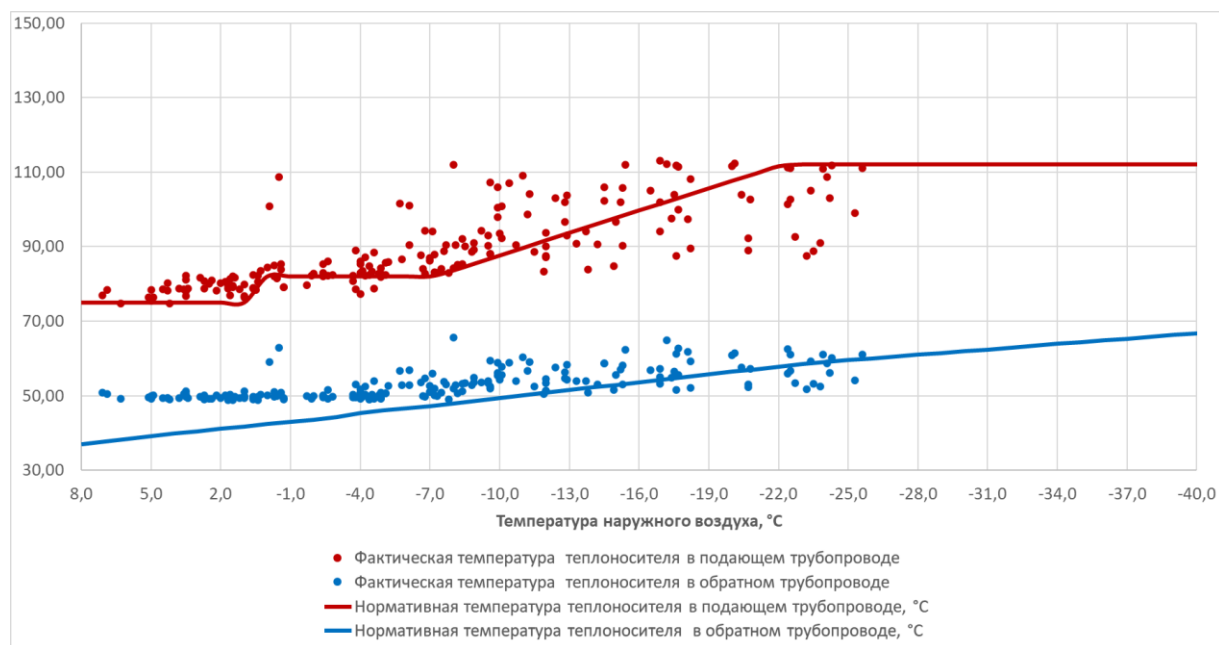


Рисунок 3.1 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от СГРЭС-1 в 2025 г.

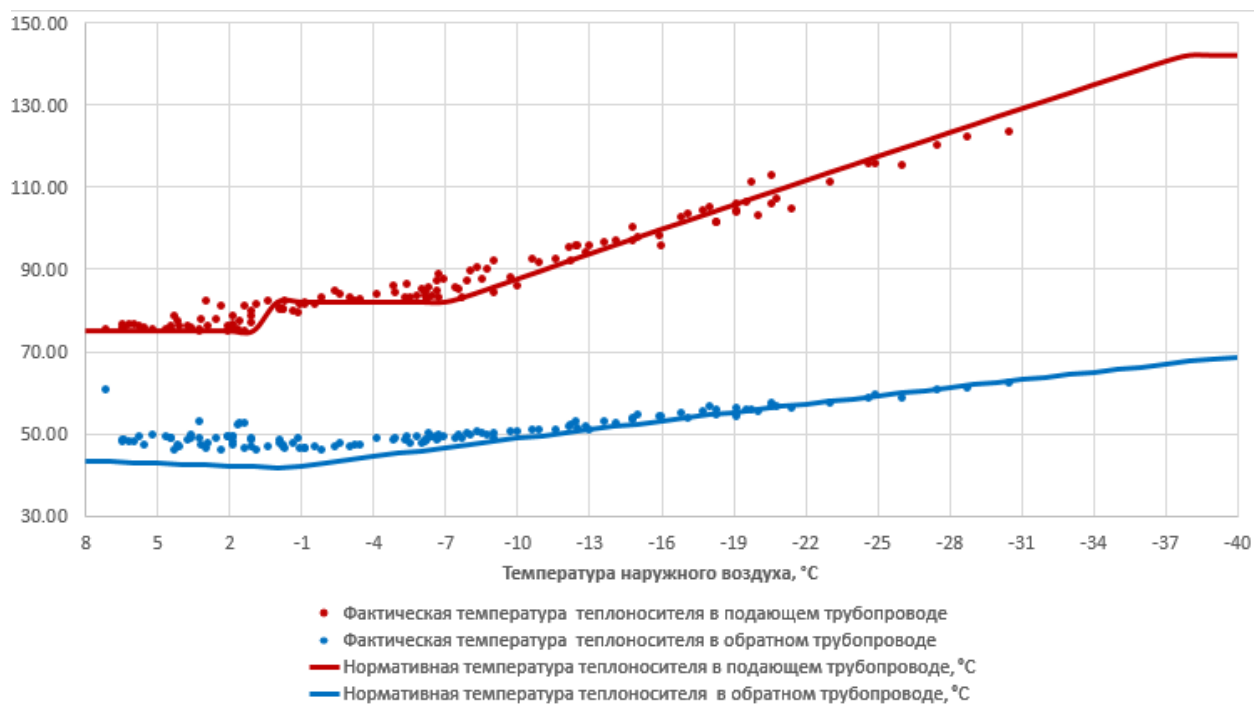


Рисунок 3.2 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от СГРЭС-2 (Город) в 2025 г.

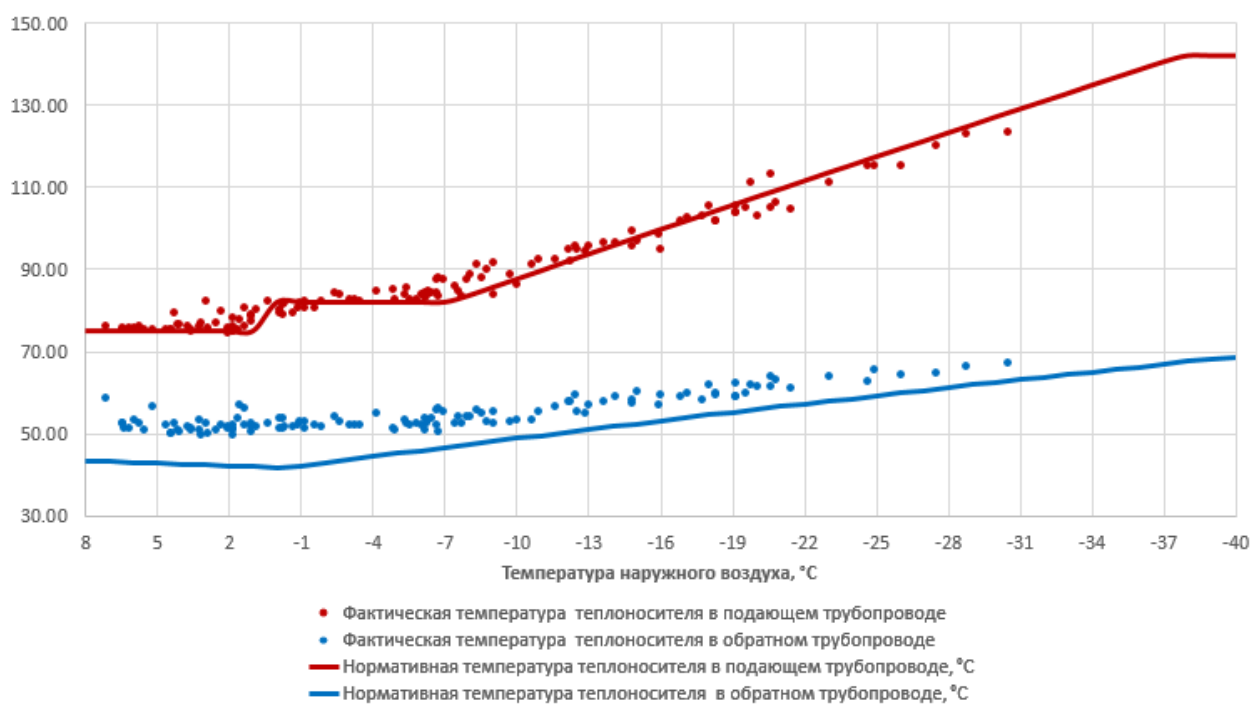


Рисунок 3.3 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от СГРЭС-2 (Промзона) в 2025 г.

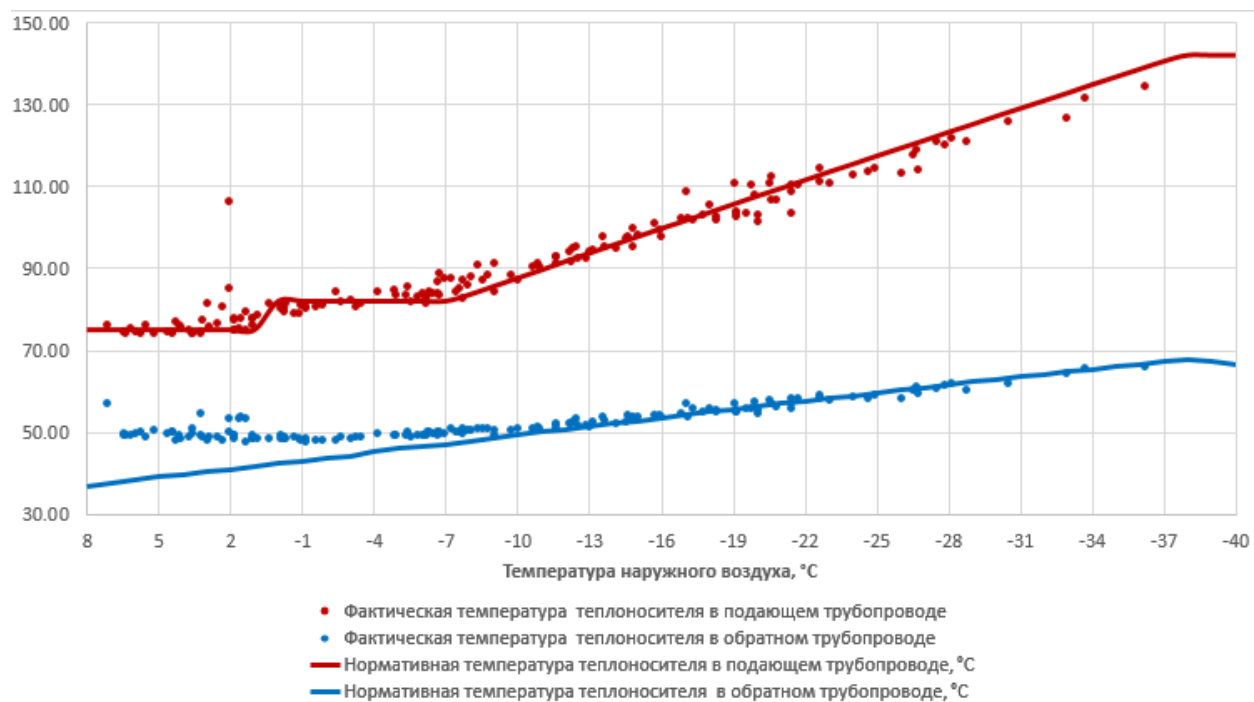


Рисунок 3.4 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от ПКТС-ВЖР в 2025 г.

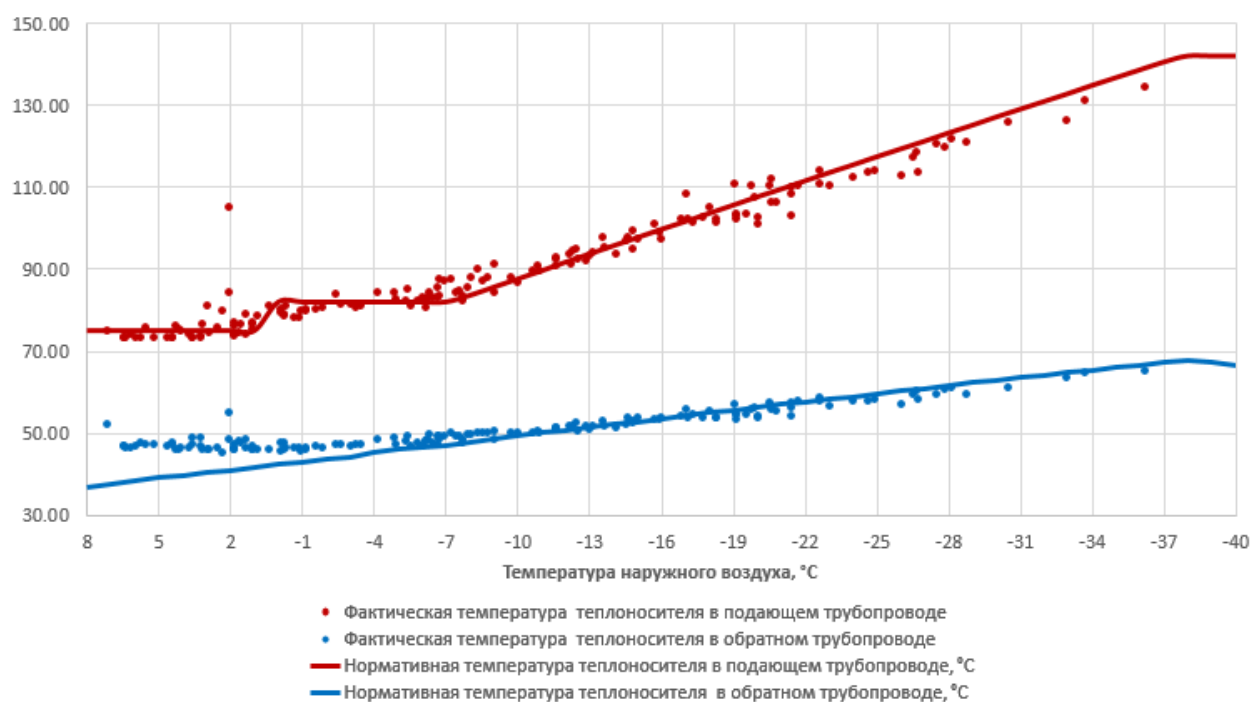


Рисунок 3.5 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя после ТФУ при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от ПКТС-Город в 2025 г.

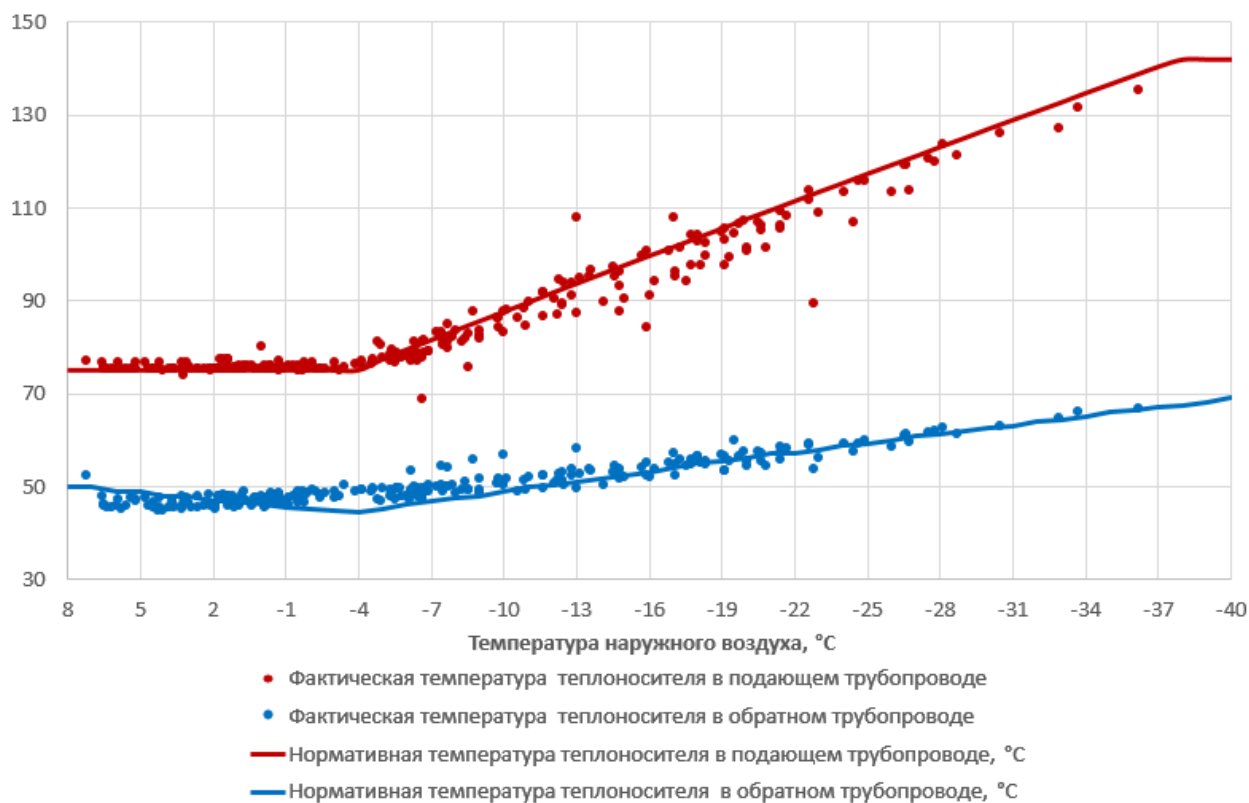


Рисунок 3.6 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №1 СГМУП «ГТС» в 2025 г.

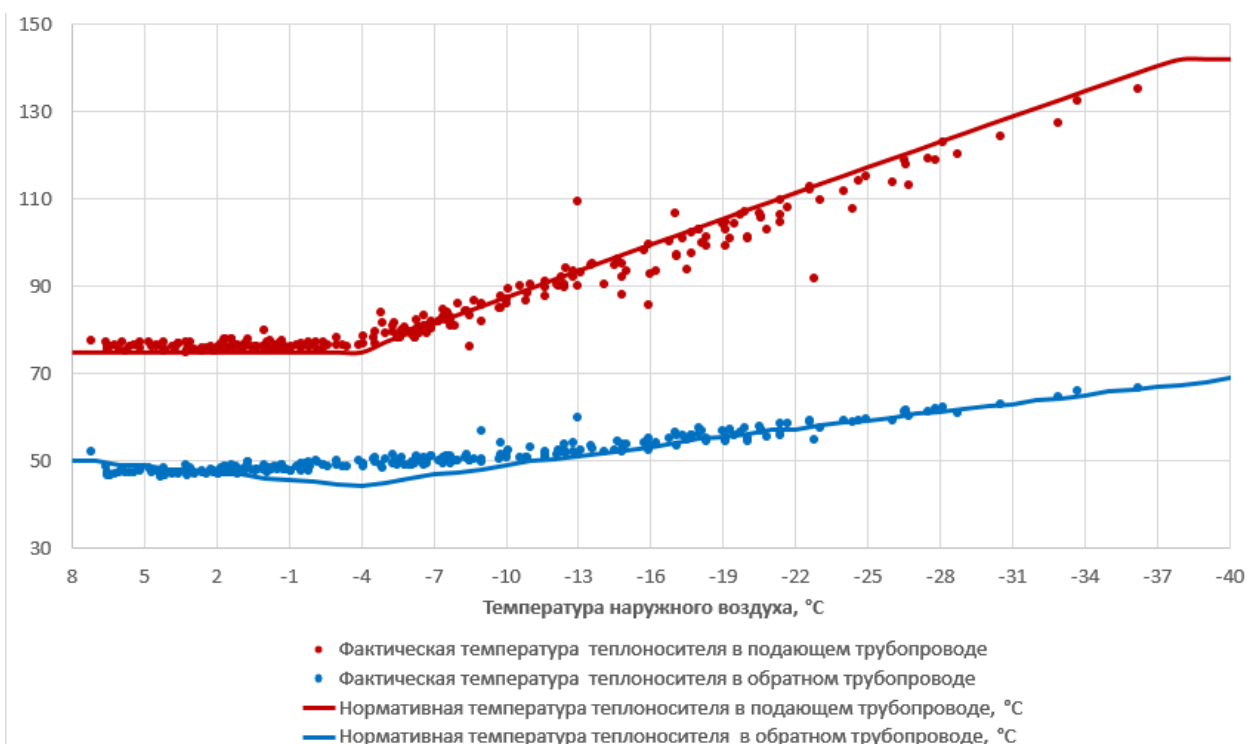


Рисунок 3.7 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №2 СГМУП «ГТС» в 2025 г.

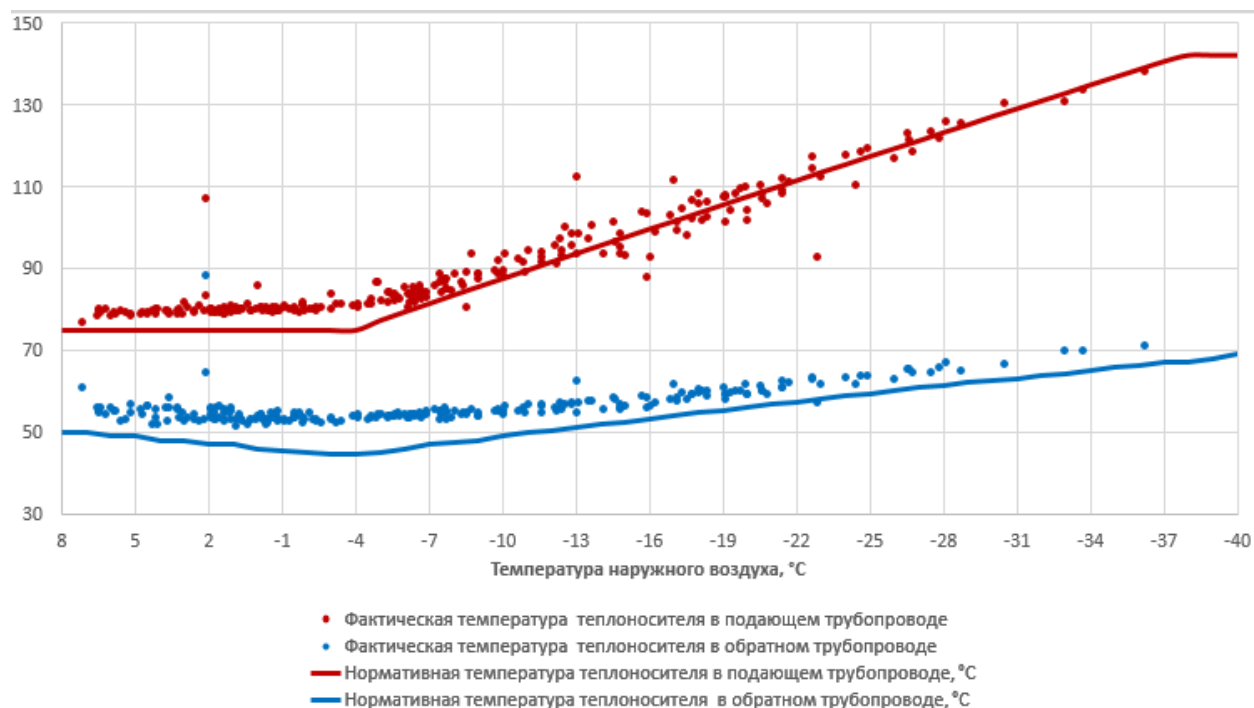


Рисунок 3.8 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №3 СГМУП «ГТС» в 2025 г.

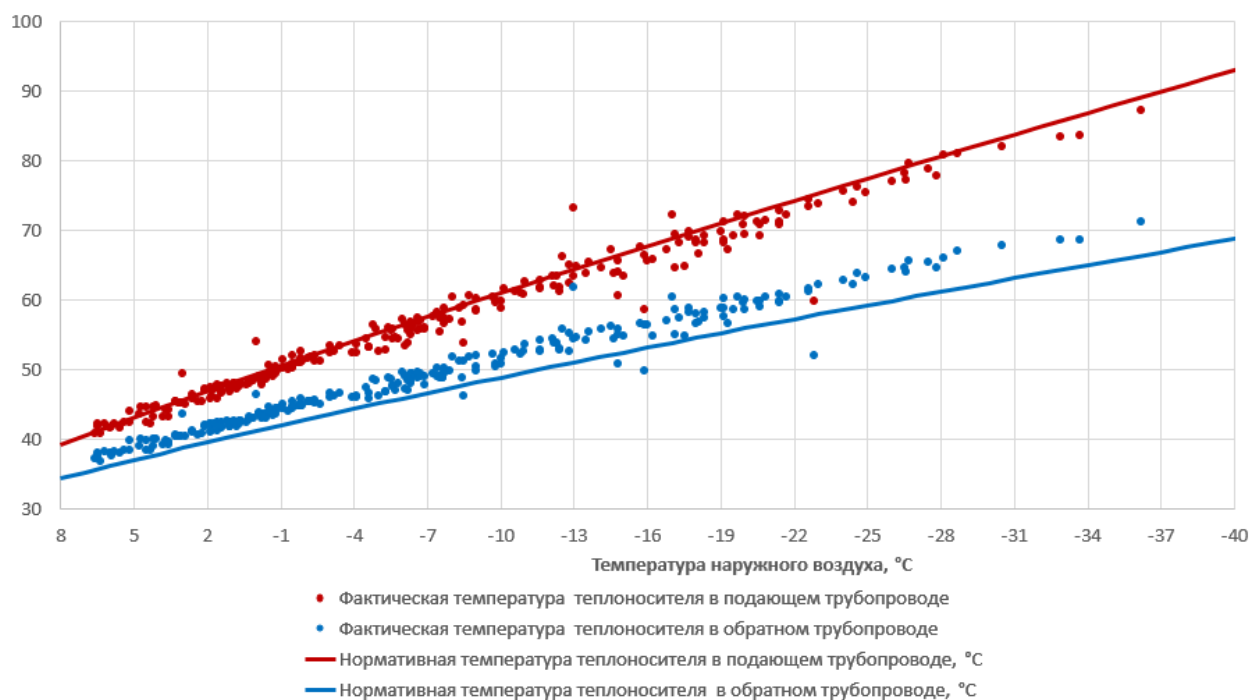


Рисунок 3.9 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №5 СГМУП «ГТС» в 2025 г.

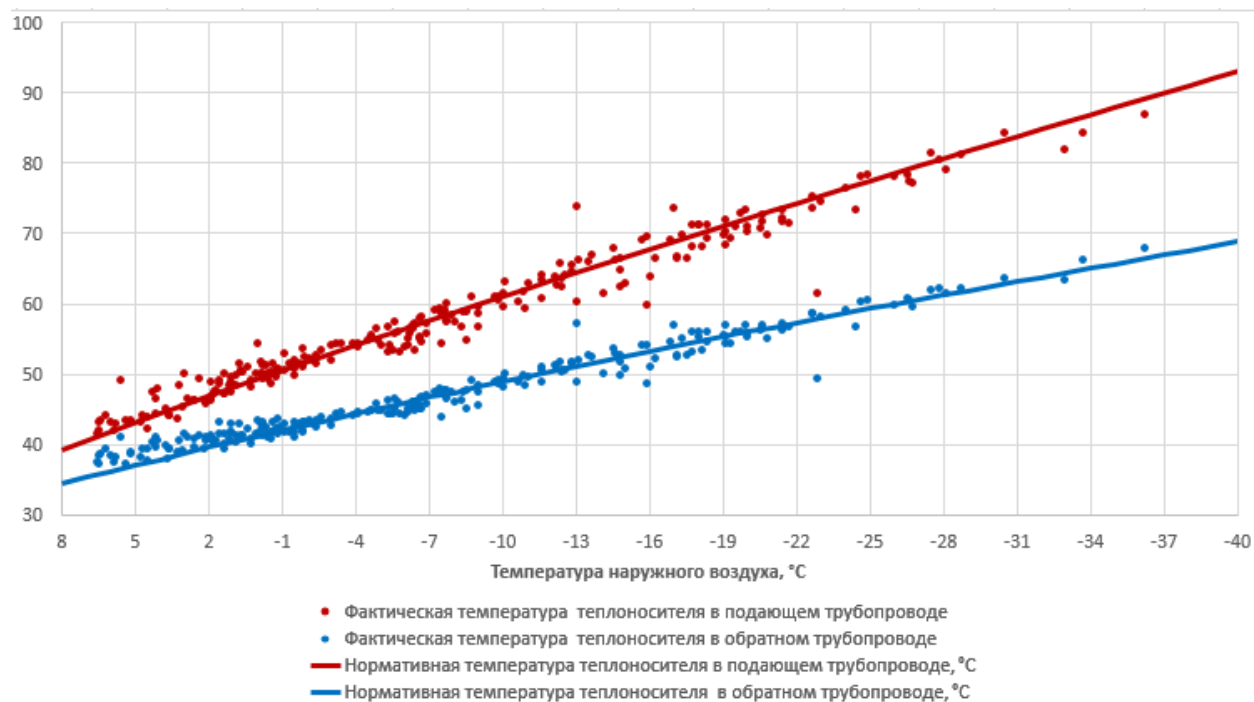


Рисунок 3.10 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №6 СГМУП «ГТС» в 2025 г.

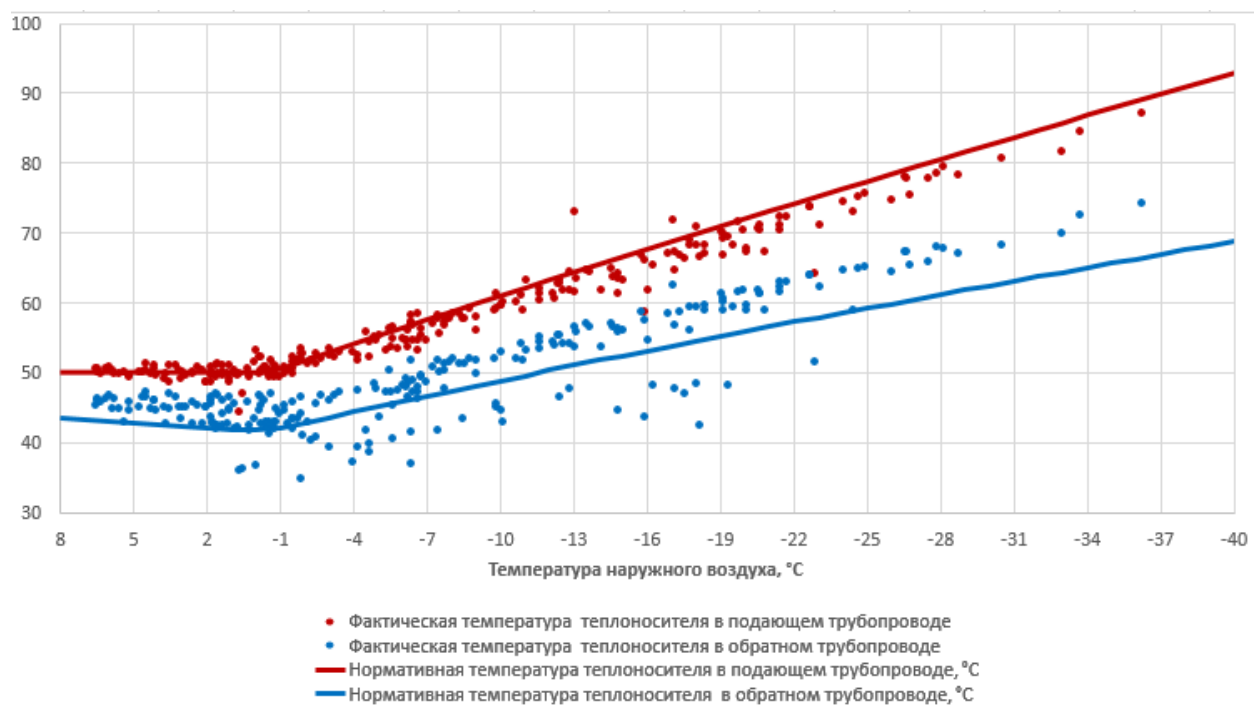


Рисунок 3.11 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №7 СГМУП «ГТС» в 2025 г.

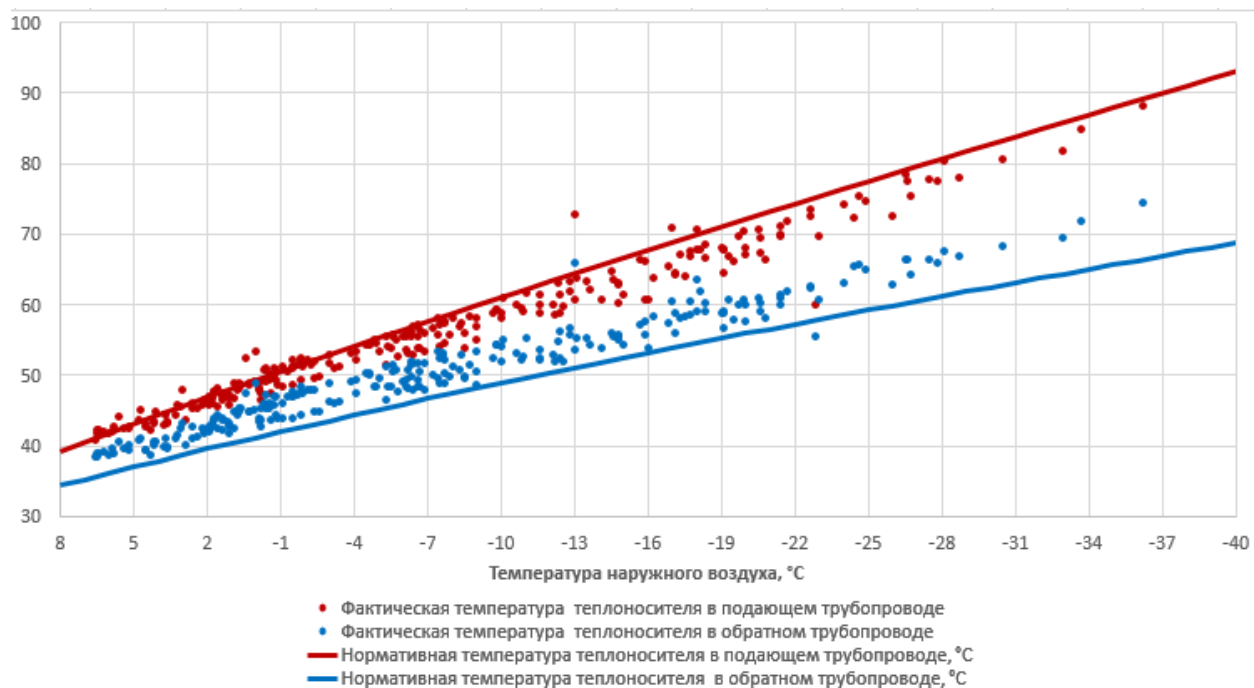


Рисунок 3.12 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №9 СГМУП «ГТС» в 2025 г.

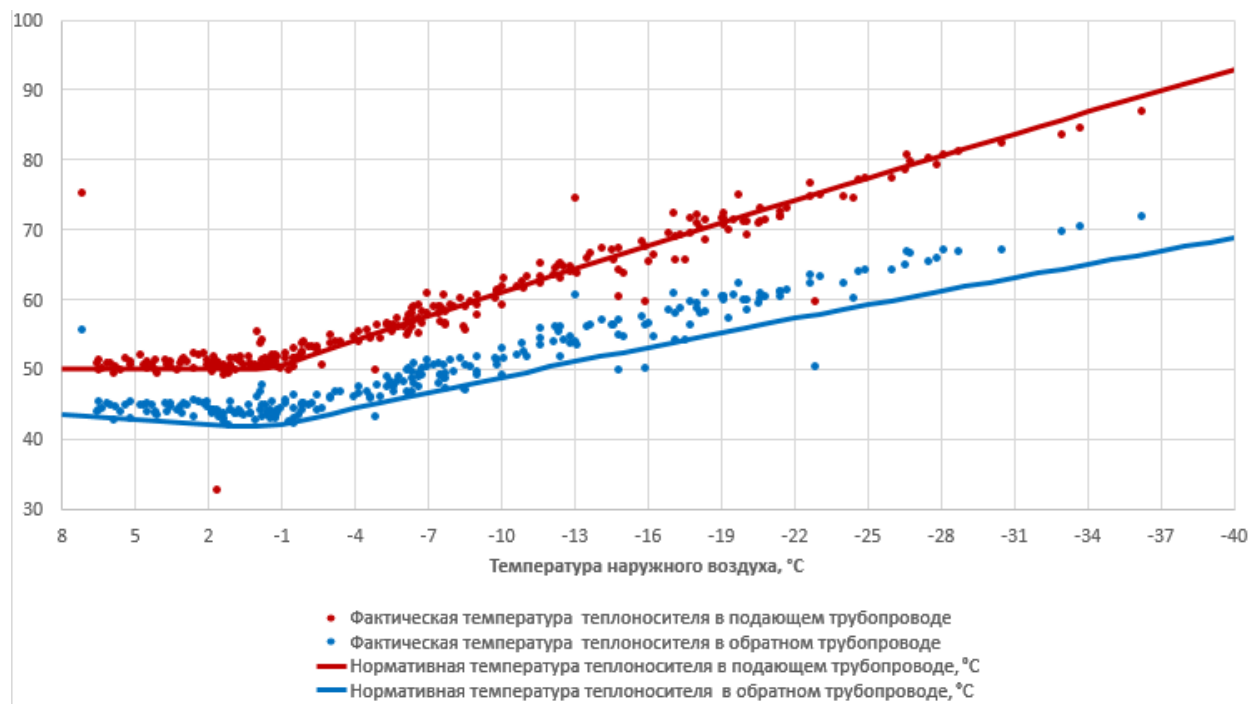


Рисунок 3.13 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №13 СГМУП «ГТС» в 2025 г.

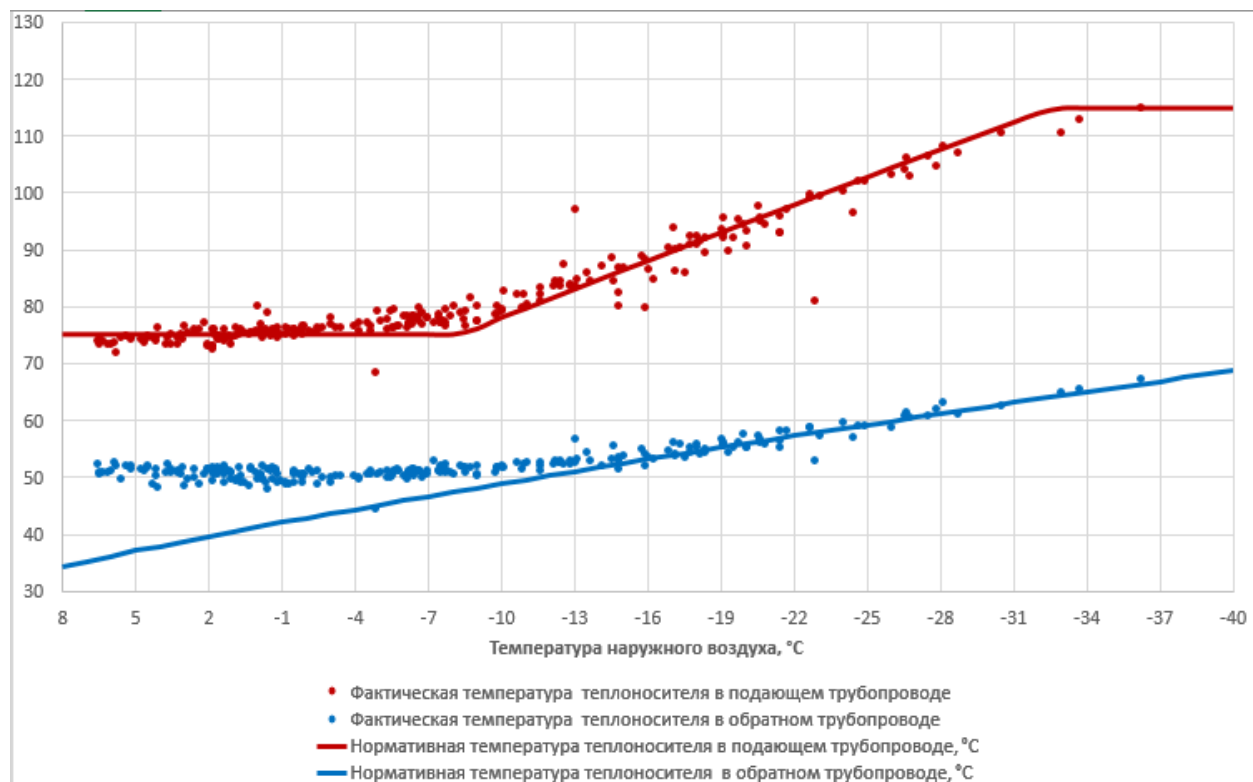


Рисунок 3.14 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №14 СГМУП «ГТС» в 2025 г.

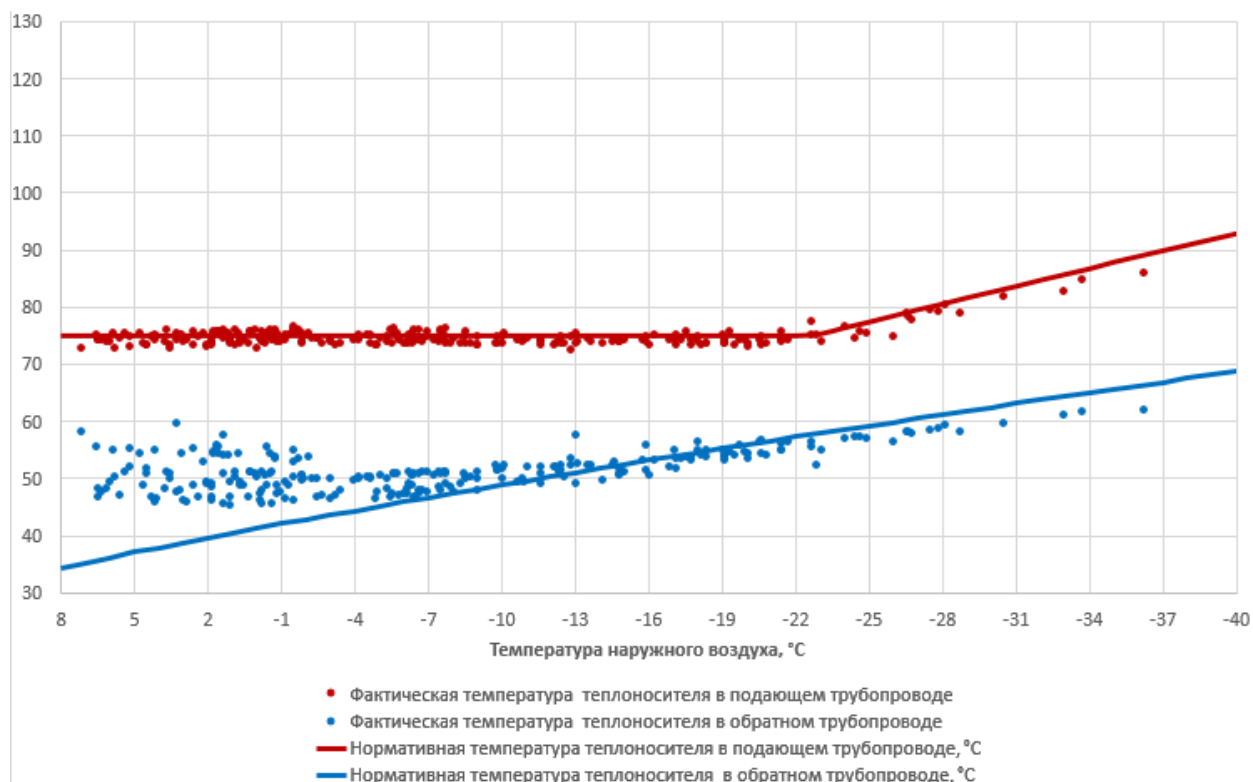


Рисунок 3.15 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №21 СГМУП «ГТС» в 2025 г.

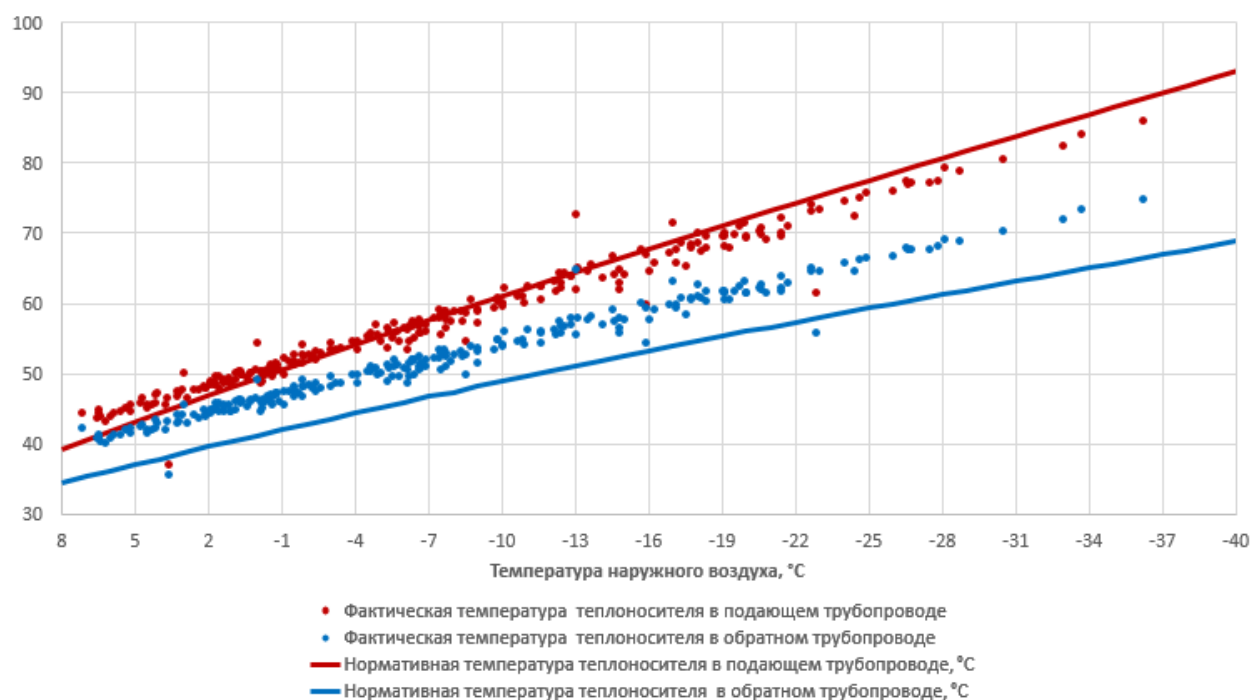


Рисунок 3.16 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №22 «Олимпия» СГМУП «ГТС» в 2025 г.

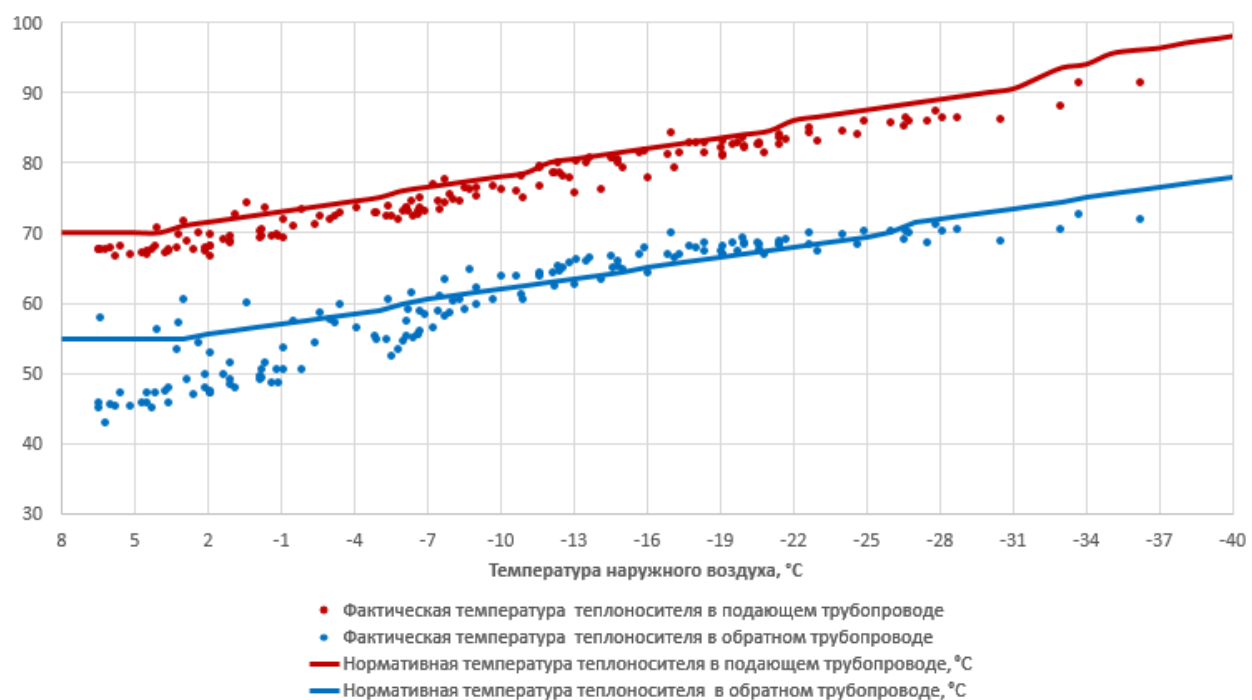


Рисунок 3.17 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №23 «Ледовый дворец» СГМУП «ГТС» в 2025 г.

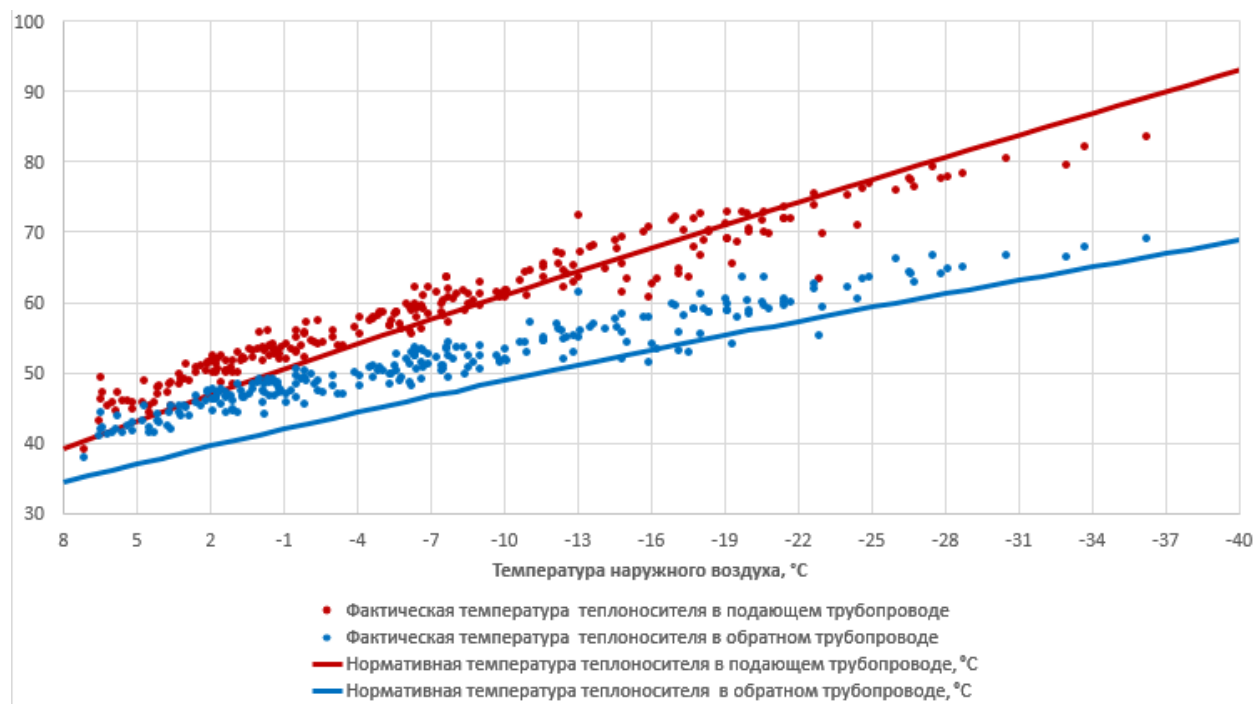


Рисунок 3.18 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №24 «Нефтяник» СГМУП «ГТС» в 2025 г.

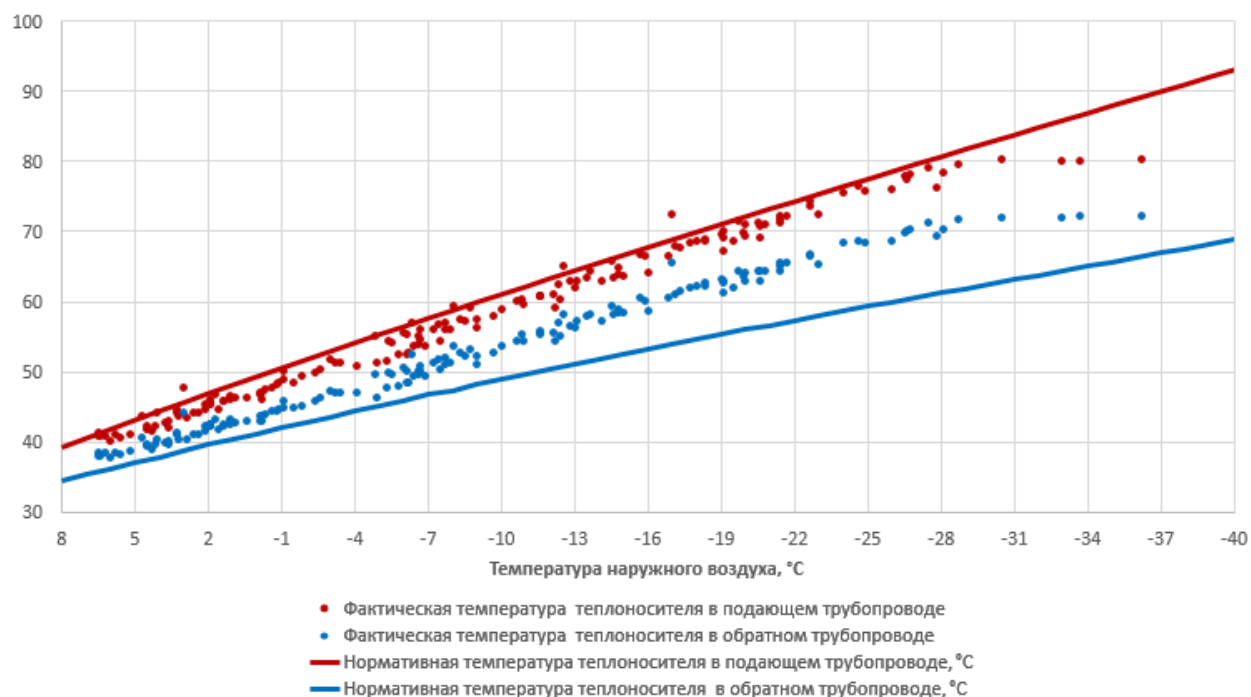


Рисунок 3.19 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №25 п. Лесной СГМУП «ГТС» в 2025 г.

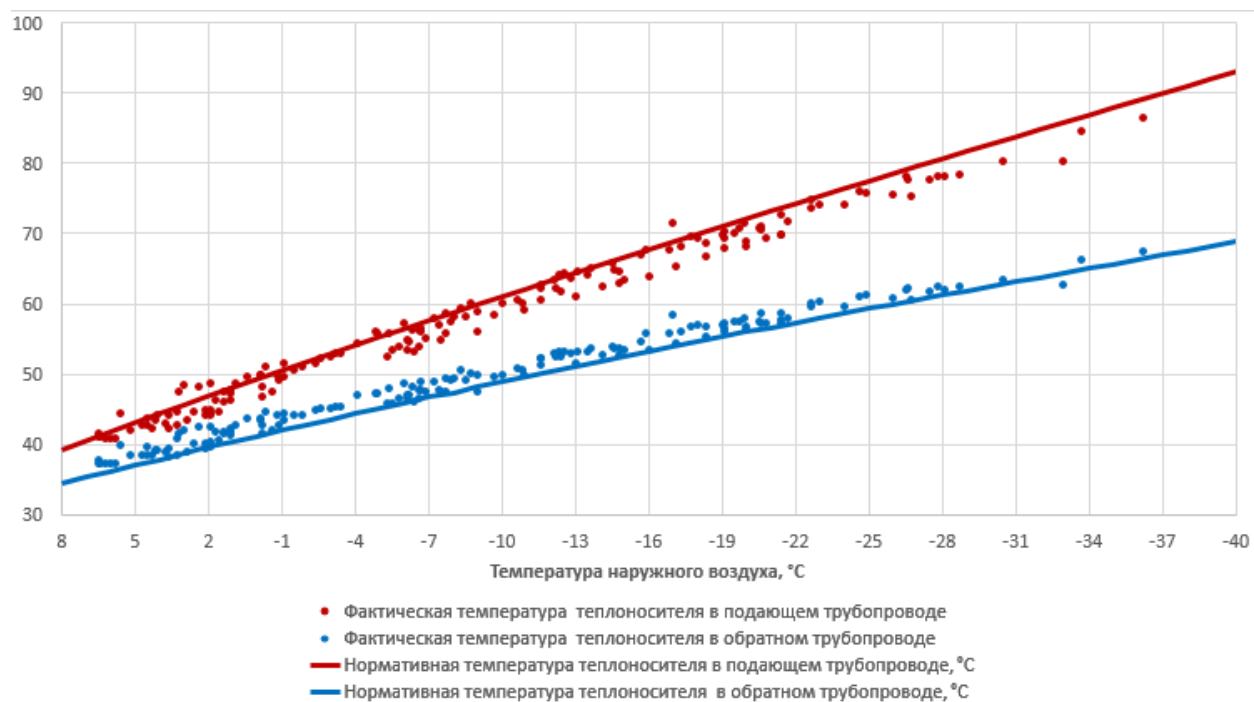


Рисунок 3.20 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №26 «Набережный» СГМУП «ГТС» в 2025 г.

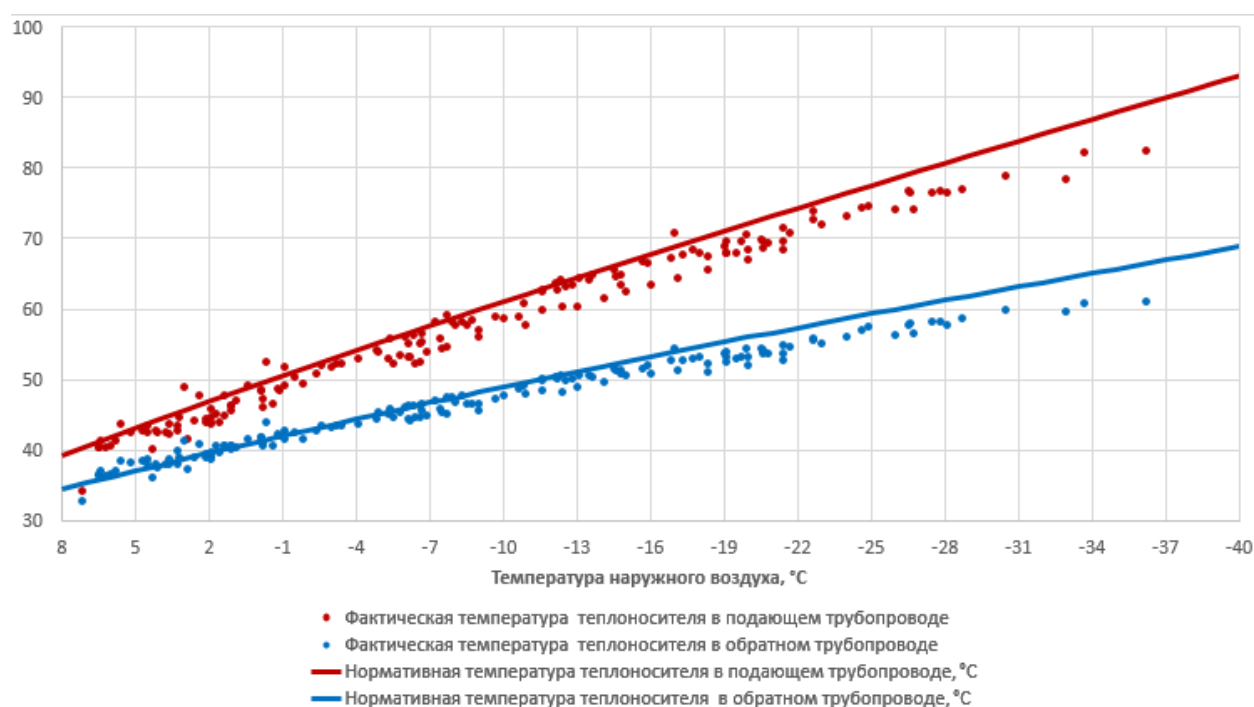


Рисунок 3.21 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №27 «Набережный» СГМУП «ГТС» в 2025 г.

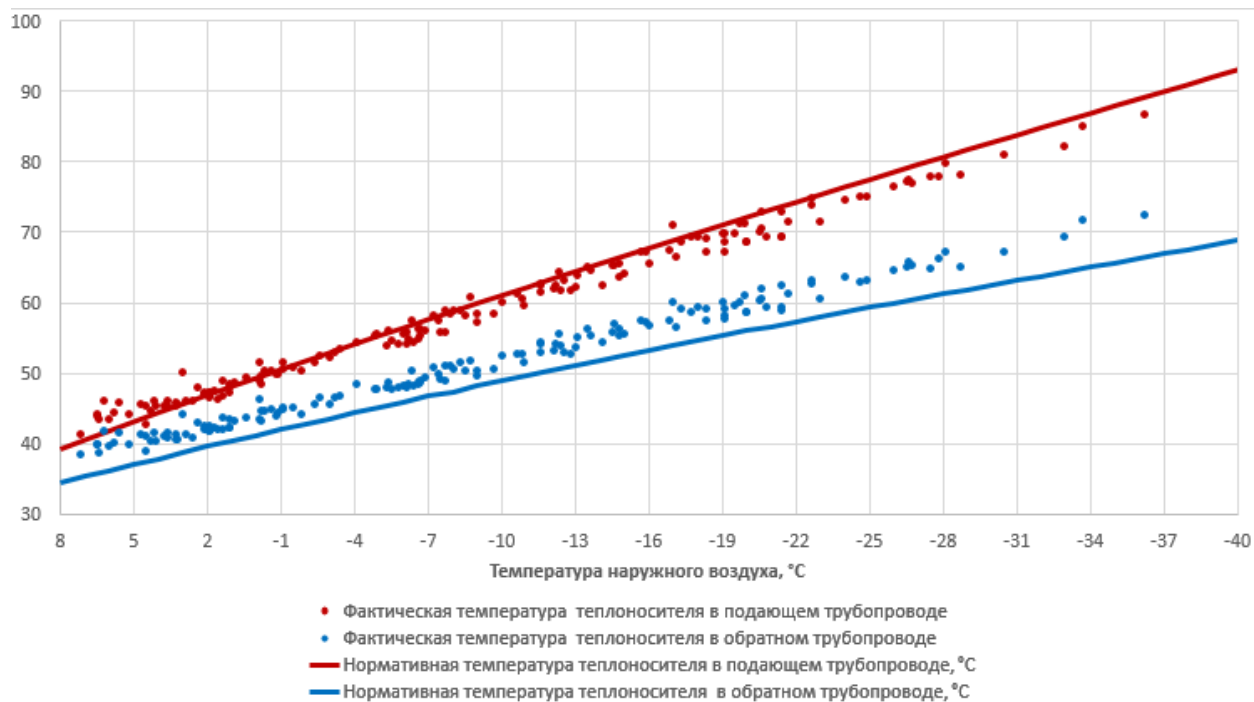


Рисунок 3.22 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №28 п. Юность СГМУП «ГТС» в 2025 г.

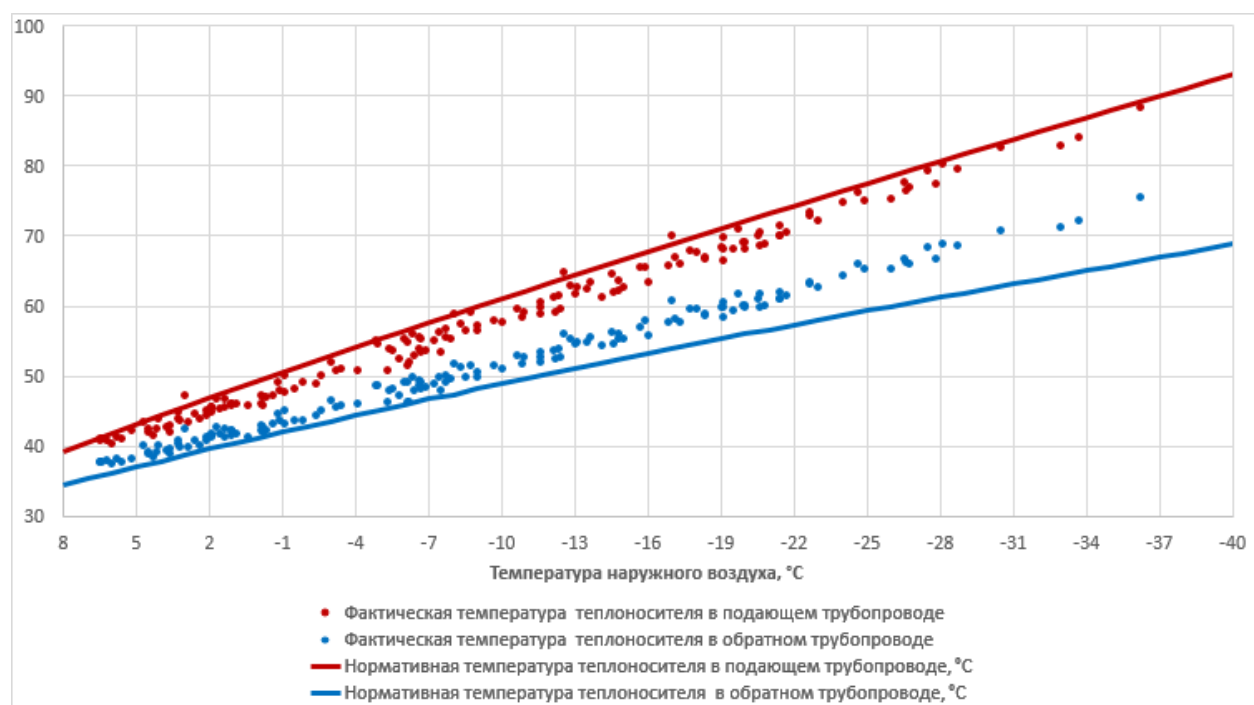


Рисунок 3.23 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №29 п. Таежный СГМУП «ГТС» в 2025 г.

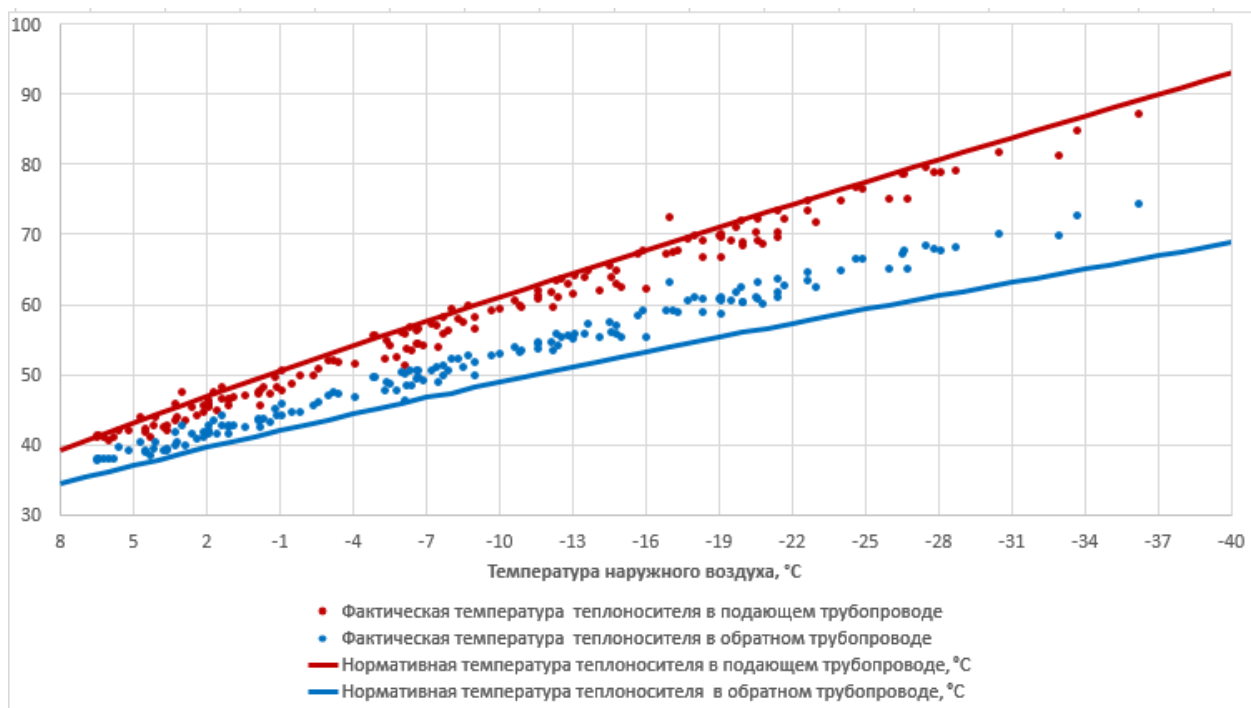


Рисунок 3.24 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №30 п. Лунный СГМУП «ГТС» в 2025 г.

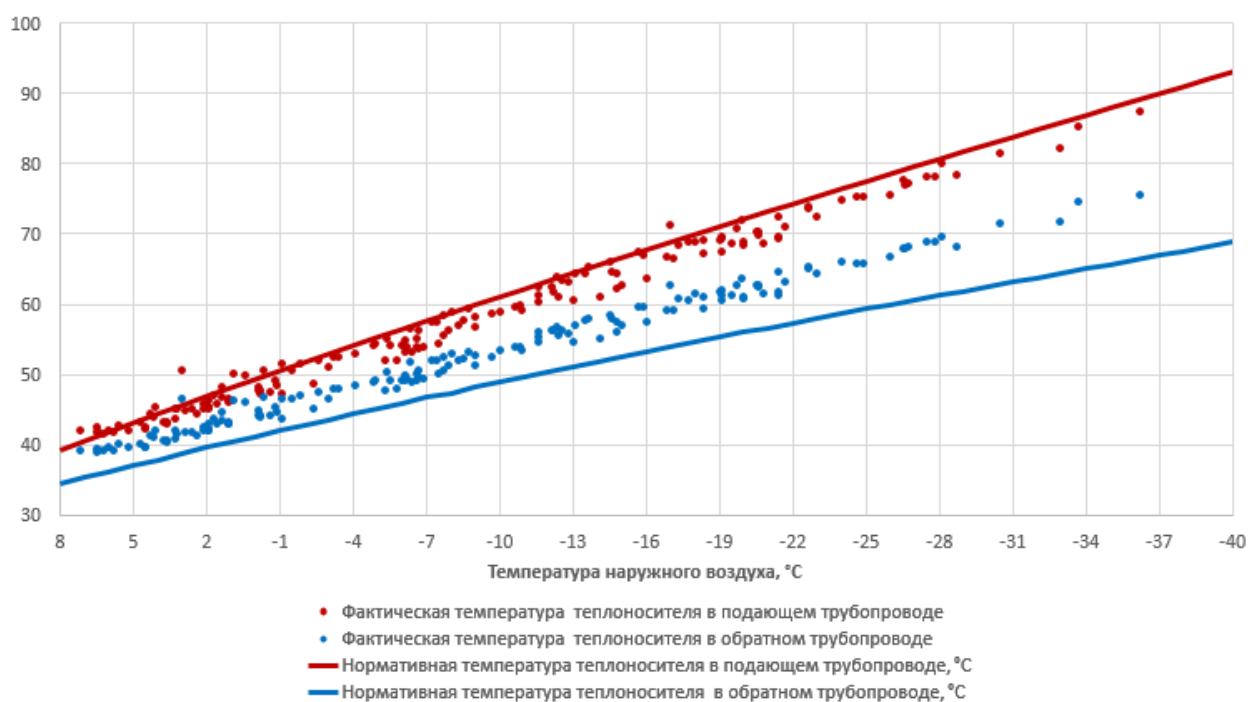


Рисунок 3.25 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №33 п. Снежный СГМУП «ГТС» в 2025 г.

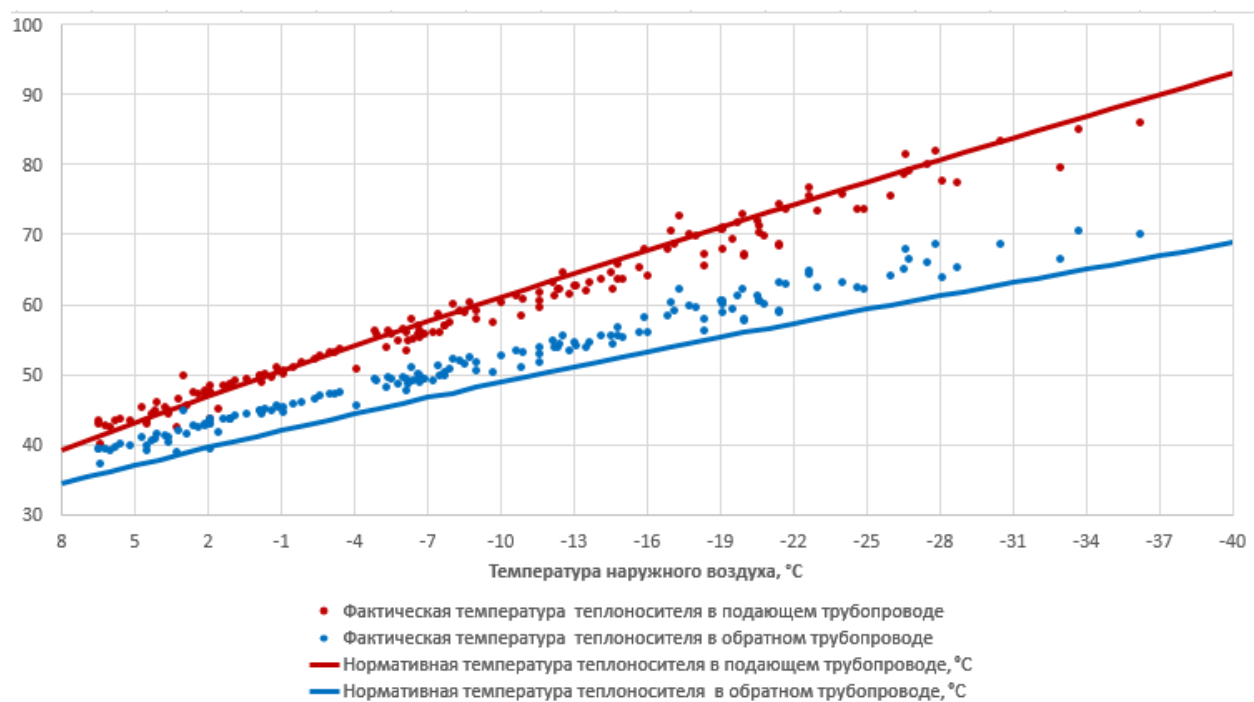


Рисунок 3.26 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС» в 2025 г.

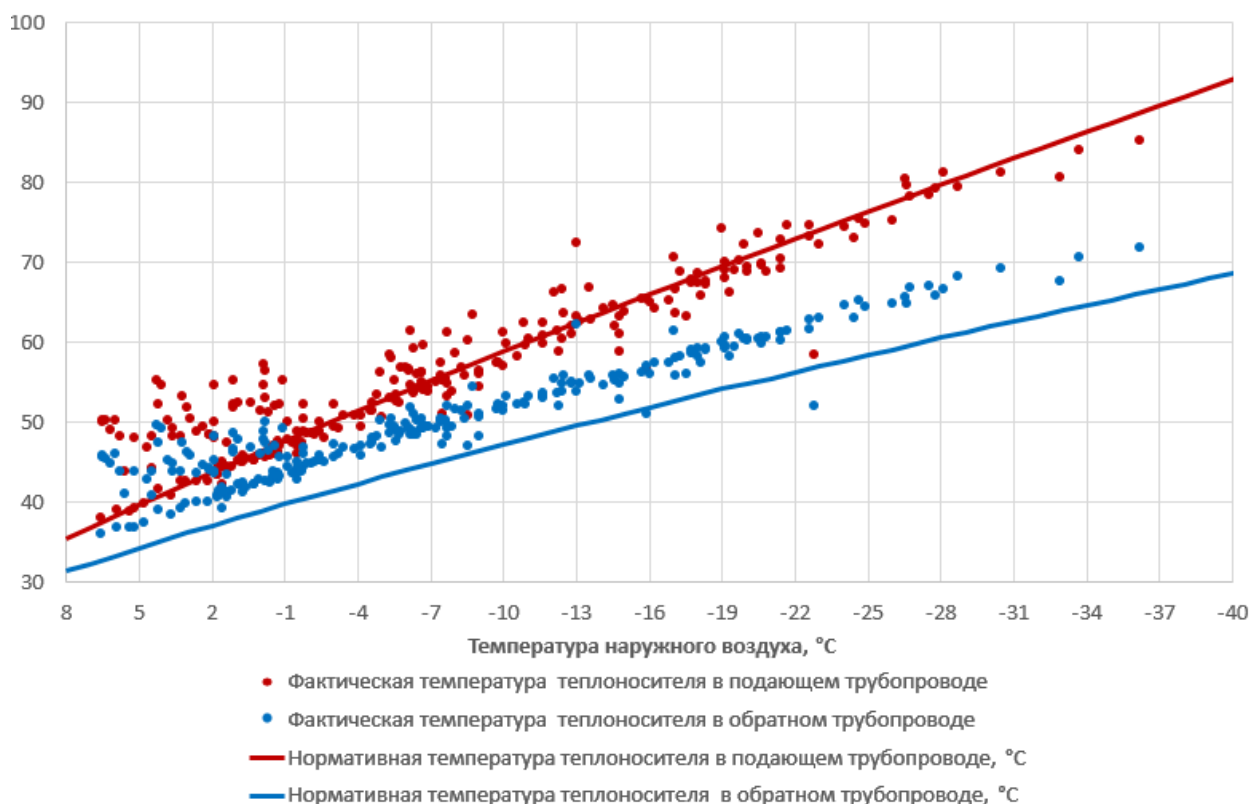


Рисунок 3.27 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 1 ПАО «Сургутнефтегаз»

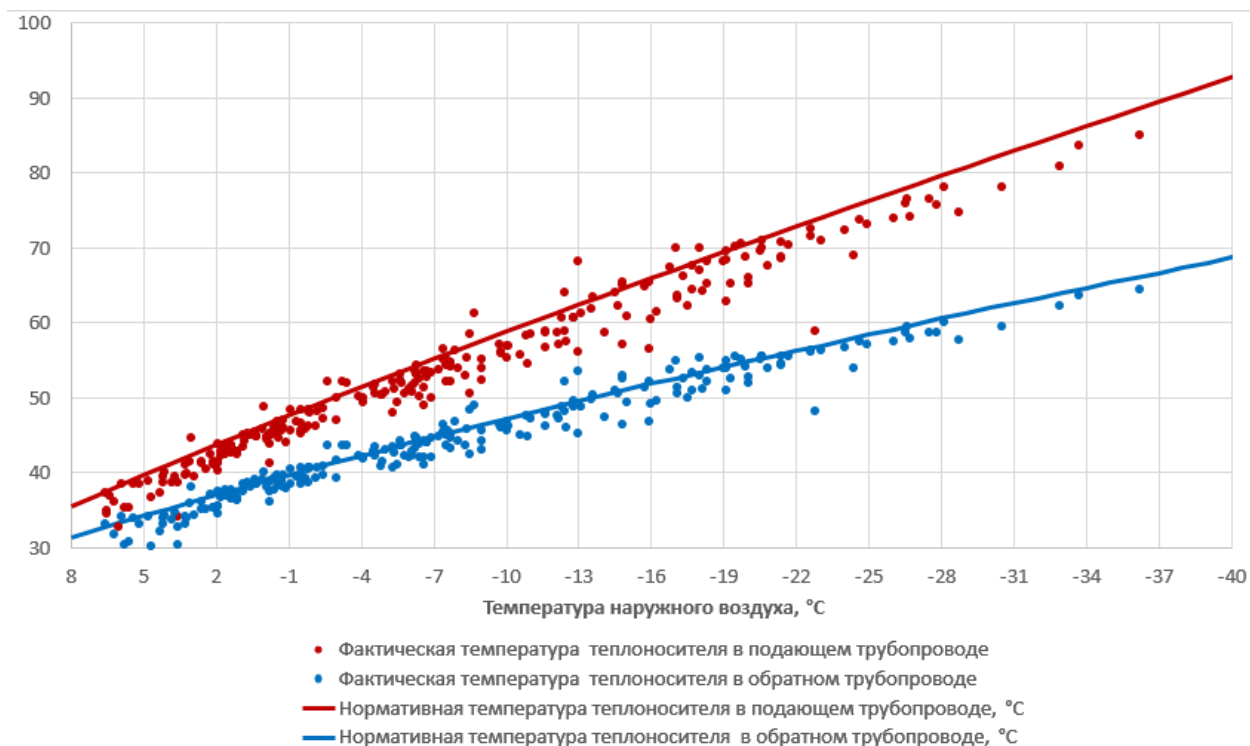


Рисунок 3.28 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 3 ПАО «Сургутнефтегаз»

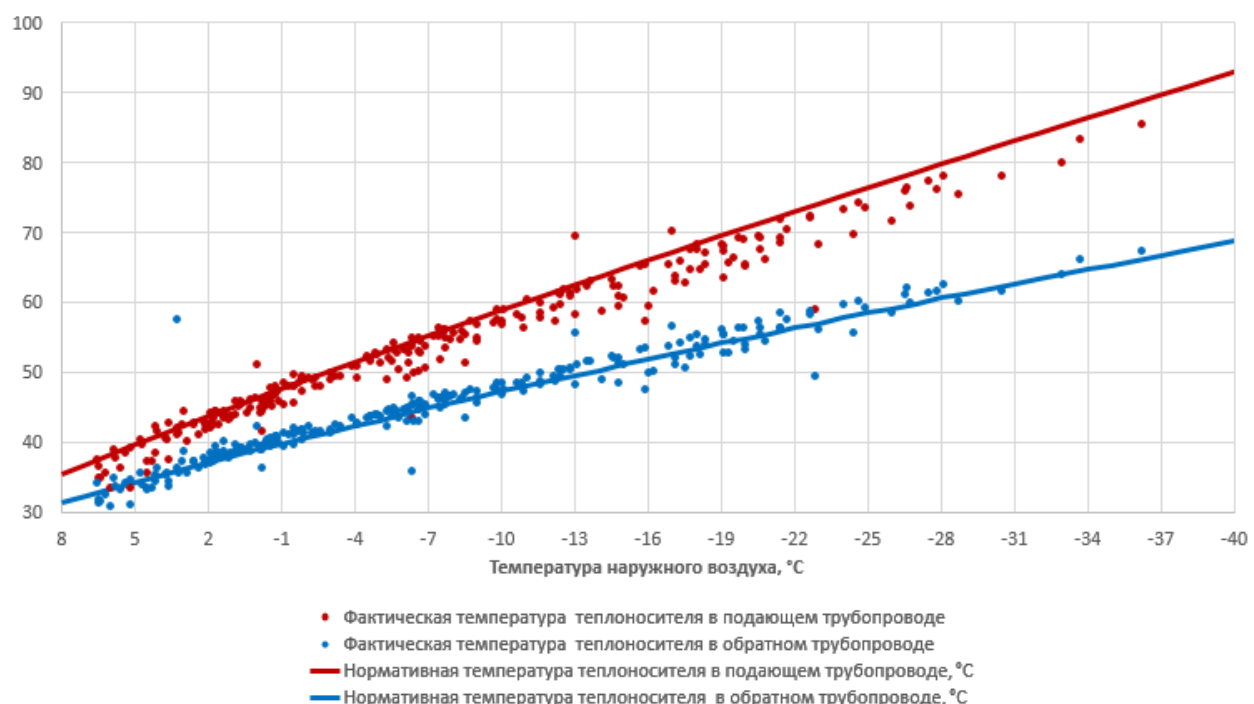


Рисунок 3.29 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 4 ПАО «Сургутнефтегаз»

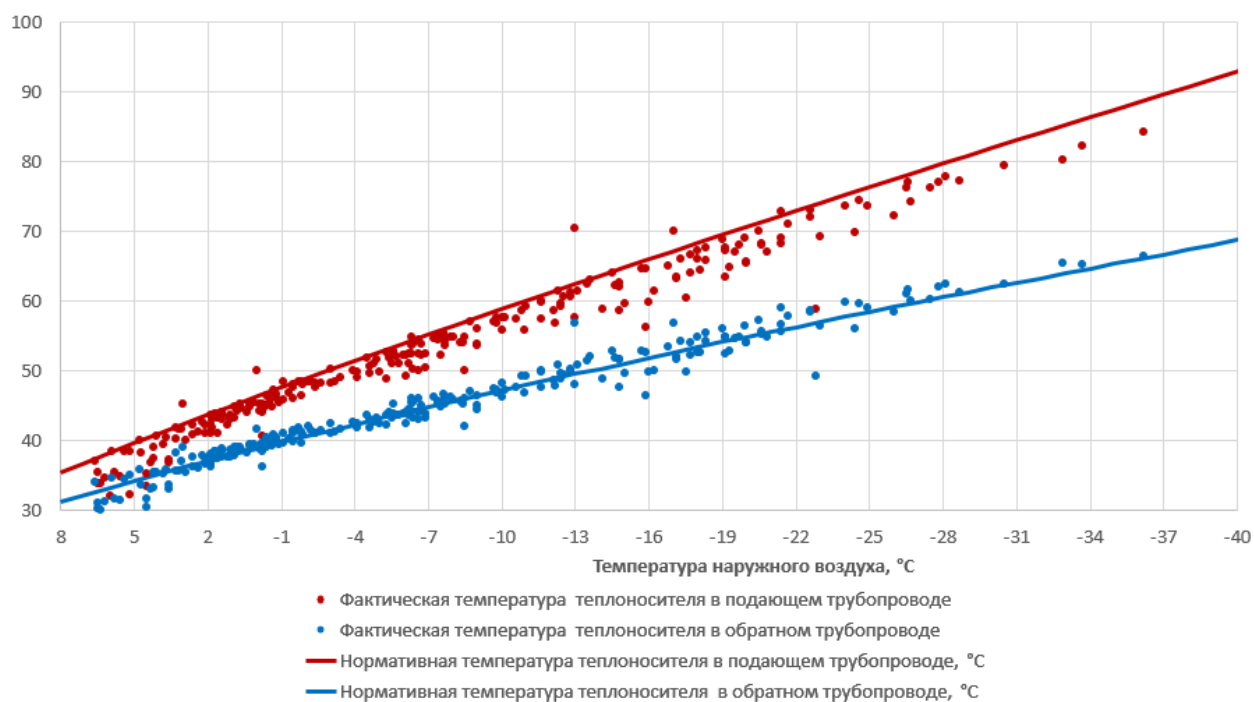


Рисунок 3.30 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 5 ПАО «Сургутнефтегаз»

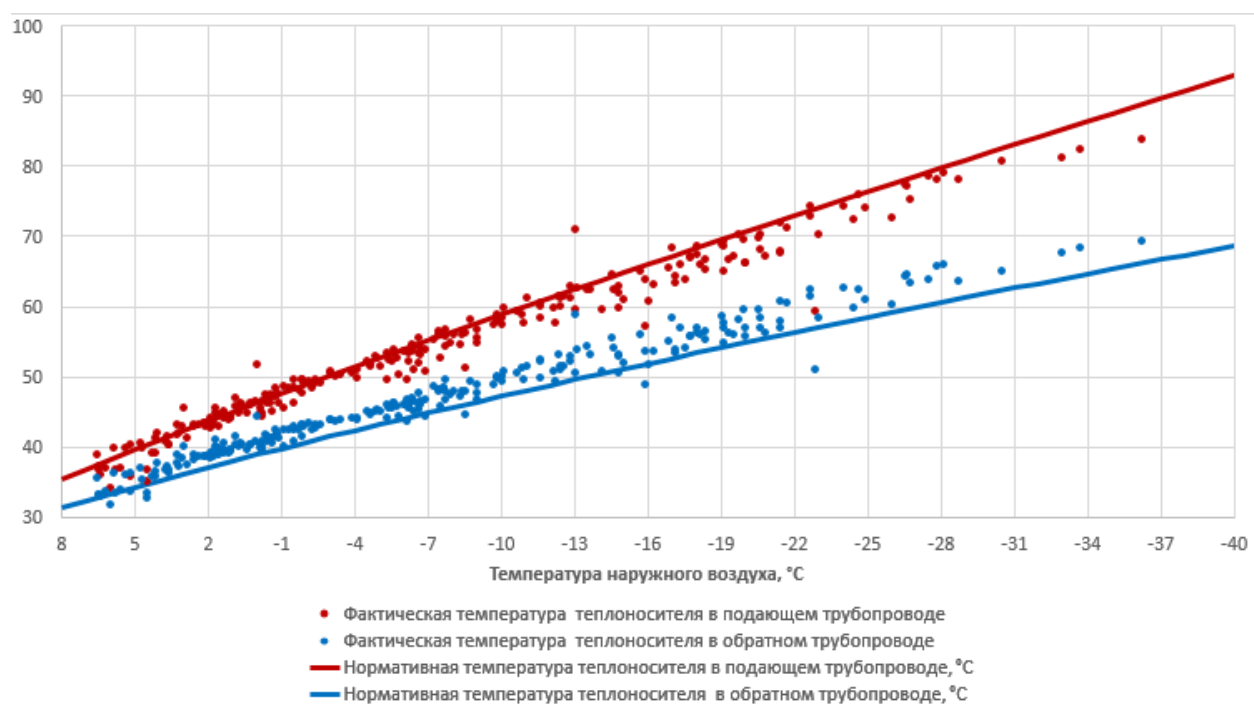


Рисунок 3.31 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 6 ПАО «Сургутнефтегаз»

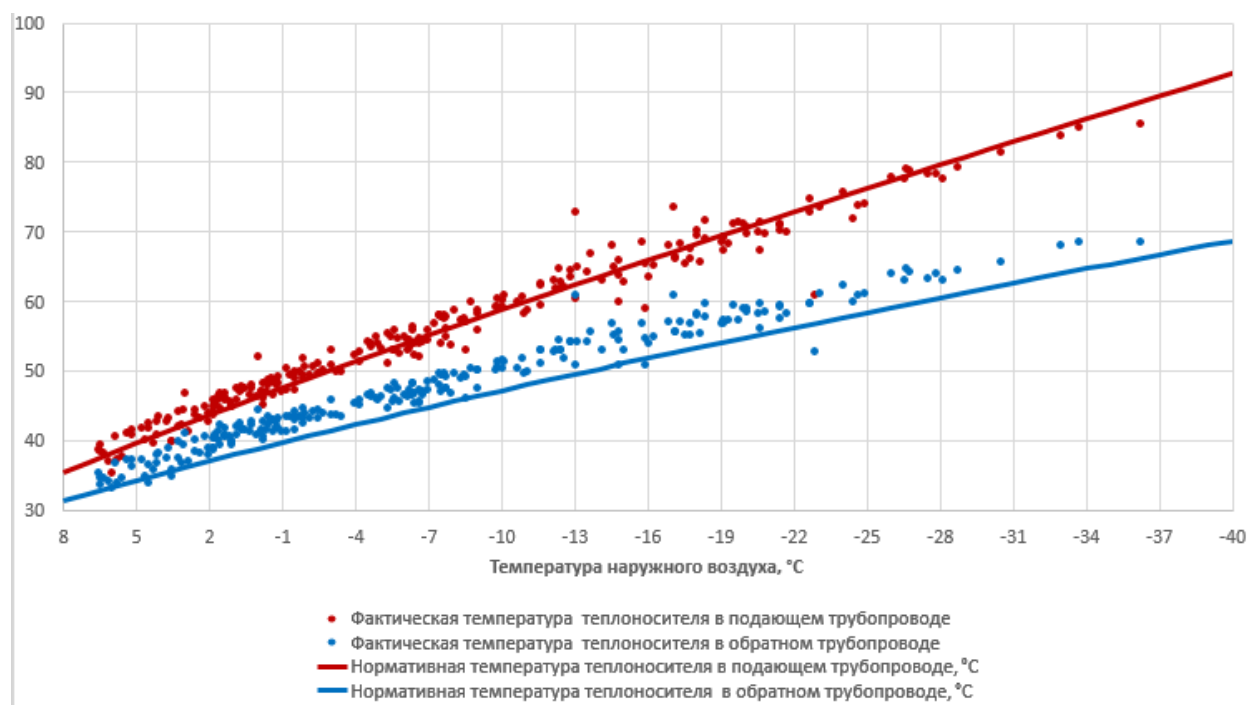


Рисунок 3.32 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 7 ПАО «Сургутнефтегаз»

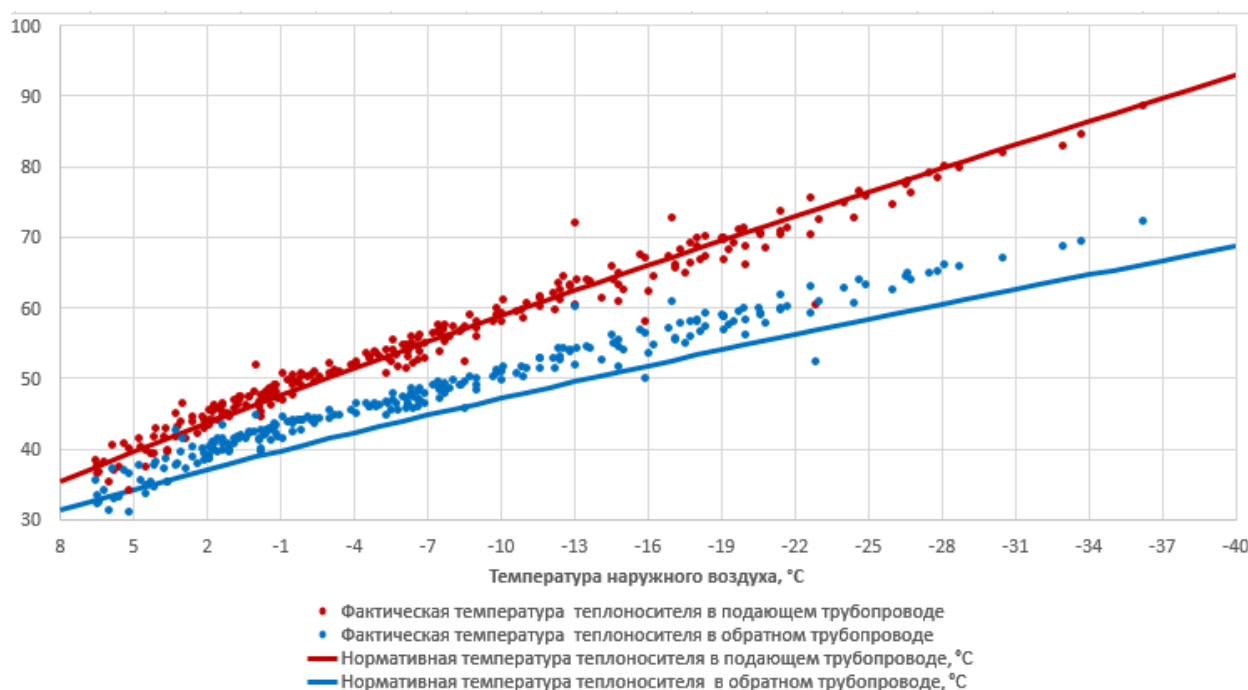


Рисунок 3.33 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 8 ПАО «Сургутнефтегаз»

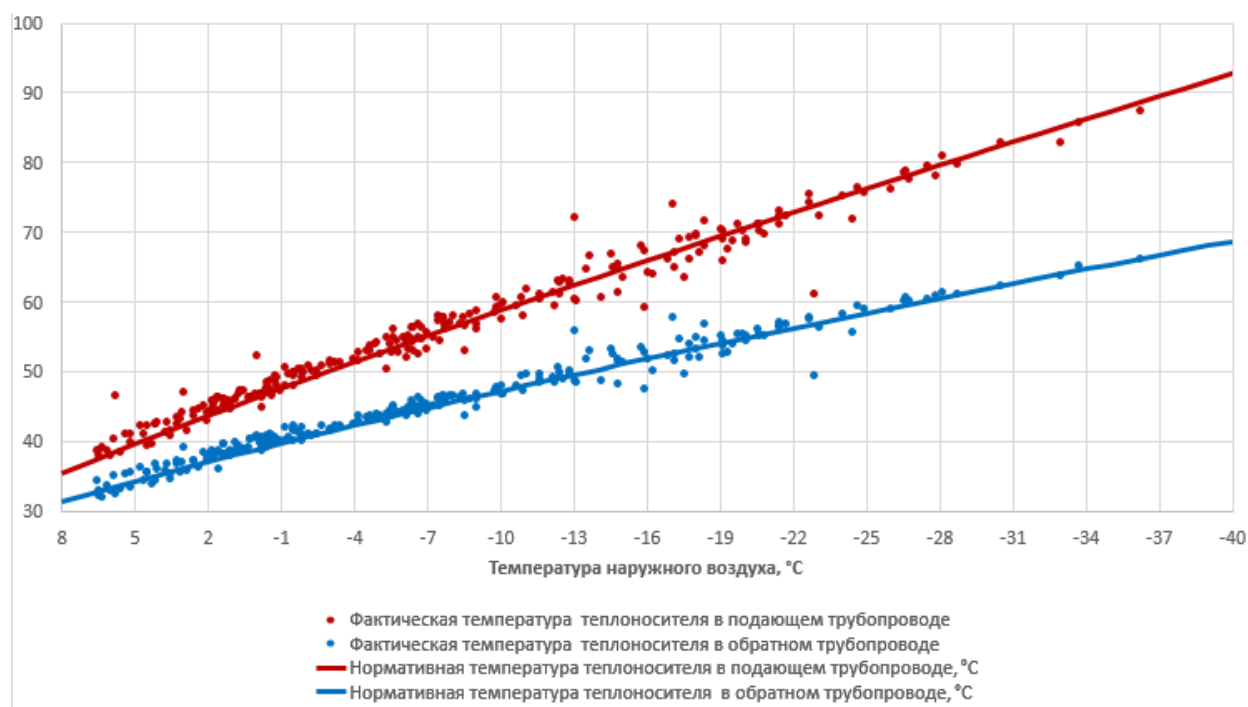


Рисунок 3.34 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 9 ПАО «Сургутнефтегаз»

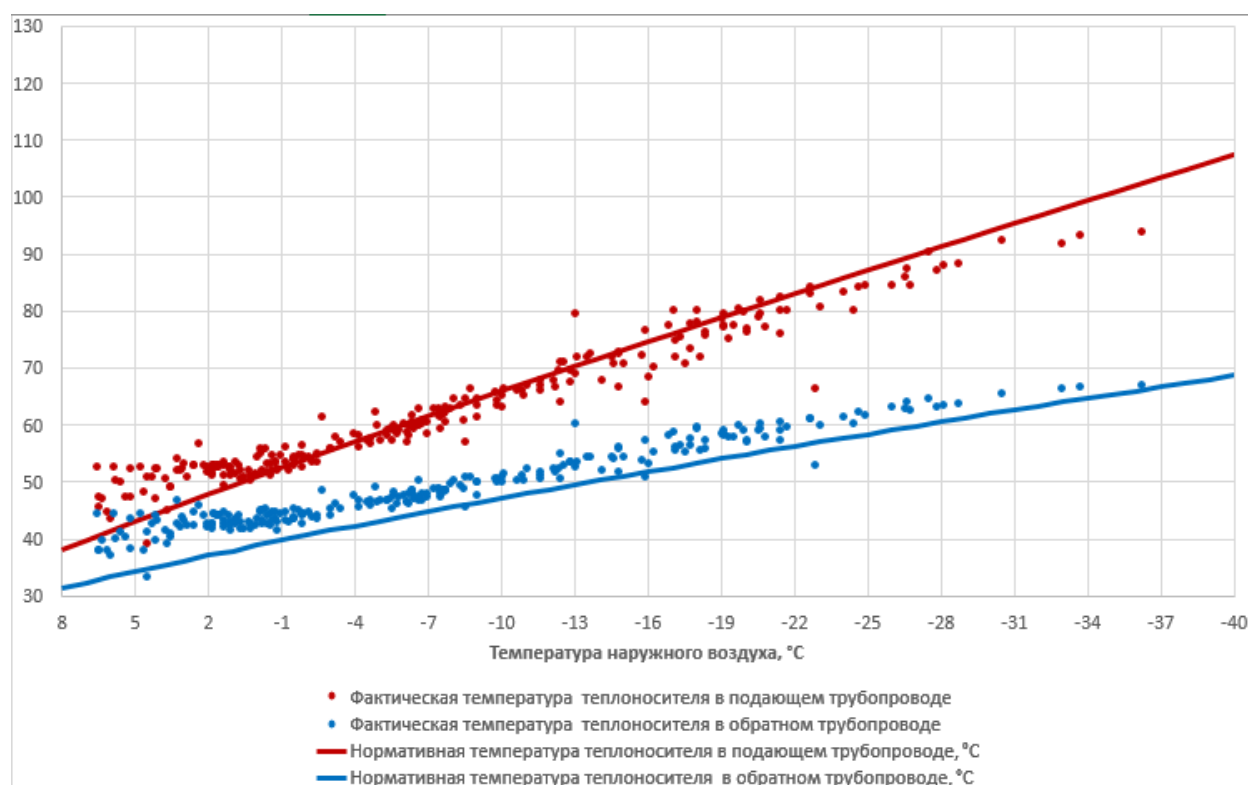


Рисунок 3.35 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 10 ПАО «Сургутнефтегаз»

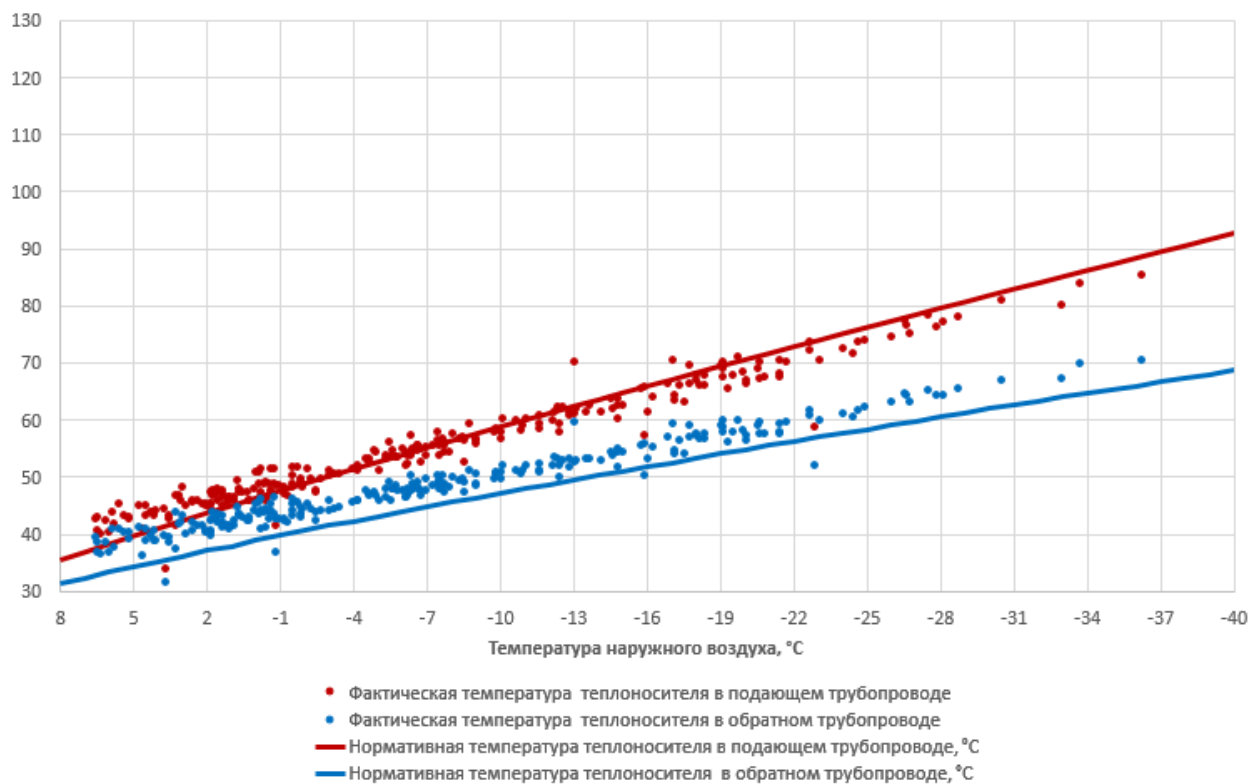


Рисунок 3.36 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 12 ПАО «Сургутнефтегаз»

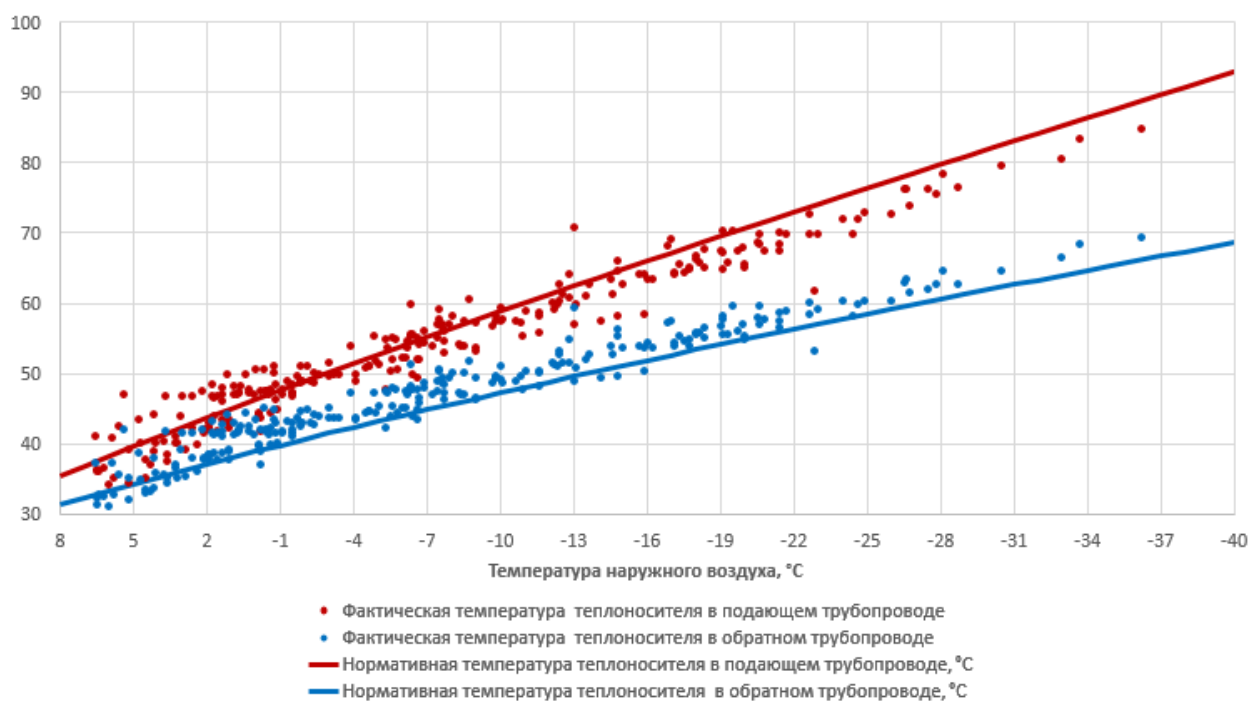


Рисунок 3.37 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 14 ПАО «Сургутнефтегаз»

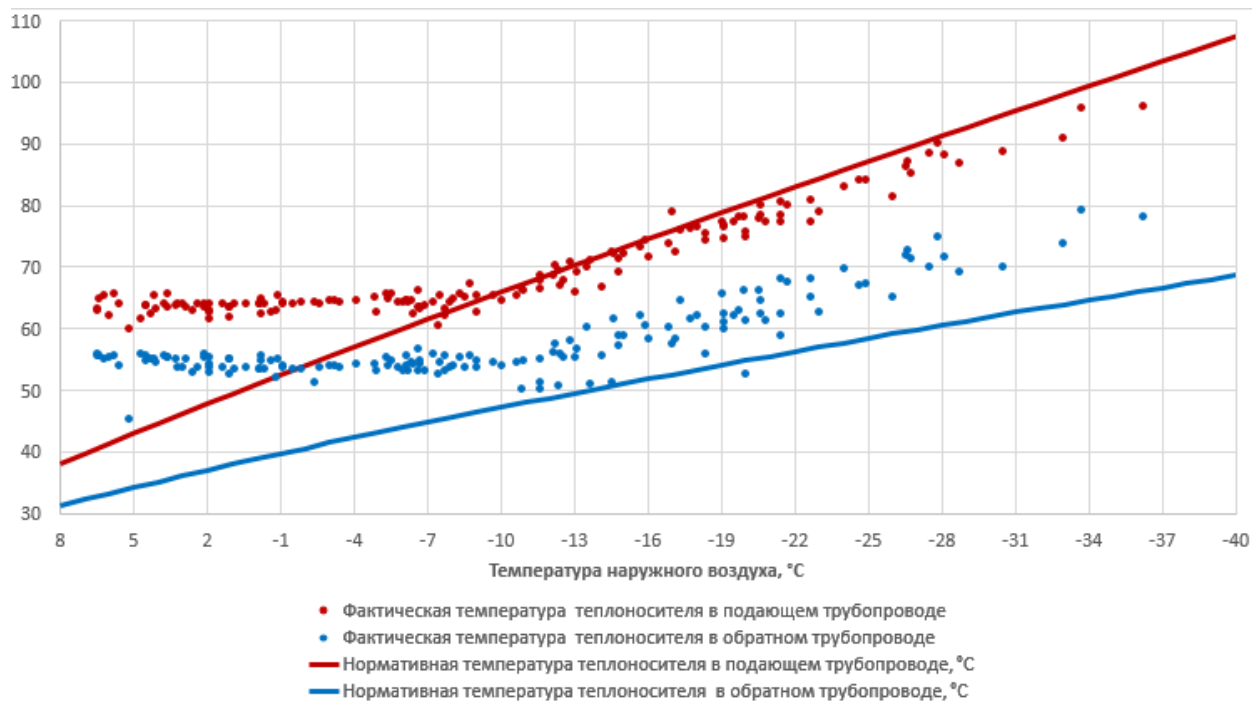


Рисунок 3.38 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 15 1 вывод ПАО «Сургутнефтегаз»

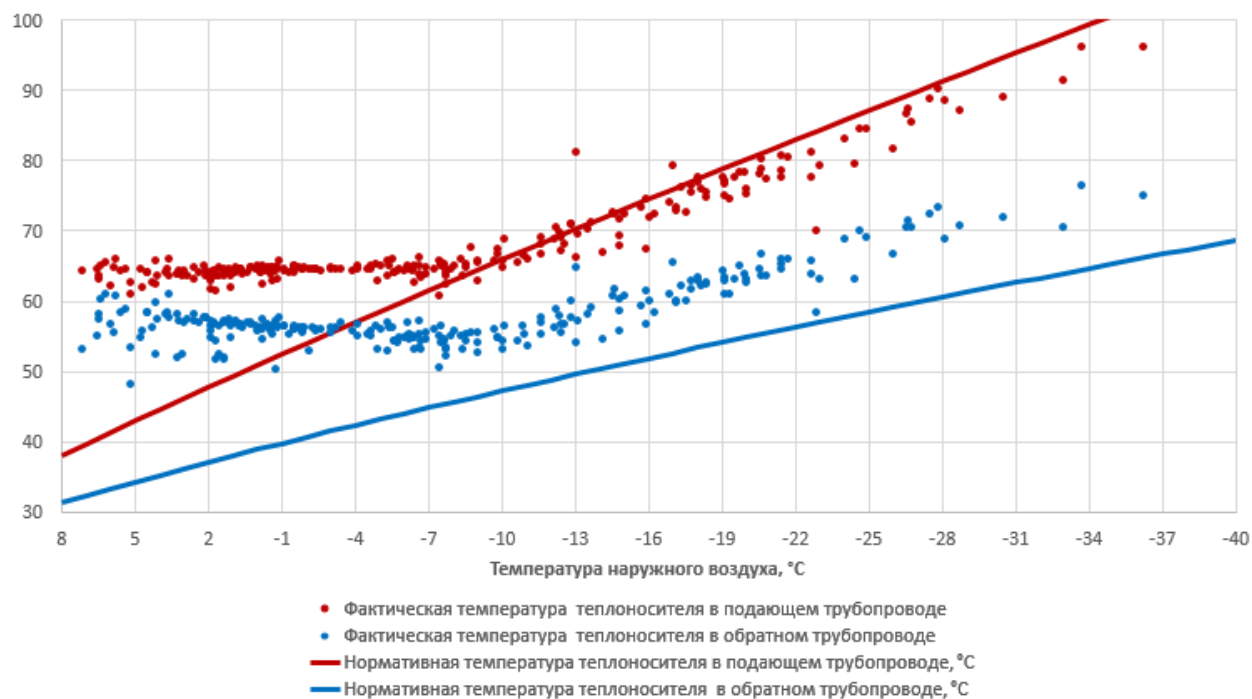


Рисунок 3.39 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 15 2 вывод ПАО «Сургутнефтегаз»

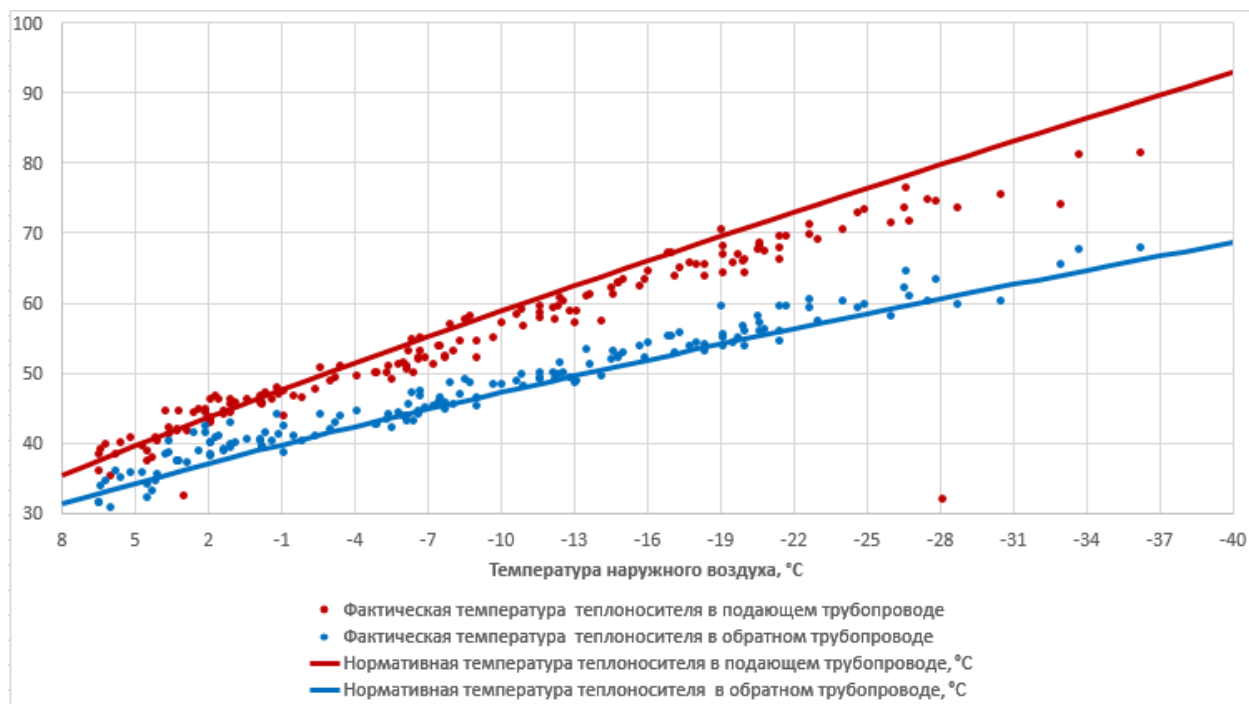


Рисунок 3.40 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 16 ПАО «Сургутнефтегаз»

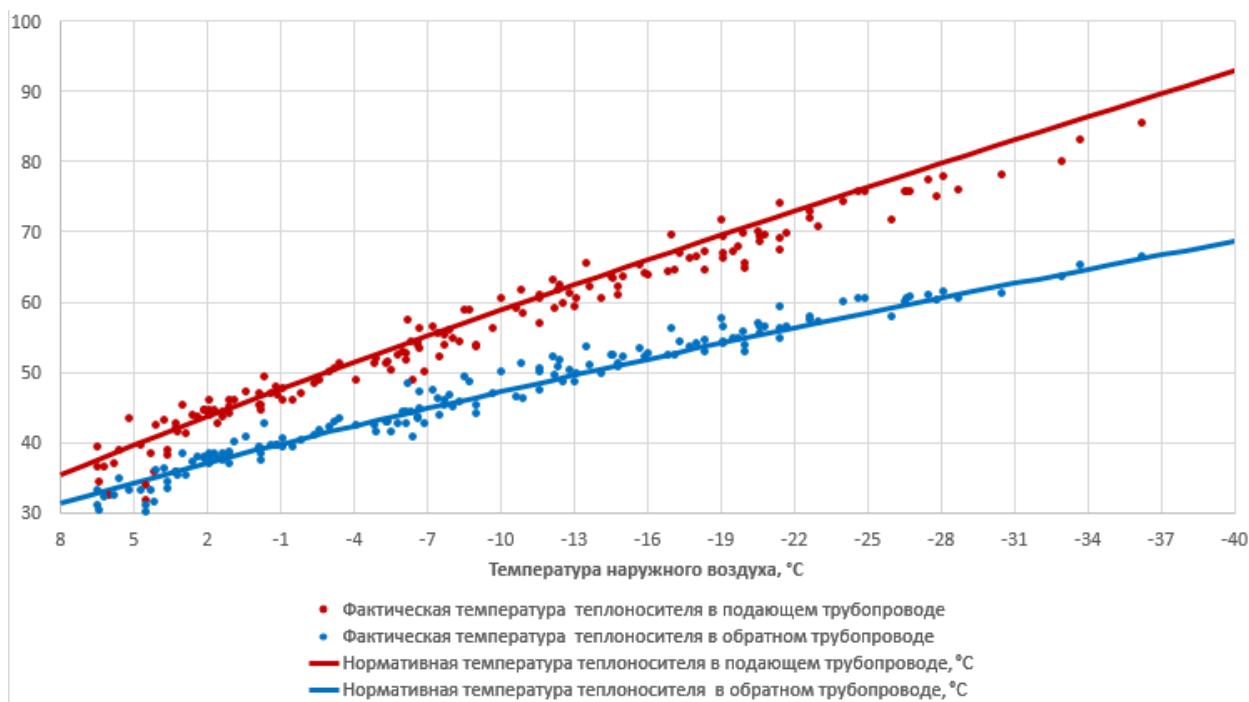


Рисунок 3.41 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 17 ПАО «Сургутнефтегаз»

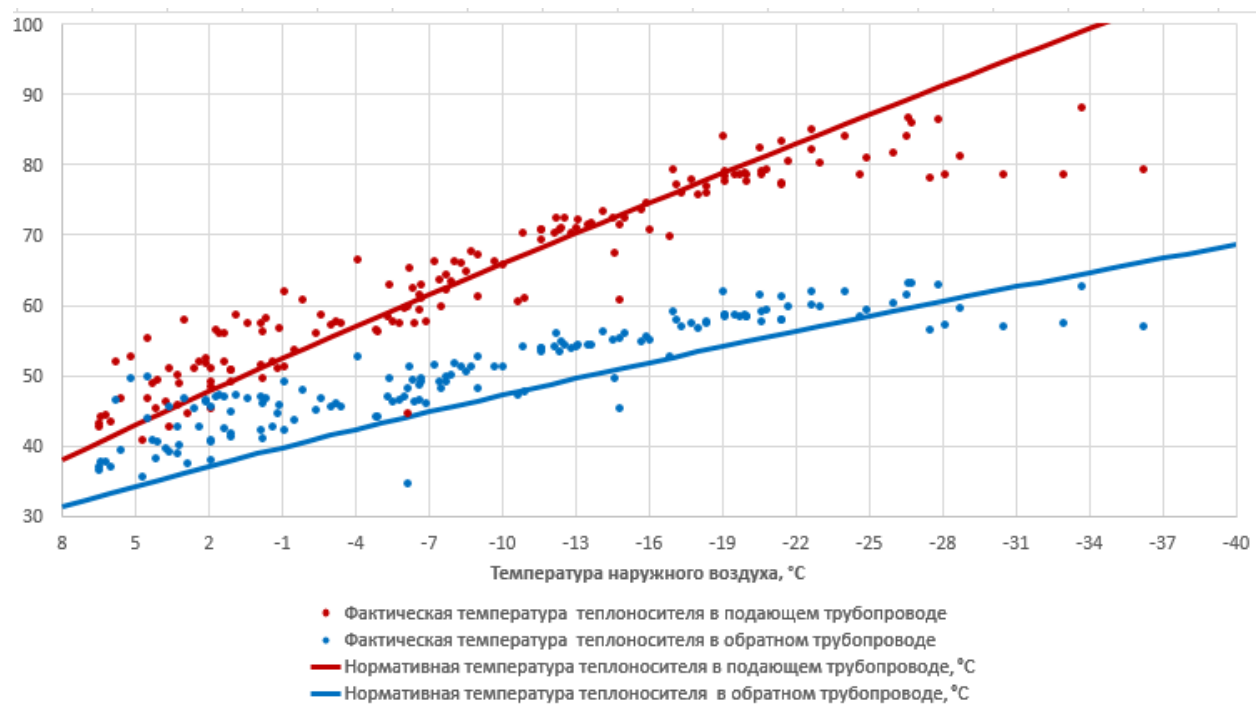


Рисунок 3.42 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной № 19 ПАО «Сургутнефтегаз»

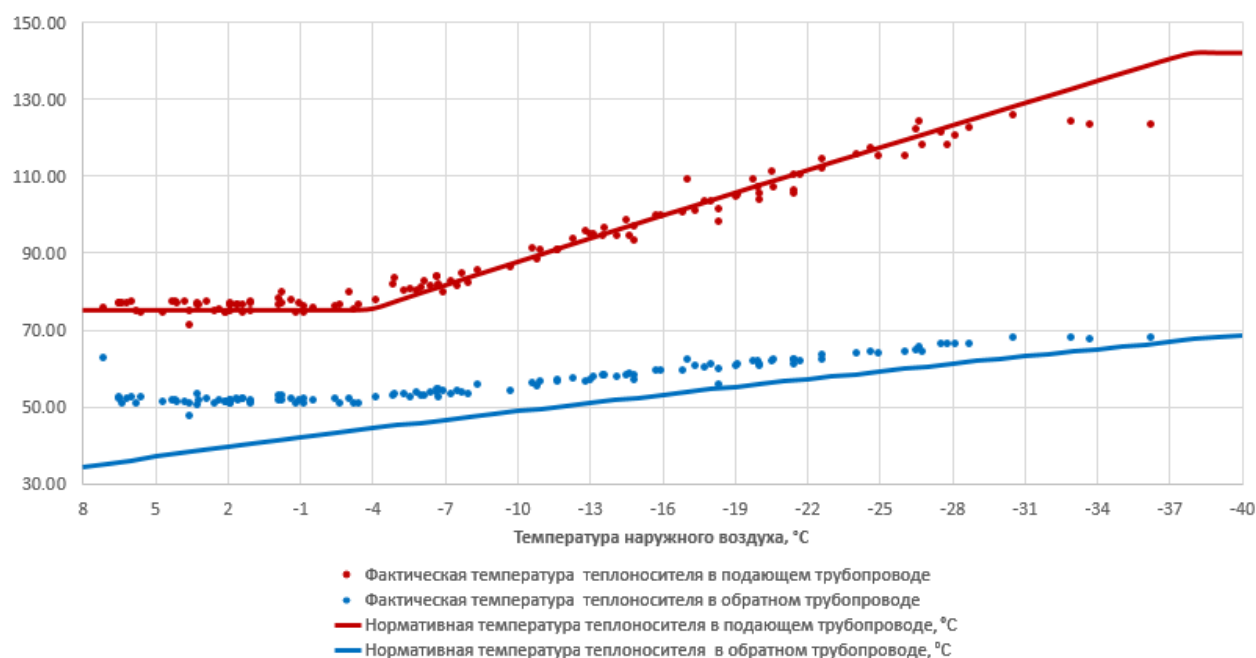


Рисунок 3.43 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной К-45 ООО «СГЭС» вывод 1 (38 мкр.)

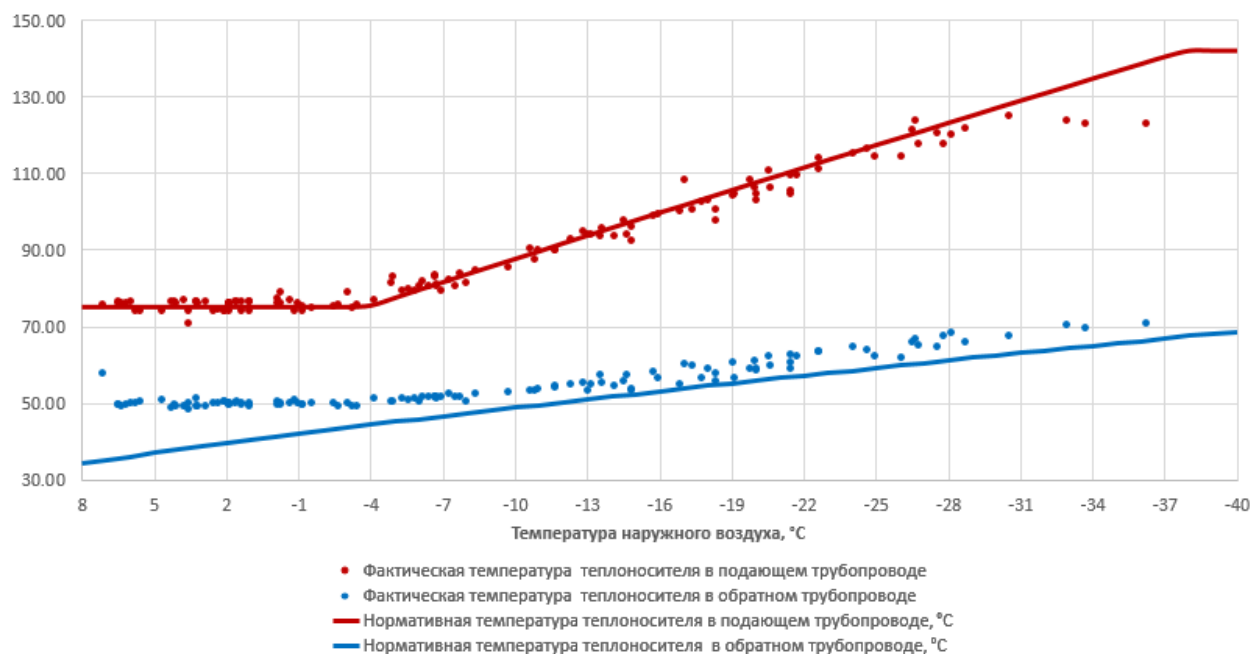


Рисунок 3.44 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественно-количественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной К-45 ООО «СГЭС» вывод 2 (40 мкр.)

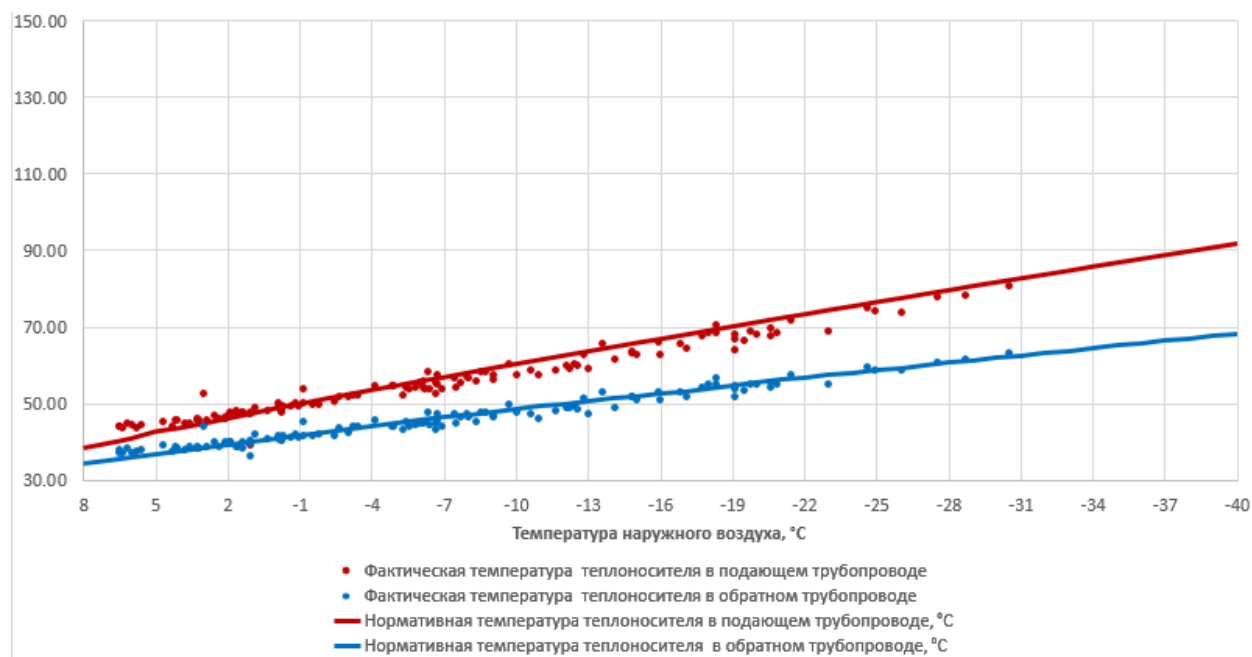


Рисунок 3.45 – Нормативные и фактические температуры теплоносителя при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной ООО «ТВС-сервис»

3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлический расчет магистральных и квартальных тепловых сетей выполнен с использованием ГИС Zulu 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. 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:

Расчетный гидравлический режим работы тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха;

Переходный гидравлический режим работы тепловой сети при максимальных расходах сетевой воды в точке излома температурных графиков;

Летний гидравлический режим работы тепловой сети при максимальной нагрузке горячего водоснабжения в неотапительный период;

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 3.37 – Параметры гидравлического режима работы тепломагистралей СГРЭС-1 и СГРЭС-2

Магистраль	Отопительный период			Летний период (среднечасовой водоразбор ГВС)			Переходный период		
	Давление в прямом трубопроводе, кгс/см ²	Давление в обратном трубопроводе, кгс/см ²	Среднечасовой расход сетевой воды т/ч	Давление в прямом трубопроводе, кгс/см ²	Давление в обратном трубопроводе, кгс/см ²	Среднечасовой расход сетевой воды т/ч	Давление в прямом трубопроводе, кгс/см ²	Давление в обратном трубопроводе, кгс/см ²	Среднечасовой расход сетевой воды т/ч
СГРЭС-2 ВЖР									
Узел учета т/м «СГРЭС-2 – ВЖР»	10,5	2,8	2690	5,5	2,4	890	10,4	2,5	2740
П-5	10,5	1,7	2345				10,1	1,8	2365
П-10	10,1	2,0	2320				9,7	2,2	2365
П-7	9,9	2,6	2288				9,4	3,0	2333
П-11	9,8	2,8	1102	6,5	3,6	465	9,3	3,0	1224
П-12	9,6	2,6	1028	6,2	3,4	375	9,1	2,7	1092
СГРЭС-1 ПКТС									
ПКТС - Город (через К-1)	8,0	2,0	3827,9	7,15	3,3	2225	8,0	2,0	3993,6
ПКТС - ВЖР (через К-2)	7,0	2,0	3029,6	7,0	2,7	1032	7	1,9	3044,7
Располагаемый напор на СГРЭС-1	140 м. вод. ст.			62 м. вод. ст.			111 м. вод. ст.		
Располагаемый напор от ПКТС на город	60 м. вод. ст.			33,5 м. вод. ст.			54 м. вод. ст.		
Располагаемый напор от ПКТС на ВЖР	50 м. вод. ст.			33 м. вод. ст.			41 м. вод. ст.		

Таблица 3.38 – Параметры гидравлического режима работы котельных

№ п/п	Наименование источника	Гидравлический режим, кгс/см ²	Фактический расход теплоносителя, т/ч		Расчётный расход теплоносителя, т/ч
			Отопительный период	Летний период	
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	7,0/3,0	350	860	814
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	7,0/3,0	640	-	1115
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	7,5/3,0	950	700	1125
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	260	-	410	260
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	3,6/2,8	195	-	372
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	5,0/3,2	260	-	340
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	4,0/2,0	230	-	240
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	5,7/2,2 – летний 7,0/2,2 - зимний	420	350	860
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	8,0/2,2	670	-	1503
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	6,2/3,3	115	12	178
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	3,4/2,2	95	-	210
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	3,2/2,0	100	3	232
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	4,2/3,2	45	-	204
17	Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	2,7/3,2	25	-	34
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	5,1/4,1	25	-	50
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	5,7/2,7	45	-	87
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	5,5/3,5	205	-	530
21	Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	5,3/3,5	130	-	193
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	5,5/3,5	240	-	315
23	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (Консервация. Переведена в режим ЦТП)	-	-	-	-
24	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	5,3/3,3	65	-	77

№ п/п	Наименование источника	Гидравлический режим, кгс/см ²	Фактический расход теплоносителя, т/ч		Расчётный расход теплоносителя, т/ч
			Отопительный период	Летний период	
25	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	5,5/3,5	130	-	195
26	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	3,4/2,8	35	-	47
27	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	-	-	-	-
28	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	34,5	-	34,7
29	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	135,3	-	163,9
30	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	134,5	-	134,7
31	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	225,0	-	194,8
32	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	51,8	-	51,6
33	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	124,3	-	136,8
34	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	89,4	-	86,4
35	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	192,2	-	198,4
36	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	618,4	-	396,8
37	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	632,6	-	635,4
38	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	100,6	-	58,7
39	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	190,6	115,5	186,3
40	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	27,7	-	27,4
41	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	112,0	-	112,7
42	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,5/4	317,8	-	318,4
43	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,4	-	-	-
44	Котельная К-45	5,0/2,0 – летний 7,1/2,4 – зимний	874	327	874
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	4,0/2,0 – летний 4,0/2,0 – зимний	70	24	70
46	Котельная ООО «Газпром энерго»	5,0/3,5	900	-	900
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	5,8/2,5	770	-	770
48	Котельная АО «Сургутский Хлебозавод»	3,0/2,0	135	-	135
49	Котельная ООО УК «СЗТК»	4,9/3,8	238	-	238
50	Котельная ООО «ТВС- сервис»	5,2/2,7	67	-	67

№ п/п	Наименование источника	Гидравлический режим, кгс/см ²	Фактический расход теплоносителя, т/ч		Расчётный расход теплоносителя, т/ч
			Отопительный период	Летний период	
51	Котельная АО «Горремстрой»	3,5/-	48	-	48
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	5,5/2,1	109	-	109
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	7,3/4,9	26	-	26
54	Котельная АО "Завод промстройдеталей"	4,0/3,0	234	-	234

Таблица 3.39 – Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации в зоне деятельности СМУП «ГТС»

№ ЦТП	Темпер. график	Количество групп насосов,	Характеристика повысительной станции ХВС, смесительных насосов отопления, цирк. насосов ГВС
1	150/70	ХВС MVI 5005-1/25/E/3-400-50-2 - 5 шт. Кор IL 100/160-18,5/2 – 2 шт. Цир IL 65/170-11/2 – 2 шт.(2019)	G=32 м ³ /ч H=67м G=160 м ³ /ч H=27м G=67 м ³ /ч H=37м
2	95-70	Цирк. IL 80-160-11/2 – 2 шт.(2021г) ХВС IL 125-270-11/4,-2шт.(2021)	G=108 м ³ /ч H=27м G=80 м ³ /ч H=25м
4	150/70	ХВС MVI 5005-1/25/E/3-400-50-2 -6 шт. Кор IL 80-160-11/2 – 2 шт. Цир IL 80-160-11/2 – 2 шт.	G= 30,6м ³ /ч H=60м G= 95м ³ /ч H=28м G=85м ³ /ч H=30м
5	150/70	ХВС COR-5MVI-5006/CR- 15/2- 5 шт. Кор IL 100/160-18,5/2 - 2 шт. Цир IL 65/170-11/2 – 2 шт. (2017)	G=40м ³ /ч H=70м G=177 м ³ /ч H=26м G=75 м ³ /ч H=30м
6	150/70	ХВС MVI 5005-1/25/E/3-400-50-2 KLF- 4 шт. Кор IL 100/150-15/2 - 2 шт. Цир IL 65/170-11/2 – 2 шт. (2017)	G=50 м ³ /ч H=57м G=185 м ³ /ч H=23м G=75 м ³ /ч H=36м
7	150/70	ХВС KM 100-65-200 -30квт-1470об. -1 шт. KM 100-65 -30квт-3000об. -1 шт Кор. IL 125/300-18,5/4 - 2 шт.(2020) Цир. IL 80/160-11/2 - 2 шт.(2015г)	G=400 м ³ /ч H=50м G=100 м ³ /ч H=50м G=146 м ³ /ч H=26м G=85 м ³ /ч H=30м
8	150/70	ХВС IL 80-190-18,5/2-2 шт (2023) Кор. IL 100/190-30/2 -2 шт. (2013г) Цир. IL 80/160-11/2 -2 шт.	G=95 м ³ /ч H=45м G=200 м ³ /ч H=40м G=85 м ³ /ч H=30м
9	150/70	ХВС 5MVI 5006/CR -15 квт-2940 -5 шт. Кор.IL 100/165-22/2 - 2 шт. Цир. CNP TD 80-32G/2S WHCJ - 2 шт.(2022)	G=40 м ³ /ч H=70м G=221 м ³ /ч H=27м G=100 м ³ /ч H=34,8м
10	150/70	ХВС MVI 5005-1/25/E/3-400-50-2 -15квт -2940-5шт. Кор. IPg 200/295-30/4 – 2 шт. Цир. IPn 50/200-11/2 – 2 шт.	G=40 м ³ /ч H=60м G=240 м ³ /ч H=23м G=35 м ³ /ч H=45м
11	150/70	ХВС MVI 5205-3/16/E/3-400-50-2 KLF-15квт-2900-4шт. Кор.IL 100/150-15/ 2 - 2 шт. Цир.IL 65/140-7,5/2 – 2 шт.	G=50 м ³ /ч H=57м G=185 м ³ /ч H=23м G=62 м ³ /ч H=25м
12	150/70	ХВС IL 80/190 -18,5/2 – 3 шт. (2019г) Кор. K160/30 – 30квт-1500 об. - 2 шт. Цир. IL 80/150-7,5/2 -2 шт. Опр. ЦНС 60-198 -55квт-3000об. -1 шт.	G=110 м ³ /ч H=42м G=160 м ³ /ч H=30м G=60 м ³ /ч H=25м G=60 м ³ /ч H=198м
13	150/70	ХВС COR 6MVI 5205/CR -15/2 - 6шт. Кор.IL 125/300-18,5/ 4 - 2 шт. Цир.IL 50/170-7,5/2 – 2 шт.	G=42 м ³ /ч H=60м G=228,6 м ³ /чH=21,2м G=56,2 м ³ /чH=30,2м
14	150/70	ХВС COR 6MVI 5205/CR – 15/2- 6шт. Кор.IL 100/270-11/ 4 -2 шт. Цир.IL 50/170-7,5/2 – 2 шт.	G=39 м ³ /ч H=60м G=84,8 м ³ /ч H=24м G=56,2 м ³ /ч H=30,2
15	150/70	ХВС MVI 5005-1/25/E/3-400-50-2 -5 шт. Кор. IL 100/160-18,5/2 - 2 шт. Цир.IL 80/150-7,5/2 -2 шт.	G=32 м ³ /ч H=67м G=150 м ³ /ч H=28м G=40 м ³ /ч H=25м
16	150/70	ХВС IL 80/190 -18,5/2 – 3 шт. (2019г) Кор. IL 125/300-18,5/4 - 2 шт.(2020) Цир. IL 65/160-7,5/2 - 2 шт.(2015г)	G=110 м ³ /ч H=42м G=163,7 м ³ /ч H=26,6м G=59 м ³ /ч H=31м

№ ЦТП	Темпер. график	Количество групп насосов,	Характеристика повысительной станции ХВС, смесительных насосов отопления, цирк. насосов ГВС
17	150/70	ХВС COR 6MVI 5204/WMS -11/2- 6шт. Кор. IL 80/160-11/ 2 - 2 шт. Цир. IL 65/170-11/2 – 2 шт.(2020)	G=33,2 м3/ч H=60м G=105,8 м3/ч H=29м G=60 м3/ч H=30м
18	150/70	ХВС COR 6MVI 5206/CR -15/2-6шт Кор. IL 100/270-11/4 -2 шт. Цир. IL 65/160-5,5/2 – 2 шт.	G=45,5 м3/ч H=60м G=84,8 м3/ч H=24м G=42,8 м3/ч H=32,1м
19	150/70	ХВС IL 80/190 -18,5/2 – 3 шт. (2019г) Кор. IL 100/270-11/4 -2 шт. Цир. IL 65/160-7,5/2 -2 шт.(2021г)	G=110 м3/ч H=42м G=85 м3/ч H=24м G=60 м3/ч H=30м
20	150/70	ХВС 4MVI 3205/CR – 9/2.-4 шт. Кор. IL 80/150-7,5/2 -2 шт. Цир. IL 65/150-5,5/2 -2 шт.	G=25 м3/ч H=65м G=100 м3/ч H=22м G=30 м3/ч H=25м
21	150/70	ХВС IL 80-190-18,5/2 -3шт.(2020) Кор. K90/35 – 15 квт-3000 об.-1 шт. K90/35 – 18,5 квт-3000 об.-1 шт. Цир. IL65-170-11/2 -2 шт. (2017)	G=100 м3/ч H=44м G=90 м3/ч H=35м G=90 м3/ч H=35м G= 74,7м3/ч H=36,3м
22	150/70	ХВС КМ80-50-200 – 15квт-3000 об.2 шт. Кор. IPN 80-160/7,2/5- 2 шт. Цир. IL 40/160-4/2 -2 шт. (2016)	G=50 м3/ч H=50м G=50 м3/ч H=50м G=25 м3/ч H=30м
23	150/70	ХВС IL 80/190 -18,5/2 – 3 шт. (2019г) Кор. K100-65-200– 22квт.-1500 об.1 шт. K100-65-200-18,5 квт-1500-1шт Цир. IL 80-160-11/2 – 2 шт (2017)	G=110 м3/ч H=42м G=100 м3/ч H=50м G=100 м3/ч H=50м G=76 м3/ч H=33м
24	150/70	ХВС MVI 5005-1/25/E/3-400-50-2 -.6 шт. Кор. IL 100-260-11/4 -2 шт. Цир. IL 80-160-11/2 -2 шт.	G= 33,3м3/ч H=60м G= 100м3/ч H=22м G= 80м3/ч H=30м
25	150/70	ХВС IL 80-190-18,5/2 -3шт.(2020) Кор. IPn 100/315-15/4 -2 шт (2018г) Цир. IL 65-160-7,5/2 -2 шт.(2018) Пож. КМ 100-65-200 -30квт-2900 об.2шт.	G=100 м3/ч H=44м G=90 м3/ч H=35м G=60 м3/ч H=29м G=100 м3/ч H=50м
26	150/70	ХВС MVI 5206-3/16/E/3-400-50-2-6шт Кор. IL 100/160-18,5/2 - 2 шт. Цир. IL 65/170- 11/2 -2 шт.	G=46,2 м3/ч H=60м G=184,2м3/ч H=26,2м G=81,8м3/ч H=34,8м
27	150/70	ХВС MVI 5206-3/16/E/3-400-50-2-6шт Кор. IL 100/270-11/4 -2 шт. Цир. IL 40/160 -4/2 – 2 шт.	G=40,2 м3/ч H=60м G=68,7 м3/ч H=24,5м G=25 м3/ч H=29м
28	150/70	ХВС MVI 5206-3/16/E/3-400-50-2-6шт Кор. IL 125/340-30/4 -2 шт. Цир. IL 65/170 -11/2 – 2 шт.	G=45 м3/ч H=60м G=230,8м3/ч H=32,3м G=74,7 м3/ч H=36,3м
29	150/70	ХВС IL 50/210 -11/2 – 3 шт. (2019г) Кор. K160/30 – 30квт-1470 об.-2 шт. Цир. IL 80/150 -7,5/2 – 2 шт. (2018г)	G=40 м3/ч H=52м G=160 м3/ч H=30м G=50 м3/ч H=25м
30	150/70	ХВС IL 80-190-18,5/2 -3шт.(2020) Кор. IL 125/340-30/4 - 2 шт.(2020) Цир. IL 65-160-7,5/2 -2 шт.(2018) Пож. K100-80-160 – 18.5квт-1500 об.2 шт.	G=100 м3/ч H=44м G=227 м3/ч H=38м G=60 м3/ч H=29м G=100 м3/ч H=32м
31	150/70	ХВС СО-6MVI-5207 WMS-18,5/2-6шт Кор. IL 100/160-18,5/2 - 2 шт. Цирк. IL 80/170- 15/2 -2 шт.	G=54,6 м3/ч H=60м G=155,8 м3/ч H=28м G=120 м3/ч H=30м
32	150/70	ХВС COR-6MVI-5207 -18,5/2 -.6 шт. Кор. IL 125-340-30/4 -2 шт. Цир. IL 80-170-15/2 -2 шт.	G=25м3/ч H=60м G=174м3/ч H=28м G=120м3/ч H=30м
33	150/70	ХВС MVI 5205-3/16/E/3-400-50-2-6 шт. Кор. IL80/160-11/2 -2 шт. Цир. IL80/160-11/2 -2 шт.	G=33,3м3/ч H=57м G=134м3/ч H=17м G=76м3/ч H=33м
34	150/70	ХВС MVI 5205-3/16/E/3-400-50-2-6 шт. Кор. IL125-270-15/4 -2 шт. Цир. IL80-170-15/2 -2 шт. (2017)	G= 31,2м3/ч H=32м G= 149м3/ч H=17м G=120м3/ч H=35м
35	150/70	ХВС MVI 5205-3/16/E/3-400-50-2-5 шт. Кор. IL 65-140-7,5/2 -2 шт. Цир. IL 50-170-7,5/2 -2 шт.	G=37,8м3/ч H=60м G= 65м3/ч H=29м G= 56м3/ч H=30м
36	150/70	ХВС MVI 5205-3/16/E/3-400-50-2-5 шт. Кор. IL 65-160-7,5/2 -2 шт. Цир. IL 65-170-11/2 – IE3-2шт. (2023)	G=37,8м3/ч H=60м G= 65м3/ч H=29м G=80м3/ч H=34м
37	150/70	ХВС COR-6MVI-5205 WMS-15/2-6шт Кор. IL 100/160-18,5/2 - 2 шт. Цир. IL 65/170 - 11/2-2 шт.(2024)	G=36,5м3/ч H=60м G=155,8м3/ч H=28м G=80 м3/ч H=34м

№ ЦТП	Темпер. график	Количество групп насосов,	Характеристика повысительной станции ХВС, смесительных насосов отопления, цирк. насосов ГВС
38	150/70	ХВС COR-5MVI-5205 -15 /2 5шт. Кор. IL125-270-11/4 -2 шт. Цир. IL65-140-7,5/2 -2 шт. Цирк.СО АБК EVOSTA 40-70/30	G=33м3/ч H=60м G= 73м3/ч H=22м G= 46м3/ч H=34м
39	150/70	ХВС COR-5MVI-5205 -15/2 - 5 шт. Кор. IL125-270-11/4 -2 шт. Цир. IL65-140-7,5/2 -2 шт. Подм.в АБК Willo Stratos Rico15/4	G=37,8м3/ч H=60м G= 70м3/ч H=25м G= 38м3/ч H=27м G= 2,2м3/ч H=10м
40	150/70	ХВС COR-5 MVI 5205 – 15/2 - 5 шт. Кор. IL 65/140-7,5/2 -2 шт. Цир. IPN 50/180-7,5/2-2 шт.	G=33,4м3/ч H=60м G=63м3/ч H=30м G= 45м3/ч H=30 м
41	150/70	ХВС IL 100-165-22/2-3 шт. (2021) Кор. К 45/55 – 15квт-3000 об.2 шт. Цир. IL 50/160-5,5/2 -2 шт.(2020)	G=150 м3/ч H=33м G=45 м3/ч H=55м G=53 м3/ч H=30м
42	150/70	ХВС СО- 4MVI-5205 –15/2 - 4 шт. Кор. IL65-160-7,5/2- 2 шт. Цир. IL65-160-5,5/2 -2 шт.	G=25м3/ч H=60м G=65м3/ч H=30м G=35м3/ч H=30м
43	150/70	ХВС COR 5MVI 5206/CR -15/2-5шт Кор. IL 125/300-18,5/4 -2 шт. Цир.IL 65/160 -7,5/2 – 2 шт.	G=46,4 м3/ч H=60м G=68,6м3/чH=29,55м G=58 м3/ч H=30м
45	150/70	ХВС COR 5-MVI-5005 -15/2 - 5 шт. Кор. IL 125/320-18,5/4 -2 шт. Цир.IL 65-160-7,5/2-2шт.	G=40 м3/ч H=60м G=136м3/чH=32м G= 65 м3/ч H=29м
46	95/70	ХВС COR6-MVI-5204-WMS-11 /2-6 шт. Кор. IL 125/300 -18,5/4 -2 шт. Цир. IPN 65/150-5,5/2-2 шт. Откачив. IL150-270 -18,5/4-2шт	G=33,2 м3/ч H=60м G=80÷200 м3/ч H=29÷24 м G=45 м3/ч H=30м G= 200 м3/ч H= 23м
47	95/70	ХВС COR-5MVI-1607 -5,5/2 5 шт. Кор. IL 100/220 - 5,5/4 -2 шт.(2021) Цир. IL 40/150 -3/2 -2 шт.	G= 14,4м3/ч H=50м G=95,7м3/ч H=13,8м G= 40,5/ч H=24,5м
48	150/70	ХВС COR-5MVI-5206 –15/2 - 5 шт. Кор. IL 80-160-11/2 -2 шт. Цир. IL65-160-7,5/2 -2 шт.	G= 33,2м3/ч H=57м G= 68м3/ч H=29м G= 95м3/ч H=30м
49	150/70	ХВС IL 80-190-18,5/2 -2шт.(2021) Кор IL 150/320 -37/4 -2 шт. Цир. IL 80/160- 11/2 - 2 шт. (2015г) Пож. КМ 100-80-160 – 30квт-3000об.2шт.	G=100 м3/ч H=44м G=200 м3/ч H=30м G=75 м3/ч H=36м G=100 м3/ч H=32м
50	150/70	ХВС COR 5MVI 5204/CR – 15/2- 5шт. Кор. IL 125/300-18,5/4 -2 шт. Цир. CNP TD 80-32G/2S WHCJ - 2 шт.(2022)	G=46,4 м3/ч H=60м G=68,6м3/чH=29,55м G=100 м3/ч H=34,8м
51	105/70	ХВС MVI 5202-3/16/E/3-400-50-2- 4 шт. Кор. IPg 250/365 -75/4 -2 шт. Цир.IL65/150-5,5/2 -2 шт.	G= 50м3/ч H=60м G= 200÷400÷600м3/ч H=40,5÷37÷30м G= 47м3/ч H=23м
52	95/70	ХВС MVI 5206-3/16/E/3-400-50-2-6шт Кор.IL 250/420 - 110/4 - 2 шт. Цир. IL 65/170 -11/2-2 шт.	G=47,6 м3/ч H=60м G=200÷400÷600м3/ч H=48,÷46,5÷42,5м G=74,7 м3/ч H=36,3м
53	95/70	ХВС MVI 5206-3/16/E/3-400-50-2-5шт Кор.IL 250/420 - 110/4 - 2 шт. Цир. IL 50/170 - 7,5/2-2 шт.	G=40,3 м3/ч H=60м G=200÷400÷600м3/ч H=48÷46,5÷42,5м G=56,2 м3/ч H=30,2м
54	95/70	ХВС MVI 5206-3/16/E/3-400-50-2 KLF- 5 шт. Кор. IL100/170- 30/2 -2 шт. Цир.IL65/150-5,5/2- 2 шт.	G=50 м3/ч H=60м G=50÷150÷250м3/ч H=40,0÷39,0÷33,0м G= 30м3/ч H=25м
55	150/70	ХВС MVI 5006-1/25/E/3-400-50-2- 5 шт. Кор. IL100/165-22/2 -2 шт. Цир.IL80/150-7,5/2 -2 шт.	G=40 м3/ч H=70м G=213 м3/ч H=27м G=50 м3/ч H=25м
56	150/70	ХВС COR- 6MVI-5205 – 15/2 - 6 шт. Кор. IL80-190-18,5/2 -2 шт. Цир.IL65-200-15/2 -2 шт. (2017)	G= 39,8м3/ч H=60м G= 108м3/ч H=42м G= 70м3/ч H=45м
57	150/70	ХВС IL 80-190-18,5/2 -3шт.(2020) Кор. IL 100/165-22/2 -2 шт.(2019) Цир. IL 50/160-5,5/2 -2 шт.	G=100 м3/ч H=44м G=200 м3/ч H=30м G=32 м3/ч H=30м
58	95/70	ХВС COR-4MVI 5205/CR – 15/2 - 5шт. Кор. IPg 250/415 -90/4 -2 шт.	G=40 м3/ч H=57м G=200÷400÷600м3/ч H=52÷48÷39м

№ ЦТП	Темпер. график	Количество групп насосов,	Характеристика повысительной станции ХВС, смесительных насосов отопления, цирк. насосов ГВС
		Цир. IL65/160-5,5/2 -2 шт.	G= 36м3/ч H=30м
59	150/70	XBC COR-5MVI-5206/CR – 15/2 -5 шт. Кор. IPg 125/205-37/2 -2 шт. Цир. IL 65/170-11/2 -2 шт. (2017)	G=56 м3/ч H=60м G=180 м3/ч H=43м G=75 м3/ч H=30м
60	150/70	XBC COR-MU-15205 KLF/CR-W - 5 шт. Кор. IPg 125/205-37/2 -2 шт. Цир. IL 65/170-11/2 -2 шт. (2021г)	G=56 м3/ч H=60м G=180 м3/ч H=43м G=81 м3/ч H=34м
61	95/70	XBC COR-MU-15205 CR-WMS-S - 6 шт. Кор. IPg 250/365-75/4 -2 шт. Цир. IL65/140-7,5/2 -2 шт.	G=53,3 м3/ч H=51м G=200÷400÷600м3/ч H=40,5÷37÷30м G=58 м3/ч H=26м
62	95/70	XBC COR-MVI-5205-3/16/E/3-400-50-2 KFL -6 шт. Кор. IPg 250/365-75/4 -2 шт. Цир. IL 80/160-11/2 -2 шт. (2015г)	G=33,3 м3/ч H=70м G=200÷400÷600м3/ч H=40,5÷37÷30м G= 76м3/ч H=31м
63	95/70	XBC COR-MVI-5205-3/16/E/3-400-50-2 KFL -5 шт. Кор. IPg 250/365-75/4 -2шт. Цир. IL 65/170- 11/2 – 2шт. (2019)	G=56 м3/ч H=60м G=200÷400÷600м3/ч H=40,5÷37,0÷30м G=67 м3/ч H=37м
64	150/70	XBC COR-5MVI 5005/CR – 15/2 - 5 шт. Кор. IL 100/160-18,5/2 -2 шт. Цир. IL 80/150-7,5/2 -2 шт.	G=32 м3/ч H=67м G=167 м3/ч H=27м G=50 м3/ч H=25м
65	95/70	XBC COR5-MVI-6504-M2-15-WMR -5 шт. Кор. IPg 200/295-30/4 -2 шт. Цир. IPn 100/315-15/4 -2 шт.	G=40 м3/ч H=60м G=90÷275÷490м3/ч H=25,4÷23,0÷15,0м G=65 м3/ч H=30м
66	95/70	XBC COR5-MVI-6504-M2-15-WMR -5 шт. Кор. IL 250/400-75/4 -2шт. Цир. IL 80/170-15/4 -2 шт. (2017)	G=40 м3/ч H=60м G=235м3/ч H=48м G=120 м3/ч H=30м
67	150/70	XBC MVI 5004-1/25/E/3-400-50-2 KLF - 4 шт. Кор. IPn 100/335-15/4 -1 шт. IPn 100/360-15/4 -1 шт. Цир. IPn 80/160-7,5/2 -2 шт.	G=50 м3/ч H=60м G=90 м3/ч H=35м G=90 м3/ч H=35м G=45 м3/ч H=30м
68	95/70	XBC COR5-MVI-6504-M2-15-WMR -5шт. Кор. IPg 200/295-30/4 KLF -2 шт. Цир. IL 65/160- 7,5/2 – 2шт. (2020)	G=40 м3/ч H=60м G=100÷300 ÷500м3/ч H=26÷23÷14м G=58 м3/ч H=30м
69	150/70	XBC COR 5-MV 6504 M2/15+WMR - 5 шт. Кор. IPn 125/315-18,5/4 -2 шт. Цир. IPN 80/160-7,5/2 -2 шт.	G=40 м3/ч H=60м G=150 м3/ч H=27м G=45 м3/ч H=30м
70	95/70	XBC MVI 5004-1/25/E/3-400-50-2 -4шт Кор. IPg 200/295-30 /4-2 шт. Цир. IPn 80/160-7,5/2 -2 шт.	G=50 м3/ч H=60м G=100÷300÷500м3/ч H=26÷23÷14м G=45 м3/ч H=30м
71	95/70	XBC Grundfos CR64-3-1 AFA – 15/2 - 4 шт. Кор. Grundfos CLM 200/285-30/4 -2 шт. Цир. IL 65/160 -7,5/2-2 шт. (2014г)	G=60 м3/ч H=64м G=75÷320÷500м3/ч H=24,4÷22,0÷15,0м G=58 м3/ч H=30м
72	95/70	XBC Grundfos CR64-3-1 AFA – 15/2 -4 шт. Кор. Grundfos CLM 200/285-30/4 -2 шт. Цир. IL 65/160 -7,5/2-2 шт. (2014г)	G=60 м3/ч H=64м G=75÷320÷500м3/ч H=24,4÷22,0÷15,0м G=58 м3/ч H=30м
73	150/70	XBC K80/50-200 -15кВт-2900 об.-1 шт. К 20-30-5кВт-3000об-1шт Кор. IL 65-160-7,5/2- 2 шт. Цир. IL 50-130-3/2 -2 шт. LP 65-200/202 -7,5/2-1 шт. (2017)	G=50 м3/ч H=50м G=20 м3/ч H=30м G=20 м3/ч H=30м G=55 м3/ч H=21м G=35 м3/ч H=42м
74	150/70	XBC K80-50-200 – 15кВт-2900 об-2 шт. Кор. KM 100-65-200 – 30кВт-2925 об2шт. Цир. IL 65-160-7,5/2 -2 шт. (2021) Подм. IL 65-160-7,5/2 -2 шт. (2019)	G=50 м3/ч H=50м G=100 м3/ч H=50м G=60 м3/ч H=30м G=60 м3/ч H=29м
75	150/70	XBC COR- 6MVI-5205 -15/2- 6 шт. Кор. IL80-160-11/2 -2 шт. Цир. IL65-200-15/2 -2 шт. (2017)	G= 33,3м3/ч H=60м G= 100м3/ч H=29м G= 75м3/ч H=45м
76	150/70	XBC COR-6MVI-5205 -18,5/2 - 6 шт. Кор. IL 100-160-18,5/2 -2 шт.	G= 41,3м3/ч H=60м G= 124м3/ч H=29м

№ ЦТП	Темпер. график	Количество групп насосов,	Характеристика повысительной станции ХВС, смесительных насосов отопления, цирк. насосов ГВС
		Цир. IL 80-160-11/2 -2 шт.	G= 77м3/ч H=31м
77	150/70	ХВС COR-6MVI-5207 – 18,5/2 - 6 шт. Кор.IL 80-160-11/2 -2 шт. Цир. IL 65-170-11/2 -2 шт.	G= 41,3м3/ч H=60м G= 126м3/ч H=26м G= 75м3/ч H=30м
78	150/70	ХВС COR-5MVI-5205 WMS-15/2-5шт Кор.IL 80/160 - 7,5/2 - 2 шт. Цир. IL 50/170 -7,5/2-2 шт.	G=33 м3/ч H=60м G=78,9 м3/ч H=29,7м G=45,6м3/ч H=33,9м
79	150/70	ХВС COR-5MVI-5205 – 15/2 - 5 шт. Кор. IL80-160-11/2 -2 шт.(2015г) Цир. IL65-160-7,5/2 -2 шт.(2015г)	G=33м3/ч H=60м G=126м3/ч H=26м G=60 м3/ч H=30м
80	95/70	ХВС IL 80-190-18,5/2-3шт.(2021) Кор. IL150-335-45/4 -2 шт.(2015г) Цир. IL 65-170-11/2 -2 шт..(2017) Откачивающие насосы Ipg 250/330-55/4 -2 шт.	G=100 м3/ч H=44м G=360 м3/ч H=34м G=75 м3/ч H=36м G=400 м3/ч H=30м
81	95/70	ХВС K100-65-200 – 30квт-3000 об.-1 шт. K 100-65-200a – 18,5квт-3000 об.-1 шт. Кор. IL150-335-45/4 -2 шт.(2015г) Цир. IL 65-170-11/2-2 шт.	G=100 м3/ч H=50м G=90 м3/ч H=40м G=406м3/ч H=30м G=50 м3/ч H=50м
82	95/70	ХВС IL65-220-18,5/2 -2 шт. Кор. IL150-335-45/4 -2 шт.(2015г) Цир. IL65-170-11/2 -2 шт.(2019)	G=70 м3/ч H=65м G=406м3/ч H=30м G=67 м3/ч H=37м
83	95/70	ХВС K 100-80-160-15квт.-3000-1шт. K 90/55-22квт.-3000-1шт. Кор. IL 200/335-45/4- 2 шт. (2014г) Цир. IL65-170-11/2 -2 шт.(2015г)	G=100 м3/ч H=32м G=90 м3/ч H=55м G=360м3/ч H=35м G=75 м3/ч H=36м
85	150/70	ХВС IL80-200-22/2 -3 шт.(2019) Кор. IL 100-165-22/2-2шт(2021) Цир. IL65-160-7,5/2 -2 шт.(2019)	G=120 м3/ч H=47м G=150 м3/ч H=33м G=60 м3/ч H=29м
86	95/70	Сетев. Д 315/71 -90квт-2925 об.-3 шт. Опрес. ЦНСА 60-198 -32квт.1470 об.1шт. Сетев. NL 150-400-55/4 -3 шт.	G=315 м3/ч H=71м G=60 м3/ч H=198м G=315 м3/ч H=42м
87	95/70	Сет. IL 200/345-45/4- 2 шт. (2014г)	G=360м3/ч H=35м
88	95/70	Сетев. NP 100/250V-75/2 -3 шт. Подп. IL 50/160-5,5/2 -2 шт. Откачивающ. IL125/300-18,5/4-3шт.	G=300м3/ч H=60м G=40 м3/ч H=27м
89	95/70	Откач. IL 100-190-30/2 -2 шт. (2019г) Сетев. IL 150-400-45/2 -3 шт. (2013г) Д 200/60- 1 шт.	G=160 м3/ч H=45м G=240 м3/ч H=40м G=315 м3/ч H=71м
90	95/70	Подп. IL 40/150-3/2- 2 шт. Сетевой. IL 250/380-75/4- 3 шт. Д630-90-2шт. KM 100-65-200-1шт.	G =23 м3/ч H=24м G =369 м3/ч H=41 м
93	95/70	ХВС K20/30 – 4квт-2900 об.-2 шт. Цир. K20/30 – 4квт-2900 об.-2шт.	G=20 м3/ч H=30м G=20 м3/ч H=30м
94	150/70	ХВС. MVI-5004 1/25/E/3-400-50-2 6 шт. Кор. Ipg-125/174-22/2 -2 шт. Цир. IPn 65/180-9/2 -2 шт.	G=40 м3/ч H=60м G=130 м3/ч H=35м G=48 м3/ч H=36м
95	150/70	ХВС. MVI-5004 1/25/E/3-400-50-2- 5 шт. Кор. IL 100/160-18,5/2 -2 шт. Цир. IPn 65/160-5,5/2 -2 шт.	G=50 м3/ч H=60м G=149 м3/ч H=28м G=45 м3/ч H=30м
96	150/70	ХВС. MVI-5006 -1/25/E/3-400-50-2- 6шт. Кор IPn 150/300-18,5/4 -2 шт. Цир. IL 80/170-15/2 -2 шт. (2017)	G=50 м3/ч H=50м G=200 м3/ч H=23м G=120м3/ч H=30м
97	150/70	ХВС MV 6504 –M2/15 - 6 шт. Кор. IPn 150/315-22/4 -2 шт. Цир. IPn 100/335-15/4 -2 шт.	G=40 м3/ч H=60м G=230 м3/ч H=26м G=90 м3/ч H=35м
98	150/70	ХВС Crundfos SR 64-3-1-AFA – 15/2 4 шт. Кор. Crundfos LF 100-200/210 -30/2-2 шт. Цир. Crundfos LP 80-160/164 -7,5/2 -2 шт.	G=60 м3/ч H=64м G=130 м3/ч H=52м G=43 м3/ч H=32м
99	150/70	ХВС. MVI-5202-3/16/E/3-400-50-2- 6 шт. Кор. IL 100/160-18,5/2 -2 шт. Цир. IL 65/160-7,5/2 -2 шт.	G=40 м3/ч H=60м G=149 м3/ч H=28м G=53 м3/ч H=30м
100	95/70	Кор . CLM 200/282 – 30/2 - 2 шт. Цир. IPn 40/180-4/2 -2 шт. Хвс. Crundfos CR 64-3-1 A-F-A-E-EU-15/2 -4 шт.	G=75÷320÷500м3/ч H=24,4÷22,0÷15,0м G=13 м3/ч H=35м

№ ЦТП	Темпер. график	Количество групп насосов,	Характеристика повысительной станции ХВС, смесительных насосов отопления, цирк. насосов ГВС
			G=15 м3/ч H=64м
Госснаб	95/70	Сет. IPn 65/180-9/2 -1 шт. TOP-S 50/7-2шт.	G=20÷30 ÷80м3/ч H=40÷39÷30м G=20÷30 ÷80м3/ч H=40÷39÷30м
ПС-1	95/70	Кор. IPn 65/180-9/2 -2 шт	G=20÷30 ÷80м3/ч H=40÷39÷30м
ПС-2	95/70	Кор. IPg-125/183-30/2.-2900 об.2 шт	G= 50÷120÷200 м3/ч H=42÷40÷28м
ПС-3	95/70	Сет. IL 50/160-5,5/2 -2 шт.	G=53 м3/ч H=30м
ПС-4	95/70	Сет. IL 200/380-75/4 -3 шт.(2017) IPn 150/360-37/4-1450 об.-4шт. Опр. ЦНС 60/190 - 55кВт. 2940 об. – 1шт.	G= 400 м3/ч H= 45 м G= 320 м3/ч H= 32 м G=60 м3/ч H=190м
ПС-5	95/70	Сет. K100-65-200а –18,5кВт-1500 об. 1шт. Сет. K100-65-200а –22кВт-1470 об. 1шт.	G=90 м3/ч H=40м
ПС-7	95-70	Сет. IL 200/380-75/4 -3 шт (2019)	G=400 м3/ч H=45м
ПС-КСК	95/70	Кор. IL 40/160-4/2 -2 шт	G=38м3/ч H=25м
КРП-1	150/70	ХВС COR 6MVI-5204/CR-11/2 - 6 шт.	G=41,6 м3/ч H=60м
КРП-4	150/70	ХВС COR 4MVI-3205/16/E/3- 4 шт.	G=41,6 м3/ч H=60м
		ХВС COR 5MVI-3205/16/E/3- 5 шт.	
102	150/70	ХВС COR5 MVI-5204 – 11/2- 5 шт.	G=27 м3/ч H=50м
		COR5 MVI-5204 – 11/2- 5 шт.	G=27 м3/ч H=50м
		Кор. IL 100/165-22/2 -2 шт.	G=163 м3/ч H=29м
		Цир. IL 65/140-7,5/2 -2 шт.	G=54 м3/ч H=25м
101	95/70	Хоз. COR MVI -1604-6/1/16/E/3-400-50-5/4/2-4шт	G=15 м3/ч H=31м
		Кор. IL 150/340-37/4-2шт.	G=135 м3/ч H=41м
		Цирк. IL 50/170-7,5/2-2шт.	G=16,5 м3/ч H=33м
		Откачив.IL 125/340-30/4 -2шт.	G=130 м3/ч H=36м
ПС-9 п.Кедровый,1	95-70	Цирк. TC IL 40-140-2,2/2 -2 шт.	G=17 м3/ч H=17м
ПС-10 п.Кедровый,1	95-70	Цирк. TC IL 50-130-3/2 -2шт.	G=49 м3/ч H=20м
ЦТП -104 п.Кедровый,2	95-70	ХВС MVI-1603 – 6- 2 шт.	G=8,8м3/ч H=20м
		Кор. IL 65-200-15/2 -2 шт.	G=40 м3/ч H=40м
		Цир. IL 32-150-2,2/2 -2 шт.	G=8,8 м3/ч H=20м
ИТП Майская,10	150-70	Сетев. TC TOP-S 65/13-2шт.	G=50 м3/ч H=15м
		Цирк. ГВС TOP-S 40/10-2шт.	G=18 м3/ч H=10м
		ХВС MHI E803-1/E/3-2-2S– 3 шт	G=30 м3/ч H=60м
ИТП Ленина,26	150-70	Цирк. IL 65/140-5,5/2-1шт.	G=53 м3/ч H=20м
		IL 65/140-5,5/2-1шт.	G=53 м3/ч H=20м
		Цирк. ГВС UPS -50-180F -2шт	G=15 м3/ч H=11м
		ХВС COR3 MVI-1604-1/E – 3 шт	G=35м3/ч H=35м
ЦТП-103 37мкр. Киртбая	150-70	Хоз.COR-5MVI 808/CC-5шт.	G=42 м3/ч H=65м
		Хоз.CO-5MVI 9503/2/CC-5шт.	G=110 м3/ч H=30м
		Цирк. IL 50/210-11/2-2шт.	G=15м3/ч H=50,3м
		Сет. IL 50/150-7,5/2-2шт.	G=42м3/ч H=30м
		Подпит. CO-1MVI 407/ER-2шт.	G=5м3/ч H=51м
БПТП 8ТК5	112-70	Сет. IL 65/140-7,5/2 -2 шт. (2017г)	G=54 м3/ч H=25м
		Сет. IL80-160-11/2 -2 шт.(2017г)	G=80 м3/ч H=30м
ИТП-50	150-70	Цирк. TOP S 80-15-1шт.	G=21 м3/ч H=12м
		Кор. Yonos Махо-D 65/0,5-16-1шт	G=26м3/ч H=11м
ЦТП-105 Медвежий угол	95-70	Сет.IL 100/350-11/4-2шт.	G=66 м3/ч H=33м
		ХВС. К-80-50-200-11кВт-3000 об.-2шт.	G=50 м3/ч H=50м
ЦТП-106	95-70	Сет.Grundfos TPE 80-270/4-S-2шт	G=79 м3/ч H=22,7м
АУУ АБК РТС-2	95-70	Цирк.CO Yonos Махо 25/0,5-10-1шт.	G=2,31 м3/ч H=3м
АУУ Здание ОДС	95-70	Цирк.CO Yonos Махо 25/0,5-10-1шт.	G=4,62 м3/ч H=3м
АУУ Спорт Зал	95-70	Цирк.CO Yonos Махо 25/0,5-10-1шт.	G=2,31 м3/ч H=3м

3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов)

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 грундбуксы.

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).

Статистика отказов (инцидентов) на тепловых сетях и ее динамика за 2021-2025 гг. по г. Сургуту представлены в таблице и на рисунке ниже. Подробный анализ статистики отказов представлен в разделе 9



Рисунок 3.46 – Соотношение числа отказов

Таблица 3.40 – Сведения об отказах на тепловых сетях города, в разрезе источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	ЕТО	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный период, шт.					Отказы в межотопительный период без учета испытаний, шт.					Удельная повреждаемость тепловых сетей за прошедший год, шт./ (км·год)					Удельная повреждаемость тепловых сетей за отопительный период, шт./ (км·год)				
			2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025
1	СГРЭС-1	1	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	Котельная ПКТС	1	190	119	154	116	132	190	100	112	97	110	0	0	42	19	22	5,37	3,36	4,35	3,28	3,75	5,37	2,83	3,17	2,46	3,13
3	СГРЭС-2*	1	125	77	66	69	77	125	74	64	65	72	0	0	2	4	5	0,53	0,31	0,2	0,21	0,48	0,53	0,3	0,19	0,19	0,45
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	1	18	5	6	3	14	18	4	4	3	14	0	0	2	0	0	0,81	0,23	0,15	0,08	0,96	0,81	0,18	0,1	0,25	0,96
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	1	34	18	26	1	12	34	16	19	1	12	0	0	7	0	0	0,64	0,34	0,31	0,01	0,41	0,64	0,3	0,23	0,04	0,41
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	1	20	3	7	1	4	20	1	4	1	4	0	0	3	0	0	0,42	0,06	0,09	0,01	0,10	0,42	0,02	0,05	0,06	0,10
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	1	3	0	0	0	2	3	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0,19	0	0	0	0,31	0,19	0	0	0,06	0,15
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	2	0	1	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	0,4	0	0
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	2	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,59	0	0	0	0,63	0,59	0	0	0	0
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	2	16	4	3	4	8	16	1	0	0	1	0	0	3	4	7	0,8	0,15	0,21	0,28	1,04	0,8	0,04	0	0	0,13
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	2	10	5	18	0	6	10	4	15	0	6	0	0	3	0		0,23	0,12	0,27	0	0,19	0,23	0,09	0,23	0,05	0,19
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	2	0	0	2	0	1	0	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,49	0	0,49	0	0	0,49	0	0,49
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	2	0	2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,29	0	0	0	0	0,29	0	0	0
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	2	0	0	1	2	2	0	0	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0,29	0,58	1,18	0	0	0,29	0,58	1,18
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	2	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,9	0	0	0	0	11,9	0	0	0
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	2	10	19	17	7	22	10	19	11	5	22	0	0	6	2	0	0,43	0,82	0,71	0,29	2,26	0,43	0,82	0,46	0,42	2,26

№ п/п	Наименование теплоисточника	ЕТО	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный период, шт.					Отказы в межотопительный период без учета испытаний, шт.					Удельная повреждаемость тепловых сетей за прошедший год, шт./ (км·год)					Удельная повреждаемость тепловых сетей за отопительный период, шт./ (км·год)				
			2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025
21	Котельная №29 п. Тажный СГМУП «ГТС»	2	1	1	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0,69	0,69	0	0	0,23	0,69	0,69	0	0	0,23
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	2	5	7	7	6	2	5	7	6	6	2	0	0	1	0	0	0,63	0,88	0,75	0,64	0,35	0,63	0,88	0,64	0,75	0,35
23	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (законсервирована, переведена в режим ЦТП)																										
24	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	2	0	3	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,15	0	0	1,47	0	0,72	0	0	0
25	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	2	3	0	0	1	1	3	0	0	0	1	0	0	0	1	0	5,89	0	0	0	0,50	5,89	0	0	0	0,5
26	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	2										0										0					0
28	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	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	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование теплоисточника	ЕТО	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный период, шт.					Отказы в межотопительный период без учета испытаний, шт.					Удельная повреждаемость тепловых сетей за прошедший год, шт./ (км·год)					Удельная повреждаемость тепловых сетей за отопительный период, шт./ (км·год)				
			2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025
42	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	Котельная К-45	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,06	0	0	0	0	0,06	0
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Котельная ООО «Газпром энерго»	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	Котельная АО «Сургутский Хлебозавод»	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	Котельная ООО УК «СЗТК»	7	0	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	Котельная ООО «ТВС- сервис»	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Котельная АО «Горремстрой»	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	Котельная ООО «СКАТ- База»	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	Котельная АО "Завод промстройдеталей"	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* - Указана величина функциональных отказов и инцидентов на сетях СГМУП «ГТС» /ООО «СГЭС»

В зонах деятельности остальных единых теплоснабжающих организаций отказы на сетях отсутствуют.

Показатели восстановления представлены в Книге 2 Том 2 раздел 9.

3.10. Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2020-2025 гг.

Время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения.

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей в отопительный период в зависимости от диаметра трубопровода, представлена в таблице ниже.

Таблица 3.41 – Среднее время восстановлений тепловых сетей

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	до 54

В указанную статистику включены интервалы времени, от момента выявления дефекта по месту и характеру (после проведения работ по вскрытию), отключения участка СПР, заполнения и включения в работу с закрытием аварийной заявки. При оценке данных временных затрат не включались технологические операции по доставке дежурных бригад к месту возможной аварии, оперативные переключения по выявлению участка с повышенным расходом и время согласования проведения раскопок с владельцами смежных объектов инженерной инфраструктуры.

В целом по городу время восстановления работоспособности тепловых сетей соответствует установленным нормативам.

Обобщенная статистика восстановлений магистральных и распределительных тепловых сетей СГРЭС-1, СГРЭС-2 и котельных г. Сургута за 2020 – 2025 гг. представлена в таблицах раздела 9.

3.11. 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 не подходят.

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, переключков 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 переключки, 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 гидропневматической 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 графика 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.

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

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

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

гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

испытаниям на максимальную температуру теплоносителя 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 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 теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, 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 теплоснабжения.

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

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

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

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

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

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

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

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу 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», АО «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», ООО «Скат-База», АО «Аэропорт Сургут», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ТВС-Сервис», соответствуют нормативно-технической документации.

3.13. 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 с 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 в тепловых сетях СГМУП "ГТС" представлены в таблице ниже.

Таблица 3.42 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях СГМУП "ГТС"

Год утверждения	Утвержденные (нормативные) потери тепловой энергии, Гкал	Утвержденные (нормативные) потери теплоносителя, м³	Затраты ЭЭ, тыс. кВтч	Приказ Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики ХМАО-Югры
СГМУП "ГТС" (по основному тарифу)				
2020	208 934,5	900 601,6	8 203,1	№ 49-нп от 13.11.2015
2021	208 934,5	900 601,6	8 203,1	№ 49-нп от 13.11.2015
2022	283 540,3	1 066 694,60	-	№ 1-нп от 24.01.2022
2023	283 540,3	1 066 694,60	-	№ 1-нп от 24.01.2022
2024-2028	281 653,0	1 064 026,14	-	№ 32-нп от 24.10.2023
СГМУП "ГТС" (по тарифу на услуги по передаче т/энергии)				
2025-2027	3 643,39	3 674,043	-	№ 44-нп от 28.10.2024

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

Таблица 3.43 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям ООО «СГЭС», г. Сургут на 2021-2025 год

ПОТЕРИ, тыс. Гкал	2021				2022			2023			2024			2025	
Показатели	Утверждено ДепЖКК на 2021г № 3-нп	РСТ 2021г.	Отклонения	Факт 2021	Утверждено ДепЖКК на 2022г № 27-нп	РСТ 2022	Факт 2022	Утверждено Деп ЖКК на 2023г. № 24-нп от 21.09.22	РСТ 2023г.	Факт 2023г.	Утверждено Деп ЖКК на 2024г. № 42-нп от 20.11.23	РСТ 2024г.	Факт 2024г.	РСТ 2025г.	Факт 2025 г.
ООО «СГЭС»															
всего, в т.ч.	164.620	149.773	0.035	144.670	174.880	146.901	102.706	176.020	148.087	149.354	178.692	174.837	136.429	176,525	137,952
то же в %	6.14%	5.31%		4.82%	6.36%	5.27%	3.60%	6.30%	5.29%	5.35%		6.04%	4.68%	-	5%
Полезный отпуск	2 681.230	2 823.170		3 003.620	2 748.090	2 785.130	2 855.751	2 792.370	2 801.001	2 791.731	0.000	2 892.945	2 914.529	-	2 582,360
СГРЭС-1,2															
Потери т/э в сетях	154.330	139.662	0.033	137.120	161.270	135.421	88.857	161.550	135.421	139.085	163.209	163.209	122.478	163,209	131,854
то же в %	6.11%	5.24%		5.09%	6.24%	5.24%	3.42%	6.25%	5.24%	5.57%		6.14%	4.66%	-	5,46%
Полезный отпуск	2 525.640	2 665.302		2 692.004	2 584.380	2 584.380	2 597.415	2 584.380	2 584.378	2 496.996		2 656.616	2 628.410	-	2 412,90
Котельная К-45															
Потери т/э в сетях	8.620	8.120	0.058	3.730	11.890	8.121	10.928	12.230	9.325	6.826	13.243	9.415	11.176	13,243	6,044
то же в %	8.32%	7.84%		2.43%	10.64%	7.27%	7.25%	10.27%	7.27%	4.49%		7.27%	6.29%	-	3,63%
Полезный отпуск	103.630	103.627		153.145	111.750	111.751	150.627	118.990	128.315	152.046		129.560	177.726	-	166,640
Передача 30мкр															
Потери т/э в сетях	1.600	1.954	0.025	3.728	1.650	3.289	2.863	2.160	3.289	3.393	2.160	2.160	2.690	-	2.690
то же в %	3.24%	3.81%		2.39%	3.34%	3.81%	2.72%	2.50%	3.81%	2.41%		2.06%	2.54%	-	2.54%
Полезный отпуск	49.330	51.286		156.097	49.330	86.329	105.442	86.329	86.330	140.729		104.738	105.925	-	105.925
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)															
Потери т/э в сетях	0.070	0.037	0.045	0.091	0.070	0.070	0.059	0.080	0.052	0.050	0.081	0.053	0.085	0,074	0,053
то же в %	2.65%	1.25%		3.83%	2.65%	2.61%	2.59%	3.04%	2.63%	2.53%		2.61%	3.44%	-	1,88%
Полезный отпуск	2.630	2.959		2.375	2.630	2.670	2.268	2.670	1.978	1.960		2.031	2.468	-	2,816

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

Тепловые потери в тепловых сетях, находящихся в эксплуатации теплосетевых организаций г. Сургута за последние 5 лет, представлены в таблицах ниже.

Таблица 3.44 – Фактические технологические потери при передаче тепловой энергии в тепловых сетях за 2021-2025 гг.

Год	Отпуск в сеть, тыс. Гкал	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
ЕТО №1 - ООО «СГЭС»			
Тепломагистрали от СГРЭС-1 и СГРЭС-2 (сети ООО «СГЭС»)			
2021	2 693.04	459.44	17.06%
2022	2 601.02	494.085	19.00%
2023	2 497.00	139.06	5.57%
2024	2 632.94	122.48	4.65%
2025	2 412,90	131,854	5,46%
Котельная ПКТС			
2021	99,527	0	0,00%
2022	37,892	-0,199	-0,50%
2023	62,608	0	0,00%
2024	26,579	0	0,00%
2025	41,7462	0	0,00%
Котельная К-45			
2021	151,727	5,834	3,80%
2022	150,643	10,928	7,30%
2023	152,183	6,826	4,50%
2024	177,725	11,175	6,30%
2025	166,64	6,044	4%
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)			
2021	2,375	0,091	3,80%
2022	2,268	0,059	2,60%
2023	1,96	0,05	2,50%
2024	2,468	0,084	3,40%
2025	2,816	0,053	1,88%
Итого по ЕТО №1			
2021	2 946.67	465.365	15.79%
2022	2 791.82	504.873	18.08%
2023	2 713.75	145.936	5.38%
2024	2 839.71	133.739	4.71%
2025	2 624,10	137,95	5%
ЕТО №2 - СГМУП «ГТС»			
Котельная №1 СГМУП «ГТС»			
2021	56,446	-4,68	-8,30%
2022	69,674	15,013	21,50%
2023	90,165	30,005	33,30%
2024	93,928	31,771	33,8%
2025	83,02	21,58	26%
Котельная №2 СГМУП «ГТС»			
2021	137,62	14,434	10,50%
2022	122,918	8,439	6,90%
2023	127,154	16,298	12,80%
2024	125,194	12,185	9,70%

Год	Отпуск в сеть, тыс. Гкал	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2025	127,5	20,2	16%
Котельная №3 СГМУП «ГТС»			
2021	185,204	-2,96	-1,60%
2022	168,429	15,751	9,40%
2023	182,43	19,599	10,70%
2024	188,951	15,564	8,20%
2025	182,8	19,8	10,85%
Котельная №5 СГМУП «ГТС»			
2021	20,436	7,326	35,80%
2022	17,631	5,402	30,60%
2023	16,097	4,839	30,10%
2024	14,34	3,912	27,30%
2025	12,7841953	2,8815566	
Котельная №6 СГМУП «ГТС»			
2021	12,283	0,416	3,40%
2022	10,501	0,298	2,80%
2023	9,843	0,312	3,20%
2024	10,877	0,822	7,6%
2025	10,7820574	0,7588164	7%
Котельная №7 СГМУП «ГТС»			
2021	12,174	1,901	15,60%
2022	10,237	2,009	19,60%
2023	9,289	2,076	22,30%
2024	9,577	1,699	17,7%
2025	9,3661869	1,6944603	18%
Котельная №9 СГМУП «ГТС»			
2021	8,343	0,146	1,70%
2022	7,891	0,277	3,50%
2023	7,317	0,123	1,70%
2024	6,538	0,211	3,2%
2025	3,833142	0,3088684	8%
Котельная №13 СГМУП «ГТС»			
2021	15,496	4,527	29,20%
2022	15,943	1,345	8,40%
2023	14,088	4,675	33,20%
2024	11,064	3,289	29,7%
2025	13,7387102	4,8159879	35%
Котельная №14 СГМУП «ГТС»			
2021	143,73	15,666	10,90%
2022	129,016	15,357	11,90%
2023	127,872	8,663	6,80%
2024	136,901	14,858	10,9%
2025	126,1720618	9,4318746	7%
Котельная №21 СГМУП «ГТС»			
2021	9,339	0,966	10,30%
2022	8,878	1,225	13,80%
2023	9,2	1,367	14,90%
2024	9,245	1,364	14,8%
2025	8,6220719	0,41154	5%
Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»			
2021	4,6	0,309	6,70%
2022	4,452	0,409	9,20%
2023	4,214	0,814	19,30%
2024	3,979	0,683	17,2%

Год	Отпуск в сеть, тыс. Гкал	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2025	4,0259637	0,6325473	16%
Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»			
2021	7,443	0,1	1,30%
2022	7,371	-0,109	-1,50%
2023	7,07	0,018	0,30%
2024	7,348	-0,005	-0,1%
2025	6,8134189	-0,0802256	-1%
Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»			
2021	2,321	0,08	3,40%
2022	2,395	0,111	4,60%
2023	2,343	-0,197	-8,40%
2024	2,402	-0,356	-14,8%
2025	2,0290586	-0,1940146	-10%
Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»			
2021	0,688	0,594	86,30%
2022	0,588	0,469	79,80%
2023	0,561	0,418	74,60%
2024	0,628	0,447	71,1%
2025	0,5765735	0,4018662	70%
Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»			
2021	1,796	0,233	13,00%
Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»			
2021	4,081	0,529	13,00%
Котельная № 26, 27 "Набережный" СГМУП «ГТС»			
2022	5,517	0,605	11,00%
2023	5,409	0,503	9,30%
2024	5,619	0,738	13,1%
2025	5,5354063	0,8697374	
Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»			
2021	15,918	7,08	44,50%
2022	16,257	8,273	50,90%
2023	14,587	8,262	56,60%
2024	10,563	5,4	51,1%
2025	10,7031812	5,7890744	54%
Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»			
2021	6,243	1,99	31,90%
2022	5,508	0,842	15,30%
2023	5,143	1,672	32,50%
2024	5,321	1,685	31,7%
2025	5,0697269	1,6401215	32%
Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»			
2021	10,725	3,157	29,40%
2022	11,587	3,801	32,80%
2023	10,37	2,964	28,60%
2024	10,687	2,867	26,8%
2025	10,2284771	2,7903271	27%
Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (консервация с 12.12.2020г. Переведена в режим ЦТП)			
2021	-	-	-
2022	-	-	-
2023	-	-	-
2024	-	-	-
2025	-	-	-

Год	Отпуск в сеть, тыс. Гкал	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»			
2021	0,43	0,081	18,90%
2022	-	-	-
2023	-	-	-
2024	-	-	-
Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»			
2020	4,725	0,389	8,20%
2021	5,849	1,107	18,90%
Котельная №32 и №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»			
2022	5,85	0,762	13,00%
2023	5,214	0,473	9,10%
2024	5,879	0,686	11,7%
2025	5,796563	0,9624851	17%
Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»			
2020	0,994	-0,014	-1,40%
2021	1,01	-0,057	-5,60%
2022	0,855	-0,06	-7,00%
2023	0,818	0,012	1,40%
2024	0,93	-0,068	-7,3%
2025	0,8973858	0,0031759	0,4%
Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)			
2020	0	0	0,00%
2021	0	0	0,00%
2022	0	0	0,00%
2023	0	0	0,00%
Итого по ЕТО №2			
2020	584,831	84,486	14,40%
2021	663,766	52,945	8,00%
2022	659,39	80,219	12,20%
2023	649,184	102,896	15,85%
2024	659,971	97,752	14,81%
2025	630,33	94,72	15,03%
ЕТО №3 - ПАО «Сургутнефтегаз»			
Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	1,592	0	0,00%
2022	1,489	0	0,00%
2023	1,453	0	0,00%
2024	1,34	0	0,00%
2025	1205	0	0,00%
Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	8,554	0	0,00%
2022	7,556	0	0,00%
2023	6,758	0	0,00%
2024	7,216	0	0,00%
2025	6945	0	0,00%
Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	0	0	0,00%
2022	2,78	0	0,00%
2023	6,606	0	0,00%
2024	6,875	0	0,00%
2025	6898	0	0,00%
Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	19,962	0	0,00%
2022	15,743	0	0,00%

Год	Отпуск в сеть, тыс. Гкал	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2022	11,328	0	0,00%
2023	10,702	0	0,00%
2024	10,702	0	0,00%
2025	10236		
Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	3,264	0	0,00%
2022	3,03	0	0,00%
2023	3,032	0	0,00%
2024	3,255	0	0,00%
2025	3170	0	0,00%
Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	7,222	0	0,00%
2022	6,381	0	0,00%
2023	6,121	0	0,00%
2024	6,309	0	0,00%
2025	6435	0	0,00%
Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	4,839	0	0,00%
2022	4,102	0	0,00%
2023	4,168	0	0,00%
2024	4499	0	0,00%
2025	4079	0	0,00%
Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	12,101	0	0,00%
2022	11,388	0	0,00%
2023	10,8	0	0,00%
2024	10,736	0	0,00%
2025	10681	0	0,00%
Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	32,08	0	0,00%
2022	29,809	0	0,00%
2023	29,953	0	0,00%
2023	29,953	0	0,00%
2025	27166	0	0,00%
Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	36,113	0	0,00%
2022	31,987	0	0,00%
2023	30,798	0	0,00%
2024	31,73	0	0,00%
2025	29301	0	0,00%
Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	6,688	0	0,00%
2022	5,782	0	0,00%
2022	5,447	0	0,00%
2023	5,666	0	0,00%
2024	5,666	0	0,00%
2025	5496		
Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	12,988	0	0,00%
2022	11,913	0	0,00%
2023	11,398	0	0,00%
2024	11,835	0	0,00%
2025	11603	0	0,00%
Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»			

Год	Отпуск в сеть, тыс. Гкал	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2021	1,596	0	0,00%
2022	1,429	0	0,00%
2023	1,345	0	0,00%
2024	1,419	0	0,00%
2025	1323	0	0,00%
Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	6,466	0	0,00%
2022	5,88	0	0,00%
2023	5,698	0	0,00%
2024	5,73	0	0,00%
2025	5563	0	0,00%
Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	27,752	0	0,00%
2022	27,87	0	0,00%
2023	26,339	0	0,00%
2024	26,274	0	0,00%
2025	25401	0	0,00%
Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»			
2021	3,959	0	0,00%
2022	4,43	0	0,00%
2023	3,978	0	0,00%
2024	3,81	0	0,00%
2025	3,81	0	0,00%
Итого по ЕТО №3			
2021	382,303	9,712	2,50%
2022	361,123	14,699	4,10%
2023	165,222	0	0,00%
2024	167,374	0	0,00%
2025	159,312	0	0,00%
ЕТО №4 - ООО «Газпром энерго»			
Котельная ООО «Газпром энерго»			
2021	43,024	3,787	8,80%
2022	36,643	3,712	10,10%
2023	34,85	3,63	10,40%
2024	37,999	3,74	9,80%
2025	37,53	3,68	9,80%
Итого по ЕТО №4			
2021	43,024	3,787	8,80%
2022	36,643	3,712	10,10%
2023	34,85	3,63	10,40%
2024	37,999	3,74	9,80%
2025	37,53	3,68	9,80%
ЕТО №5 - АО «Аэропорт Сургут»			
Котельная АО «Аэропорт Сургут»			
2021	16,341	0,817	5,00%
2022	14,489	0,724	5,00%
2023	14,178	0	0,00%
2024	15,137	0,757	5,00%
2025	15,144	0,757	0,049986793
Итого по ЕТО №5			
2021	52,375	1,136	2,20%
2022	46,938	0,945	2,00%
2023	14,178	0	0,00%
2024	15,137	0,757	5,00%

Год	Отпуск в сеть, тыс. Гкал	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2025	15,144	0,757	5,00%
ЕТО №6 - АО «Сургутский Хлебозавод»			
Котельная АО «Сургутский Хлебозавод»			
2021	17,772	0,171	1,00%
2022	17,621	0,169	1,00%
2023	15,52	0,17	1,10%
2024	16,575	0	0,00%
2025	15,639	15,639	0,00%
Итого по ЕТО №6			
2021	17,8	0,2	1,00%
2022	17,6	0,2	1,00%
2023	15,52	0,17	1,10%
2024	16,575	0	0,00%
2025	15,639	15,639	0
ЕТО №7 - ООО УК «СЗТК»			
Котельная ООО УК «СЗТК»			
2021	9,892	0	0,00%
2022	8,232	0	0,00%
2023	8,295	0,507	6,10%
2024	9,237	0,564	6,10%
2025	8,4860	0	0,00%
Итого по ЕТО №7			
2021	9,9	0	0,00%
2022	8,2	0	0,00%
2023	8,295	0,507	6,10%
2024	9,237	0,564	6,10%
2025	8,4860	0	0,0000
ЕТО №8 - ООО «ТВС-сервис»			
Котельная ООО «ТВС-сервис»			
2021	6,136	0	0,00%
2022	5,021	0	0,00%
2023	5,021	0	0,00%
2024	5,021	0	0,00%
2025	5,021	0	0,00%
Итого по ЕТО №8			
2021	16,392	0,782	4,80%
2022	13,428	0,601	4,50%
2023	5,021	0	0,00%
2024	5,021	0	0,00%
2025	5,021	0	0,00%
ЕТО №9 - АО «Горремстрой»			
Котельная АО «Горремстрой»			
2021	2,234	0,148	6,60%
2022	1,575	0,052	3,30%
2023	1,618	0,005	0,30%
2024	1,92	0,067	0,30%
2025	3,987	0,083	2,08%
Итого по ЕТО №9			
2021	2,234	0,148	6,60%
2022	1,575	0,052	3,30%
2023	1,618	0,005	0,30%
2024	1,92	0,067	0,30%
2025	3,987	0,083	2,08%
ЕТО №10 - ООО «СКАТ-База»			

Год	Отпуск в сеть, тыс. Гкал	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
Котельная ООО «СКАТ-База»			
2021	5,451	0,545	10,00%
2022	4,606	0,46	10,00%
2023	5,225	0,261	5,00%
2024	5,097	0,259	5,00%
2025	5,536	0,266	4,81%
Итого по ЕТО №10			
2021	5,5	0,545	10,00%
2022	4,6	0,46	10,00%
2023	5,225	0,261	5,00%
2024	5,097	0,259	5,00%
2025	5,536	0,266	4,81%
ЕТО №11 - ООО «ТехСтрой»			
Котельная ООО «ТехСтрой»			
2021	0	0	0,00%
2022	1,218	0	0,00%
2023	3,912	0	0,00%
2024	4,84	0	0,00%
2025	4,84	0	0,00%
Итого по ЕТО №11			
2021	0	0	0,00%
2022	1,2	0	0,00%
2023	3,912	0	0,00%
2024	4,84	0	0,00%
2025	4,84	0	0,00%
ЕТО №12 АО "Завод промстройдеталей"			
2021	-	-	-
2022	-	-	-
2023	-	-	-
2024	-	-	-
2025	13,275	0,35256	2,66%
Итого по ЕТО №12*			
2021	-	-	-
2022	-	-	-
2023	-	-	-
2024	-	-	-
2025	13,275	0,35256	0,026558192
Итого по г. Сургуту			
2021	4 259,20	540,988	12,70%
2022	4 011,30	611,778	15,30%
2023	3 618,99	253,49	7,00%
2024	3762,88	236,88	6,30%
2025	3 523,20	253,45	7,19%

*- в 2021-2024 гг. котельная АО "Завод промстройдеталей" не осуществляла регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей теплосетевых организаций г. Сургута - отсутствуют.

3.16. 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 3.45 – Перечень кожухотрубчатых теплообменников на ГВС

№ ЦТП	мкр., квартал	Температурный график	Теплоисточник	Водонагреватели	Обозначение	Площадь поверхности нагревательной секции т/о, м²	Кол-во т/о, шт.	Год ввода
93	8 пром.узел	95-70	ПКТС-ГРЭС-1	Водоподогреватель	16ОСТ 34-558-68	28	4	2000
81	Ж.Д.	95-70	Кот. №13	Водоподогреватель	ТТАИ-19-1595		2	2020
					ТТАИ-19-1595-2		2	
73	Пож.депо	95-70	Кот. №3	Водоподогреватель	ТТАИ-20-254-2		2	2020
					ТТАИ-20-255		2	

Таблица 3.46 – Перечень пластинчатых теплообменников

№ ЦТП	мкр., квартал	Температурный график	Теплоисточник	Водонагреватели пластинчатые	Обозначение	Площадь поверхности нагревательной секции т/о, м²	Кол-во т/о, шт.	Кол-во пластин на т/о, шт.	V т/о, л	Год ввода
1	мкр.3	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	СТ160-GP237-2V	56,4	2	238	77,9	2003
2	мкр.17	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	НН-65	149,6	2	224	0,37	2014
4	мкр.4	150/70	котельная №2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М 15-MFG	74,4	2	121	302,5	2005
5	мкр.5	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	СТ160-GP225-2V	53,5	2	226	73,9	2003г
6	мкр.А	150/70	котельная №1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	DX-146Н-1Р-202	124	2	202	450	2004
7	12мкр.	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	2NT№150SHV/CD 16/51/65	63,84	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	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	СТ160-GP258	61,2	2	258	84,5	2003
10	мкр.А	150/70	котельная №1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М 15-MFG8	60,76	2	100	247,5	2002
11	мкр.А	150/70	котельная №1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	DX-146Н-1Р-202	124	2	202	450	2004
12	мкр.15А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	2NT№100MHV/CDH10/24/60	38	2	84	0,1	2015
13	мкр.15А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М-15 MFG	68,82	2	158	408	2007
14	мкр.15А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М-15 MFG	65,1	2	107	408	2007
15	мкр.6	150/70	котельная №2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	СТ160-GP145	34,3	2	146	47	2003
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.13А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М-15 MFG	42,8	2	71	175	2007
18	мкр.13А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М-15 MFG	79,98	2	131	408	2007
19	мкр.13А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	2NT№150SHV/CD 16/35/47	60,42	2	110		2013
20	Травматология	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	СТ160-GP150	35,3	2	150	48,8	2003
21	мкр.А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	2NT№150SHV/CD 16/45/65	60,42	2	110		2013

№ ЦТП	мкр., квартал	Температурный график	Теплоисточник	Водонагреватели пластинчатые	Обозначение	Площадь поверхности нагревательной секции т/о, м²	Кол-во т/о, шт.	Кол-во пластин на т/о, шт.	V т/о, л	Год ввода
22	мкр.7	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	НН-19	17,82	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.11Б	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М 15-MFG	68,2	2	111	277,5	2005
25	мкр.А	150/70	котельная №2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	2NT№100MHV/ CDH-10/32/57	40,38	2	89		2015
26	мкр.11А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М-15 MFG	99,8	2	161	407,5	2007
27	мкр.4	150/70	котельная №2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М-10 BFG	51,1	2	215	142,4	2007
28	мкр.6	150/70	котельная №2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М-15 MFG	74,4	2	122	306	2007
29	мкр.5А	150/70	котельная №2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	2NT№100THV/ CDL 10/36/46	21,06	2	82		2017
30	мкр.5А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	ТИ 52-137	69,68	2	137		2018
31	мкр.11А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М-15 MFG	81,76	2	150	408	2007
32	мкр.11А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М 15-MFG	76,88	2	125	312,5	2005
33	мкр.11	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М 15-MFG	62	2	101	252,5	2005
34	мкр.11	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М 15-MFG	67	2	109	272	2005
35	мкр.7А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М15-BFG	36,6	2	61	150	2005
36	мкр.7А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М10-BFG	47	2	197	130	2005
37	мкр.14	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М-15 MFG	93	2	140	408	2007
38	мкр.34	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М10-BFG	45,12	2	189	124,7	2005
39	мкр.34	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М10-BFG	45,12	2	189	124,7	2005
40	мкр.15	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М10-BFG	36,48	2	153	100,98	2005
41	хоз.зона	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	ЭТ-021-16-106	24,48	2	106		2019
42	мкр.17	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М10-BFG	39,36	2	165	108,9	2005
43	мкр.33	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М10-BFG	51,12	2	215	142,2	2007
45	мкр.16А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М 15-MFG8	43,2	2	182	119,5	2002
46	ПИКС	95/70	котельная №13	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М-15 MFG	60,78	2	100	402	2007
47	п.Звездный	95/70	котельная №21	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М10-BFG	19,2	2	81	53,46	2005
48	мкр.16А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М 15-MFG	54,6	2	91	222	2005
49	33	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	2NT№150SHV/B16/47/79	69,54	2	126		2017
50	мкр.33	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	М-10 BFG	51,12	2	215	142,4	2007

№ ЦТП	мкр., квартал	Температурный график	Теплоисточник	Водонагреватели пластинчатые	Обозначение	Площадь поверхности нагревательной секции т/о, м²	Кол-во т/о, шт.	Кол-во пластин на т/о, шт.	V т/о, л	Год ввода
51	мкр.23	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	DX-22H-1P-254	55,4	2	254	310	2004
52	мкр.23	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M-15 MFG	83,08	2	136	344	2007
53	мкр.23	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M-10 MFG	55,18	2	91	228	2007
54	мкр.23	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	DX-22H-1P-130	28,2	2	130	160	2004
55	мкр.24	150/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	CT160-GP-254	60,2	2	254	100	2003
56	мкр.26	150/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M 15-MFG	58,28	2	95	237,5	2005
57	мкр.26	150/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	2NT№100XHV/ CDL 16/29/44	18,63	2	73		2017
58	мкр.28А	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	DX-22H-1P-178	55,4	2	254	310	2004
59	мкр.27	150/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	DX-146H-1P-188	115,3	2	188	420	2004
60	мкр.27	150/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	DX-146H-1P-214	131,4	2	214	480	2004
61	мкр.25	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	DX-146H-1P-148	90,52	2	148	330	2004
62	мкр.25	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	DX-146H-1P-188	115,32	2	188	420	2004
63	мкр.25	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	DX-146H-1P-188	115,32	2	188	420	2004
64	мкр.20А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	CT160-GP230	54,5	2	230	75,2	2003
65	мкр.10	95/70	котельная №3	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M10-BFG	30,48	2	153	101	2001
66	мкр.10	95/70	котельная №3	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M10-BFG	36,48	2	153	101	2001
67	мкр.9А	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	2002
69	Квартал "А"	150/70	котельная №3	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M10-BFG	28,32	2	119	78,5	2002
70	мкр.8	95/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M10-BFG	33	2	153	150	2001
71	мкр.8	95/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M10 BFC	36,48	2	153	101	2000
72	квартал 6	95/70	котельная №3	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M10 BFC	36,48	2	154	101	2000
74		150/70	котельная №3	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	HH-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	2005
76	Центральный	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M 15-MFG	79,4	2	129	322,5	2005
77	Центральный	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M 15-MFG	80,6	2	131	325,5	2005
78	мкр.32	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M-10 BFG	39,6	2	165	109,6	2007
79	мкр.32	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M 10-MFG-8	44,16	2	185	122,1	2005

№ ЦТП	мкр., квартал	Температурный график	Теплоисточник	Водонагреватели пластинчатые	Обозначение	Площадь поверхности нагревательной секции т/о, м²	Кол-во т/о, шт.	Кол-во пластин на т/о, шт.	V т/о, л	Год ввода
80	ПИКС	130/70	котельная №13	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	2NT 150 S HV/CD-16/54-70	62,4	2	124	340	2012
81	ЖД	95/70	котельная №13	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	НН-41	112,95	2	255		2014
82	ЖД	95/70	котельная №13	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	НН-62	89,76	2	136		2016
83	ПИКС	95/70	котельная №13	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	2NT№150SHV/CDH 10/39/77	69,44	2	116		2015
85	мкр.18	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	НН-62	78,88	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-22H-1P-141	30,58	2	141	180	2005г
88	Речпорт	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о СО одноступенчатый	DX-140H-1P-96	58,28	3	96	220	2004
					M-6	8,14	1	30	50	
					APV	86,5	1	103	250	
89	п. Гидроме-ханизаторов	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о СО одноступенчатый	M15-BFG8	60,14	3	99	152	2000
					APV	86,5	1	103	250	
90	Черный мыс	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о СО одноступенчатый	M10-BFG	25,4	6	141	0,071	передано в 2007
94	мкр.2	150/70	котельная №2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M10-BFG	44,2	2	186	122	2003
95	мкр.5А	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M 15-MFG-8	75,64	2	124	297,5	2005
96	мкр.11Б	150/70	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	37,84	2	173	173	2003
98	мкр.33	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M 10-MFG	37,84	2	174	173	2003
99	мкр.5	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	P31/16-89	13,5	2	89	69,6	
100	Черный мыс	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M-10 MFG	33	2	151	151	
101	ПСО-34	95/70	ГРЭС-2	пластинчатый т/о СО одноступенчатый	M 15-BFM	0,122	2	78	0,122	2011
				пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	M 10-BFM	0,033	2	49	0,033	
				пластинчатый т/о СО одноступенчатый	T5-MFG	0,005	1	16	0,005	
102	мкр.31	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	Funke FP 205/16-113	39,8	2	113	300	2010
103	мкр.37	150/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	2NT№50MHV/COS 16/20/29	18,36	2	49	0,033	
				пластинчатый т/о СО одноступенчатый	NT 100 TH/CВД-10/52	13,5	2	52	69,6	
БПТП 8ТК5	ул. Маяковского	95/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о СО одноступенчатый	DX-22-1P-141	30,58	2	141	180	
ЦТП	п.Госснаб	95/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о СО одноступенчатый	M6-MFC	6,44	1	17	20,2	2006
Госснаб					M10-BFC	10,36	2	71	32,2	
ИТП	Майская 10	95/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о СО одноступенчатый	FP 14/16-53	4,95	2	53	0,0112	2006
				пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	FP 14/16-37	4,95	2	37		
ИТП	Ленина 26	95/70	ГРЭС-1	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	РИДАН НН № 21	12,2	2	43	0,05	2013

№ ЦТП	мкр., квартал	Температурный график	Теплоисточник	Водонагреватели пластинчатые	Обозначение	Площадь поверхности нагревательной секции т/о, м²	Кол-во т/о, шт.	Кол-во пластин на т/о, шт.	V т/о, л	Год ввода
ИТП-50	Маяковского 11	150/70	СГРЭС-1	пластинчатый т/о СО одноступенчатый	РИДАН НН№14		1	30		передали в 2019
				пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	РИДАН НН№14		1	49		
104	п. Кедровый-2	95/70	СГРЭС-2	пластинчатый т/о ГВС двухступенчатый	FP 20/16-105	9,8	2	105		передали в 2020
105	п. Медвежий угол	95/70	КК-45	пластинчатый т/о СО одноступенчатый	S31-41-1-E	11,7	2	41		2020
106	36кв.	95-70	КК-45	Пластинчатый т/о СО – одноступенчатый.	РИДАН 21E	25,99	2	115	54,72	2020
АУ Здание ОДС	Нефтяников 24	95/70	котельная №1	пластинчатый т/о СО одноступенчатый	HX25-M79974211-10					2020
АУ АБК РТС-2	Нефтяников 24	95/70	котельная №1	пластинчатый т/о СО одноступенчатый	CLP008M5SI10					2020

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

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 3.47 - Оснащенность потребителей приборами учета тепловой энергии СГМУП «ГТС»

Зона теплоснабжения	Потребители, имеющие приборы учета		Потребители, у которых отсутствуют приборы учета		% оснащенности приборами учета (по договорной нагрузке)
	Количество, ед.	Договорная нагрузка таких потребителей, Гкал/ч	Количество, ед.	Договорная нагрузка таких потребителей, Гкал/ч	
Тепломагистрали от СГРЭС-1 (ООО «СГЭС»)	1794	640,549	47	3,368	99,5%
Тепломагистрали от СГРЭС-2 (ООО «СГЭС»)	621	208,688	291	12,427	94,4%
Котельная №1 (СГМУП «ГТС»)	87	26,498	28	1,612	94,3%
Котельная №2 (СГМУП «ГТС»)	174	61,594	29	1,527	97,6%
Котельная №3 (СГМУП «ГТС»)	235	77,384	3	0,026	100,0%
Котельная №5 (СГМУП «ГТС»)	43	4,107	24	1,248	76,7%
Котельная №6 (СГМУП «ГТС»)	37	5,648			100,0%
Котельная №7 (СГМУП «ГТС»)	15	3,939	2	0,069	98,3%
Котельная №9 (СГМУП «ГТС»)	16	4,288			100,0%
Котельная №13 (СГМУП «ГТС»)	68	6,810	3	0,148	97,9%
Котельная №14 (СГМУП «ГТС»)	149	42,746	6	0,093	99,8%
Котельная №21 (СГМУП «ГТС»)	8	2,892			100,0%
Котельная №22 "Олимпия" (СГМУП «ГТС»)	21	1,359			100,0%
Котельная №23 "Ледовый Дворец" (СГМУП «ГТС»)	3	5,609			100,0%
Котельная №24 "Нефтяник" (СГМУП «ГТС»)	1	1,653			100,0%
Котельная №25 п. Лесной (СГМУП «ГТС»)			11	0,072	0,0%
Котельная №26 "Набережный" (СГМУП «ГТС»)	2	1,087			100,0%
Котельная №27 "Набережный" (СГМУП «ГТС»)	1	0,529			100,0%
Котельная №28 п. Юность (СГМУП «ГТС»)	24	2,797	49	1,959	58,8%
Котельная №29 п. Таежный (СГМУП «ГТС»)	22	1,795	29	0,345	83,9%
Котельная №30 п. Лунный (СГМУП «ГТС»)	34	2,572	43	0,677	79,2%
ЦТП-105 п. Медвежий угол (Котельная №31 (СГМУП «ГТС»))	4	0,218	3	0,275	44,2%
Котельная №32 п. Снежный (СГМУП «ГТС»)	2	0,980			100,0%
Котельная №33 п. Снежный (СГМУП «ГТС»)	5	3,246	1	0,005	99,8%
Котельная №34 Крылова, 40 (СГМУП «ГТС»)	1	1,124			100,0%
Всего:	3367	1108,109	569	23,852	97,9%

3.18. 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 отпуска тепла 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.

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

Оснащенность ЦТП, ПСС ГМУП «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 3.48 – 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 температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
2.	2.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	Нет.	Нет.	Нет.
3.	4.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
4.	5.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
5.	6.	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
6.	7.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
7.	8.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
8.	9.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
9.	10	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
10.	11.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
11.	12.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, Дистанционное (диспетчер).	По Температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, Дистанционное (диспетчер).
12.	13.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное	По температурному	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.
					(диспетчер).	графику.		дистанционное (диспетчер).
13.	14.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
14.	15.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
15.	16	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
16.	17.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
17.	18.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
18.	19.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
19.	20.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
20.	21.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
21.	22.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
22.	23.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
23.	24.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному 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.
24.	25.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
25.	26.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
26.	27.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
27.	28.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
28.	29.	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
29.	30.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
30.	31.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
31.	32.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
32.	33.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
33.	34.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
34.	35.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
35..	36.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное	По температурному	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.
					(диспетчер).	графику.		дистанционное (диспетчер).
36.	37.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
37.	38.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
38.	39.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
39.	40.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
40.	41.	Телескоп +	По температуре	По перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
41.	42.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
42.	43.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
43.	45.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
44.	46.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
45.	47.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
46.	48.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному 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 температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
48.	50.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
49.	51.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
50.	52.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
51.	53.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
52.	54.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
53.	55.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
54.	56.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
55.	57.	Телескоп +	По температуре	По перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
56.	58.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
57.	59.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
58.	60.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное	По температурному графику.	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).			(диспетчер).
59.	61.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
60.	62.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
61.	63.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
62.	64.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
63.	65.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
64.	66.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
65.	67.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
66.	68.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
67.	69.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
68.	70.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
69.	71.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному 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.
70.	72.	Vista.	По	Нет.	Автоматическое, ручное,	По	По перепаду.	Автоматическое, ручное,
71.	73.	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
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 температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
80.	82.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
81.	83.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному 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.
83.	85.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
84.	86.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
85.	87.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
86.	88.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
87.	89.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
88.	90.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
91.	93.	Телескоп +	По температуре.	.				
92	94.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
93	95.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
94	96.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
95	97.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
96	98.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	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).
97	99.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
98	100.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
99	101.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
100	102	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
101	Госснаб.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
102	ПС-1	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
103	ПС-2	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
104	ПС-3	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
105	ПС-4	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
106	ПС-5	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
107	ПС-7	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному 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.
108	ПС-8	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
109	ПС-КСК	Vista.	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	Нет.	Нет.
110	КРП-1	Vista.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
111	КРП-2	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
112	КРП-4	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
115	ИТП Майская 10	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температуре.	По перепаду.	Нет.
116.	ИТП Ленина 26	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
117	ЦТП-103	Телескоп+	по температуре	по перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер)	по температуре	по перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер)
118	ЦТП-105 Медвежий угол	Телескоп+	по температуре	по перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер)	по температуре	по перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер)
119	104	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
120	105	Телескоп +	Нет	Нет	Нет	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
121	ПС -9	Телескоп +	Нет	Нет	Нет	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
122	ПС -10	Телескоп +	Нет	Нет	Нет	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
123	КРП-3	Телескоп +	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
124	КРП-5	Телескоп +	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет

№ 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.
125	КРП-6	Телескоп +	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
126	БПТП-8ТК5	Телескоп +	Нет	Нет	Нет	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
127	ИТП-50	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

3.20. 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.

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

Перечень бесхозных сетей теплоснабжения и горячего водоснабжения по состоянию на 08.05.2026 г. приведен ниже в таблицах.

Таблица 3.49 – Перечень выявленных бесхозных сетей

№ п/п	Наименование	Месторасположение	Организация	Кадастровый номер	Дата постановки	Протяженность
Сети теплоснабжения						
1	Сети теплоснабжения от УТ-1 до наружной стены жилого дома по ул. Восход, 1	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, микрорайон 1	СГМУП "ГТС"	86:10:0101140:3203	22.08.2025	41,0
2	Сети теплоснабжения от УТ-6 до точки «А» по ул. 30 лет Победы, 51/5	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут	СГМУП "ГТС"	86:10:0101198:1215	19.08.2025	197,0
3	«Сети теплоснабжения от УТ-4 до стены жилого дома по ул. Ивана Захарова, 18»	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, мкр. 316	СГМУП "ГТС"	86:10:0101250:5007	30.12.2025	66,0
4	«Сети теплоснабжения» с кадастровым номером 86:10:0101006:7453	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут	СГМУП "ГТС"	86:10:0101006:7453	03.12.2025	205,0
5	«Теплотрасса» с кадастровым номером 86:10:0101146:1507	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, проезд Кедровый, д. 4	СГМУП "ГТС"	86:10:0101146:1507	18.12.2025	17,0

3.22. Резервы и дефициты производственных мощностей существующих тепловых пунктов и их подзон теплоснабжения (распределительных (квартирных) тепловых сетей до конечных потребителей) с учетом перспективной тепловой нагрузки, а также увеличения нагрузки объектов теплоснабжения на нужды ГВС в связи с необходимостью обеспечения температуры горячей воды на границе раздела не ниже +60 °С

Резервы и дефициты производственных мощностей существующих тепловых пунктов и их подзон теплоснабжения представлены в таблице ниже.

Таблица 3.50 – Резервы и дефициты производственных мощностей существующих тепловых пунктов и их подзон теплоснабжения

ЦТП	Темп. График	Мкр.	Установленная мощность ЦТП				Присоединенная (проект) нагр.				Присоединенная нагрузка (персп.) нагр.				Запас мощности
			Всего	Отопл.	ГВС	Вент	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	
БТПП Профсоюзов-	150-70	Северная промзона	1,44	0,84	0,08	0,52	1,444	1,089	0,077	0,277	1,444	1,089	0,077	0,277	-0,004
БТПП-25	95-70	мкр 30	1,3	1,3	0	0	0,531	0,531	0	0	0,531	0,531	0	0	0,769
БТП	95-70	п. Госснаб	0,8	0,7	0,1	0	0,069	0,069	0	0	0,069	0,069	0	0	0,731
КРП мкр 31Б	150-70	мкр 31"Б"	16,9	16,9	0	0	9,184	4,98	3,105	1,099	14,204	6,457	5,389	2,358	2,696
КРП ПИКС	130-70	мкр ПИКС	6,08	2,58	2,12	1,38	2,23	1,048	1,182	0	2,23	1,048	1,182	0	3,85
КРП-1 мкр.20А	150-70	мкр 20"А"	18,057	10,835	3,729	3,493	12,476	7,466	3,434	1,577	17,353	9,224	3,954	4,175	0,704
КРП-2 мкр. 20А	150-70	мкр 20"А"	8,73	4,563	2,285	1,882									
КРП-4 мкр 32	150-70	мкр 32	8	8	0	0	6,254	2,531	1,441	2,283	6,254	2,531	1,441	2,283	1,746
КРП-73 мкр.30	150-70	мкр 30	36,996	18,677	12,841	5,478	4,243	2,559	1,683	0	7,438	4,633	2,804	0	29,558
КРП№1 (16)	150-70	мкр 27а	20,04	15,44	4,6	0	8,119	5,012	2,92	0,187	8,119	5,012	2,92	0,187	11,921
КРП№2 (63)	150-70	мкр 34	24,095	14,415	9,68	0	17,344	7,732	7,264	2,348	17,344	7,732	7,264	2,348	6,751
ПС-1	95-70	мкр 1	1,267	1,24	0	0,027	0,541	0,541	0	0	0,541	0,541	0	0	0,726
ПС-10	95-70	пос. Кедровый-	0,648	0,519	0,129	0	0,772	0,772	0	0	0,867	0,867	0	0	-0,219
ПС-2	95-70	мкр 1	2,237	2,09	0,115	0,032	1,41	1,22	0,158	0,032	1,529	1,22	0,158	0,151	0,708
ПС-3	95-70	ЦПКРС	0,377	0,36	0	0,017	0,115	0,098	0	0,017	0,115	0,098	0	0,017	0,262

ЦТП	Темп. График	Мкр.	Установленная мощность ЦТП				Присоединенная (проект) нагр.				Присоединенная нагрузка (персп.) нагр.				Запас мощности
			Всего	Отопл.	ГВС	Вент	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	
ПС-4	95-70	Северная промзона	18	18	0	0	18,628	16,689	0,059	1,88	20,874	17,327	0,059	3,488	-2,874
ПС-5	95-70	8 промузел	2,418	2,418	0	0	1,353	1,313	0,003	0,037	1,353	1,313	0,003	0,037	1,065
ПС-9	95-70	пос. Кедровый-	0,23	0,184	0,046	0	0,408	0,408	0	0	0,408	0,408	0	0	-0,178
ПС-КСК	95-70	Геолог	0,212	0,212	0	0	0,106	0,106	0	0	0,106	0,106	0	0	0,107
ЦТП мкр 37	150-70	мкр 37	17,18	10,12	4,1	2,96	9,006	4,912	3,733	0,362	9,006	4,912	3,733	0,362	8,174
ЦТП-1	150-70	мкр 3	18,6	11,7	6,9	0	9,753	4,944	4,506	0,303	9,813	4,944	4,566	0,303	8,787
ЦТП-10	150-70	мкр "А"	16,5	10	6,5	0	6,644	4,133	2,452	0,059	6,644	4,133	2,452	0,059	9,856
ЦТП-100	95-70	Черный мыс	9,3	7	2,3	0	1,391	0,988	0,04	0,363	1,391	0,988	0,04	0,363	7,909
ЦТП-101(ПСО-34)	95-70	ПСО-34	4,5	3	1,5	0	2,065	2,039	0,009	0,017	2,065	2,039	0,009	0,017	2,436
ЦТП-102(проектЦ	150-70	мкр 31	16,5	8,29	5,31	2,9	9,278	5,224	1,965	2,089	9,278	5,224	1,965	2,089	7,222
ЦТП-104	95-70	пос. Кедровый-	2,15	1,4	0,75	0	0,693	0,613	0,081	0	0,693	0,613	0,081	0	1,457
ЦТП-105	95-70	Медвежий угол	1,31	1,31	0	0	0,508	0,487	0,021	0	0,508	0,487	0,021	0	0,802
ЦТП-11	150-70	мкр "А"	21,5	13	8,5	0	14,408	8,302	4,936	1,17	14,468	8,302	4,996	1,17	7,032
ЦТП-12	150-70	мкр 15"А"	12,257	7,774	2,962	1,521	13,106	7,171	5,444	0,491	13,106	7,171	5,444	0,491	-0,849
ЦТП-13	150-70	мкр 15"А"	22,1	15,8	6,3	0	15,856	7,843	5,509	2,504	15,856	7,843	5,509	2,504	6,244

ЦТП	Темп. График	Мкр.	Установленная мощность ЦТП				Присоединенная (проект) нагр.				Присоединенная нагрузка (персп.) нагр.				Запас мощности
			Всего	Отопл.	ГВС	Вент	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	
ЦТП-14	150-70	мкр 15"А"	14,7	8,36	6,34	0	10,1	5,626	4,413	0,062	10,1	5,626	4,413	0,062	4,6
ЦТП-15	150-70	мкр 6	15	10,4	4,6	0	10,879	6,117	3,052	1,71	10,879	6,117	3,052	1,71	4,121
ЦТП-16	150-70	кв-л "А"	17,62	11,6	6,02	0	9,966	5,039	4,135	0,792	9,971	5,043	4,135	0,792	7,649
ЦТП-17	150-70	мкр 13"А"	12,1	7,3	4,8	0	11,523	6,278	4,966	0,279	11,523	6,278	4,966	0,279	0,577
ЦТП-18	150-70	мкр 13"А"	17,3	10	7,3	0	15,912	8,822	6,883	0,207	15,912	8,822	6,883	0,207	1,388
ЦТП-19	150-70	мкр 13"А"	9,95	5,25	4,7	0	9,79	4,897	4,321	0,573	9,79	4,897	4,321	0,573	0,16
ЦТП-2	95-70	мкр 17	22,49	13,3	8,5	0,69	23,073	10,42	11,344	1,309	23,536	10,209	11,406	1,921	-1,046
ЦТП-20	150-70	Травмотол огия	11,2	7	4,2	0	7,941	3,512	1,514	2,915	7,941	3,512	1,514	2,915	3,259
ЦТП-21	150-70	мкр "А"	17,461	11,441	6,02	0	9,071	5,045	3,835	0,19	9,071	5,045	3,835	0,19	8,39
ЦТП-22	150-70	мкр 7	3,3	1,8	1,5	0	3,451	1,735	1,357	0,359	5,532	1,65	2,934	0,948	-2,232
ЦТП-23	150-70	мкр 13"А"	10,42	5,25	4,7	0,47	8,844	5,537	3,13	0,177	8,844	5,537	3,13	0,177	1,576
ЦТП-24	150-70	мкр 11"Б"	19,54	10,3	7,24	2	19,328	10,781	6,349	2,198	19,328	10,781	6,349	2,198	0,212
ЦТП-25	150-70	мкр "А"	10,379	5,958	3,946	0,475	9,715	5,677	3,713	0,324	9,715	5,677	3,713	0,324	0,664
ЦТП-26	150-70	мкр 11"А"	24,93	13,91	11,02	0	17,294	9,254	7,582	0,459	17,294	9,254	7,582	0,459	7,636
ЦТП-27	150-70	мкр 4	12,4	7,8	4,6	0	1,72	1,082	0,638	0	1,72	1,082	0,638	0	10,68
ЦТП-28	150-70	мкр 6	23,5	16	7,5	0	7,378	4,444	2,322	0,612	7,378	4,444	2,322	0,612	16,122
ЦТП-29	150-70	кв-л 3	7,7	3,7	2,5	1,5	5,987	3,21	2,315	0,463	5,987	3,21	2,315	0,463	1,713
ЦТП-30	150-70	мкр 5 "А"	23,5	16	7,5	0	12,034	4,117	3,849	4,068	12,034	4,117	3,849	4,068	11,466

ЦТП	Темп. График	Мкр.	Установленная мощность ЦТП				Присоединенная (проект) нагр.				Присоединенная нагрузка (персп.) нагр.				Запас мощности
			Всего	Отопл.	ГВС	Вент	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	
ЦТП-31	150-70	мкр 11 "А"	25,6	17,8	7,8	0	23,398	13,866	9,532	0	23,398	13,866	9,532	0	2,203
ЦТП-32	150-70	мкр 11 "А"	25,6	17,8	7,8	0	20,281	14,644	4,718	0,919	20,281	14,644	4,718	0,919	5,319
ЦТП-33	150-70	мкр 11	16	9,6	6,4	0	11,228	6,485	4,68	0,063	11,631	6,716	4,775	0,14	4,369
ЦТП-34	150-70	мкр 11	16,8	10,2	6,6	0	15,729	9,354	5,638	0,736	15,729	9,354	5,638	0,736	1,071
ЦТП-35	150-70	мкр 7 "А"	9,81	5,81	4	0	9,331	5,293	3,903	0,135	9,495	5,384	3,958	0,153	0,315
ЦТП-36	150-70	мкр 7 "А"	11,75	6,92	4,83	0	10,036	6,922	2,04	1,074	10,036	6,922	2,04	1,074	1,714
ЦТП-37	150-70	мкр 14	24,57	18,23	6,34	0	18,971	10,251	6,505	2,215	18,971	10,251	6,505	2,215	5,599
ЦТП-38	150-70	мкр 34	10,3	5,4	4,9	0	8,125	4,866	3,191	0,068	8,125	4,866	3,191	0,068	2,175
ЦТП-39	150-70	мкр 34	10,3	5,4	4,9	0	6,55	3,609	2,941	0	6,55	3,609	2,941	0	3,75
ЦТП-4	150-70	мкр 4	17,2	9	8,2	0	12,765	7,45	3,876	1,44	12,765	7,45	3,876	1,44	4,435
ЦТП-40	150-70	мкр 15	10,6	6,7	3,9	0	10,659	6,585	3,913	0,161	10,659	6,585	3,913	0,161	-0,059
ЦТП-41	150-70	хоззона	6	4,2	1,8	0	5,636	3,681	1,758	0,198	5,636	3,681	1,758	0,198	0,364
ЦТП-42	150-70	мкр 17 "А"	10,85	7,57	3,28	0	9,7	6,176	2,199	1,325	10,291	5,996	2,224	2,071	0,559
ЦТП-43	150-70	мкр 33	12,4	7,8	4,6	0	10,118	6,098	3,781	0,24	10,118	6,098	3,781	0,24	2,282
ЦТП-45	150-70	мкр 16 "А"	16,5	10	6,5	0	14,128	7,334	5,908	0,887	14,266	7,334	6,046	0,887	2,234
ЦТП-46	95-70	мкр ПИКС	10,79	4,98	5,81	0	7,158	3,706	2,966	0,487	7,158	3,706	2,966	0,487	3,632
ЦТП-47	95-70	п.Звездный	4	2,4	1,6	0	3,769	2,842	0,877	0,05	3,769	2,842	0,877	0,05	0,231
ЦТП-48	150-70	мкр 16 "А"	15,9	10	5,9	0	11,823	5,951	4,233	1,639	11,905	6,033	4,233	1,639	3,995
ЦТП-49	150-70	мкр 5 "А"	21,1	11,3	8	1,8	19,922	10,905	7,447	1,569	19,922	10,905	7,447	1,569	1,178
ЦТП-5	150-70	мкр 5	18,6	12,4	6,2	0	13,839	8,172	5,217	0,45	13,839	8,172	5,217	0,45	4,761

ЦТП	Темп. График	Мкр.	Установленная мощность ЦТП				Присоединенная (проект) нагр.				Присоединенная нагрузка (персп.) нагр.				Запас мощности
			Всего	Отопл.	ГВС	Вент	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	
ЦТП-50	150-70	мкр 33	12,4	7,8	4,6	0	7,923	4,401	3,522	0	7,923	4,401	3,522	0	4,477
ЦТП-51	105-70	мкр 23	17,3	10,8	6,5	0	16,222	9,465	6,261	0,496	16,222	9,465	6,261	0,496	1,078
ЦТП-52	95-70	мкр 23	18,67	10,55	8,12	0	9,755	5,501	4,13	0,124	9,755	5,501	4,13	0,124	8,915
ЦТП-53	95-70	мкр 23	15,9	9,991	5,909	0	10,762	4,885	5,097	0,781	10,762	4,885	5,097	0,781	5,138
ЦТП-54	95-70	мкр 23	10,9	6,9	4	0	7,207	5,39	1,817	0	7,207	5,39	1,817	0	3,693
ЦТП-55	150-70	мкр 24	21,3	14,9	6,4	0	16,855	10,086	6,396	0,372	16,855	10,086	6,396	0,372	4,445
ЦТП-56	150-70	мкр 26	17,2	10,8	6,4	0	13,519	9,167	3,612	0,74	13,519	9,167	3,612	0,74	3,681
ЦТП-57	150-70	мкр 28	4,26	2,1	2	0,16	2,939	1,98	0,802	0,157	2,939	1,98	0,802	0,157	1,321
ЦТП-58	95-70	мкр 28	13,3	8,3	5	0	9,703	6,056	3,426	0,22	9,999	6,166	3,426	0,407	3,301
ЦТП-59	150-70	мкр 27	20,6	12,6	8	0	18,946	9,515	7,099	2,332	18,946	9,515	7,099	2,332	1,654
ЦТП-6	150-70	мкр "А"	21,5	13	8,5	0	16,934	9,696	6,09	1,149	17,337	9,773	6,322	1,242	4,163
ЦТП-60	150-70	мкр 27	21,6	12,6	9	0	22,735	11,786	10,134	0,815	22,735	11,786	10,134	0,815	-1,135
ЦТП-61	95-70	мкр 25	18,8	10,8	8	0	17,747	9,265	7,337	1,145	17,747	9,265	7,337	1,145	1,053
ЦТП-62	95-70	мкр 25	18,8	10,8	8	0	13,765	7,752	5,814	0,199	13,765	7,752	5,814	0,199	5,035
ЦТП-63	95-70	мкр 25	18,8	10,8	8	0	16,529	9,238	7,011	0,279	16,572	9,271	7,011	0,289	2,228
ЦТП-64	150-70	мкр 20"А"	18	12	6	0	10,861	6,026	4,181	0,654	10,861	6,026	4,181	0,654	7,139
ЦТП-65	95-70	мкр 9-10	14,5	8,5	6	0	8,883	5,211	3,457	0,215	8,883	5,211	3,457	0,215	5,617
ЦТП-66	95-70	мкр 9-10	17,4	10,3	7,1	0	14,502	8,857	5,341	0,305	14,502	8,857	5,341	0,305	2,898
ЦТП-67	150-70	мкр 9-10	12,5	7	5,5	0	3,959	1,942	1,723	0,295	3,959	1,942	1,723	0,295	8,541
ЦТП-68	95-70	мкр 9-10	13	7,5	5,5	0	8,14	5,121	2,925	0,094	8,14	5,121	2,925	0,094	4,86
ЦТП-69	150-70	кв--л 7	13	7,5	5,5	0	8,44	4,872	2,216	1,352	8,44	4,872	2,216	1,352	4,56
ЦТП-7	150-70	мкр 12	17,06	10,12	6,94	0	16,999	9,425	7,158	0,417	17,125	9,425	7,158	0,542	-0,065
ЦТП-70	95-70	мкр 8	12,5	7	5,5	0	7,83	3,767	3,946	0,117	7,83	3,767	3,946	0,117	4,67
ЦТП-71	95-70	мкр 8	12,5	7	5,5	0	7,974	3,936	3,397	0,641	8,249	3,803	3,417	1,029	4,251
ЦТП-72	95-70	кв-л 6	12,5	7	5,5	0	10,346	5,272	4,863	0,212	10,346	5,272	4,863	0,212	2,154
ЦТП-73	150-70	ПожДЕПО	25,1	17,3	7,8	0	1,505	0,608	0,048	0,85	1,505	0,608	0,048	0,85	23,595

ЦТП	Темп. График	Мкр.	Установленная мощность ЦТП				Присоединенная (проект) нагр.				Присоединенная нагрузка (персп.) нагр.				Запас мощности
			Всего	Отопл.	ГВС	Вент	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	
ЦТП-74	150-70	мкр 8	8	5	3	0	7,763	5,318	2,355	0,09	7,863	5,418	2,355	0,09	0,137
ЦТП-75	150-70	мкр 15-16	17,4	10,3	7,1	0	15,052	10,953	3,501	0,597	15,052	10,953	3,501	0,597	2,348
ЦТП-76	150-70	мкр Центральн	22	13,2	8,8	0	14,223	6,946	5,814	1,464	14,223	6,946	5,814	1,464	7,777
ЦТП-77	150-70	мкр Центральн	22	13,2	8,8	0	12,308	6,23	5,811	0,267	12,472	6,23	5,811	0,431	9,528
ЦТП-78	150-70	мкр 32	12,6	8,3	4,3	0	11,223	5,718	3,971	1,534	11,223	5,718	3,971	1,534	1,377
ЦТП-79	150-70	мкр 32	10,2	5,7	4,5	0	9,336	5,181	3,603	0,552	9,336	5,181	3,603	0,552	0,864
ЦТП-8	150-70	мкр 7	17,333	9,624	7	0,709	17,905	9,708	7,388	0,809	17,905	9,708	7,388	0,809	-0,572
ЦТП-80	95-70	мкр ПИКС	16,658	9,158	7,5	0	13,169	6,064	5,806	1,3	13,169	6,064	5,806	1,3	3,489
ЦТП-81	95-70	мкр ЖД	15,9	8,9	6,1	0,9	15,782	8,903	6,129	0,75	15,938	8,903	6,285	0,75	-0,038
ЦТП-82	95-70	мкр ЖД	12,727	7,5	5,12	0,107	12,742	7,528	5,107	0,107	13,137	7,747	5,243	0,147	-0,41
ЦТП-83	95-70	мкр ПИКС	15,988	7,358	5,85	2,78	13,431	7,146	5,631	0,654	13,431	7,146	5,631	0,654	2,557
ЦТП-84	95-70	мкр 24	0	0	0	0									
ЦТП-85	150-70	мкр18,19,2 0	11,784	5,314	5,2	1,27	10,552	5,389	4,253	0,91	10,552	5,389	4,253	0,91	1,232
ЦТП-86	95-70	мкр 23	13,3	13,3	0	0	5,398	4,292	0,147	0,959	5,398	4,292	0,147	0,959	7,902
ЦТП-87	95-70	мкр 28	5,54	5,54	0	0	2,328	2,033	0,254	0,041	2,328	2,033	0,254	0,041	3,212
ЦТП-88	95-70	Речпорт	8,47	8,47	0	0	7,23	7,223	0	0,007	7,566	7,507	0	0,059	0,904
ЦТП-89	95-70	п.Гидромех анизаторов	13,24	13,24	0	0	7,856	7,691	0	0,165	9,049	8,336	0	0,713	4,191

ЦТП	Темп. График	Мкр.	Установленная мощность ЦТП				Присоединенная (проект) нагр.				Присоединенная нагрузка (персп.) нагр.				Запас мощности
			Всего	Отопл.	ГВС	Вент	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	Всего	отопл.	ГВС	Вент.	
ЦТП-9	150-70	мкр 13	22	15,5	6,5	0	14,11	8,184	5,668	0,257	14,11	8,184	5,668	0,257	7,89
ЦТП-90	95-70	Черный мыс	18	18	0	0	10,061	9,709	0	0,352	10,519	10,095	0	0,424	7,481
ЦТП-93	95-70	Северная промзона	5,638	5,25	0,388	0	0,815	0,763	0,052	0	0,815	0,763	0,052	0	4,823
ЦТП-94	150-70	мкр 2	18,2	10,4	7,8	0	7,35	2,79	2,218	2,342	7,35	2,79	2,218	2,342	10,85
ЦТП-95	150-70	мкр 5 "А"	24	16	8	0	11,063	5,329	4,112	1,622	11,063	5,329	4,112	1,622	12,937
ЦТП-96	150-70	мкр 11"Б"	13,377	8,84	4,49	0,047	12,855	7,365	5,41	0,08	12,855	7,365	5,41	0,08	0,522
ЦТП-97	150-70	мкр 24	22,18	15,27	6,91	0	7,278	3,706	2,652	0,92	7,278	3,706	2,652	0,92	14,902
ЦТП-98	150-70	мкр 33	12,43	5,21	2,09	5,13	8,114	3,81	2,574	1,73	8,114	3,81	2,574	1,73	4,316
ЦТП-99	150-70	мкр 5	14	9	5	0	12,396	5,908	3,603	2,885	12,396	5,908	3,603	2,885	1,604

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.

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 3.51 – Расчетные потери сетевой воды на 2025 г. для работы водяных тепловых сетей от СГРЭС-1 (сети ООО «СГЭС») в целом

Месяцы	Число часов работы ТС		Потери сетевой воды, м ³				
	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

Месяцы	Число часов работы ТС		Потери сетевой воды, м³				
	отопит, период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламент, испытания	сливы из САРЗ	Всего
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 3.52 – Расчетные потери сетевой воды на 2025 г. для работы водяных тепловых сетей от СГРЭС-2 (сети ООО «СГЭС») 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

* - Указаны данные о расчетных потерях сетевой воды от ООО СГЭС

Таблица 3.53 – 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

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Г кал		Месячные ТП через изоляцию, Г кал	Месячные ТП с ПСТВ, Г кал	Месячные суммарные ТП всей ТС, Г кал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			
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 3.54 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии вводяных тепловых сетях от СГРЭС-1 (сети ООО «СГЭС») в целом

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Г кал		Месячные ТП через изоляцию, Г кал	Месячные ТП с ПСТВ, 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 3.55 – Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии вводяных тепловых сетях от СГРЭС-2 (сети ООО «СГЭС») в целом

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Г кал		Месячные ТП через изоляцию, Г кал	Месячные ТП с ПСТВ, 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 3.56 – Расчетные потери сетевой воды на 2024 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 нормативно й утечкой	пусковое заполнени е	регламент , испытани я	СЛИВЫ из САРЗ	Всего
Январь	744		2 717,36				2 717,36
Феврал ь	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
Сентяб рь	408	312	2 596,27	2 191,42			4 787,69
Октябр ь	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 3.57 – Расчетные потери сетевой воды на 2024 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 заполнени е	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
Сентяб рь	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 3.58 – Расчетные потери тепловой энергии с потерями сетевой воды на 2024 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	регламентные испытания	сливы из САРЗ	Всего
Январь	744		0,51	-	-		0,51
Февраль	672		0,45	-	-		0,45

Месяцы	Число часов работы ТС		Тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал				
	отопит, период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламентные испытания	сливы из САРЗ	Всего
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 3.59 – 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 3.60 – Динамика основных показателей

№№ пп.	Показатели	2019 г.	2020 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		отчет	отчет	план	план	план	расчет
1	теплоноситель						
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
	отношение потерь и затрат теплоносителя к среднегодовому объему тепловых сетей, %:						

№№ пп.	Показатели	2019 г.	2020 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		отчет	отчет	план	план	план	расчет
1.3	пар	-	-	-	-	-	-
	конденсат	-	-	-	-	-	-
	вода	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):						
	пар	-	-	-	-	-	-
	конденсат	-	-	-	-	-	-
	вода	0,1611	-	0,2632	0,2632	0,2632	0,2630
2	тепловая энергия						
2.1	потери тепловой энергии, Гкал:	169473, 00	133596, 53	150497, 69	158928, 28	164614, 96	174880, 77
	пар	-	-	-	-	-	-
	конденсат	-	-	-	-	-	-
	вода	169 473,00	133 596,53	150 497,69	158 928,28	164 614,96	174 880,77
2.2	материальная характери стикатепловых сетей в однотрубном исчислении, м²						
	пар	-	-	-	-	-	-
	конденсат	-	-	-	-	-	-
	вода	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:						
	пар	-	-	-	-	-	-
	вода	2 809,62	2 446,51	2 693,48	2 875,62	2 845,85	2 812,79
2.4	суммарная присоединенна я тепловая нагрузка к тепловой сети, Гкал/ч:						
	пар	-	-	-	-	-	-
	вода	1041,89	1062,41	1041,89	1062,41	1073,59	1142,89
2.5	отношение потерь тепловой энергииотносительно материа льной характеристики, Гкал/м²:						
	пар	-	-	-	-	-	-
	конденсат	-	-	-	-	-	-
	вода	3,1319	2,3687	2,7812	2,8178	2,9023	2,6945
2.6	отношение потерь тепловой энергии к отпуску тепловой энергии в сеть, %:						
	пар	-	-	-	-	-	-
	вода	6,03	5,46	5,59	5,53	5,78	6,22
3	электрическая энергия						
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 ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

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

4.1.1. 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).

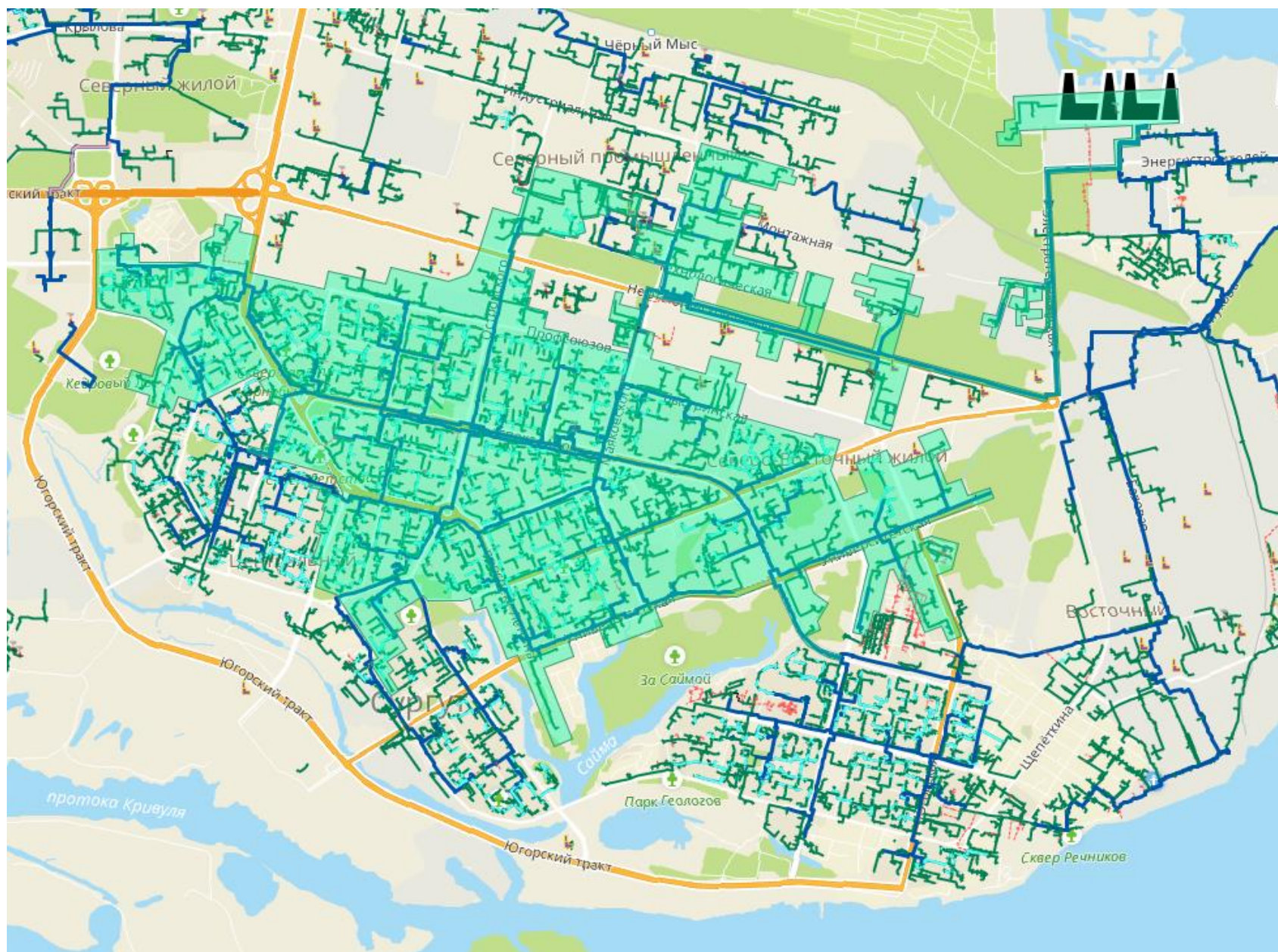


Рисунок 4.1 – Зона действия комплекса СГРЭС-1 – ПКТС

4.1.2. Сургутская ГРЭС -2

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

СГРЭС-2 имеет два тепловывода «СГРЭС-2 – ВЖР» и «СГРЭС-2 – Промзона». Зона действия СГРЭС-2 представлена на рисунке ниже.

СГРЭС-2 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Центральный планировочный район (промплощадка СГРЭС);
- Северо-восточный жилой район (микрорайоны: КК5, КК7, КК8, 30, 30Б, 30А);
- Южный район (микрорайон 23А);
- Восточный жилой район (микрорайоны: 29, 26, 28, 28А, 25, 24, 27, 27А, 23, 21-22, ВЖ1);
- Восточный рекреационный район (микрорайоны: XXIV);
- Восточный промышленный район (микрорайоны: XVIII, XIX, XVII, XI, XII, XIII, XV, XXII, XVIII, п. Кедровый, п. Финский, СМП, ПСО-34).

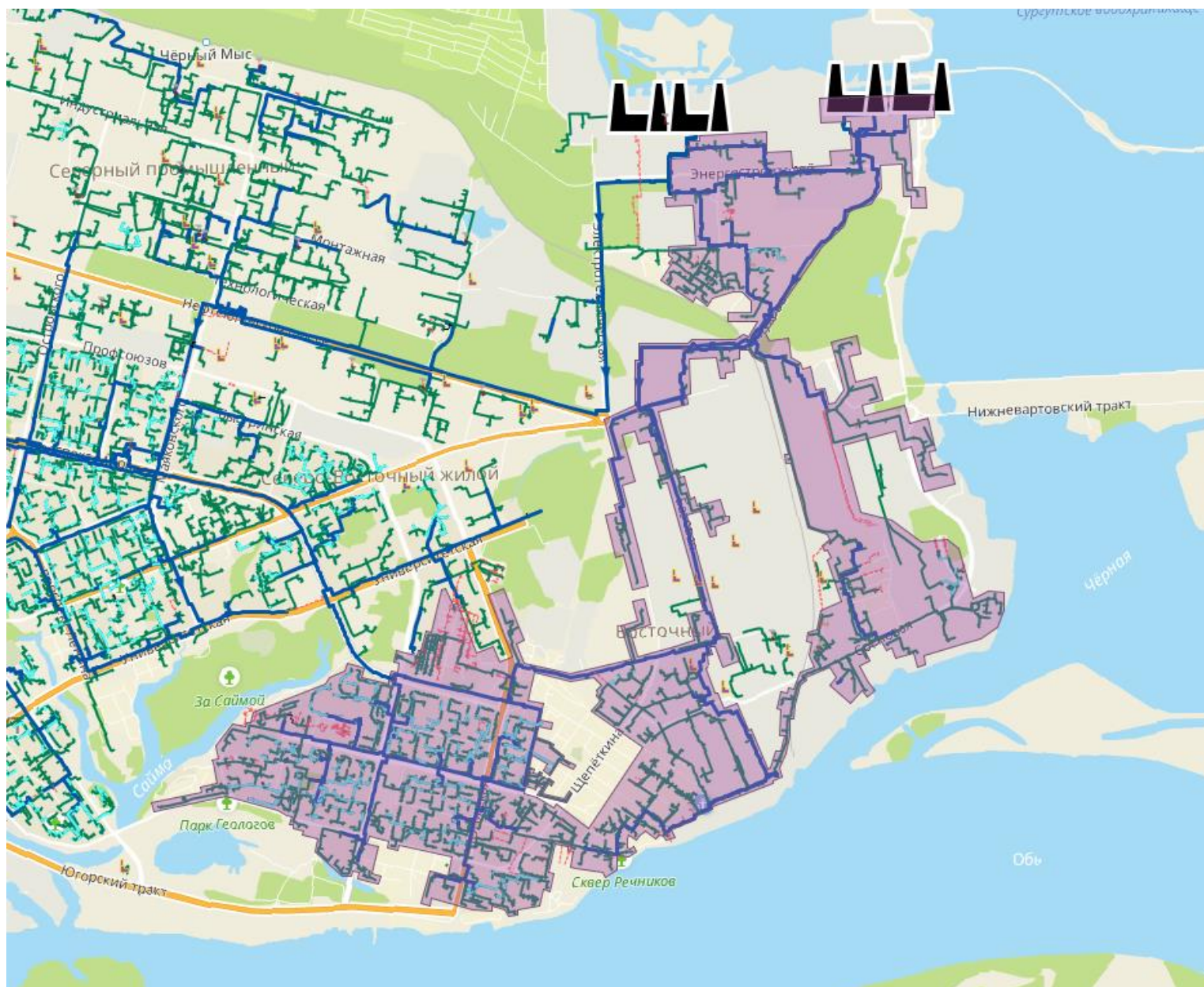


Рисунок 4.2 – Зона действия СГРЭС-2

4.1.3. Котельные СГМУП «ГТС»

На балансе СГМУП «ГТС» значится 25 (два из которых законсервированы) 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).

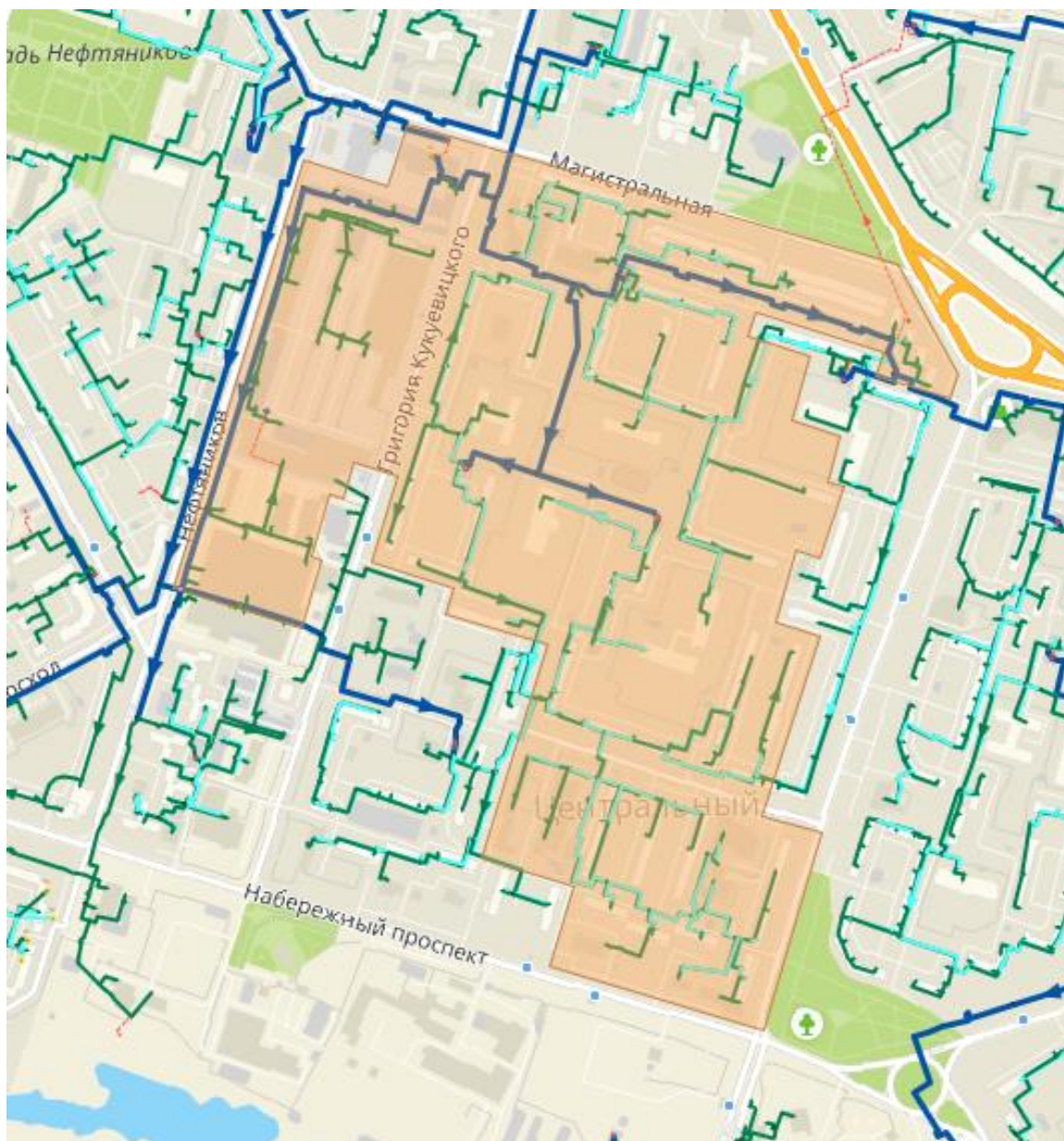


Рисунок 4.3 – Зона действия котельной №1 СГМУП «ГТС»

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).

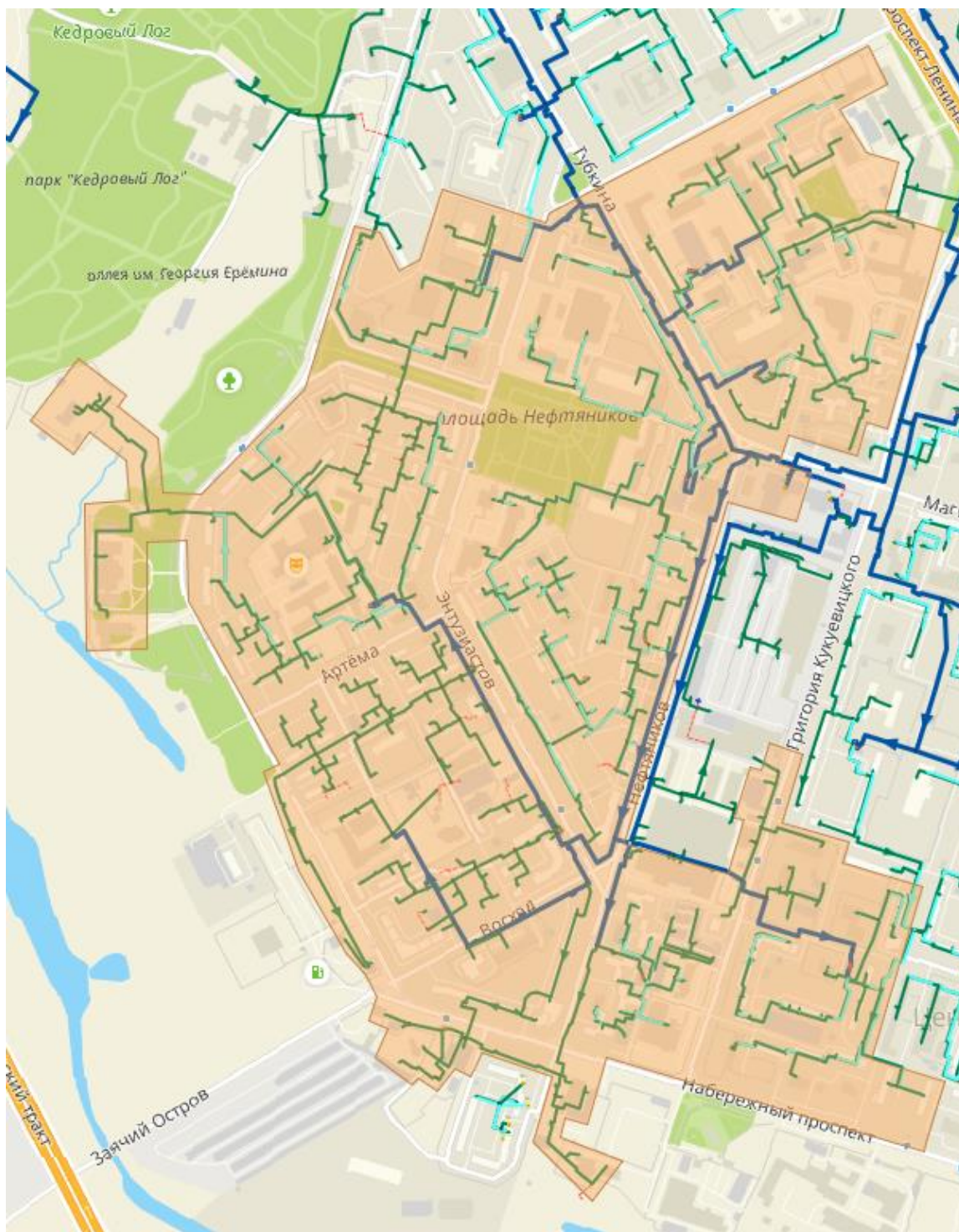


Рисунок 4.4 – Зона действия котельной №2 СГМУП «ГТС»

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 4.5 – Зона действия котельной №3 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №5 представлена на рисунке ниже.

Котельная №5 обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Дорожный



Рисунок 4.6 – Зона действия котельной №5 СГМУП «ГТС»

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

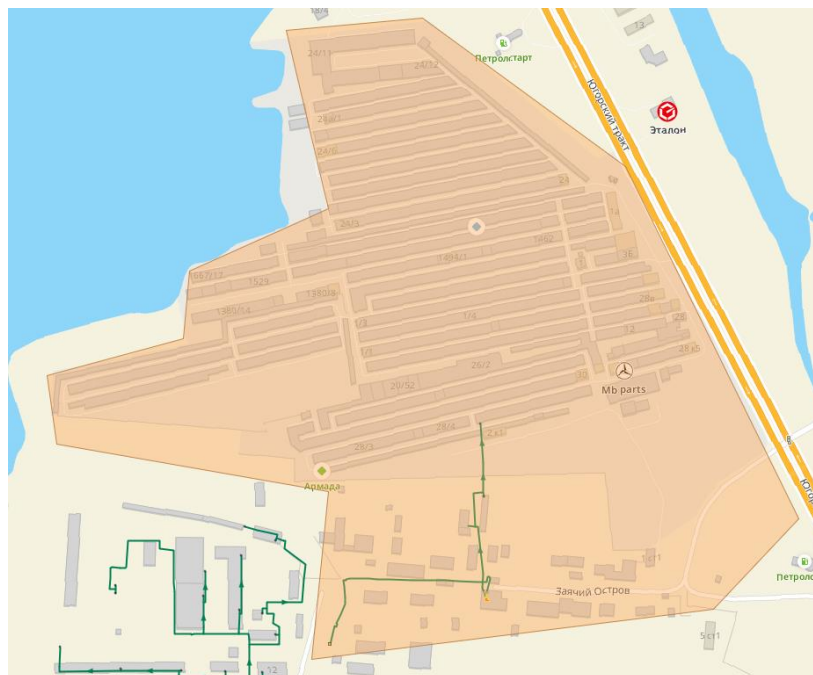


Рисунок 4.7 – Зона действия котельной №6 СГМУП «ГТС»

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).

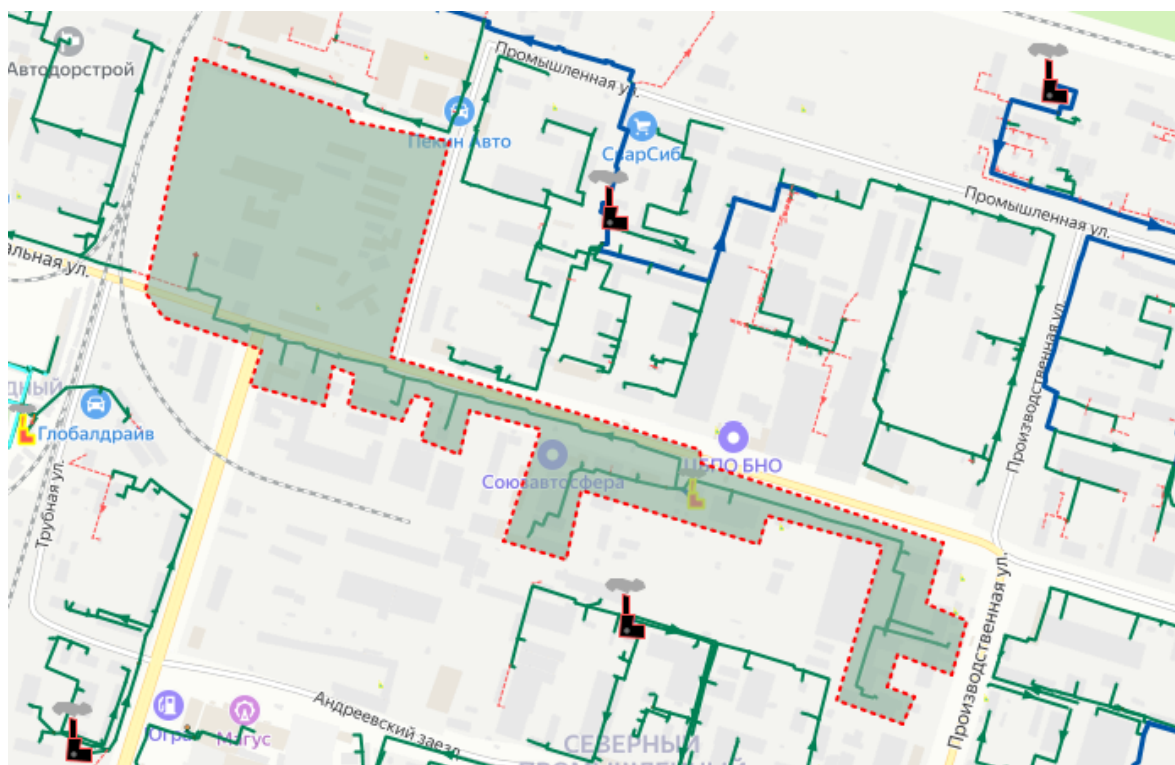


Рисунок 4.8 – Зона действия котельной №7 СГМУП «ГТС»

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

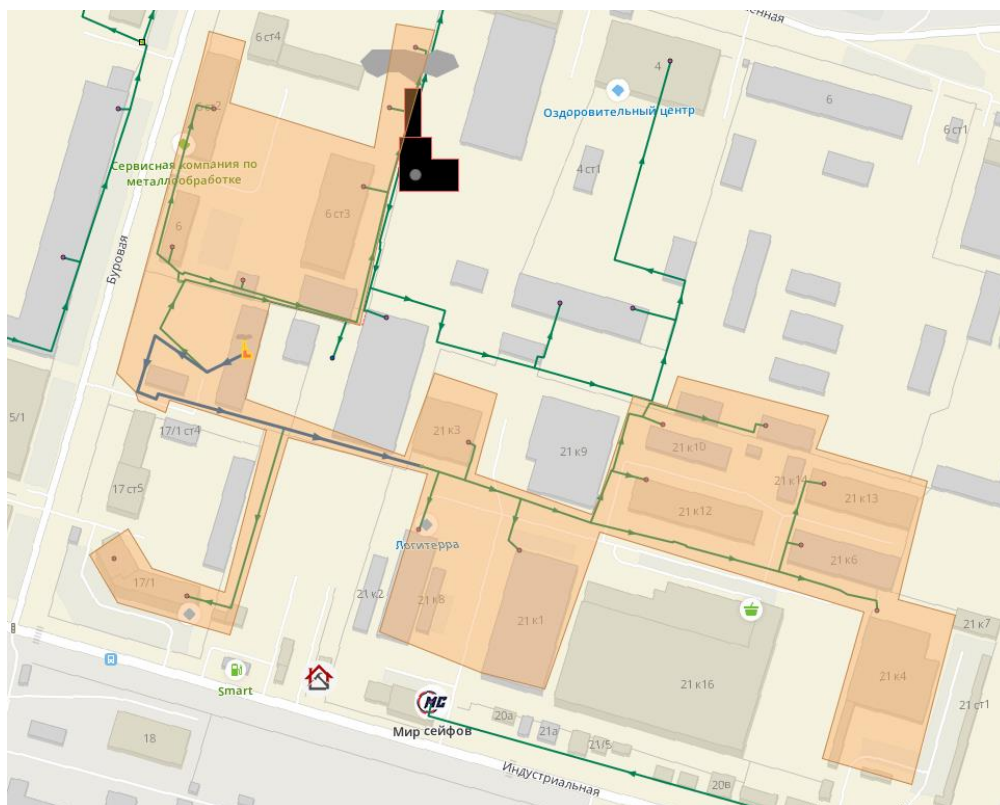


Рисунок 4.9 – Зона действия котельной №9 СГМУП «ГТС»

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).

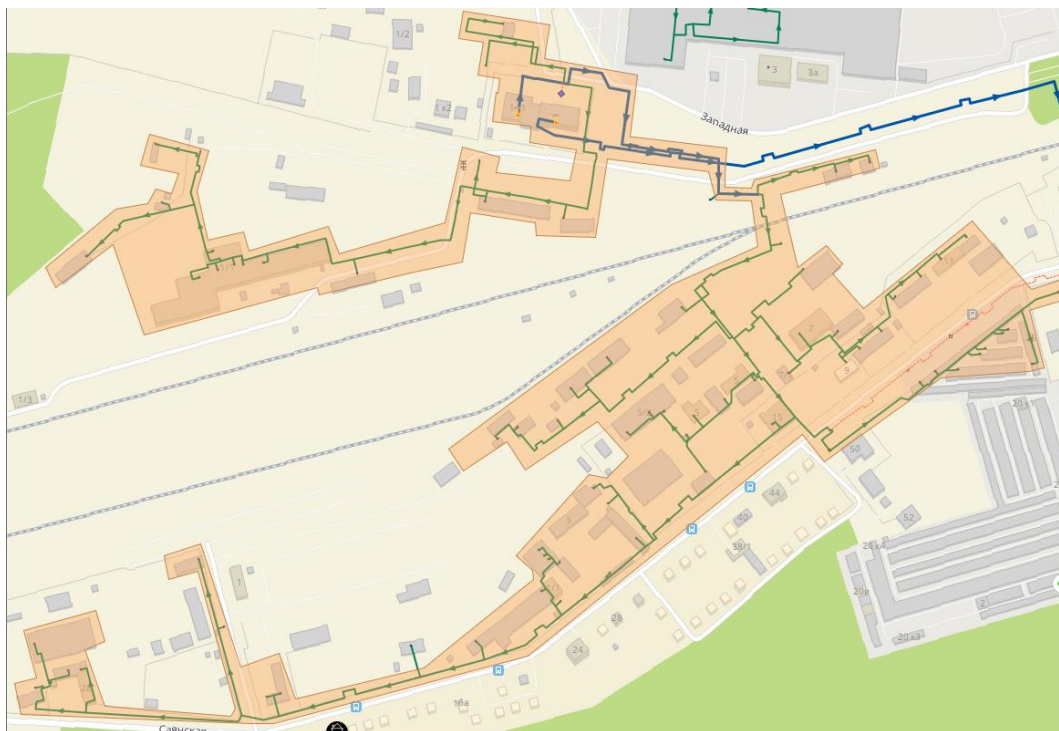


Рисунок 4.10 – Зона действия котельной №13 СГМУП «ГТС»

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).

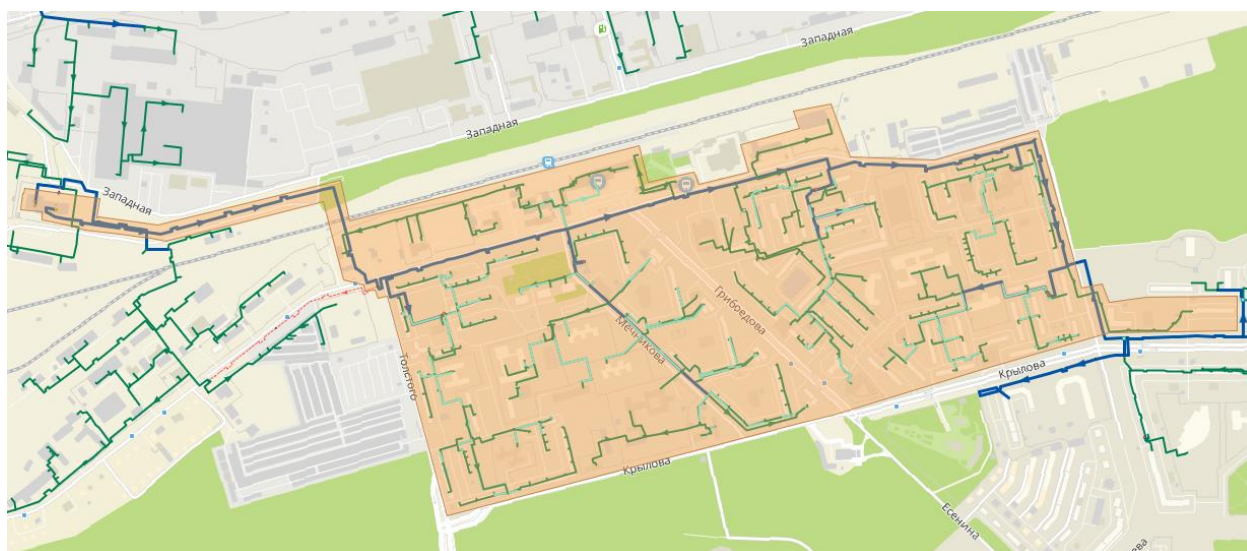


Рисунок 4.11 – Зона действия котельной №14 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №21 представлена на рисунке ниже. Котельная №21 обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Звездный.

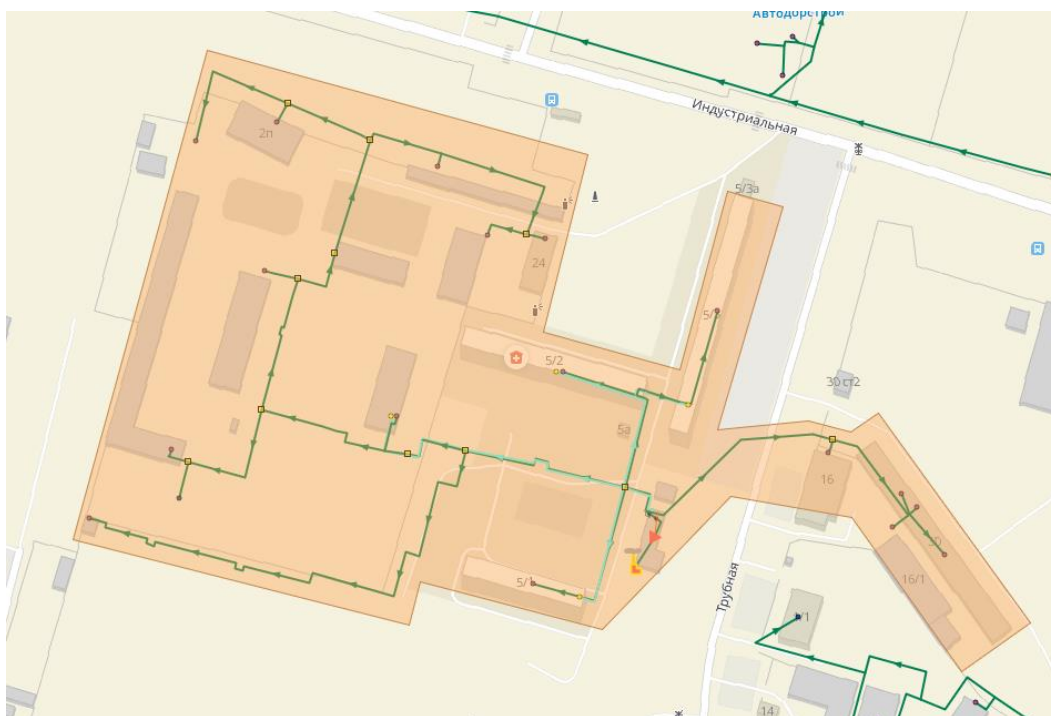


Рисунок 4.12 – Зона действия котельной №21 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №22 представлена на рисунке ниже. Котельная №22 обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Барсово.

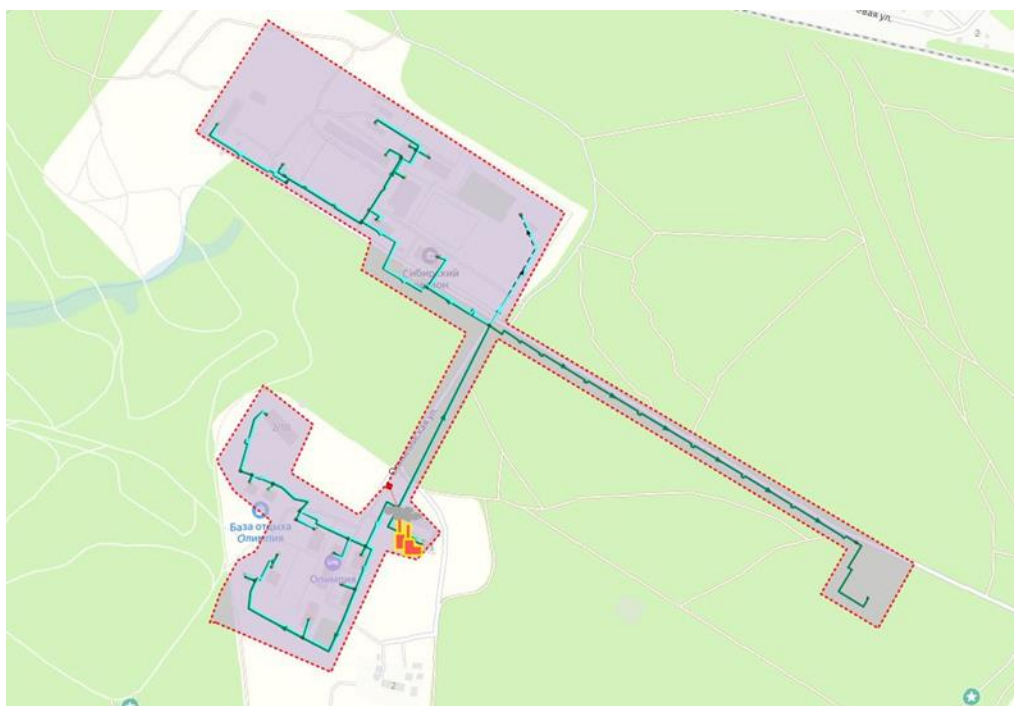


Рисунок 4.13 – Зона действия котельной №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №23 представлена на рисунке ниже.

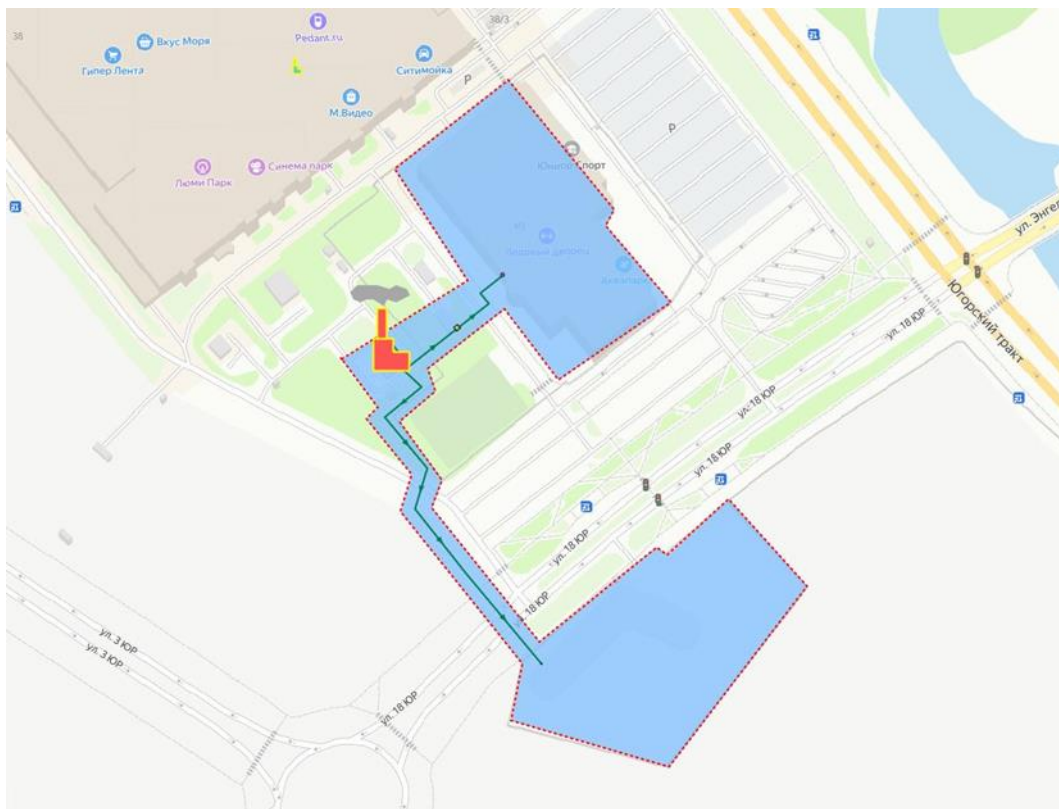


Рисунок 4.14 – Зона действия котельной №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №24 представлена на рисунке ниже. Котельная №24 обеспечивает тепловой энергией потребителя поликлинику «Нефтяник»



Рисунок 4.15 – Зона действия котельной №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»

Зона действия Котельной №25 пос. Лесной представлена на рисунке ниже.

Котельная №25 пос. Лесной обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Лесной



Рисунок 4.16 – Зона действия котельной №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»

Котельные №26 и №27 пр. Набережный имеют общую зону действия. Зоны действий котельных №26 и №27 представлены на рисунках ниже. Котельная №26 и №27 обеспечивают тепловой энергией потребителей по адресу пр. Набережный 17, 17/1, 17/2.

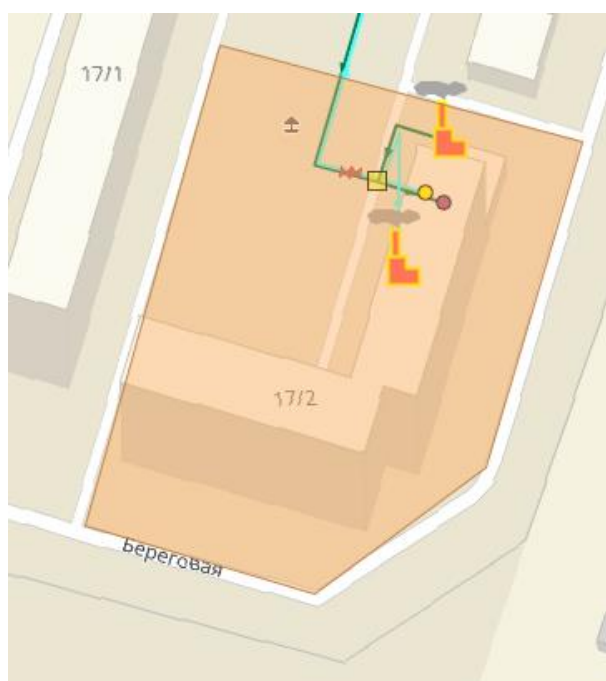


Рисунок 4.17 – Зона действия котельной №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»

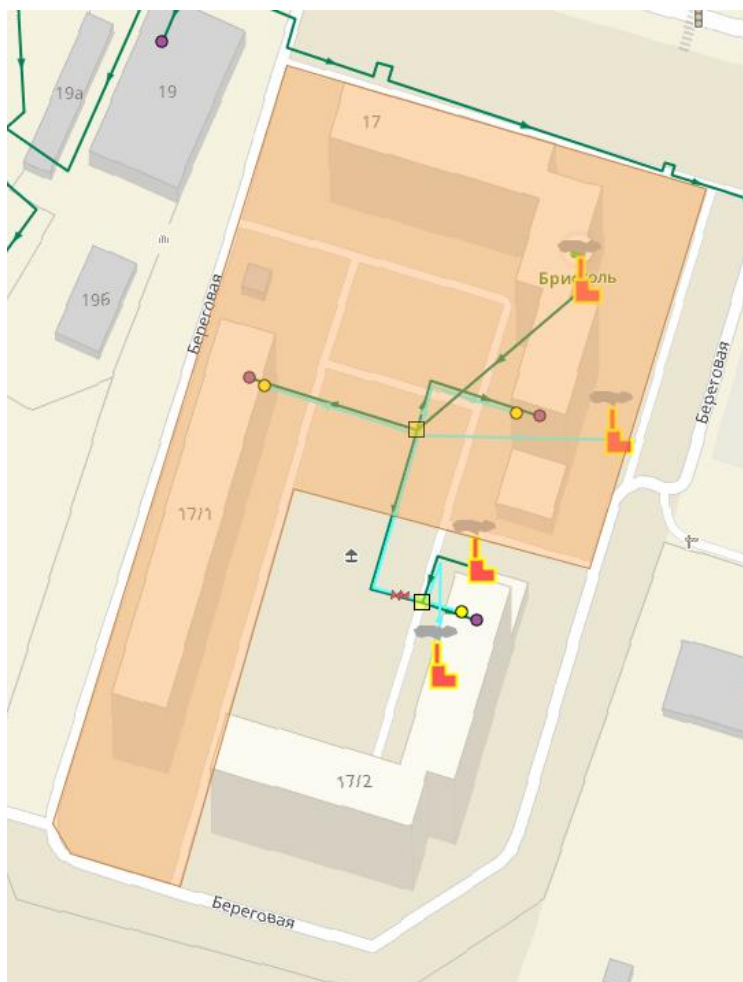


Рисунок 4.18 – Зона действия котельной №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №28 п. Юность представлена на рисунке ниже. Котельная №28 п. Юность обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Юность

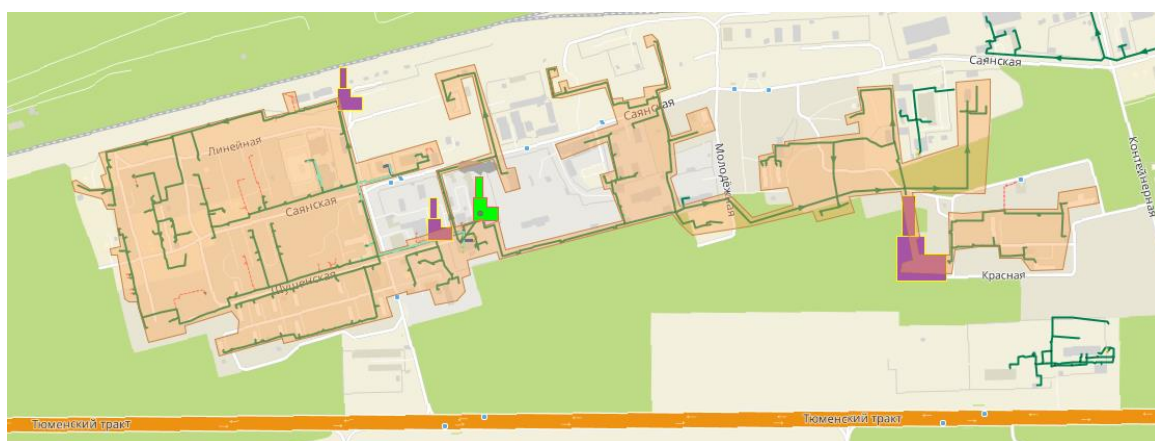


Рисунок 4.19 – Зона действия котельной №28 п. Юность СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №29 п. Таежный представлена на рисунке ниже. Котельная №29 п. Таежный обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Таежный.

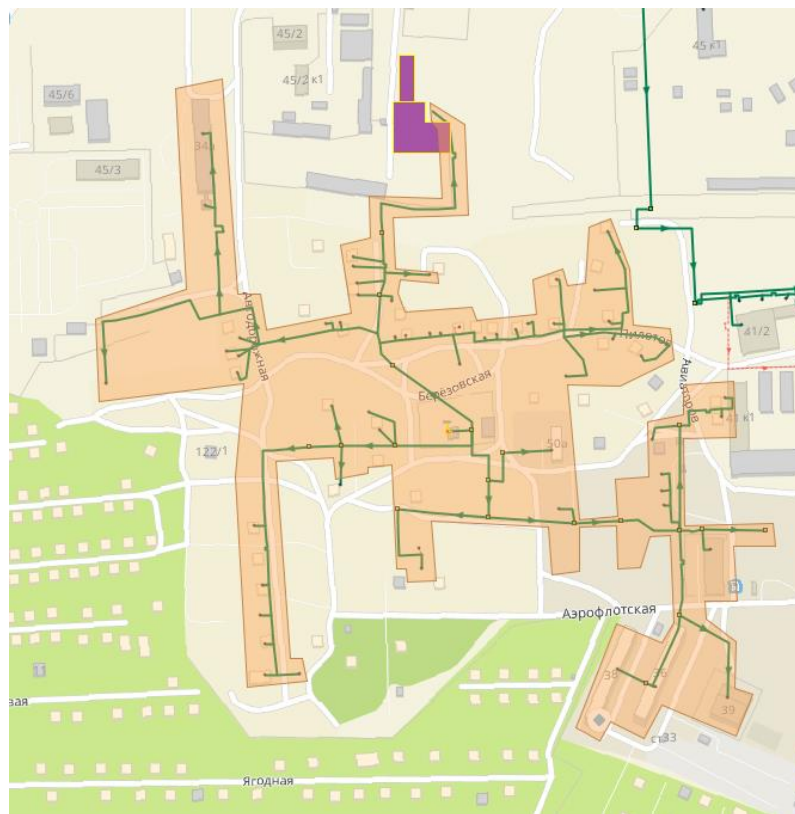


Рисунок 4.20 – Зона действия котельной №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №30 п. Лунный представлена на рисунке ниже. Котельная №30 п. Лунный обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Лунный

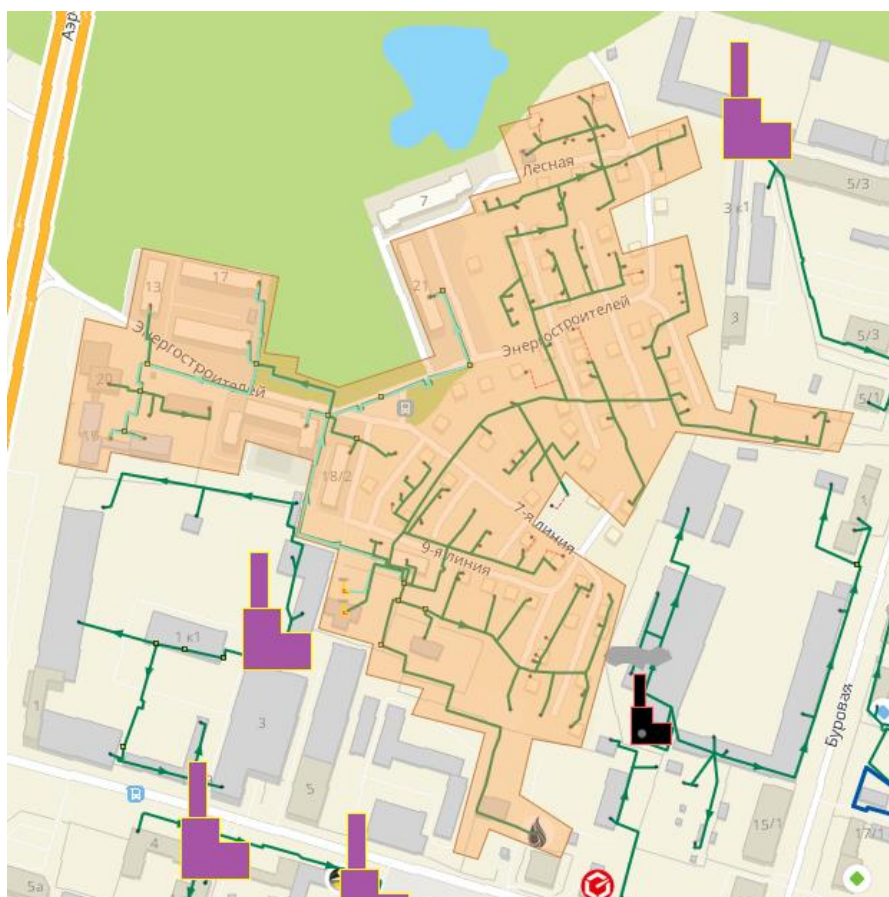


Рисунок 4.21 – Зона действия котельной №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»

Зоны действий котельных №32 п. Снежный и №33 п. Снежный представлены на рисунках ниже. Котельные №32 и №33 обеспечивают тепловой энергией потребителей в районе Геронтологического центра.



Рисунок 4.22 – Зона действия котельной №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»



Рисунок 4.23 – Зона действия котельной №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 4.24 – Зона действия котельной №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №35 Спортивное (законсервирована) представлена на рисунке ниже. Котельная №35, Спортивное ядро обеспечивает тепловой энергией стадион.

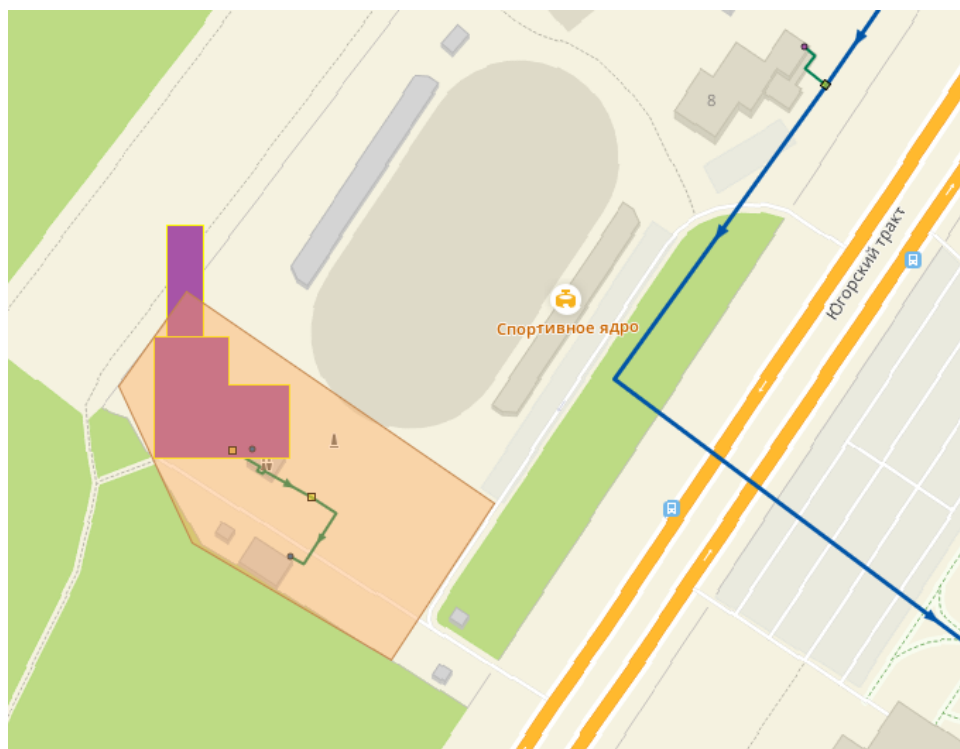


Рисунок 4.25 – Зона действия котельной №35 Спортивное (законсервирована) СГМУП «ГТС»

ПАО «Сургутнефтегаз»

ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет производство тепловой энергии на шестнадцати 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.

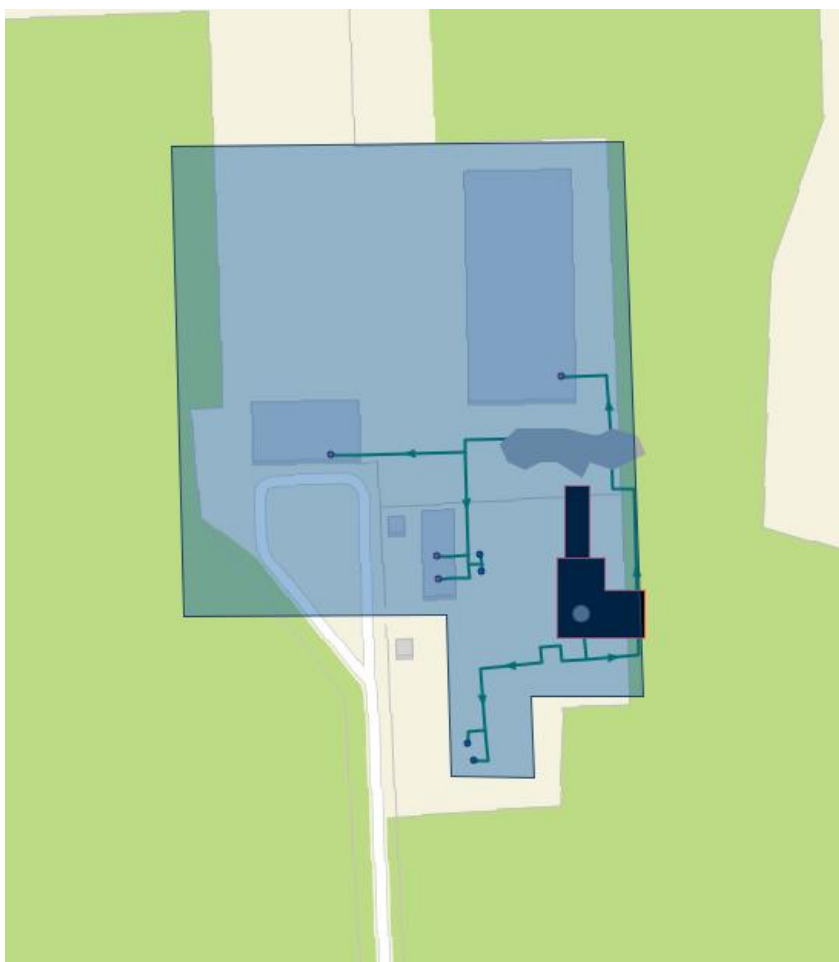


Рисунок 4.26 – Зона действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №3 представлена на рисунке ниже. Котельная №3 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне КК2А.

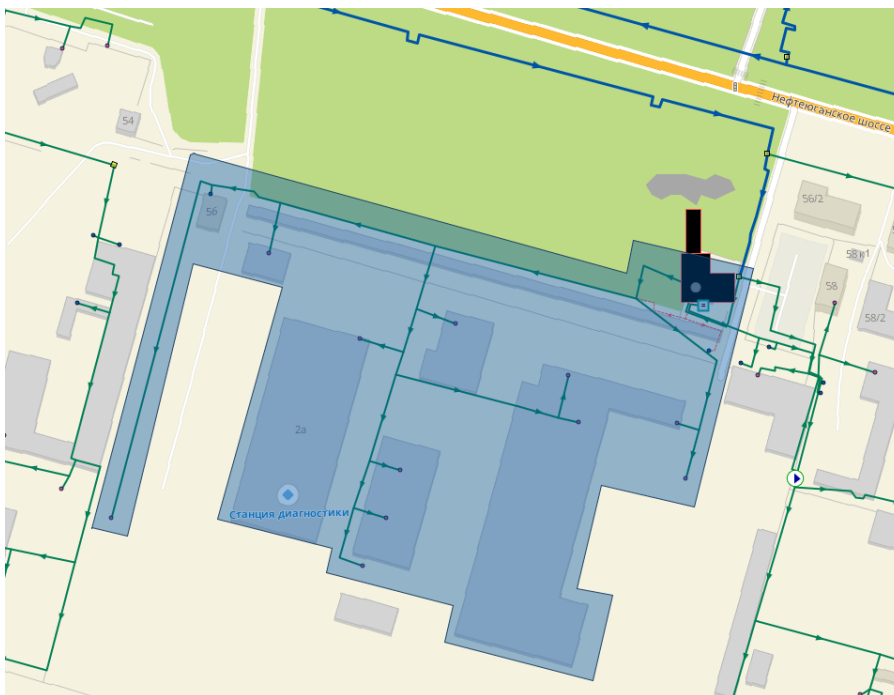


Рисунок 4.27 – Зона действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №4 представлена на рисунке ниже. Котельная обеспечивает тепловой энергии потребителей производственной базы в микрорайоне

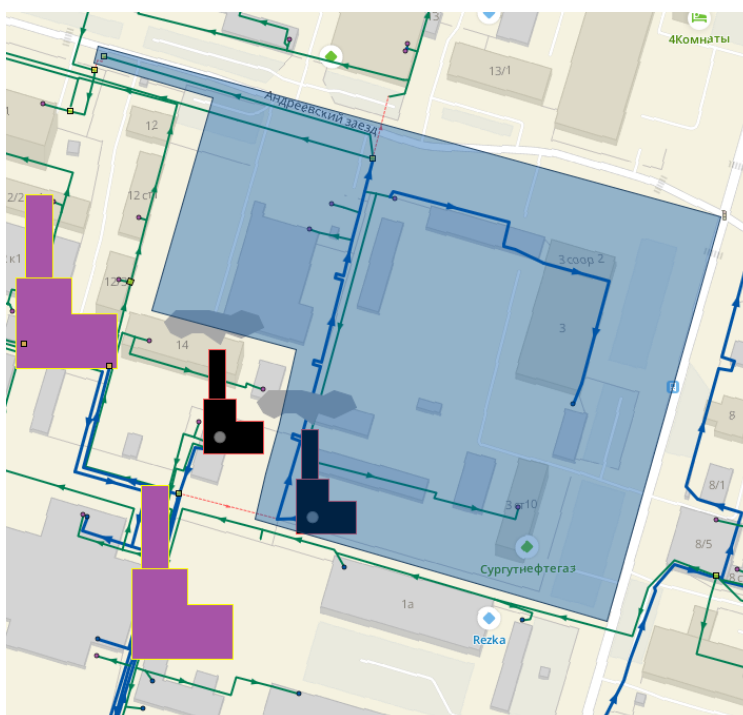


Рисунок 4.28 – Зона действия котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №5 представлена на рисунке ниже. Котельная №5 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне X.

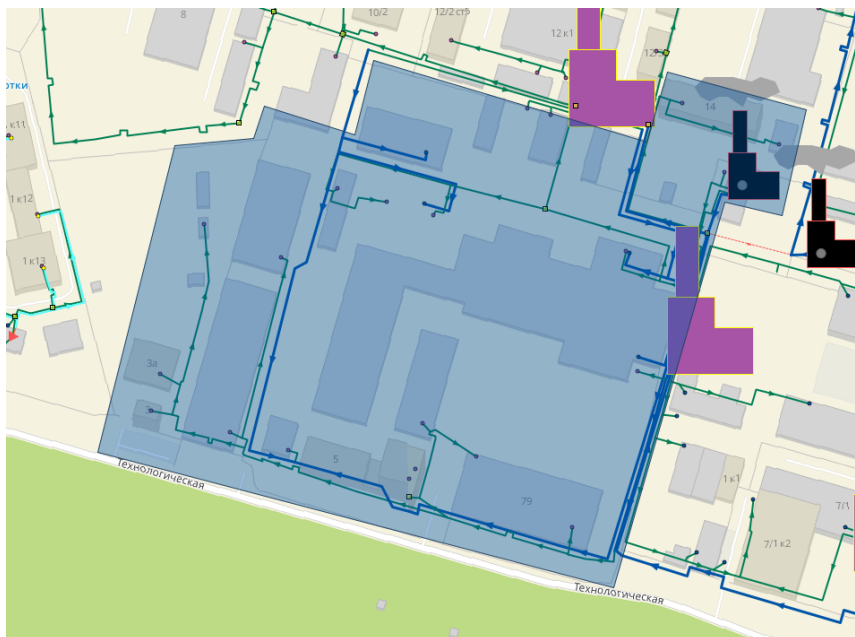


Рисунок 4.29 – Зона действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №6 представлена на рисунке ниже. Котельная №6 обеспечивают тепловой энергией производственную базу в п. Лунный.

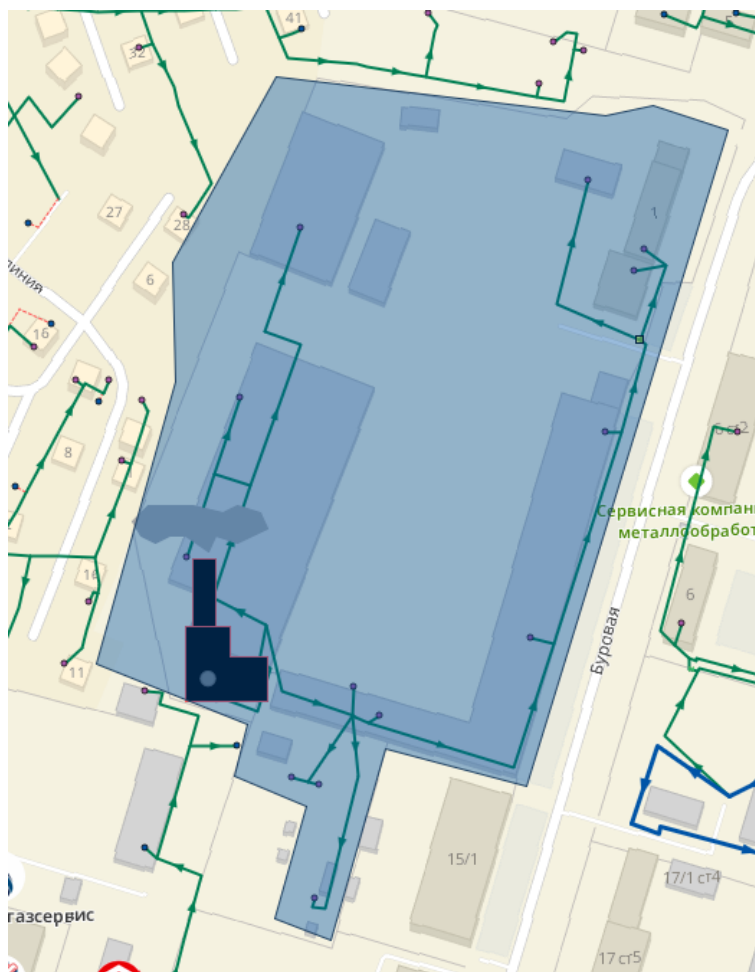


Рисунок 4.30 – Зона действия котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №7 представлена на рисунке ниже. Котельная №7 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПАО «Сургутнефтегаз» в районе Заячьего острова.



Рисунок 4.31 – 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 4.32 – 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.

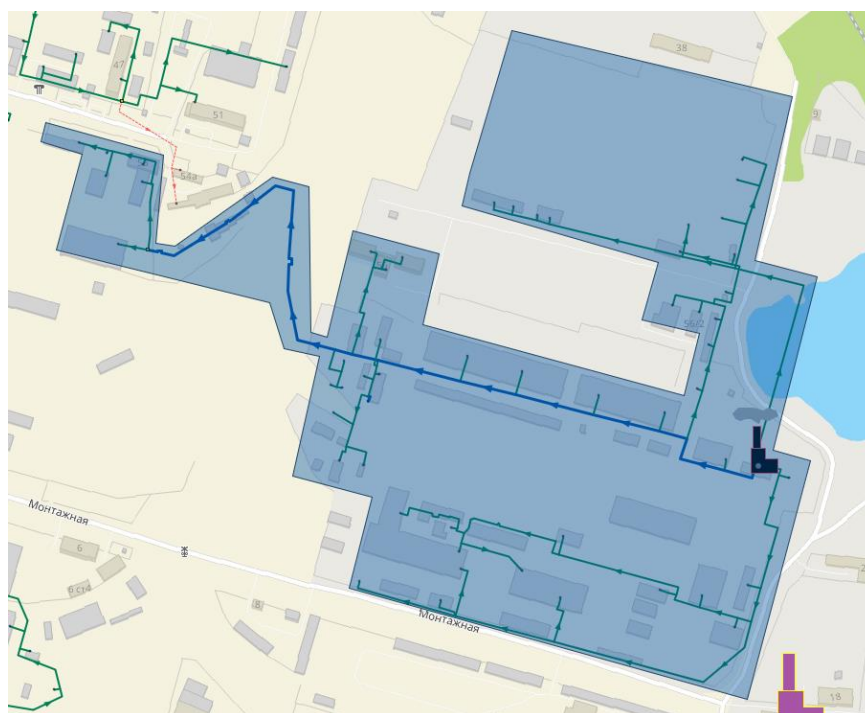


Рисунок 4.33 – Зона действия котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №10 представлена на рисунке ниже. Котельная №10 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне III.

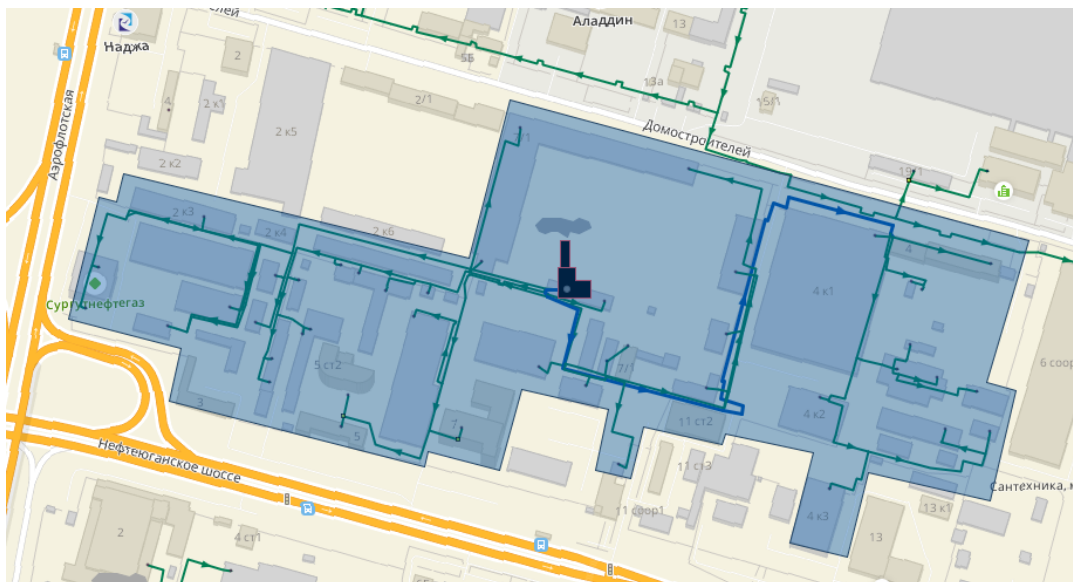


Рисунок 4.34 – Зона действия котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №12 представлена на рисунке ниже. Котельная №12 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПА «Сургутнефтегаз» в микрорайонах: VIII, VI, VIII, VII.

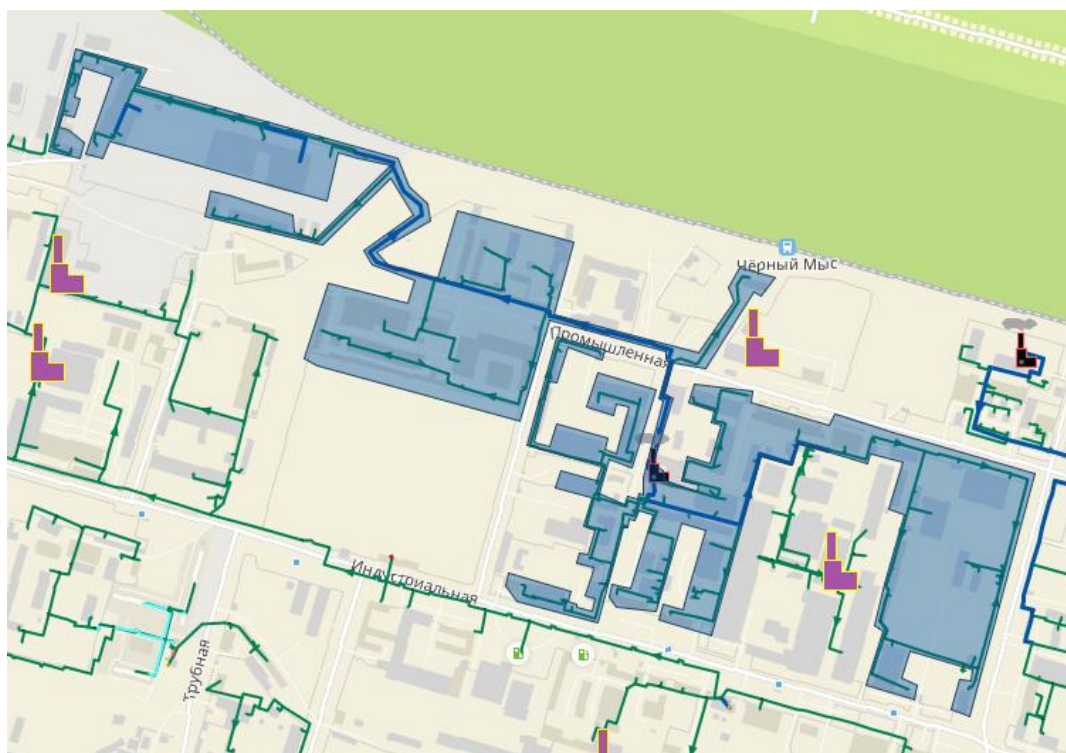


Рисунок 4.35 – Зона действия котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №14 представлена на рисунке ниже. Котельная №14 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне КК2А.

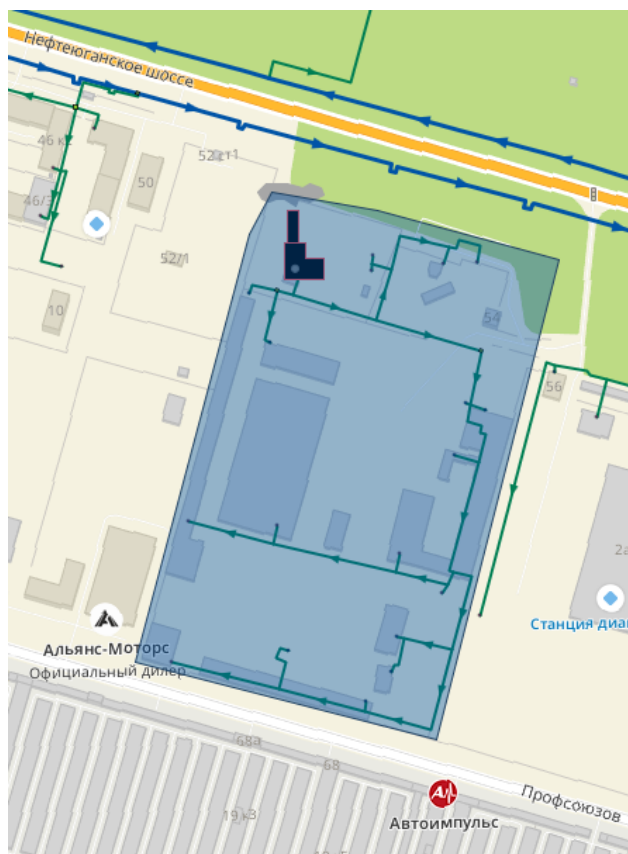


Рисунок 4.36 – Зона действия котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №15 представлена на рисунке ниже. Котельная №15 обеспечивают тепловой энергией потребителя «ДИ Нефтяник».



Рисунок 4.37 – 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.

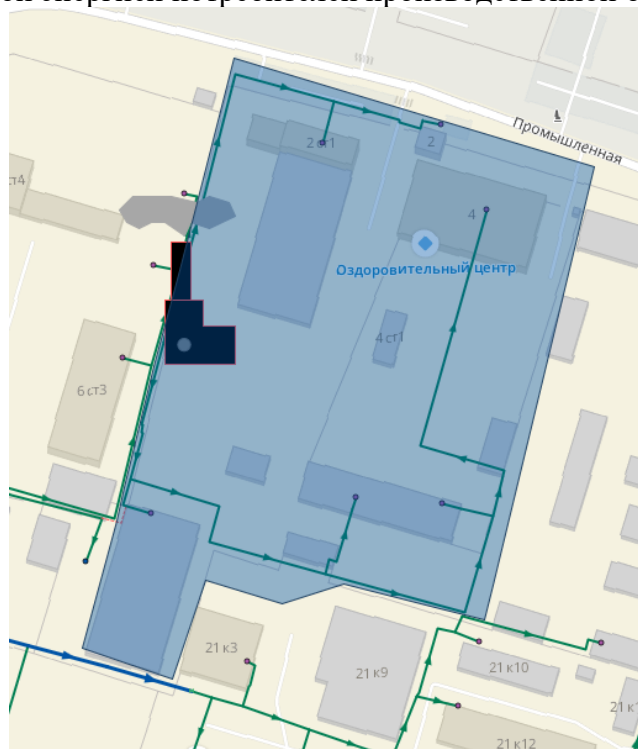


Рисунок 4.38 – Зона действия котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №17 представлена на рисунке ниже. Котельная №17 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне IX.



Рисунок 4.39 – 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 4.40 – 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 4.41 – Зона действия котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз»

Котельные ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС»)

На балансе ООО «СГЭС» находятся 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).

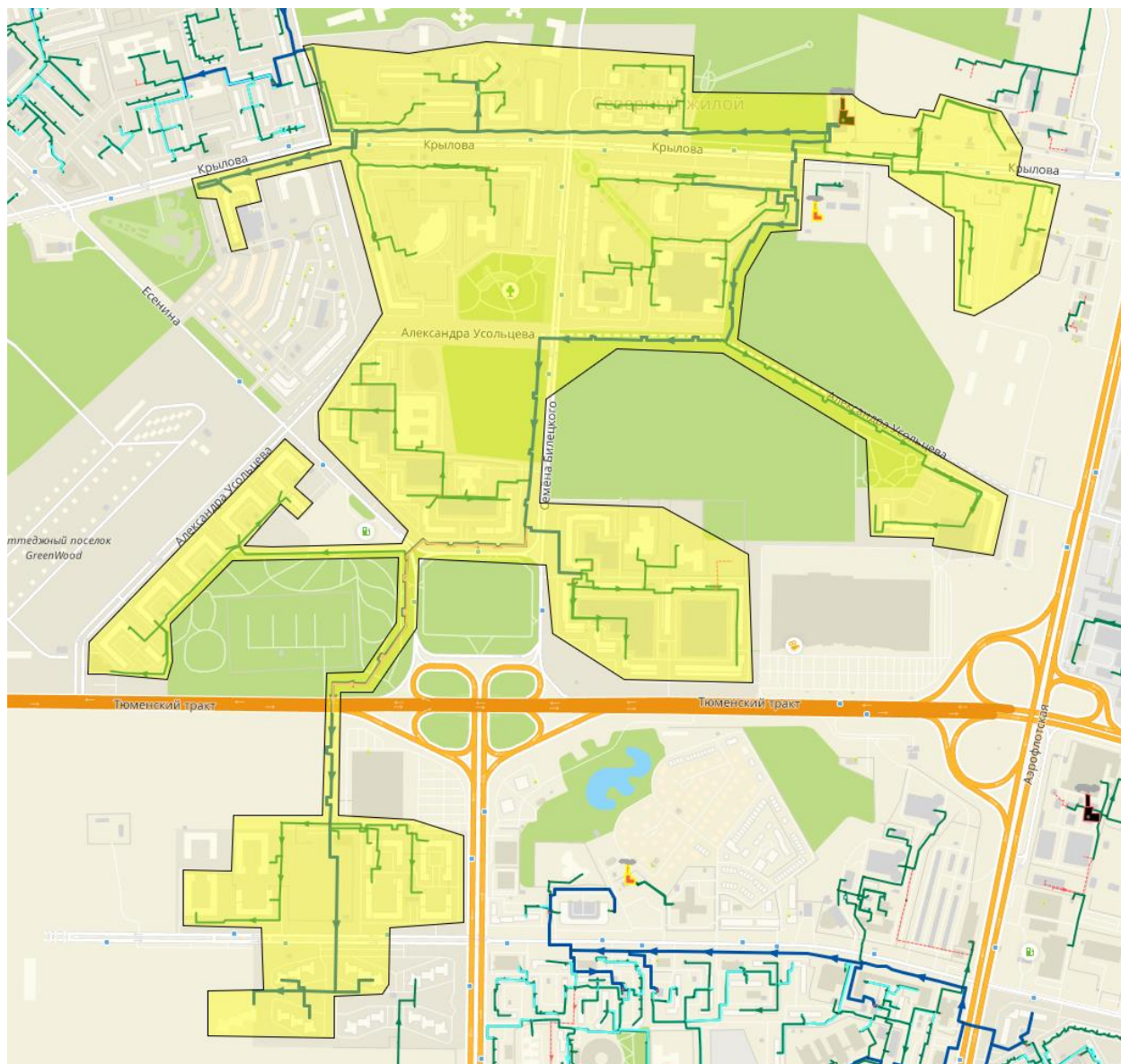


Рисунок 4.42 – Зона действия котельной К-45 ООО «СГЭС»

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.

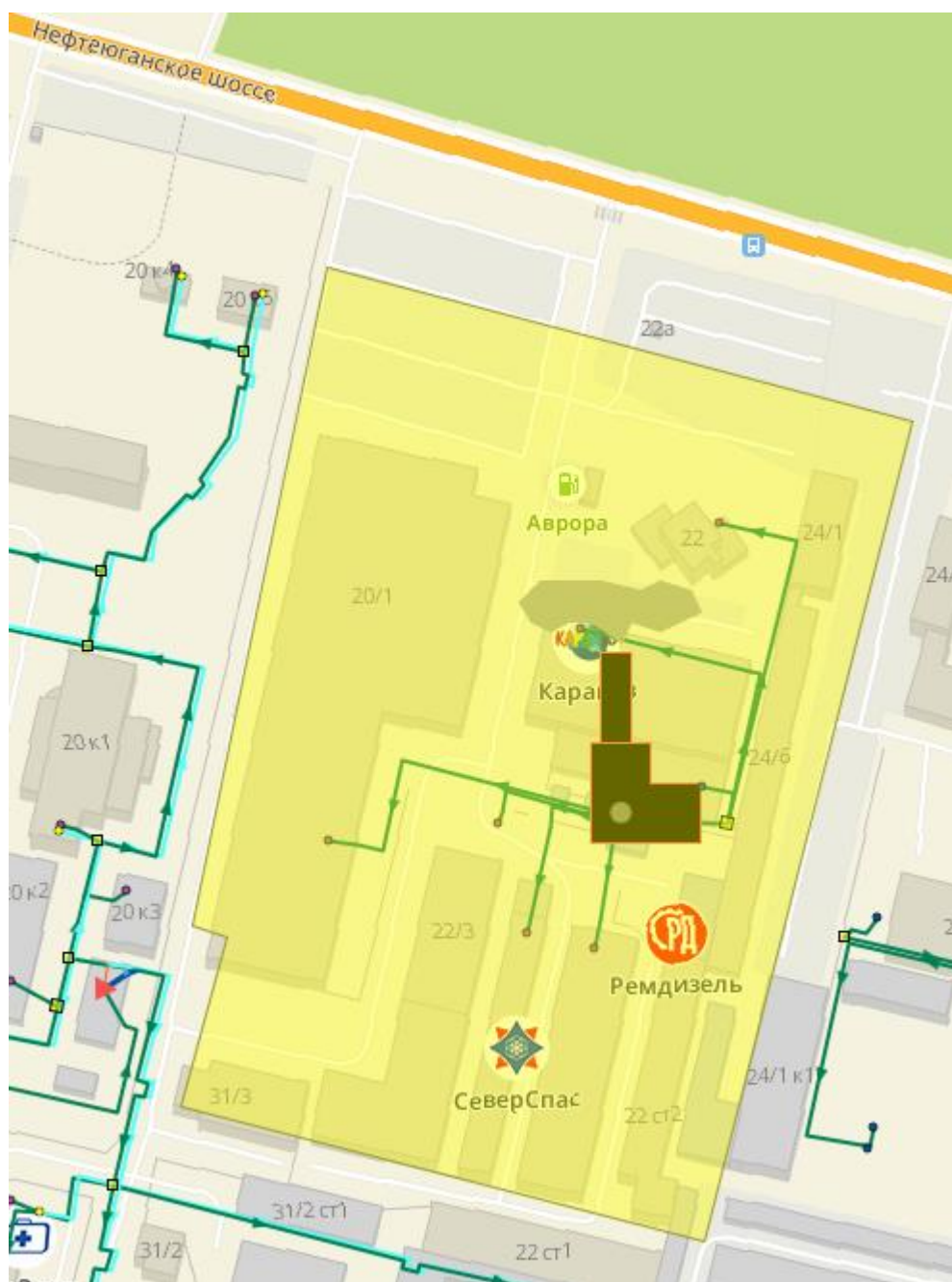


Рисунок 4.43 – Зона действия котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО «СГЭС»

Котельная 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.

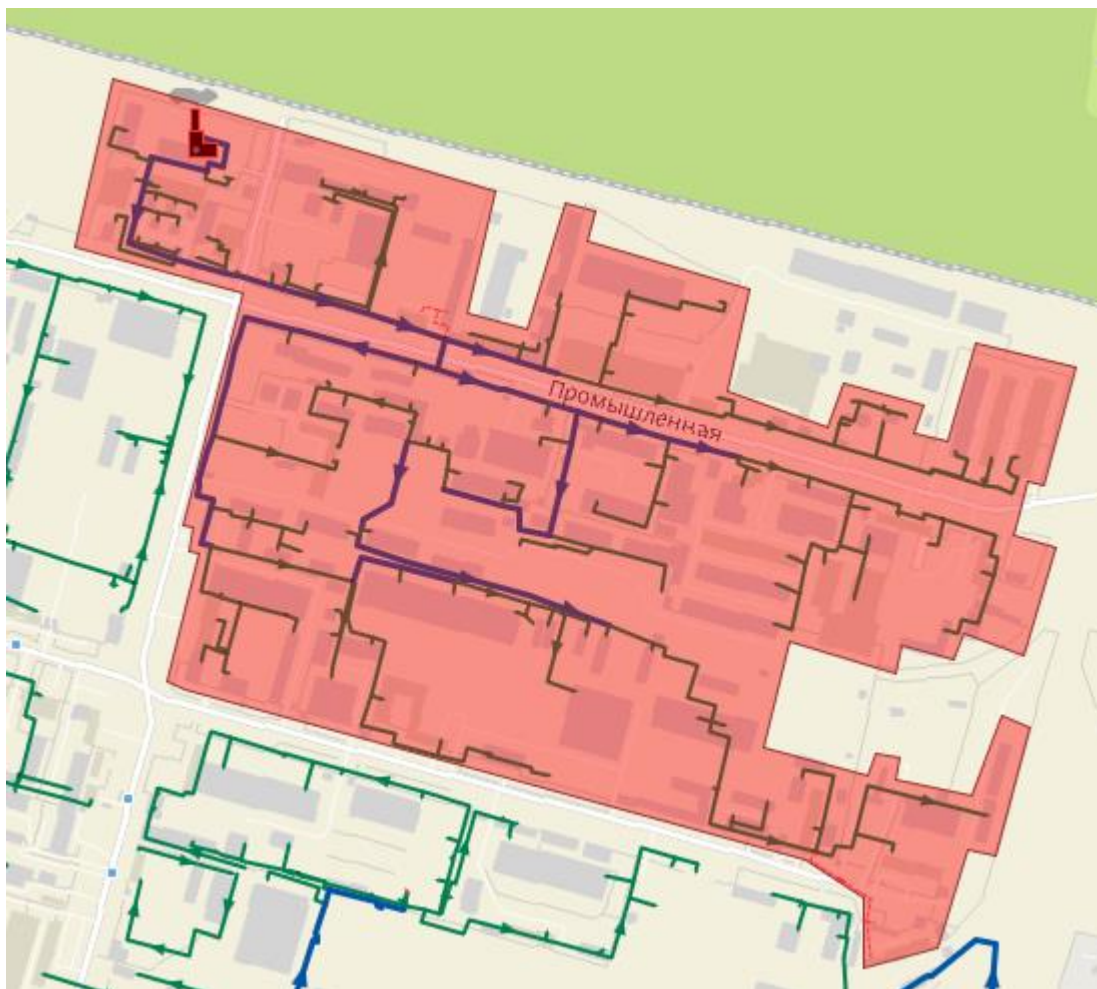


Рисунок 4.44 – Зона действия котельной ООО «Газпром энерго»

Котельная 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.

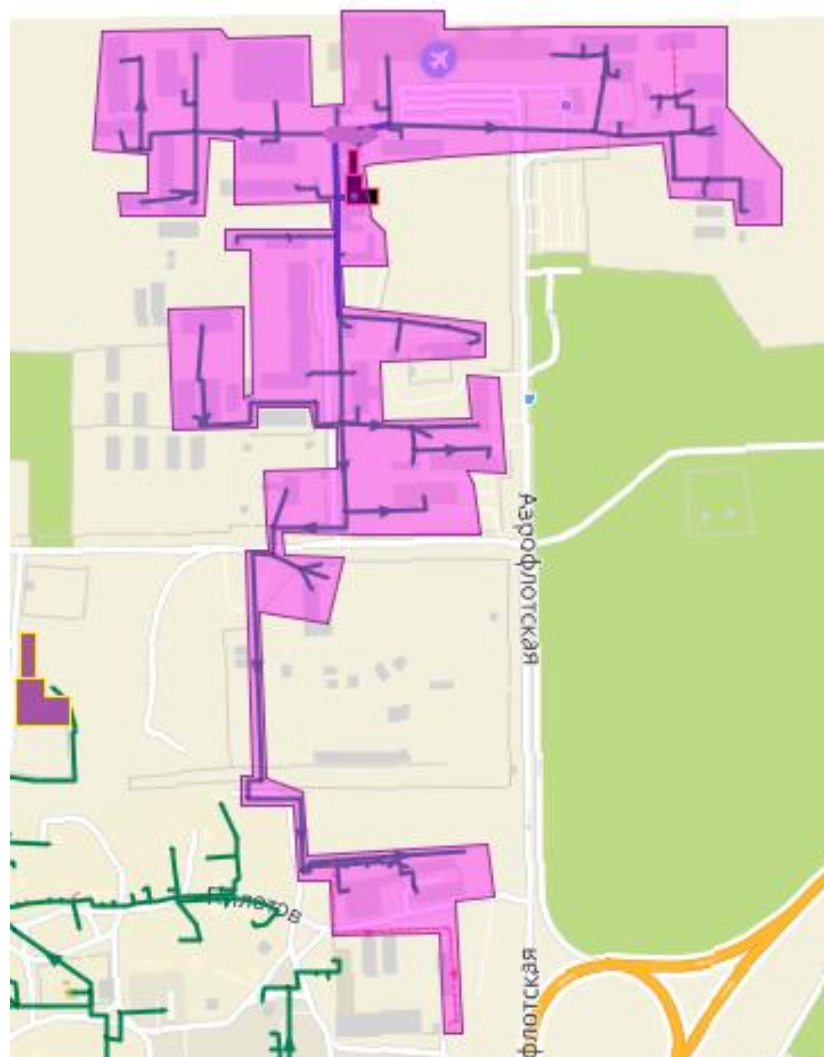


Рисунок 4.45 – Зона действия котельной «Аэропорт Сургут»

АО «Сургутский хлебозавод»

На балансе АО «Сургутский Хлебозавод» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной АО «Сургутский Хлебозавод» представлена на рисунке ниже. Котельная АО «Сургутский Хлебозавод» обеспечивают тепловой энергией потребителей Хлебозавода.

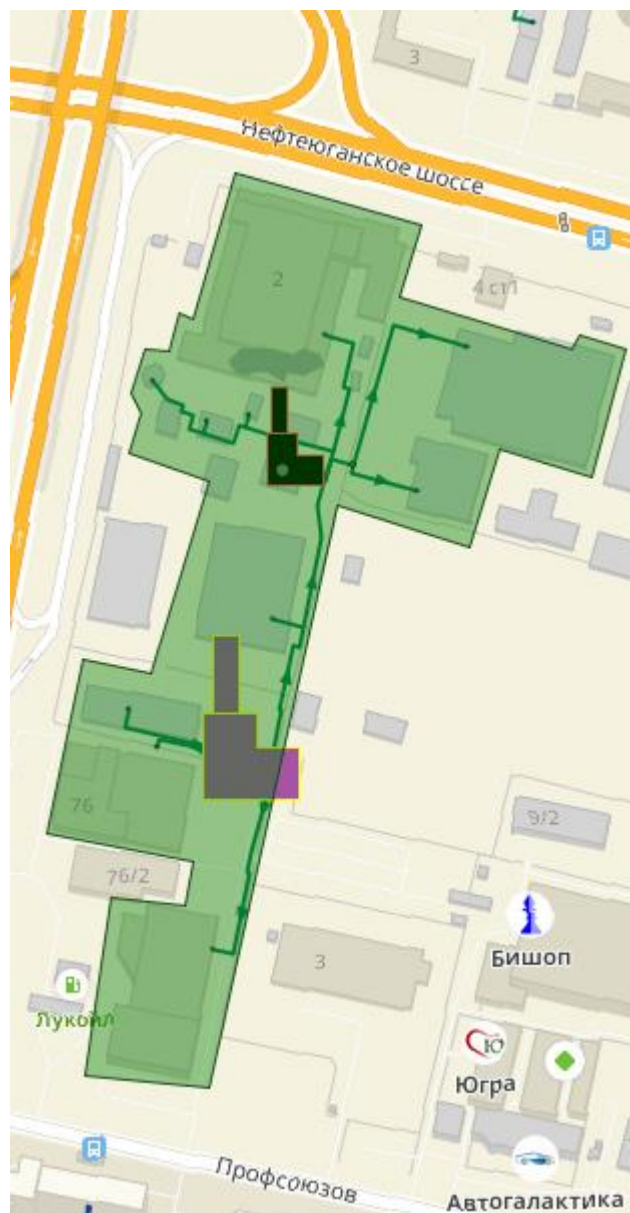


Рисунок 4.46 – Зона действия котельной АО «Сургутский Хлебозавод»

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.

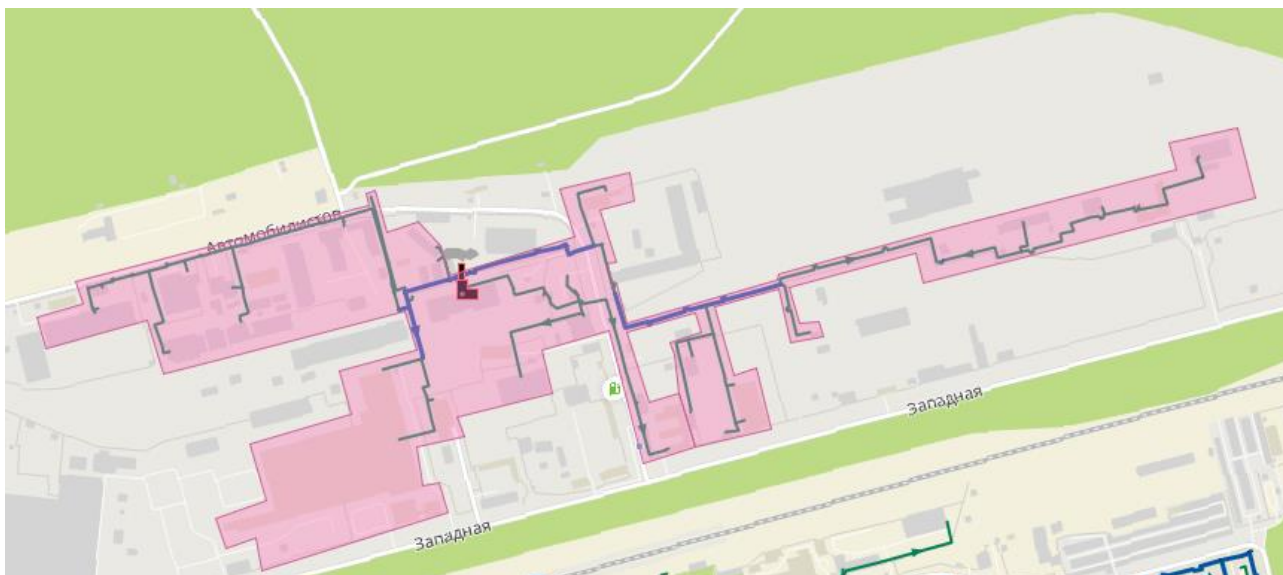


Рисунок 4.47 – Зона действия котельной ООО УК «СЗТК»

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.

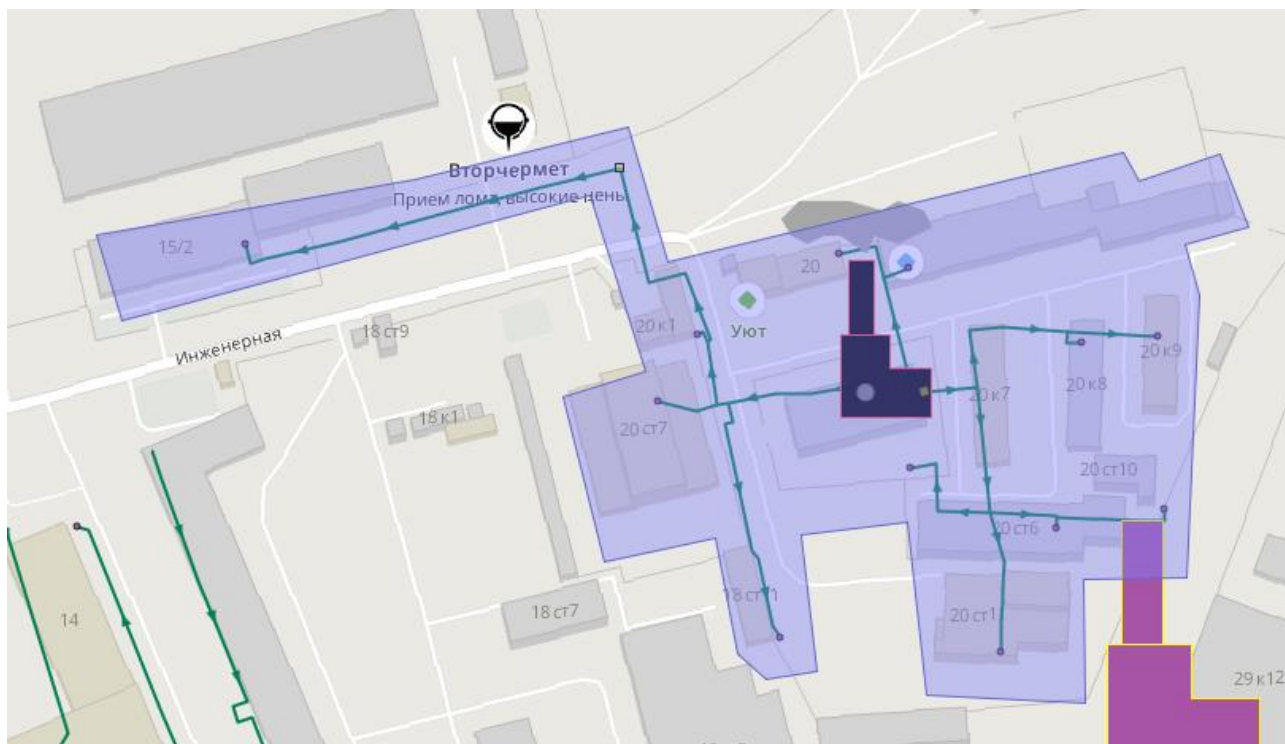


Рисунок 4.48 – Зона действия котельной ООО «ТВС-сервис»

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 4.49 – Зона действия котельной АО «Горремстрой»

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.

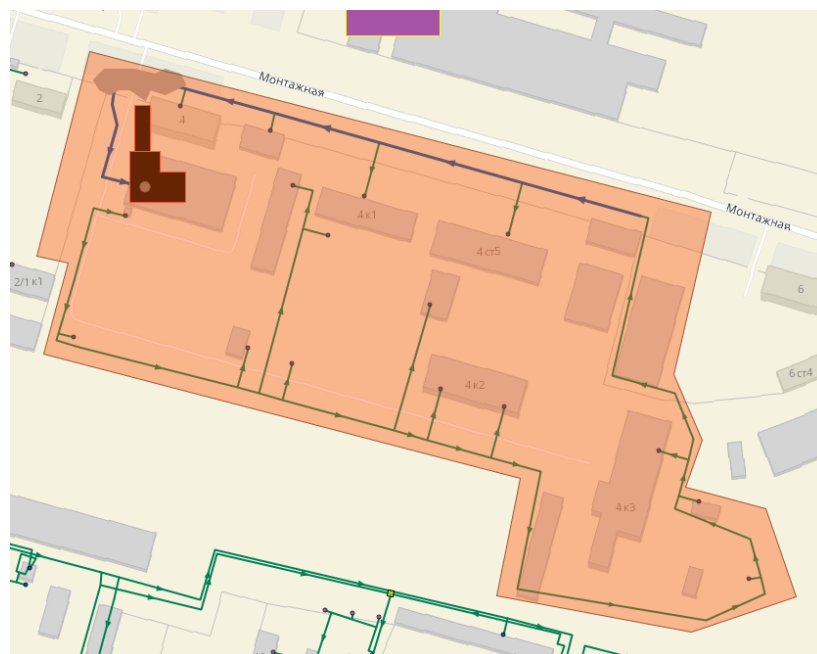


Рисунок 4.50 – Зона действия котельной ООО «Скат-База»

ООО «ТехСтрой»

На балансе ООО «ТехСтрой» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной ООО «ТехСтрой» представлена на рисунке ниже.

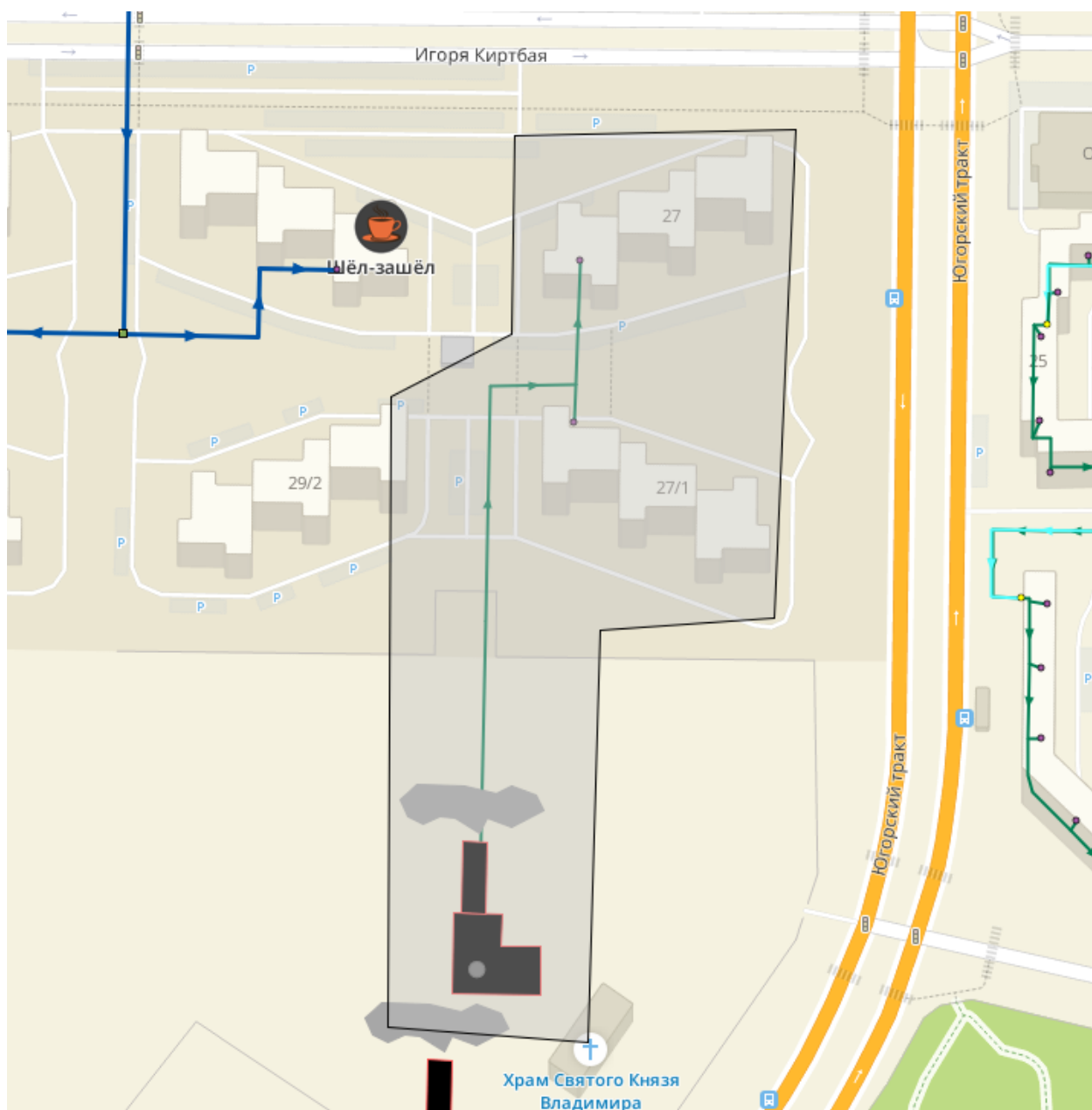


Рисунок 4.51 – Зона действия котельной ООО «ТехСтрой»

Котельная АО «Завод Промстройдеталей»

На балансе АО «Завод Промстройдеталей» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной АО «Завод Промстройдеталей» представлена на рисунке ниже.



Рисунок 4.53 – Зона действия котельной АО «Завод промышленных строительных деталей»

4.2. 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
АО «Сургутский хлебозавод»	Котельная АО «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

Наименование предприятия	Наименование источника
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 ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

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

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...».

Таблица 5.1 – Распределение договорных нагрузок по элементам территориального деления – районам г. Surgut с разбивкой по видам теплопотребления

Район	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление	Вентиляция	ГВС ср.	Итого
Восточный жилой район	91.22	10.23	10.19	111.64
Восточный планировочный район	1.20	0.00	0.00	1.20
Восточный планировочный район, Восточный коммунальный район, п. Дорожный	3.52	0.00	0.32	3.85
Восточный промышленный район	119.55	8.50	3.30	131.36
Восточный рекреационный район	15.20	0.30	0.02	15.52
Жилой район Нефтяников	105.61	45.28	13.67	164.56
Западный жилой район	11.83	1.27	2.06	15.16
Западный планировочный район	1.18	0.00	0.02	1.20
Западный планировочный район, п. Таёжный	2.64	0.21	0.00	2.86
Западный промышленный район	26.23	1.47	0.28	27.99
Олимпия	1.26	0.17	0.34	1.76
Северный жилой район	198.95	23.60	19.34	241.89
Северный планировочный район	3.06	0.36	0.03	3.45
Северный промышленный район	107.52	6.32	0.92	114.76
Северо-восточный жилой район	115.07	29.73	16.58	161.38
Северо-западный жилой район	75.74	10.58	9.32	95.64
Центральный жилой район	300.63	59.19	36.85	396.67
Центральный планировочный район	45.09	3.64	0.56	49.29
Юго-западный район	10.95	3.63	0.74	15.32
Южный планировочный район	1.27	3.06	0.43	4.76
Южный район	11.04	1.36	2.61	15.02
п. Снежный	0.05	0.00	0.00	0.05
п. Юность	4.94	0.01	0.28	5.24
пос. Лесной	0.33	0.00	0.00	0.34

5.2. 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 массива показаний приборов учета тепловой энергии, представлены в таблице 5.2.

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 - ПКТС	211,15	-7,88
2	Котельная ПКТС:		
2.1	- ПКТС-ВЖР	46,961	-2,079
2.2	- ПКТС-Город	142,733	-5,310
3	СГРЭС-2		
3.1	СГРЭС-2 Город	30,007	-1,274
3.2	СГРЭС-2 Промзона	75,778	-3,028
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	9,2151	-0,3359
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	17,752	-0,6644
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	24,027	-0,8986
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	1,3562	-0,067
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	1,4794	-0,0671
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	1,16644	-0,06124
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	0,47975	-0,02585
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	2,4422	-0,1089
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	13,44443	-0,66294
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	1,05795	-0,04424
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	0,40664	-0,02124
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	0,83759	-0,03588
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	0,21707	-0,01221
17	Котельная №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС»	0,07199	-0,00371
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	0,14231	-0,00784
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	0,29024	-0,01599
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	1,10250	-0,05671
21	Котельная №29 п. Тажный СГМУП «ГТС»	0,63176	-0,03291

№ п/п	Наименование теплоисточника	Параметры регрессии	
		сдвиг линейной функции относительно начала координат, b ₀	наклон прямой, b ₁
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	1,04495	-0,05548
23	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (переведена в режим ЦТП)	—	—
24	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	0,53305	-0,02828
25	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»		
26	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	0,01467	-0,00082
27	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	—	—
28	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,1248	-0,0121
29	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,8597	-0,0479
30	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,8777	-0,0433
31	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,2757	-0,0724
32	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,3983	-0,0208
33	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,8261	-0,0416
34	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,5212	-0,0259
35	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,4545	-0,0708
36	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,6774	-0,1761
37	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,7939	-0,1912
38	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,6975	-0,0358
39	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,0476	-0,0011
39.1	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз» (1)	0,0476	-0,0011
39.2	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз» (2)	1,3429	-0,0582
40	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,1686	-0,0082
41	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,6763	-0,0390
42	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,5348	-0,1502
44	Котельная К-45		
44.1	Вывод 1 (38 мкр.)	15,4265	-0,6225
44.2	Вывод 2 (40 мкр.)	6,7651	-0,2933
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	-	-
46	Котельная ООО "Газпром энерго"	-	-
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	-	-
48	Котельная АО "Сургутский Хлебозавод"	-	-
49	Котельная ООО УК "СЗТК"	-	-
50	Котельная ООО «ТВС-сервис»	0,7678	-0,0285
51	Котельная АО «Горремстрой»	-	-
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	-	-
53	Котельная ООО "ТехСтрой"	-	-
54	Котельная АО "Завод промстройдеталей"	-	-

Расчетные нагрузки, вычисленные на основе полученных коэффициентов регрессии, представлены в таблице и на рисунках ниже.

Поскольку котельная ПКТС включается в работу только при достижении температуры наружного воздуха в -23 °С, 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 -23 °С будет равна тепловой нагрузке потребителей, присоединенных к сетям теплоснабжения до котельной ПКТС, при этой температуре.

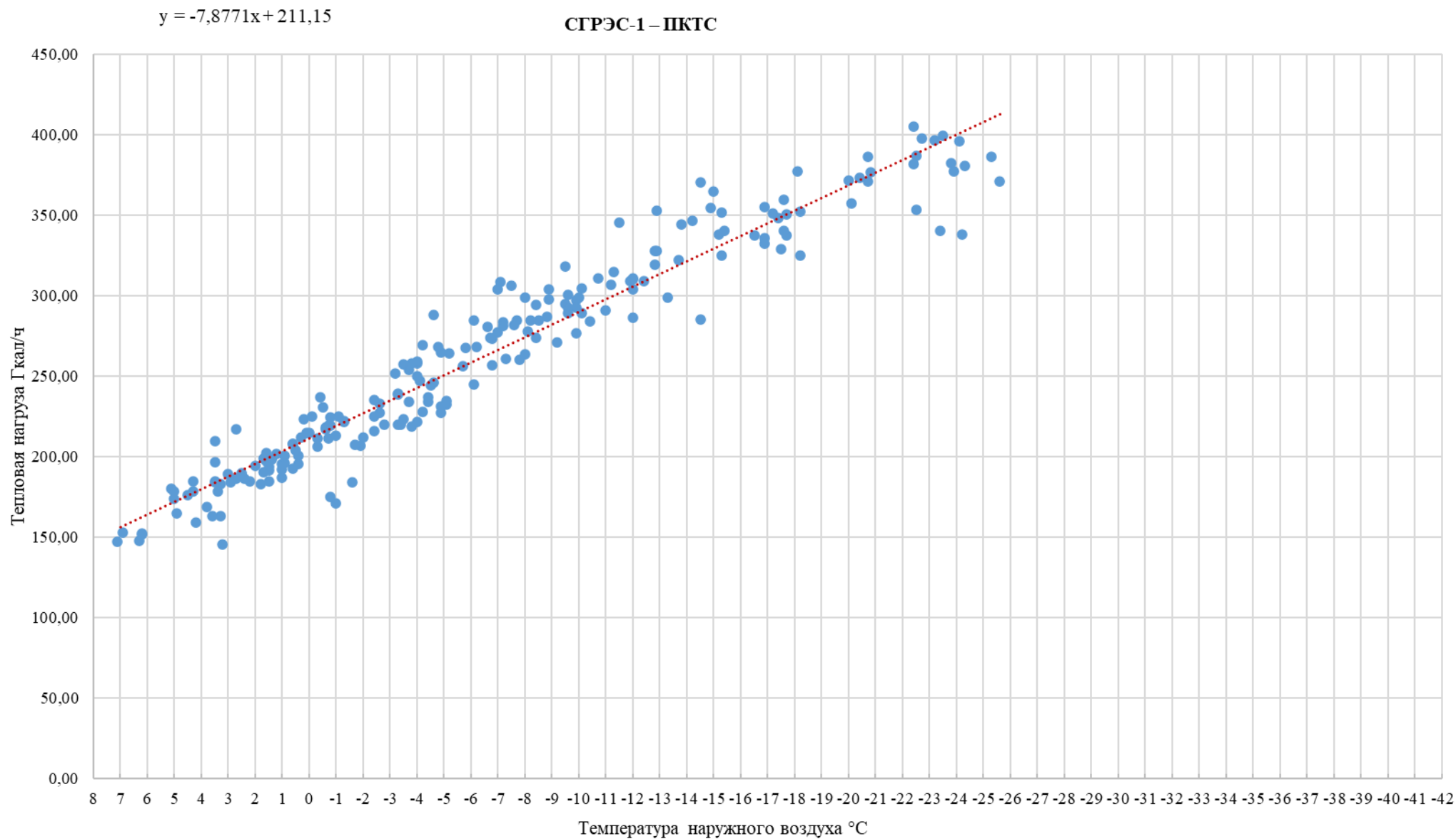


Рисунок 5.1 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия СГРЭС-1 – ПКТС

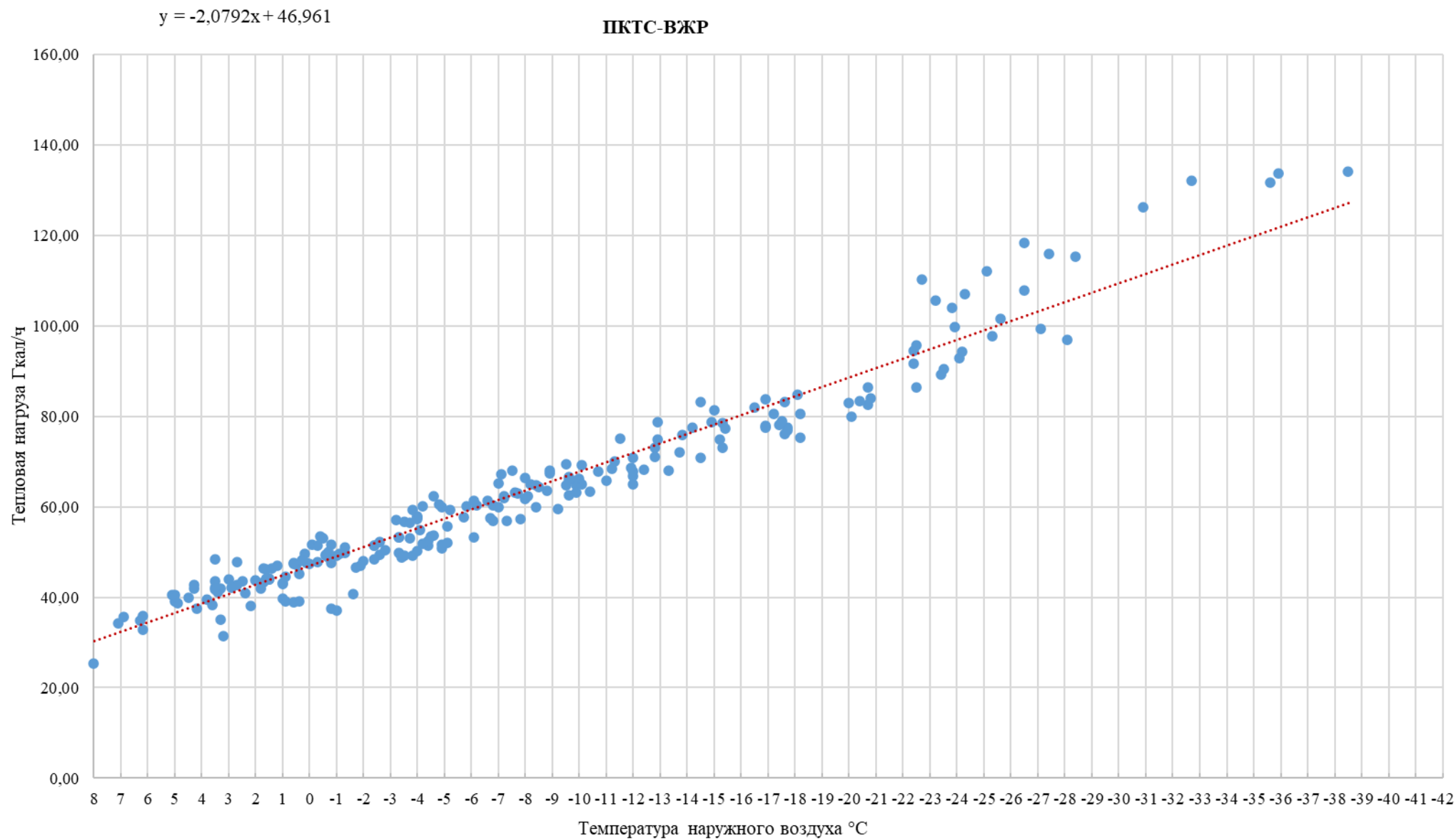


Рисунок 5.2 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной ПКТС-ВЖР

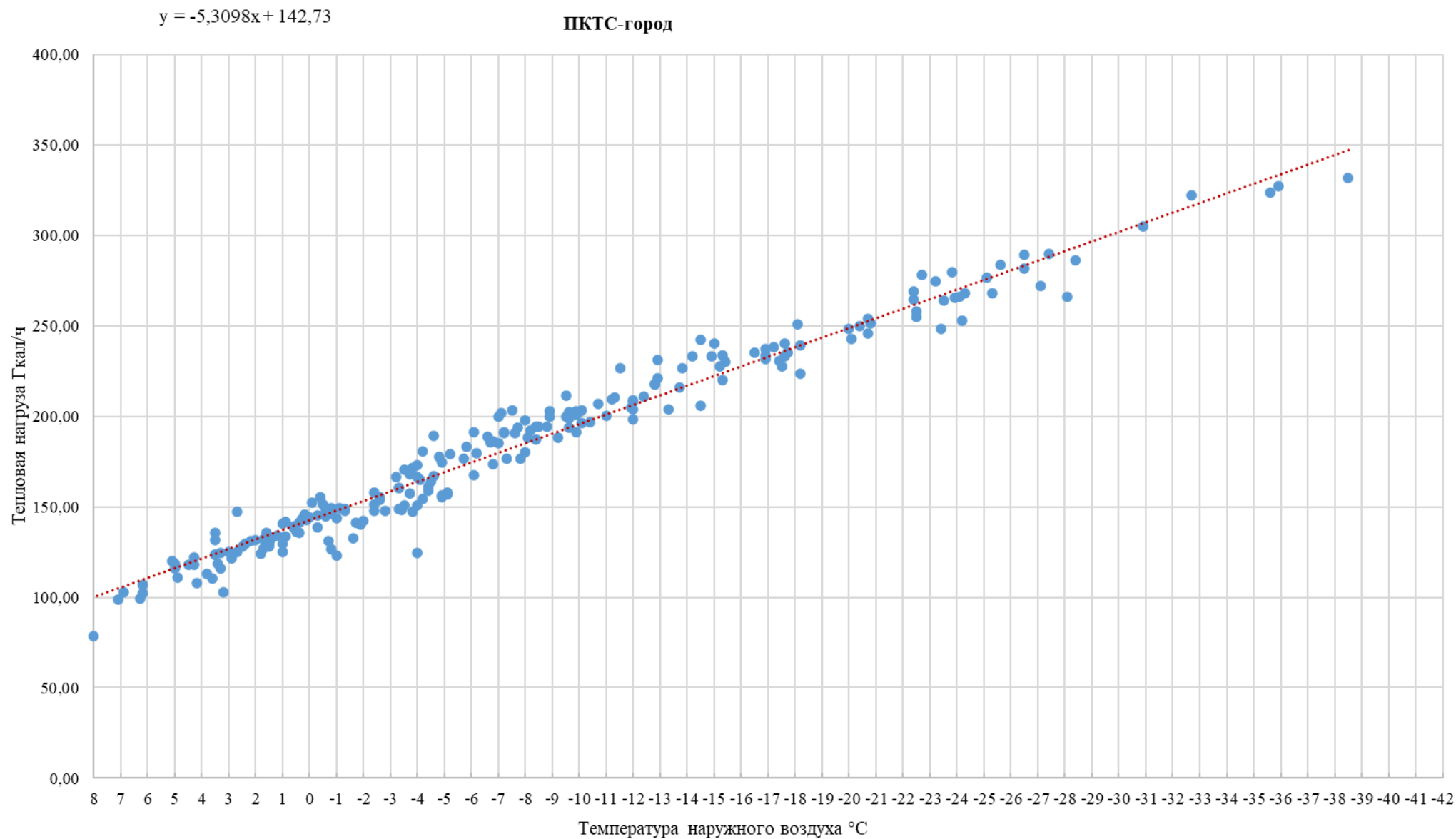


Рисунок 5.3 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной ПКТС-город

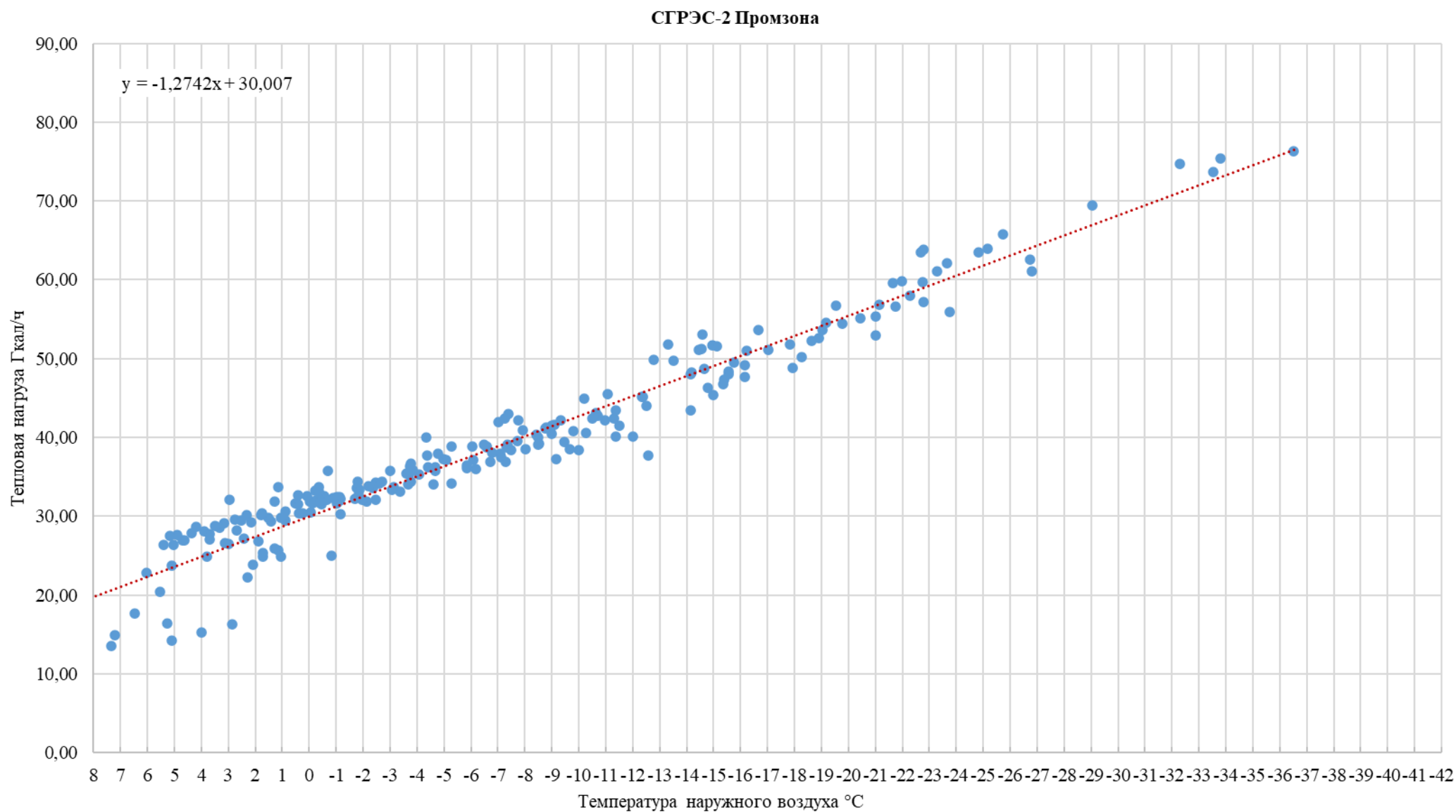


Рисунок 5.4 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия СГРЭС-2-промзона

СГРЭС-2 ВЖР

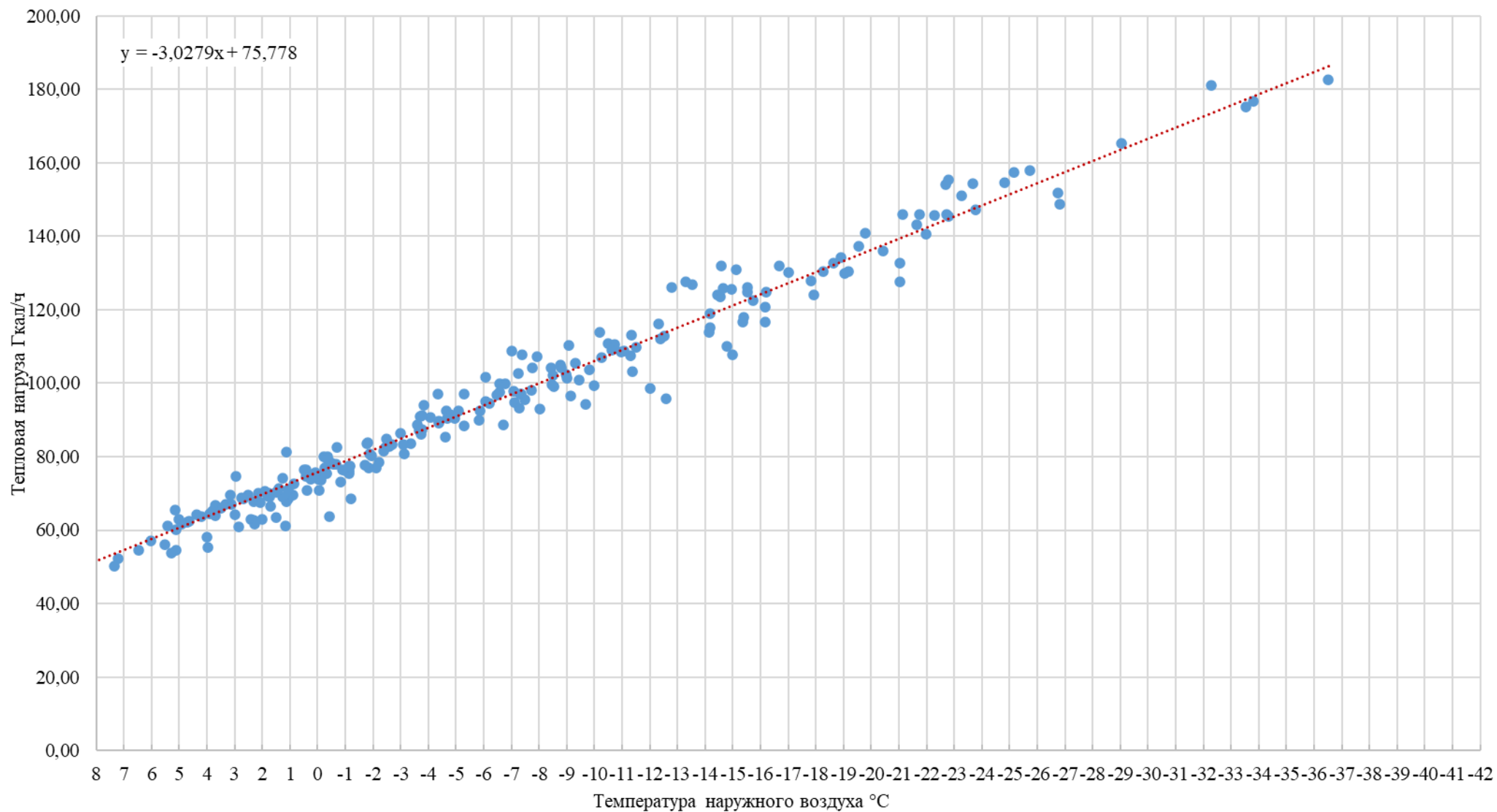


Рисунок 5.5 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия СГРЭС-2-ВЖР

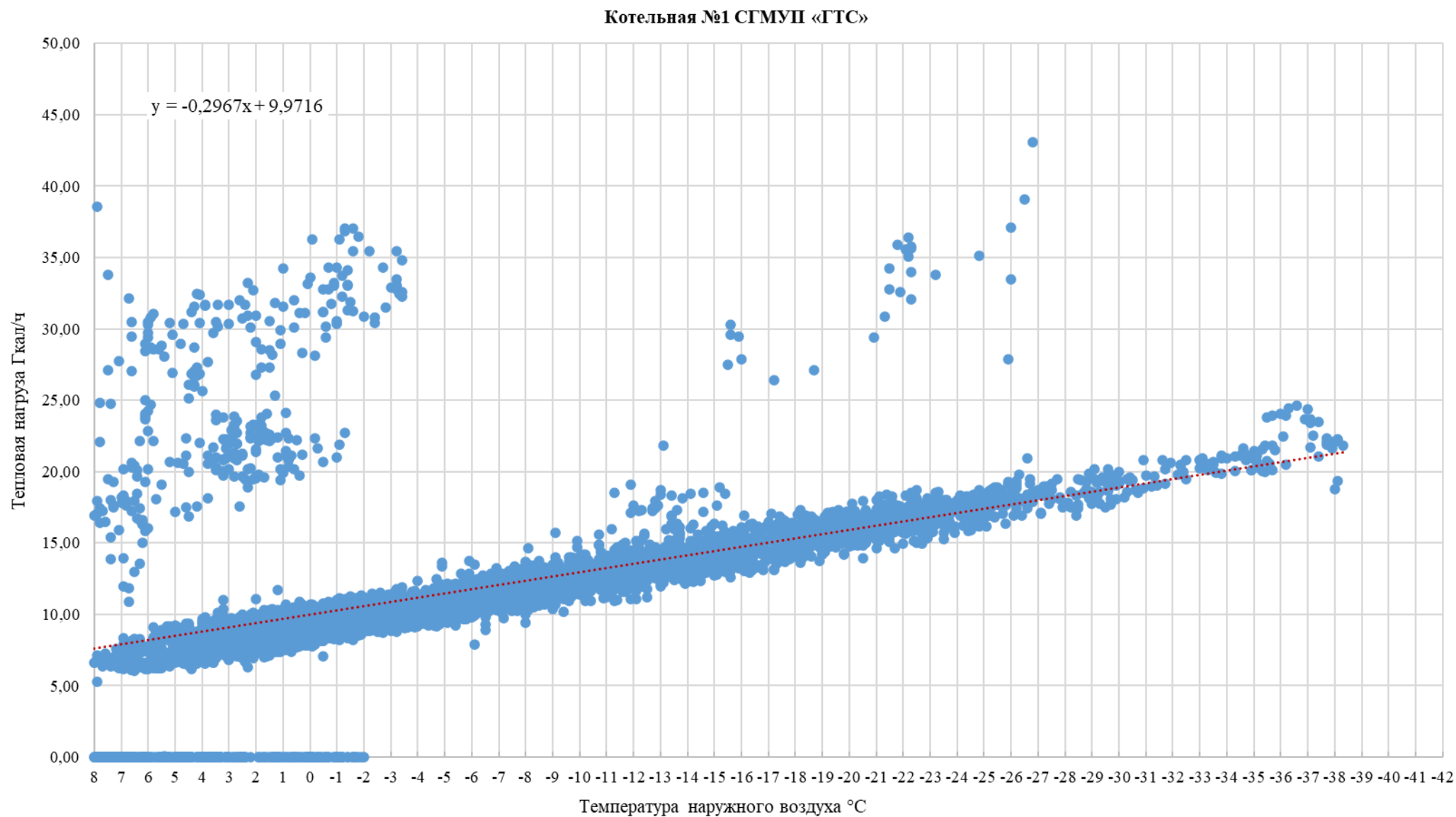


Рисунок 5.6 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №1 СГМУП «ГТС»

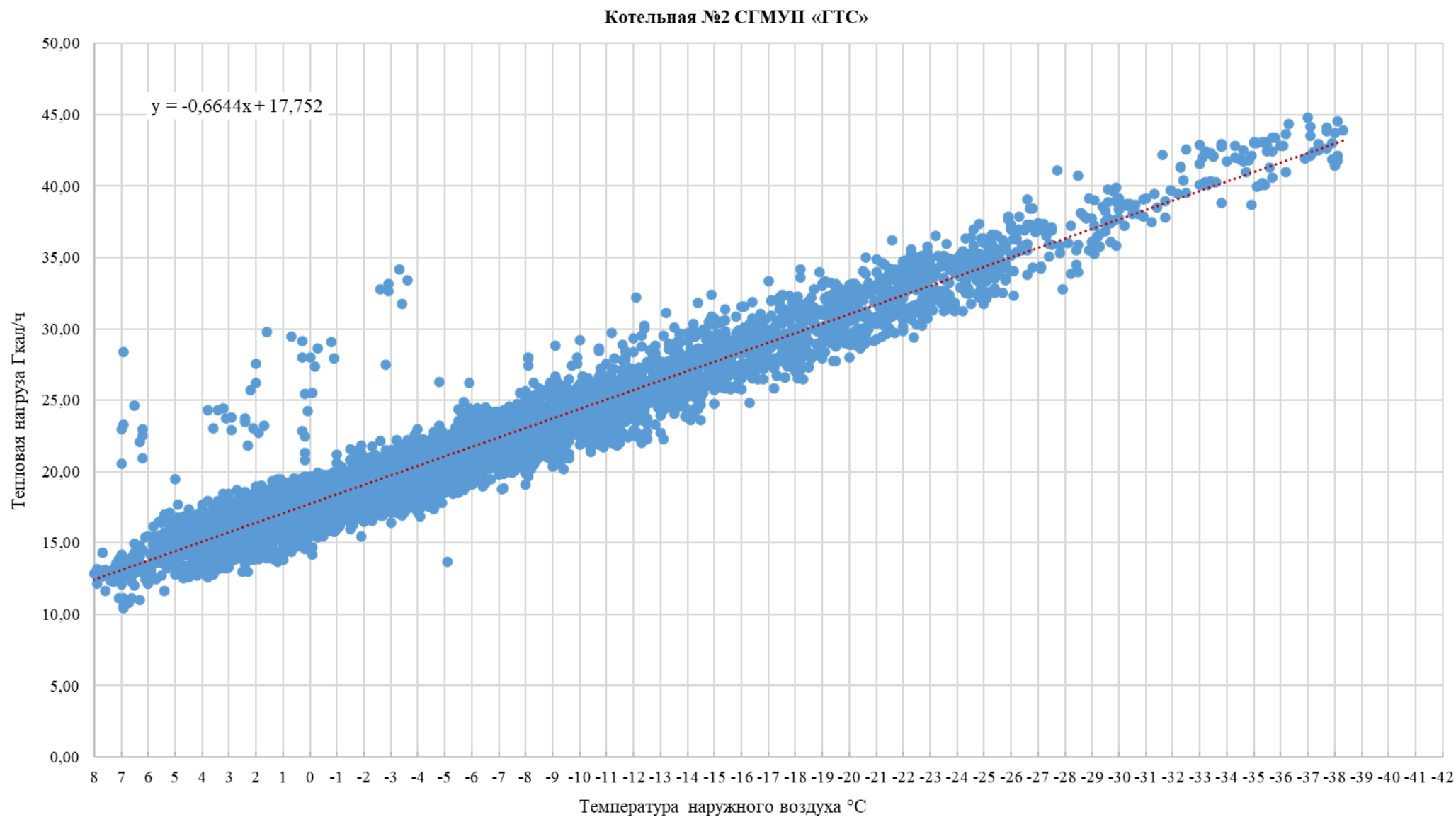


Рисунок 5.7 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №2 СГМУП «ГТС»

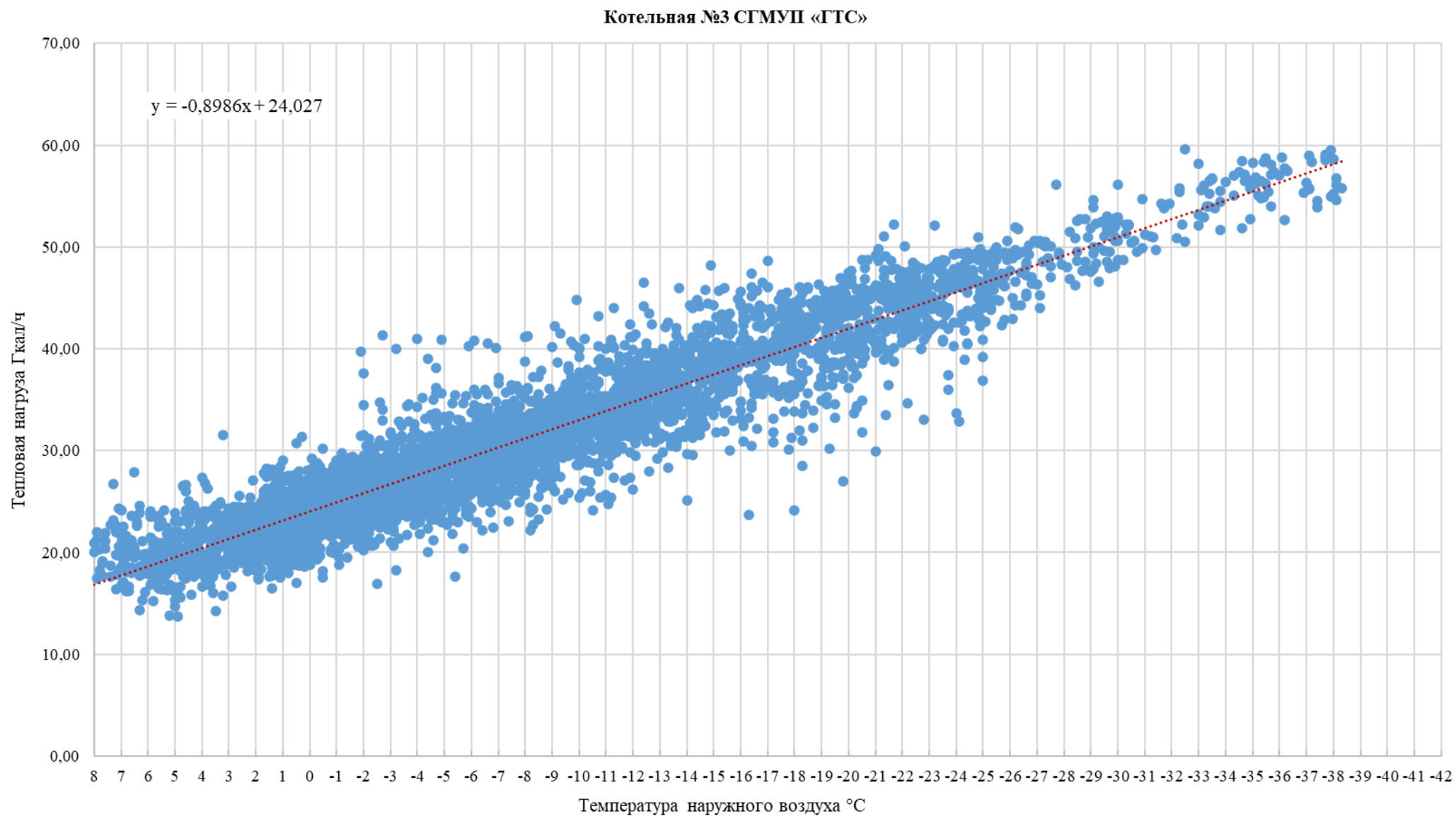


Рисунок 5.8 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №3 СГМУП «ГТС»

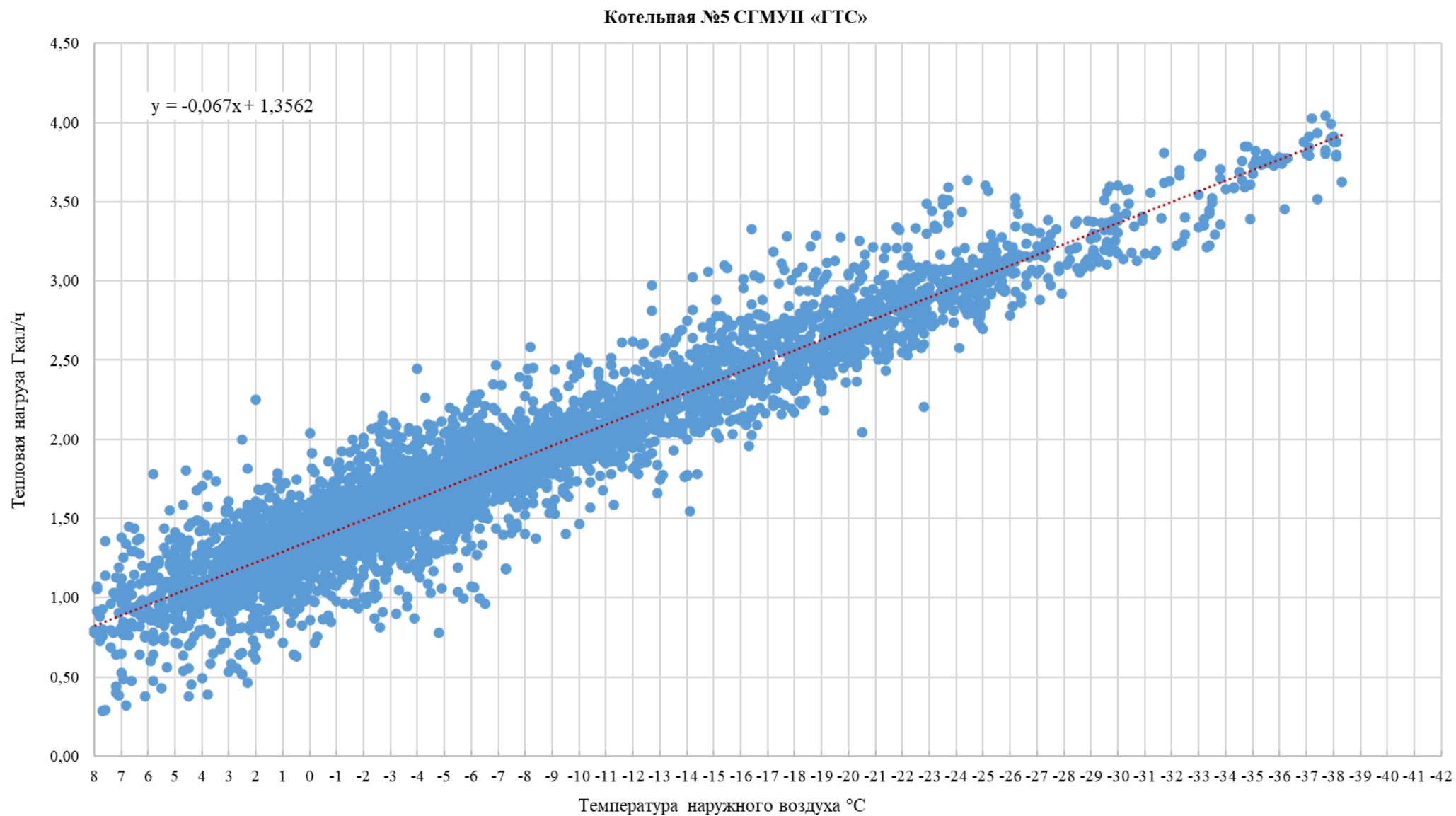


Рисунок 5.9 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №5 СГМУП «ГТС»

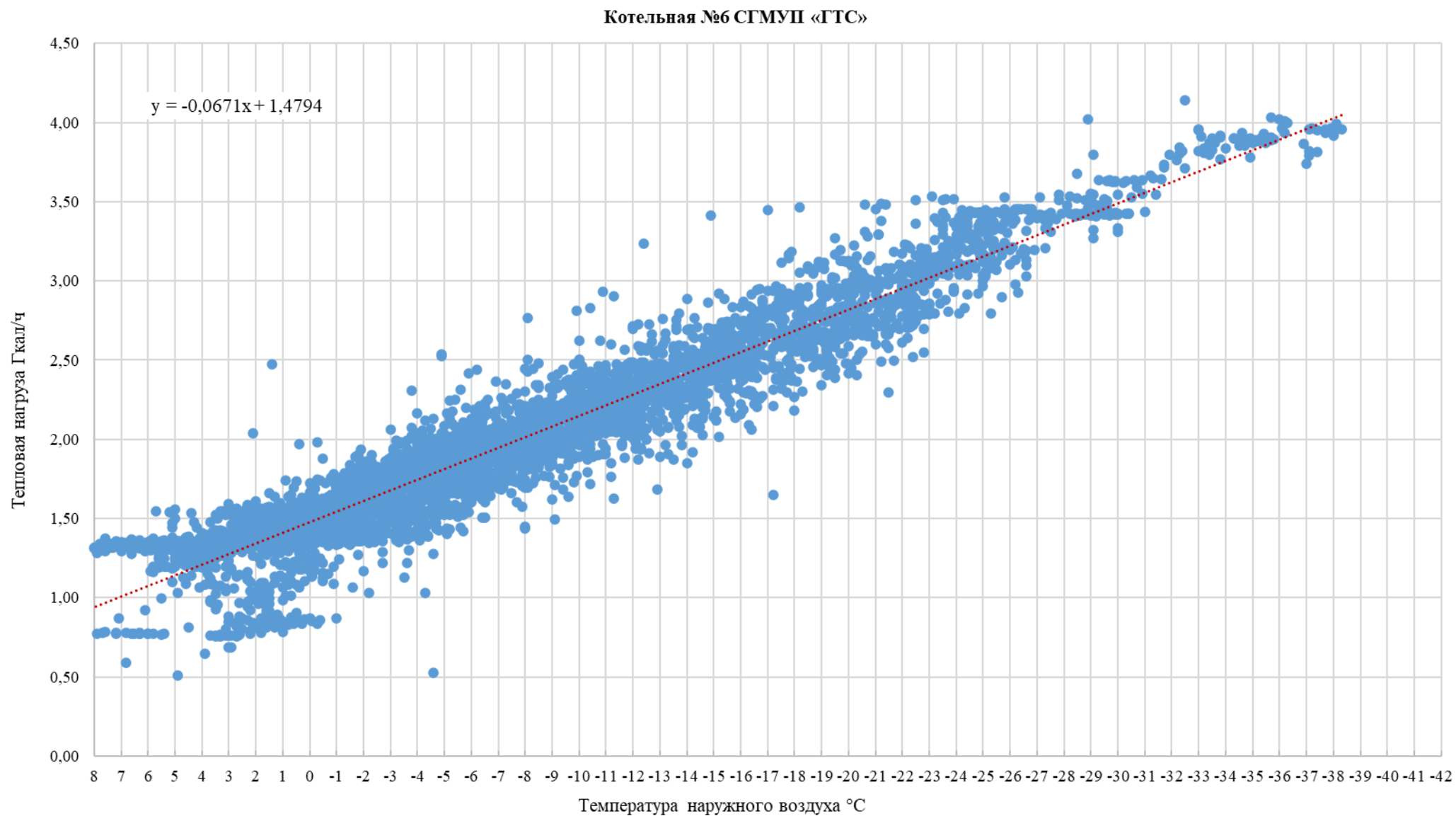


Рисунок 5.10 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №6 СГМУП «ГТС»

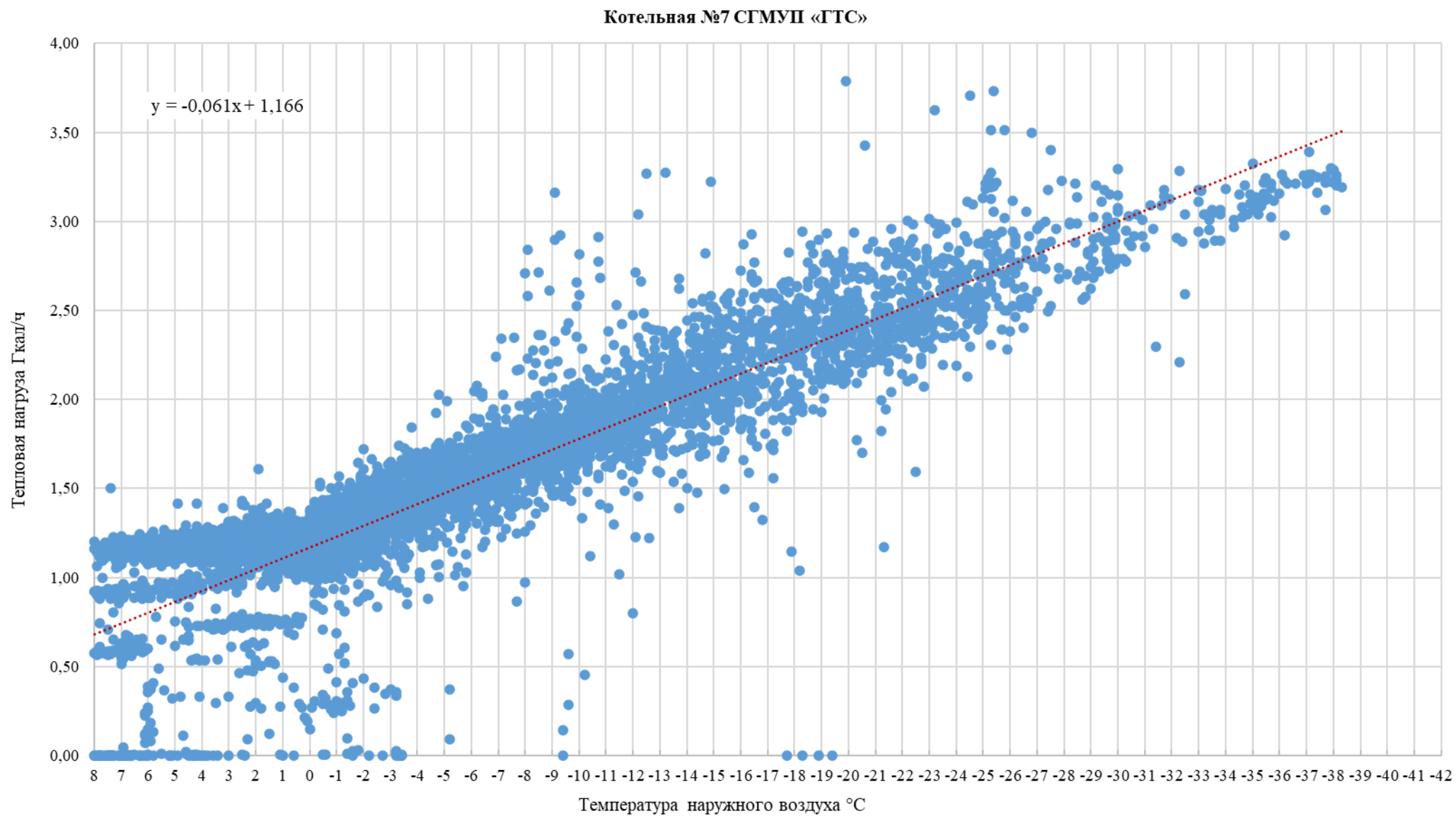


Рисунок 5.11 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №7 СГМУП «ГТС»

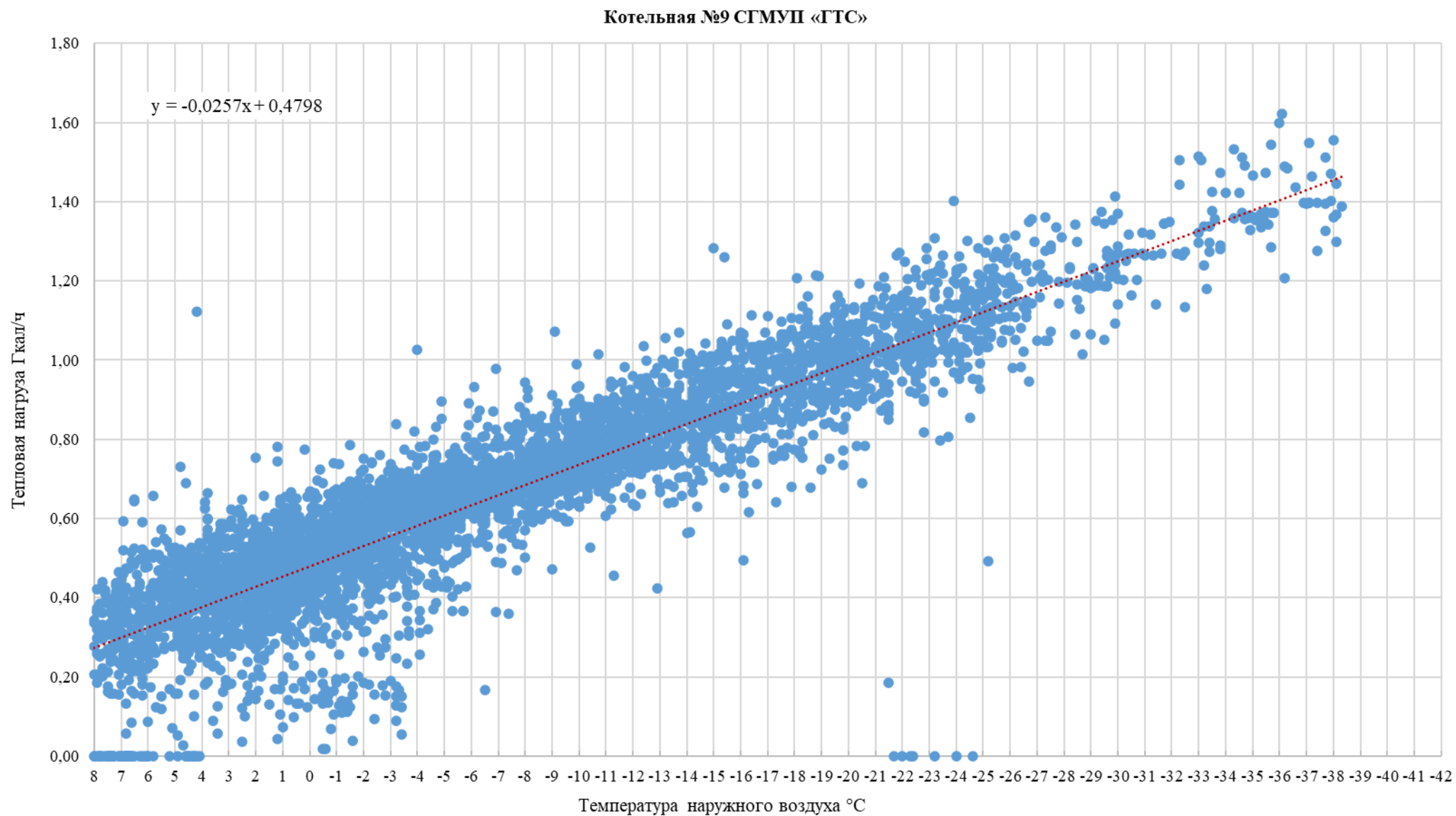


Рисунок 5.12 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №9 СГМУП «ГТС»

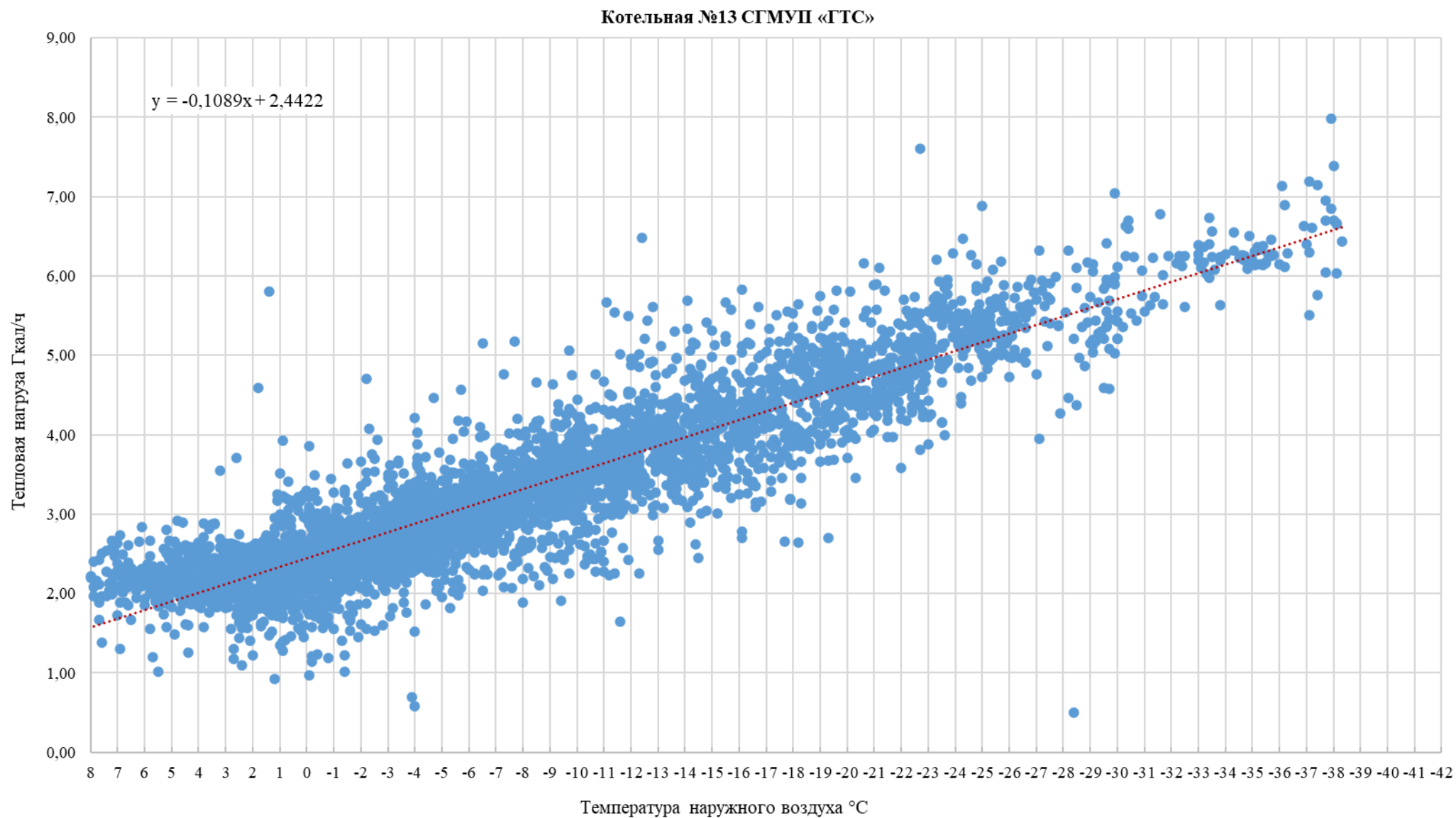


Рисунок 5.13 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №13 СГМУП «ГТС»

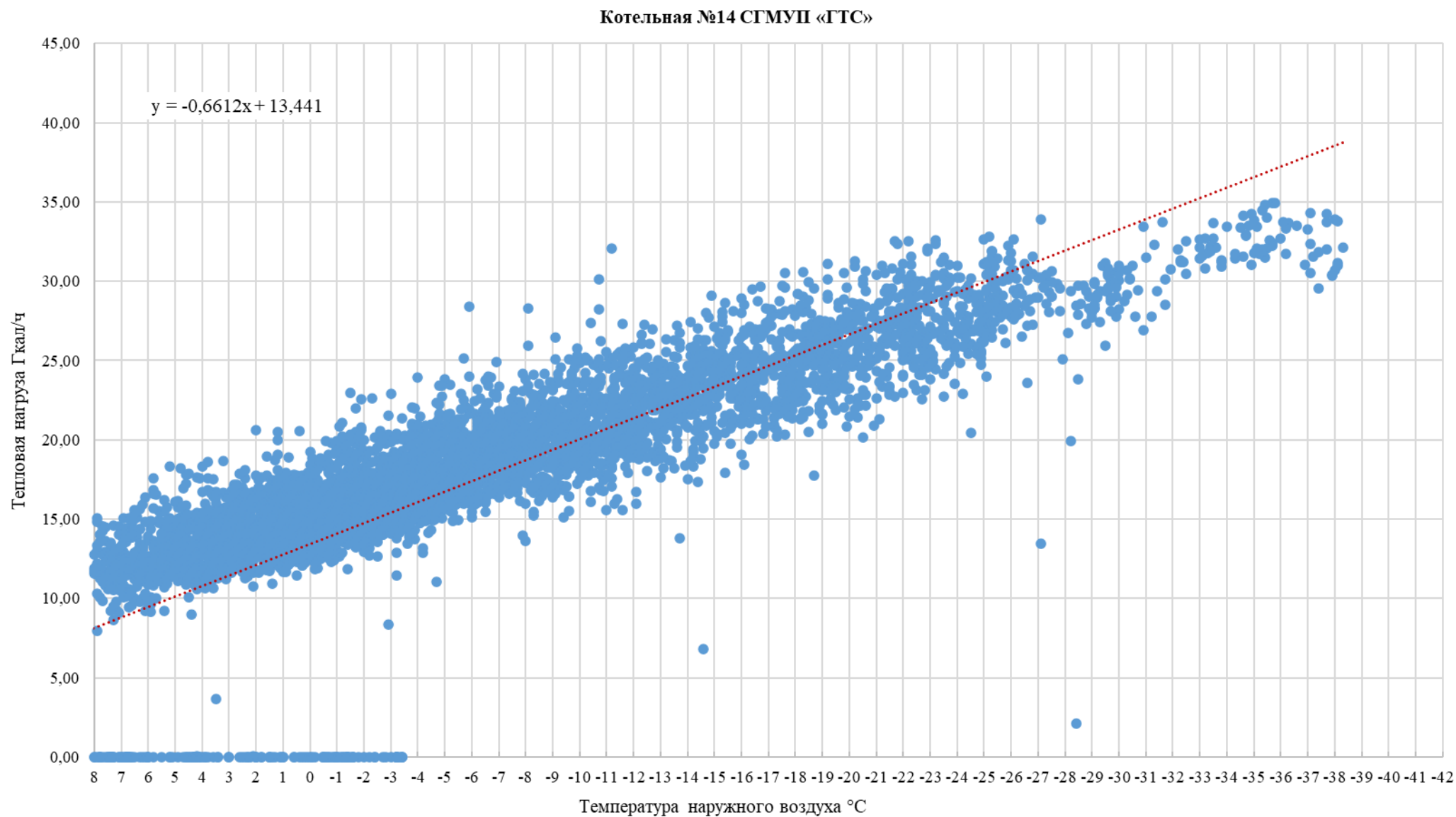


Рисунок 5.14 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №14 СГМУП «ГТС»

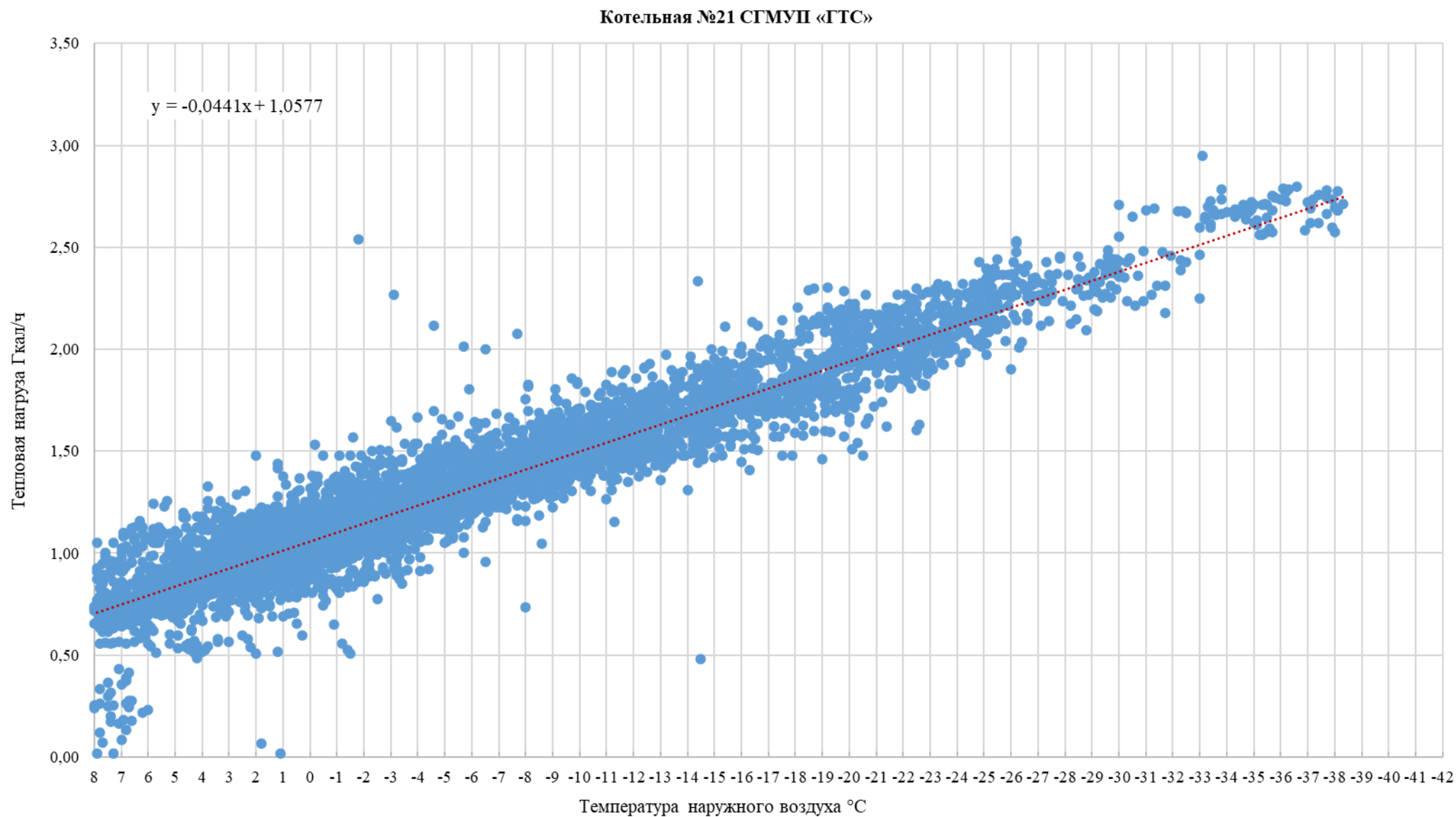


Рисунок 5.15 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №21 СГМУП «ГТС»

Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»

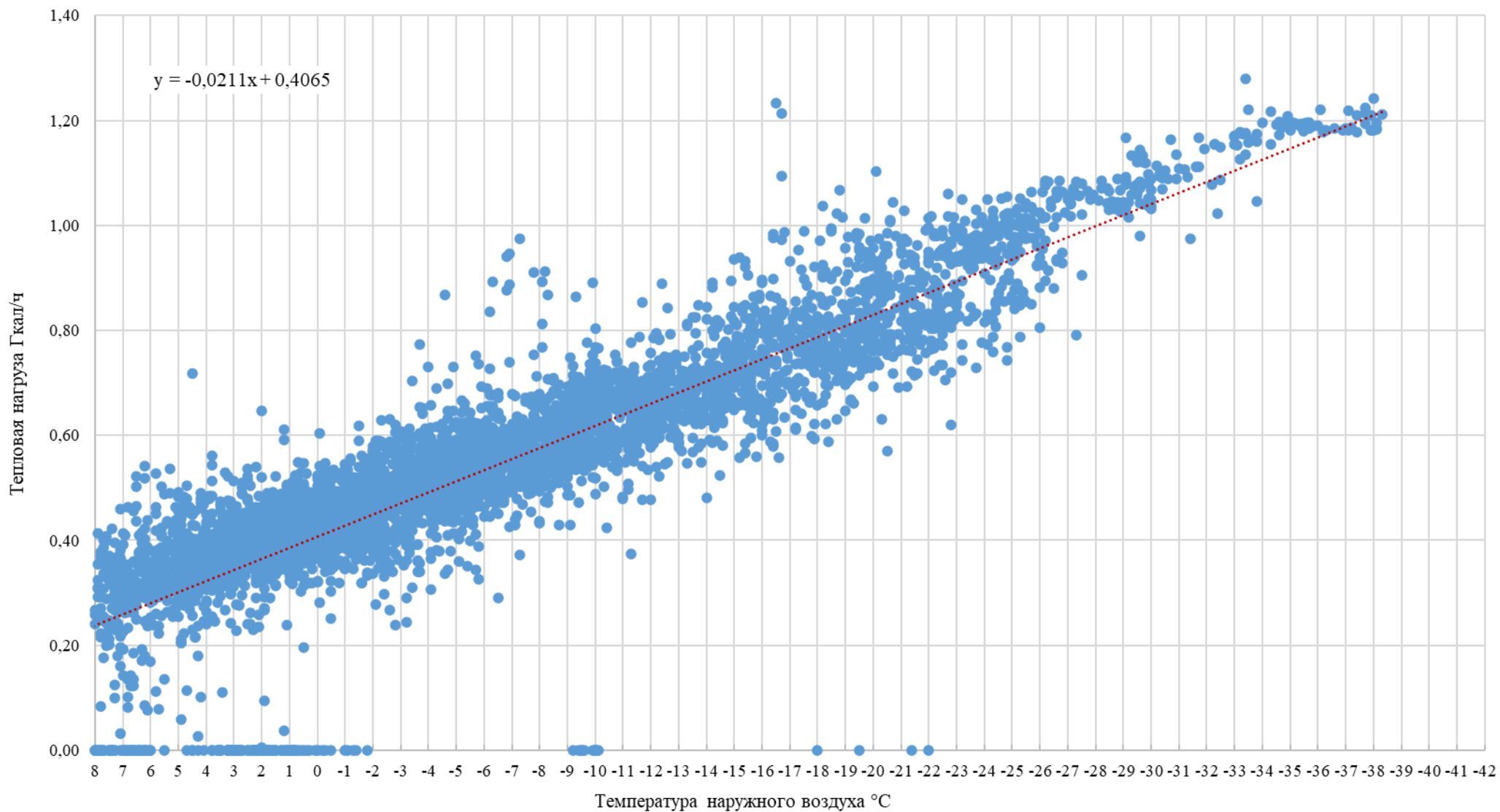


Рисунок 5.16 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №22 «Олимпия» СГМУП «ГТС»

Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»

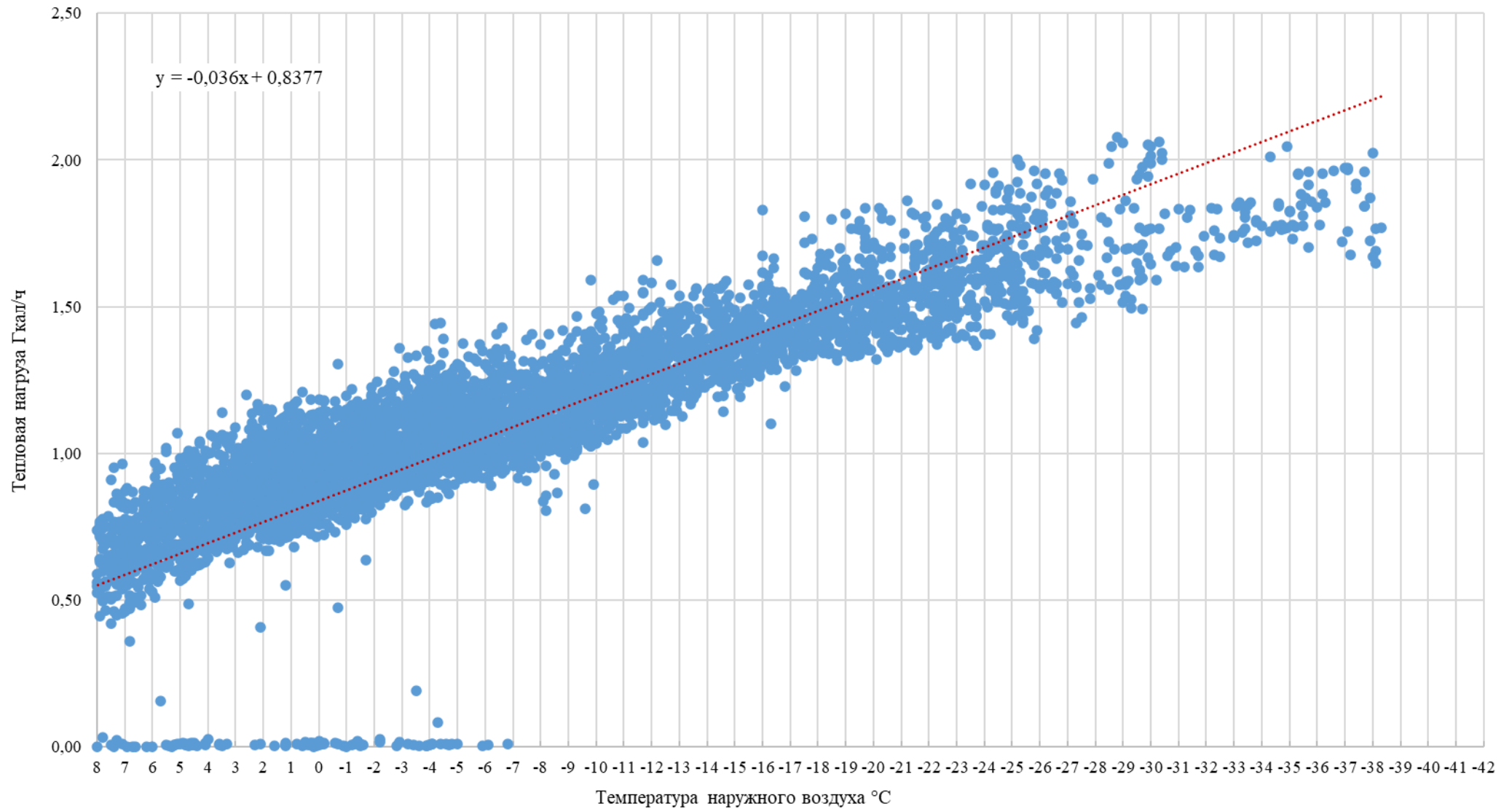


Рисунок 5.17 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №23 «Ледовый Дворец» СГМУП «ГТС»

Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»

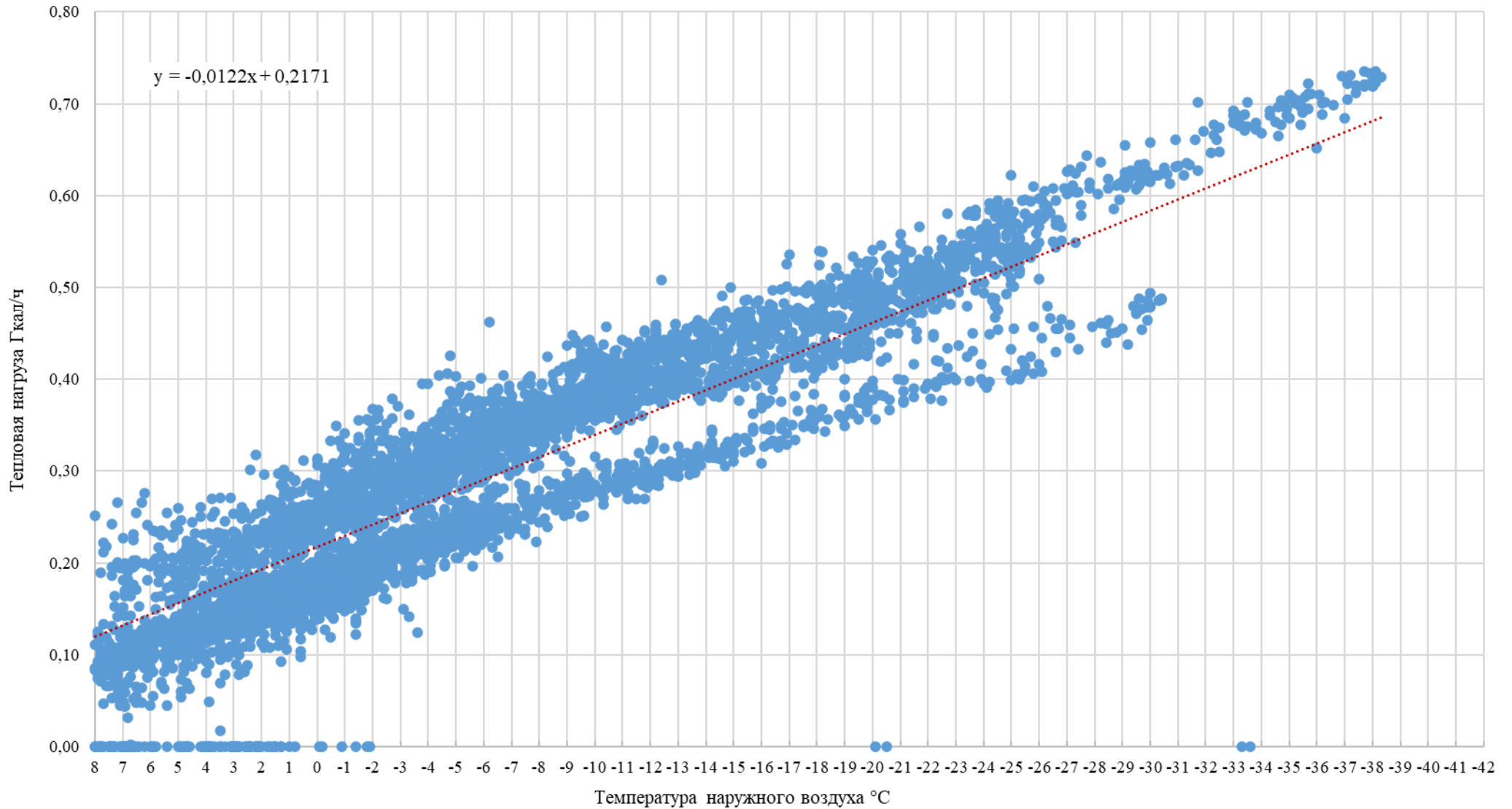


Рисунок 5.18 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №24 «Нефтяник» СГМУП «ГТС»

Котельная №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС»

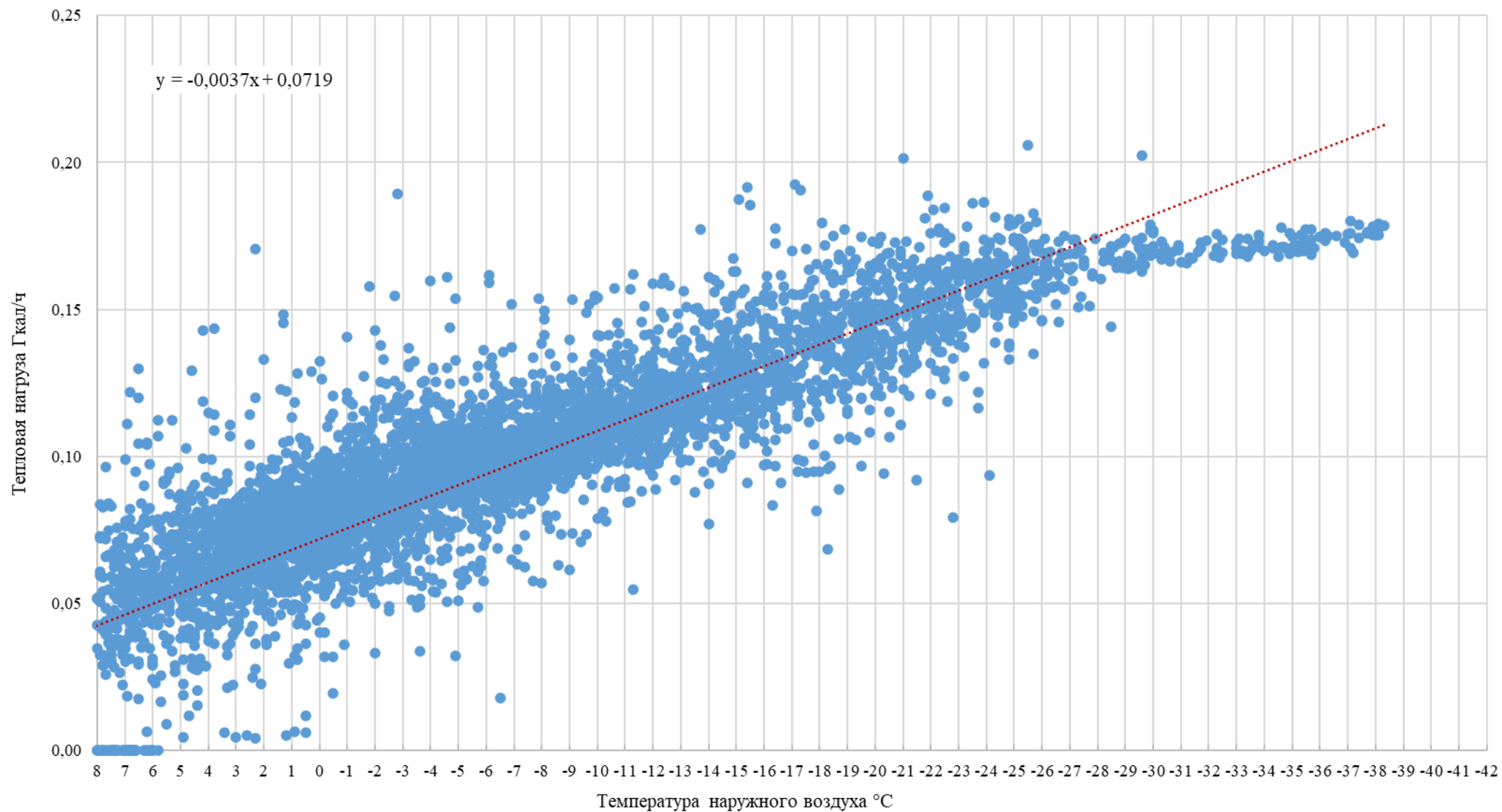


Рисунок 5.19 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»

Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»

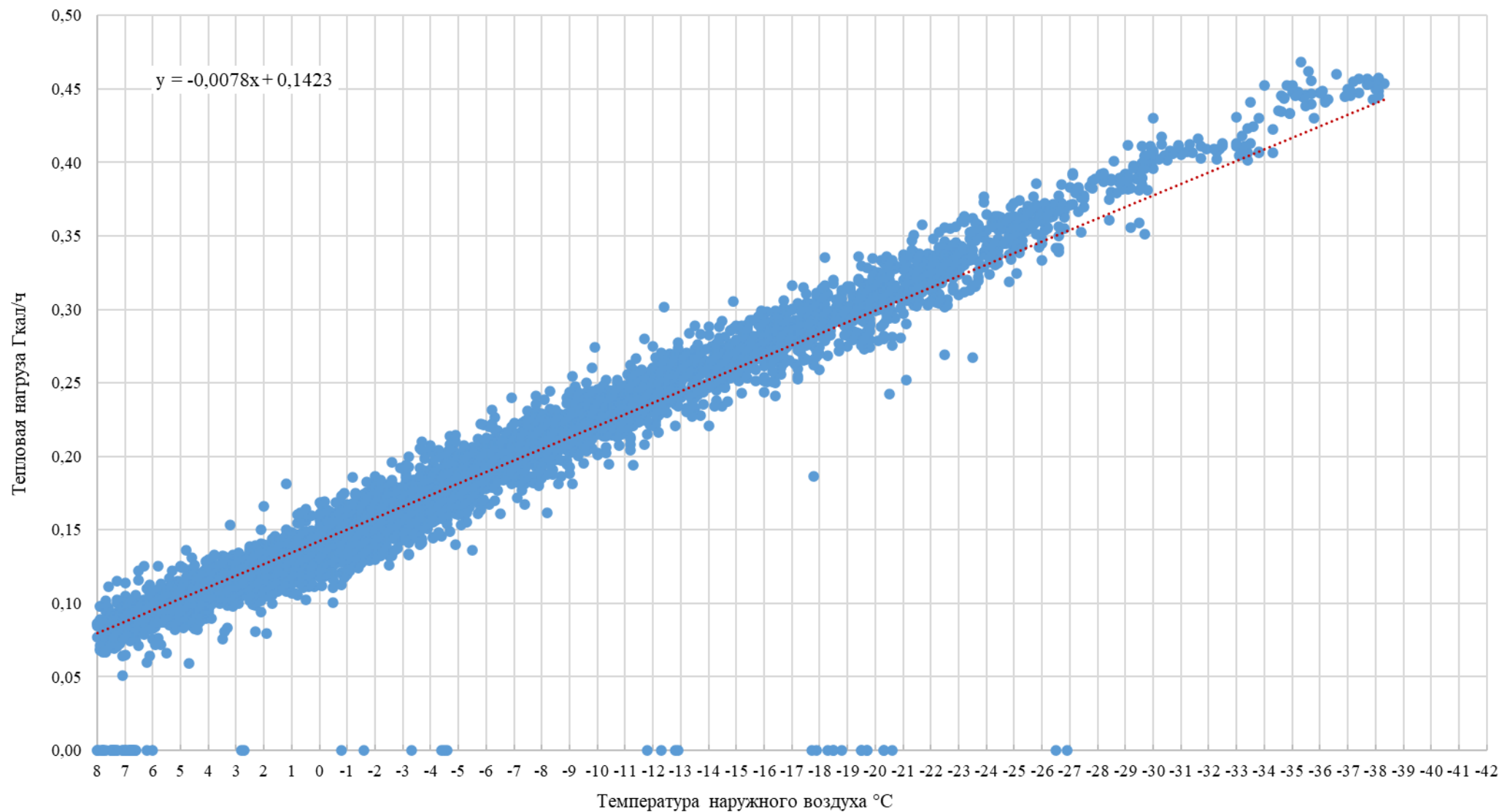


Рисунок 5.20 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №26 «Набережный» СГМУП «ГТС»

Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»

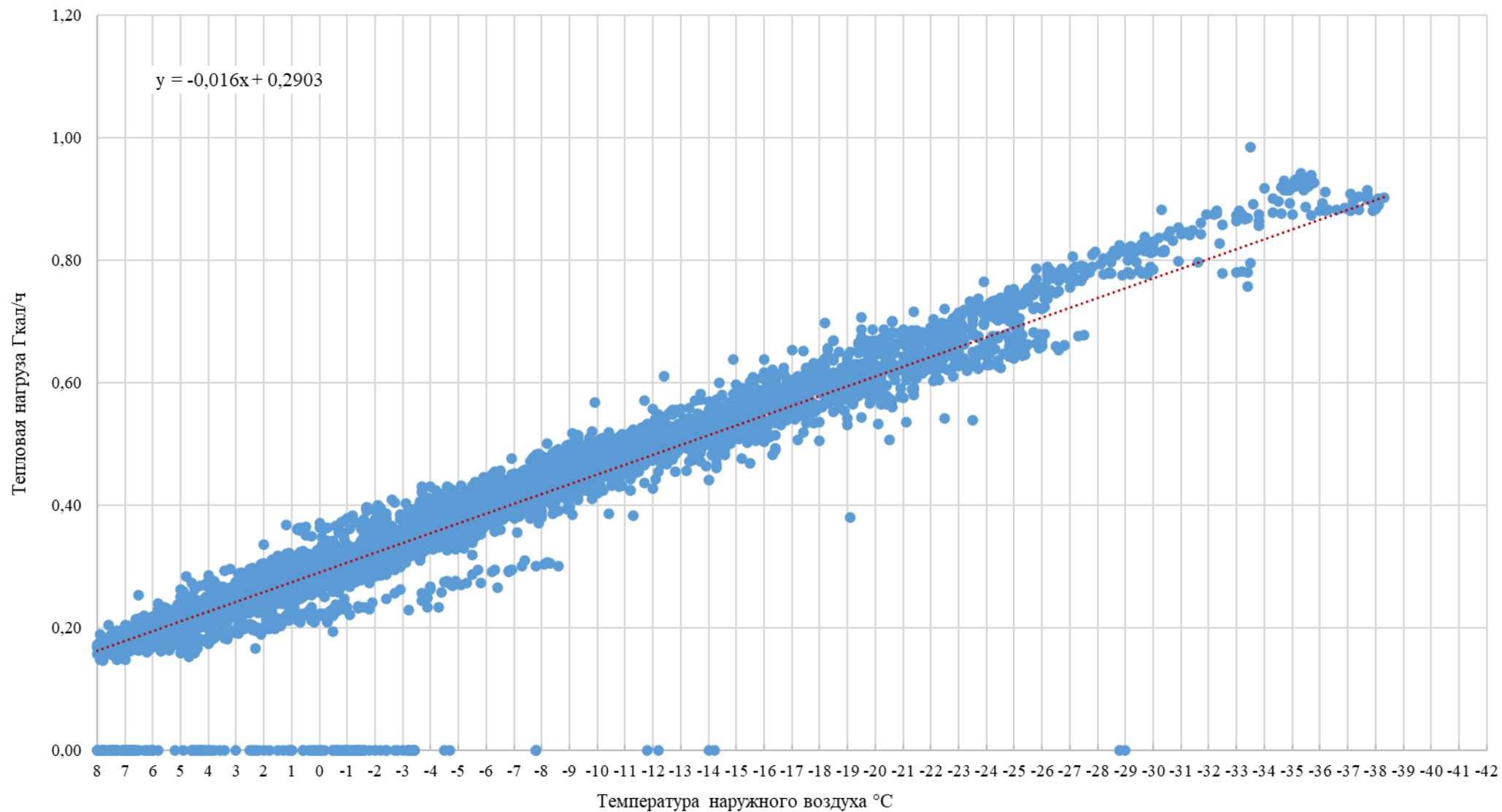


Рисунок 5.21 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №27 «Набережный» СГМУП «ГТС»

Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»

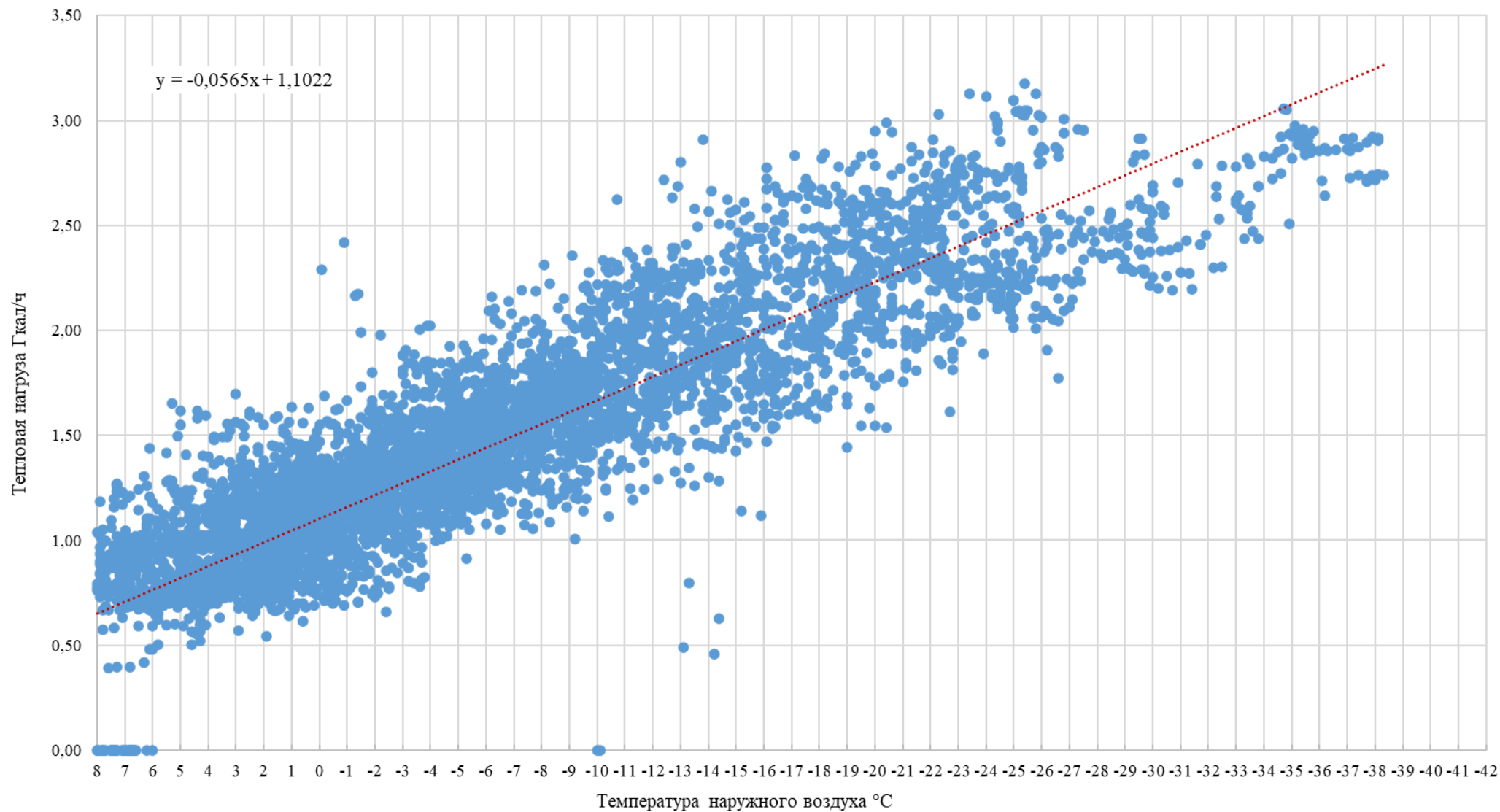


Рисунок 5.22 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №28 п. Юность СГМУП «ГТС»

Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»

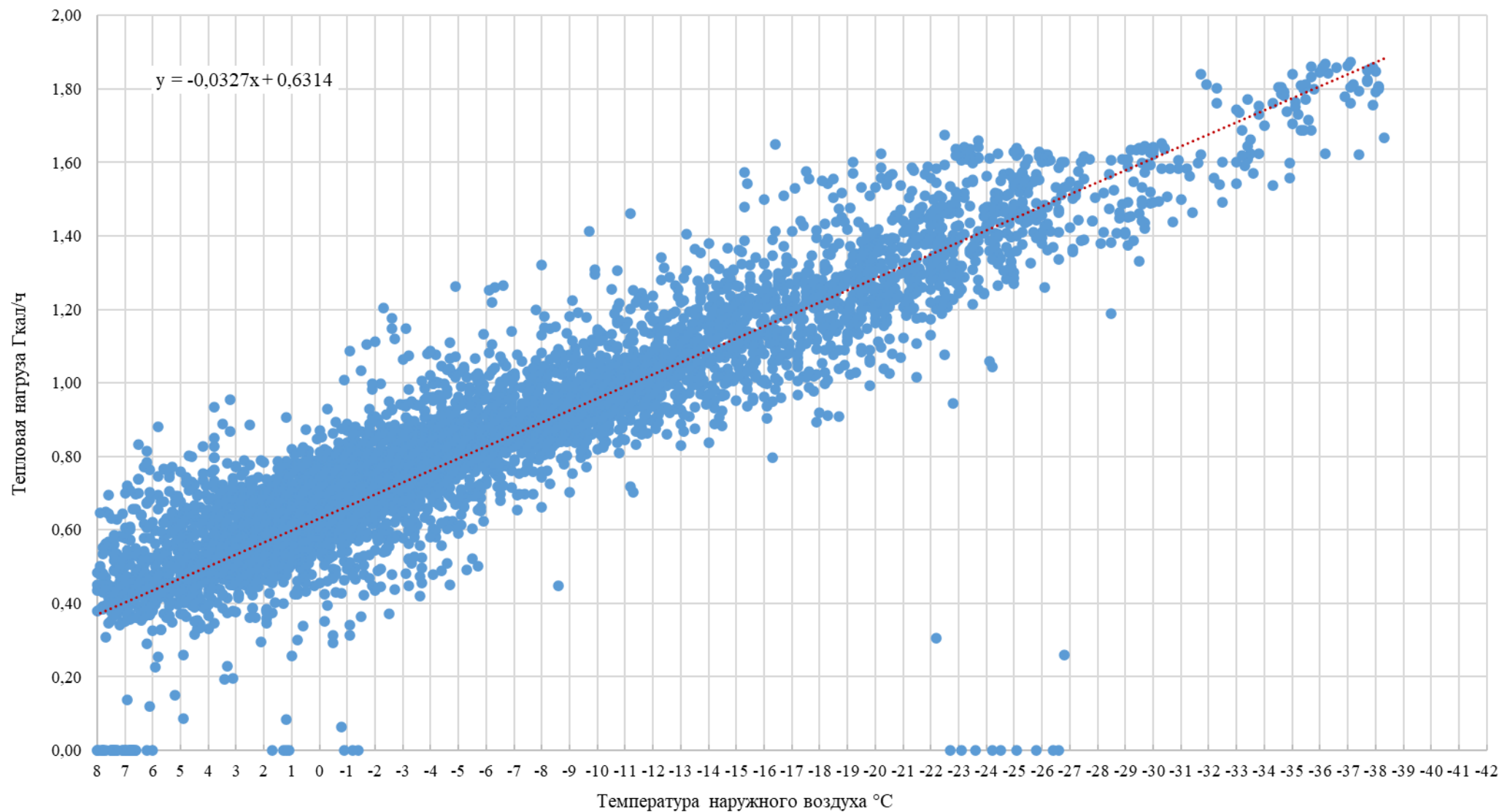


Рисунок 5.23 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»

Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»

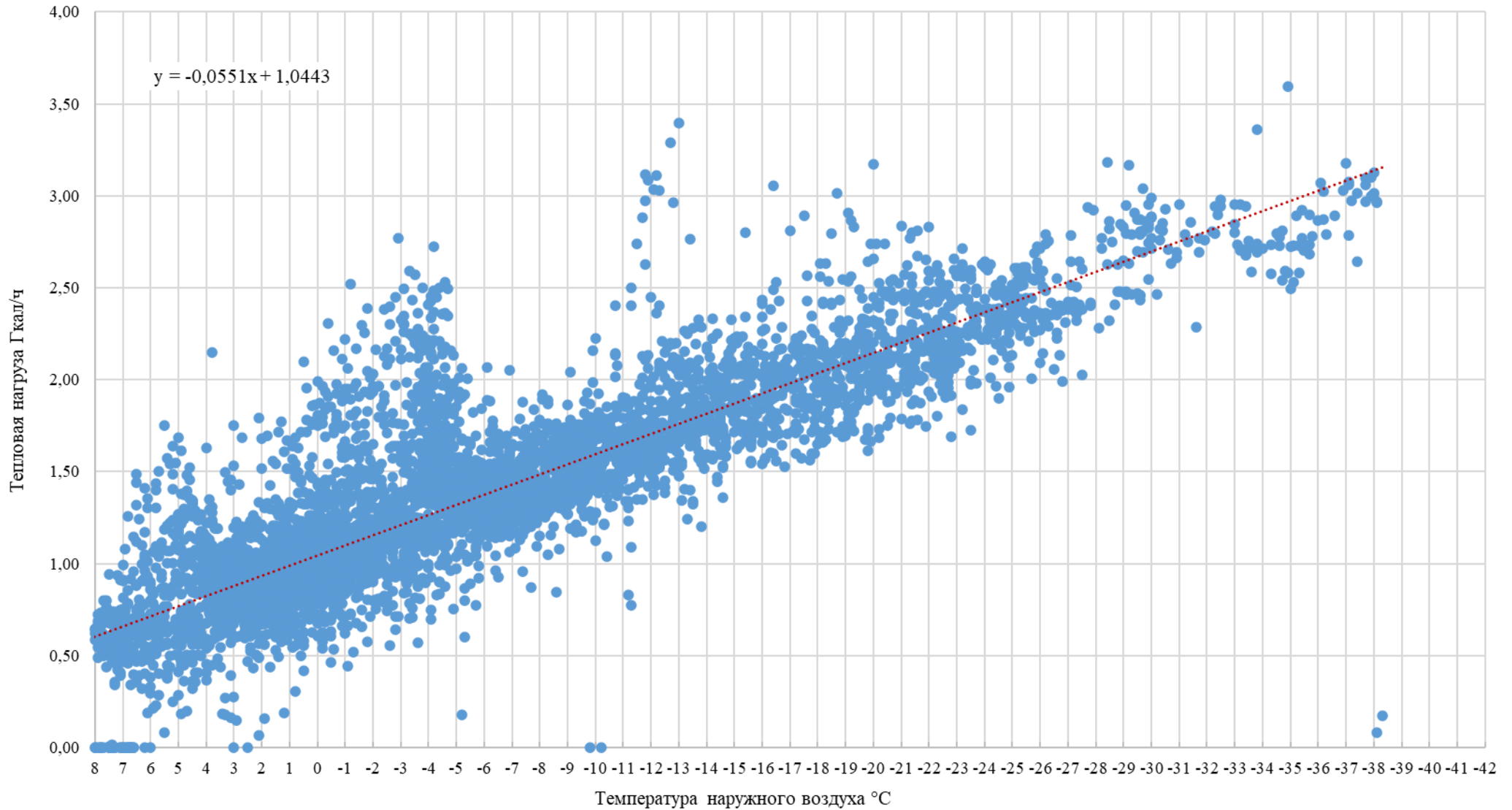


Рисунок 5.24 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»

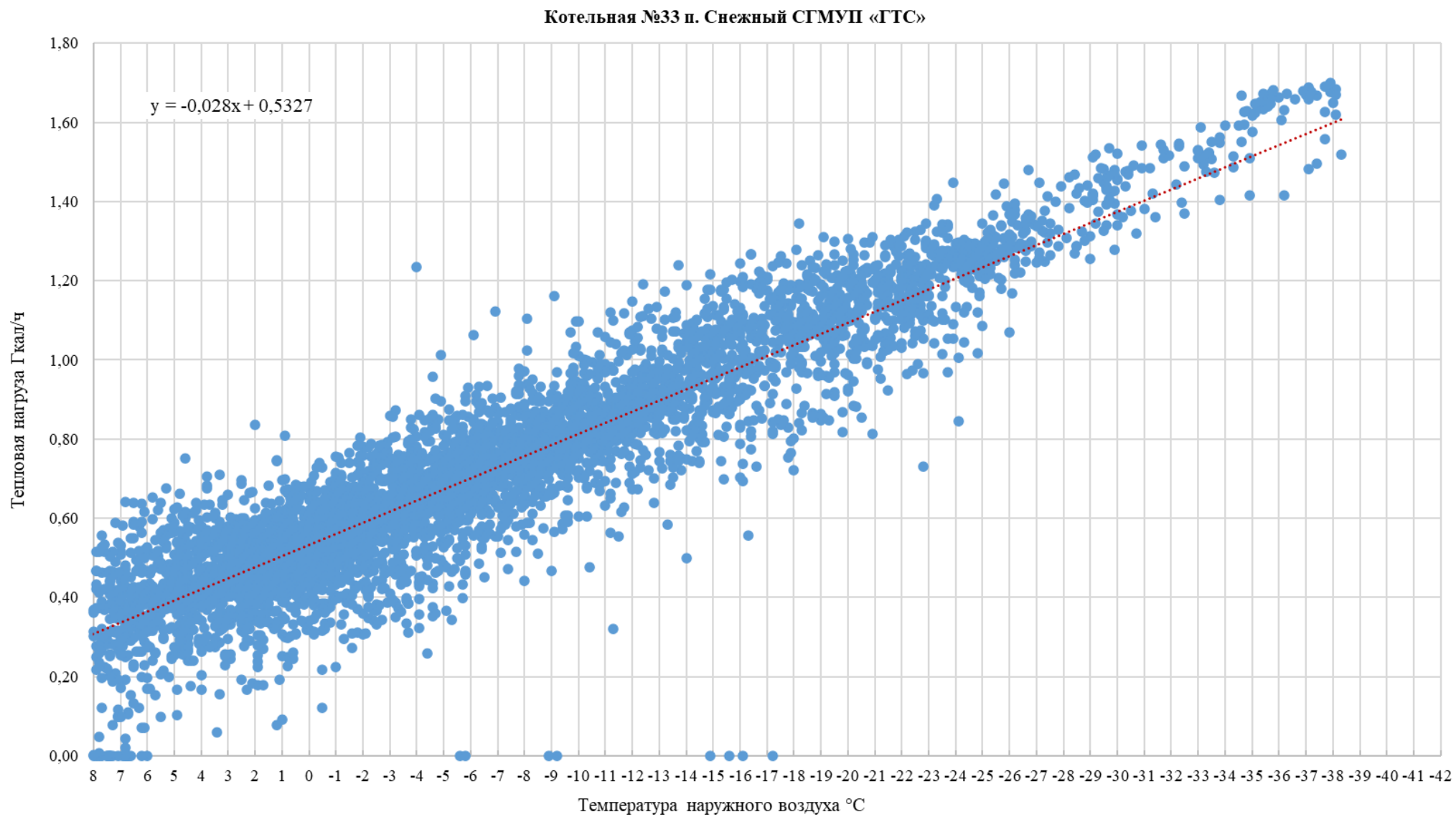


Рисунок 5.25 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельных №32 и №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»

Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»

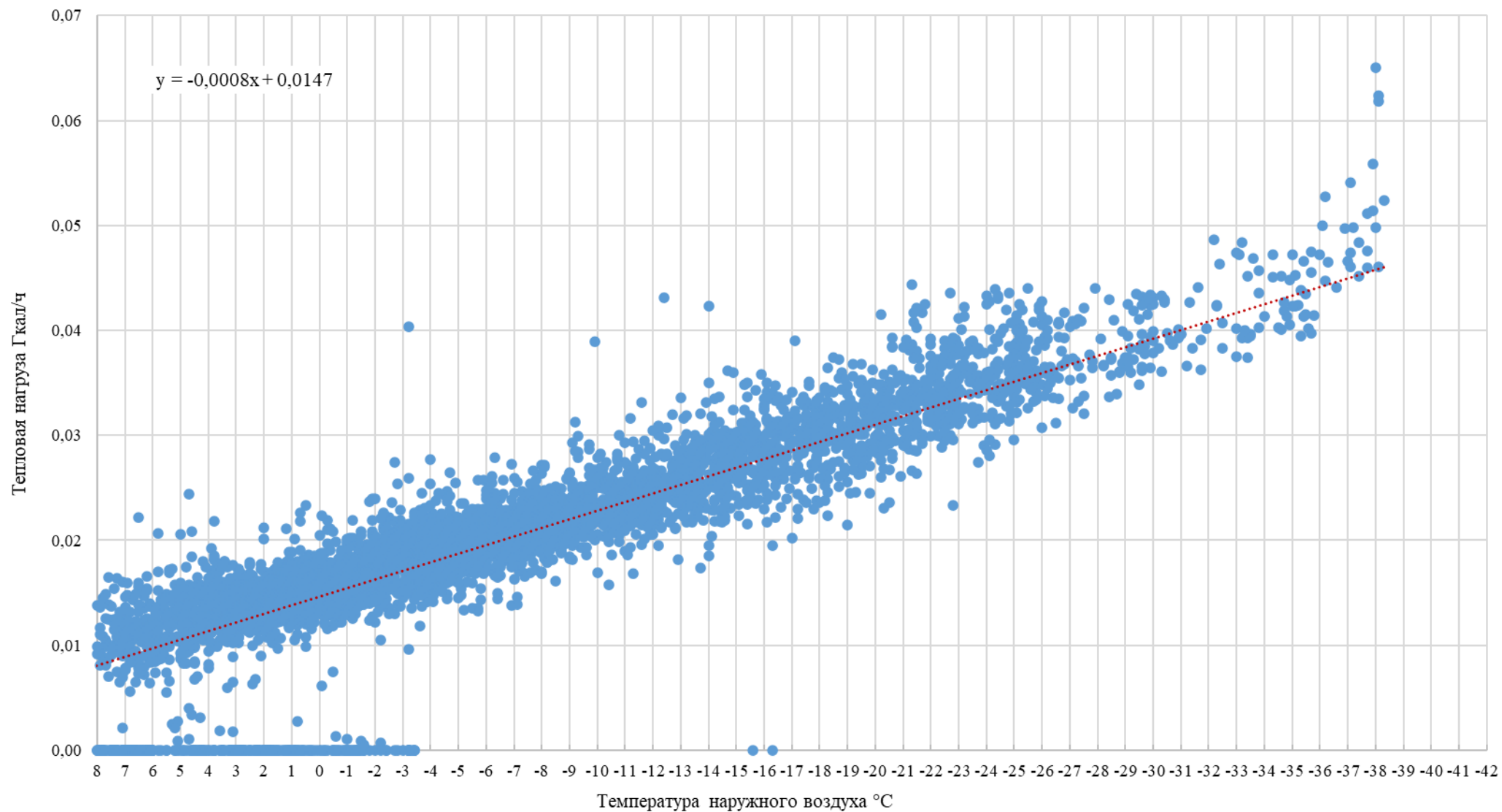


Рисунок 5.26 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»

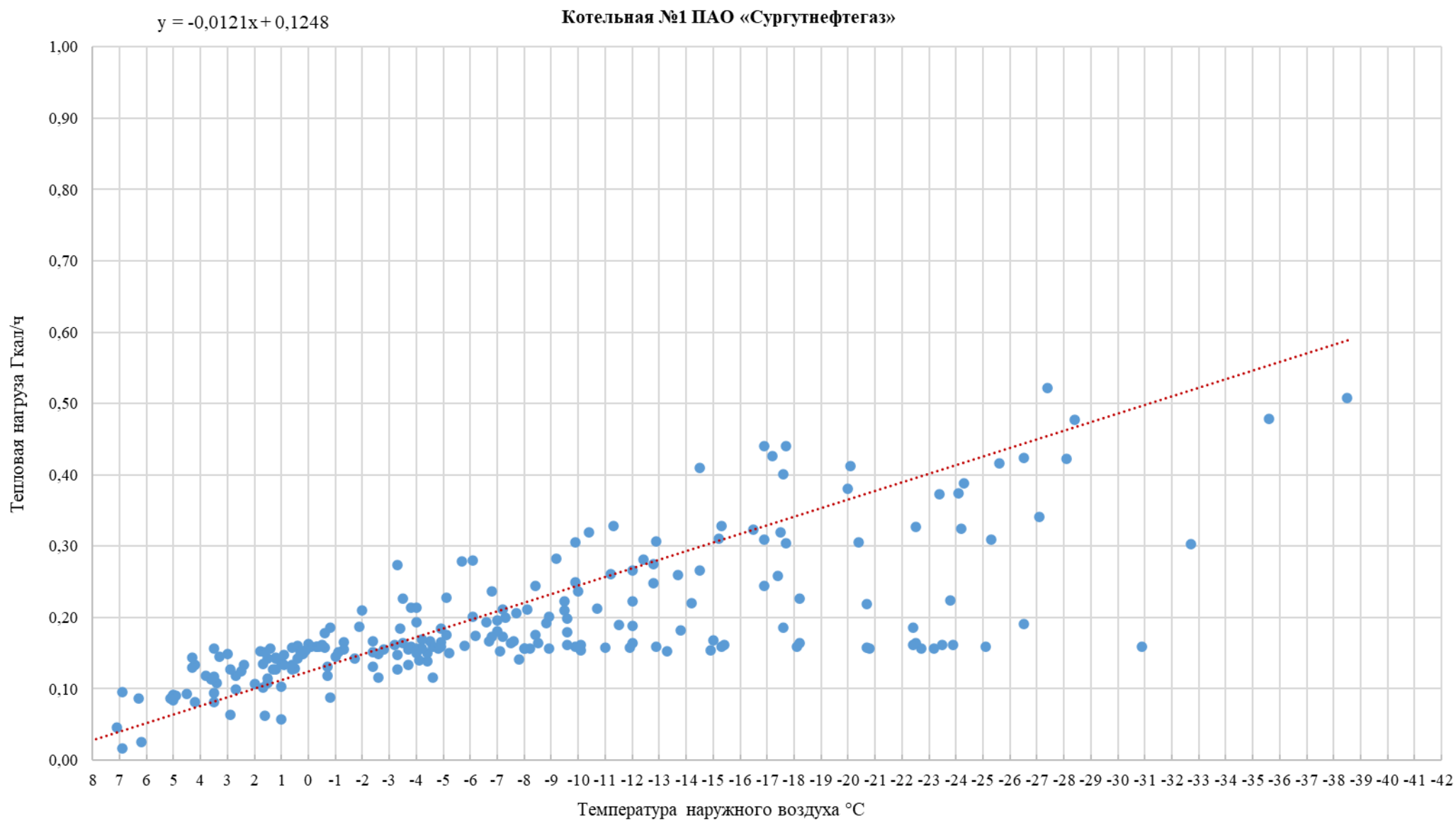


Рисунок 5.27 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз»

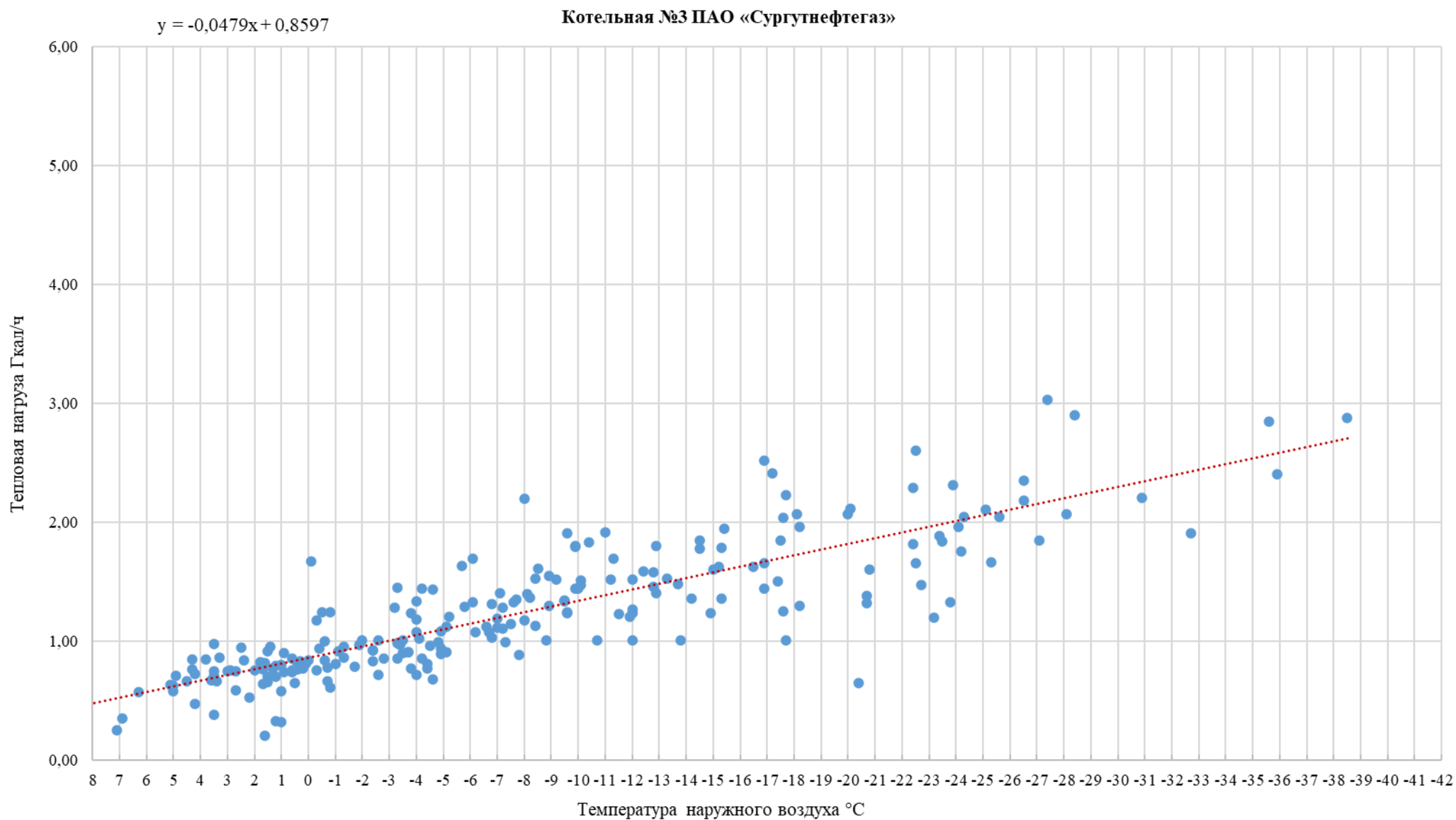


Рисунок 5.28 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз»

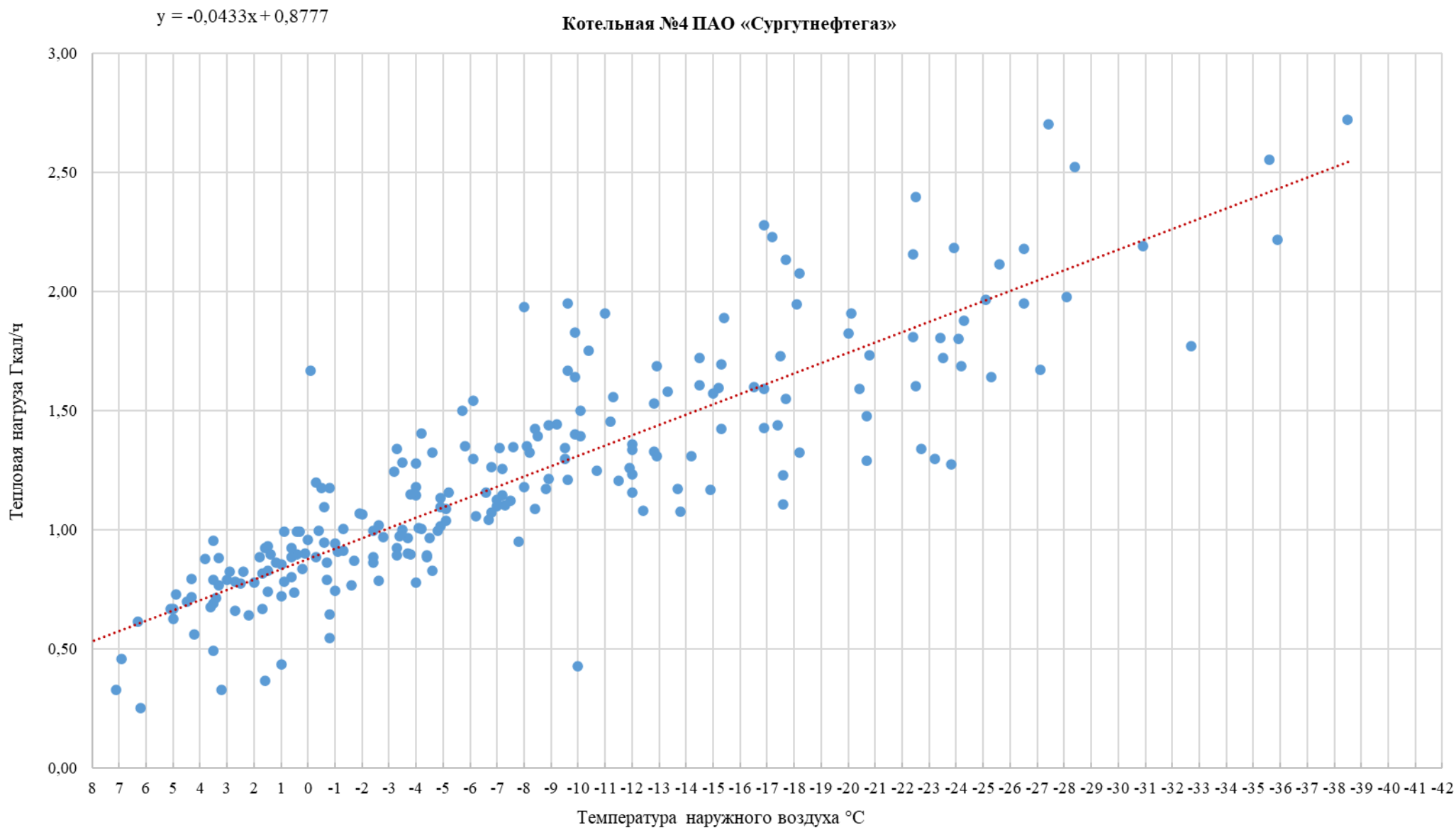


Рисунок 5.29 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз»

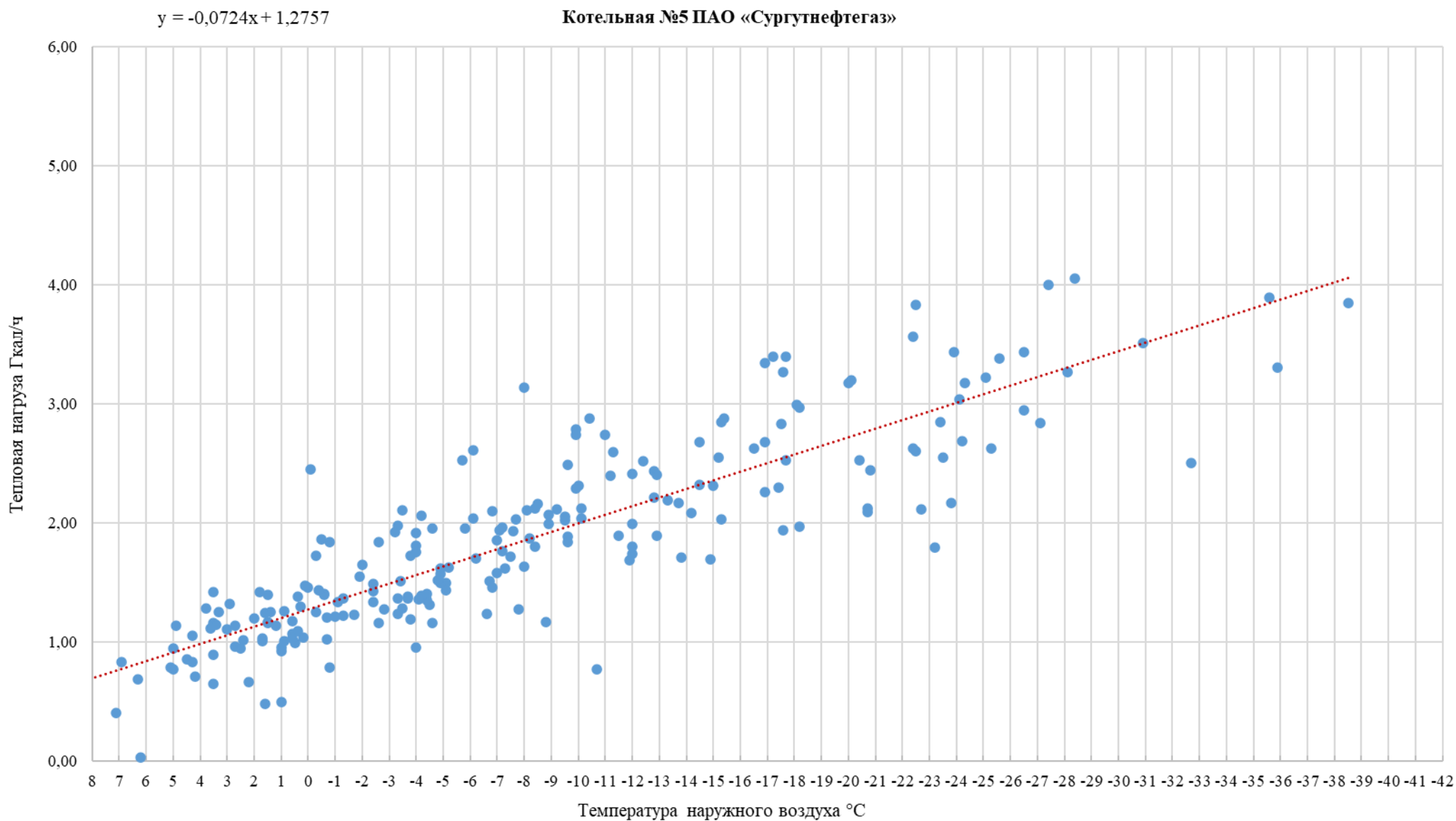


Рисунок 5.30 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз»

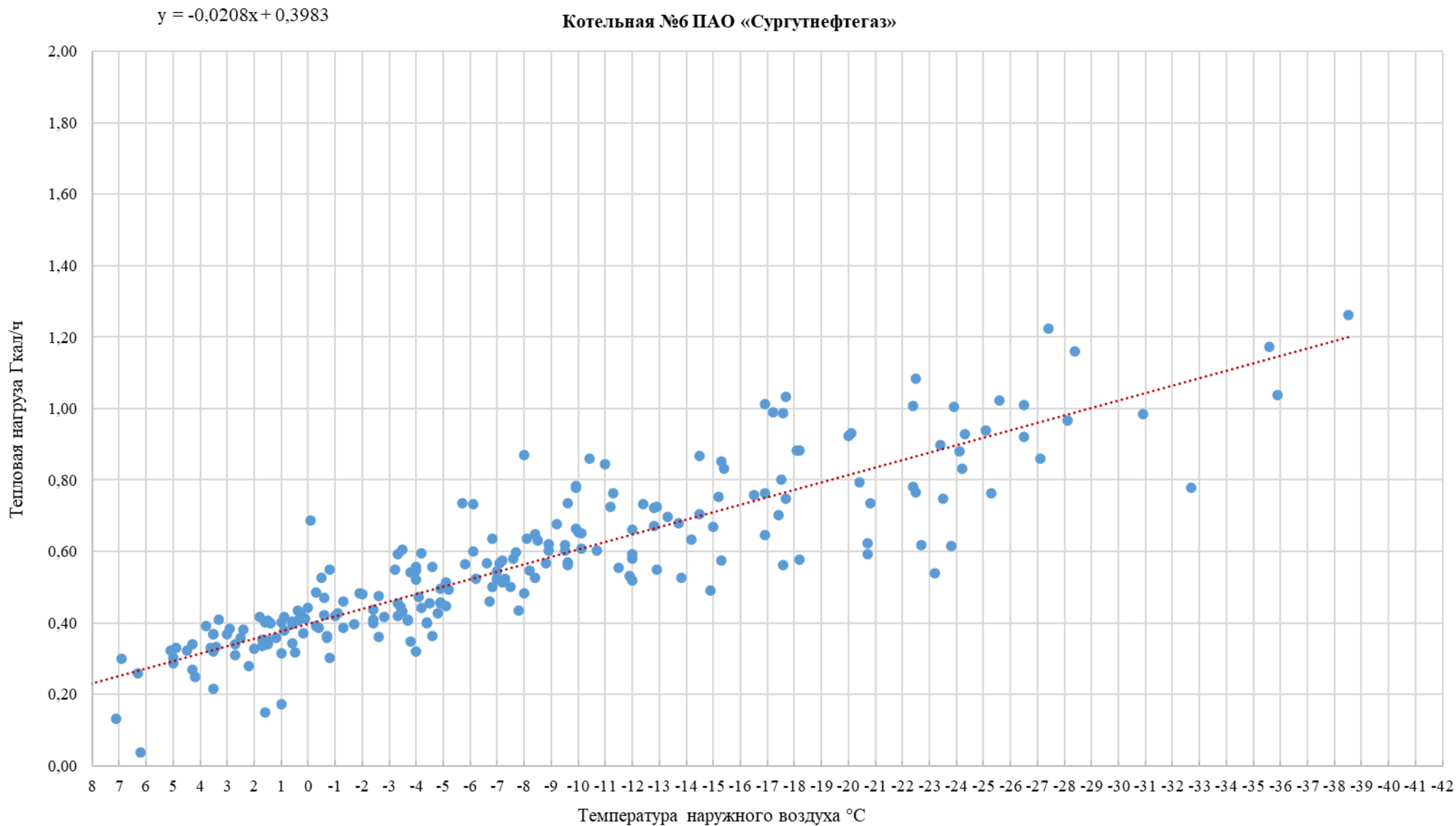


Рисунок 5.31 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз»

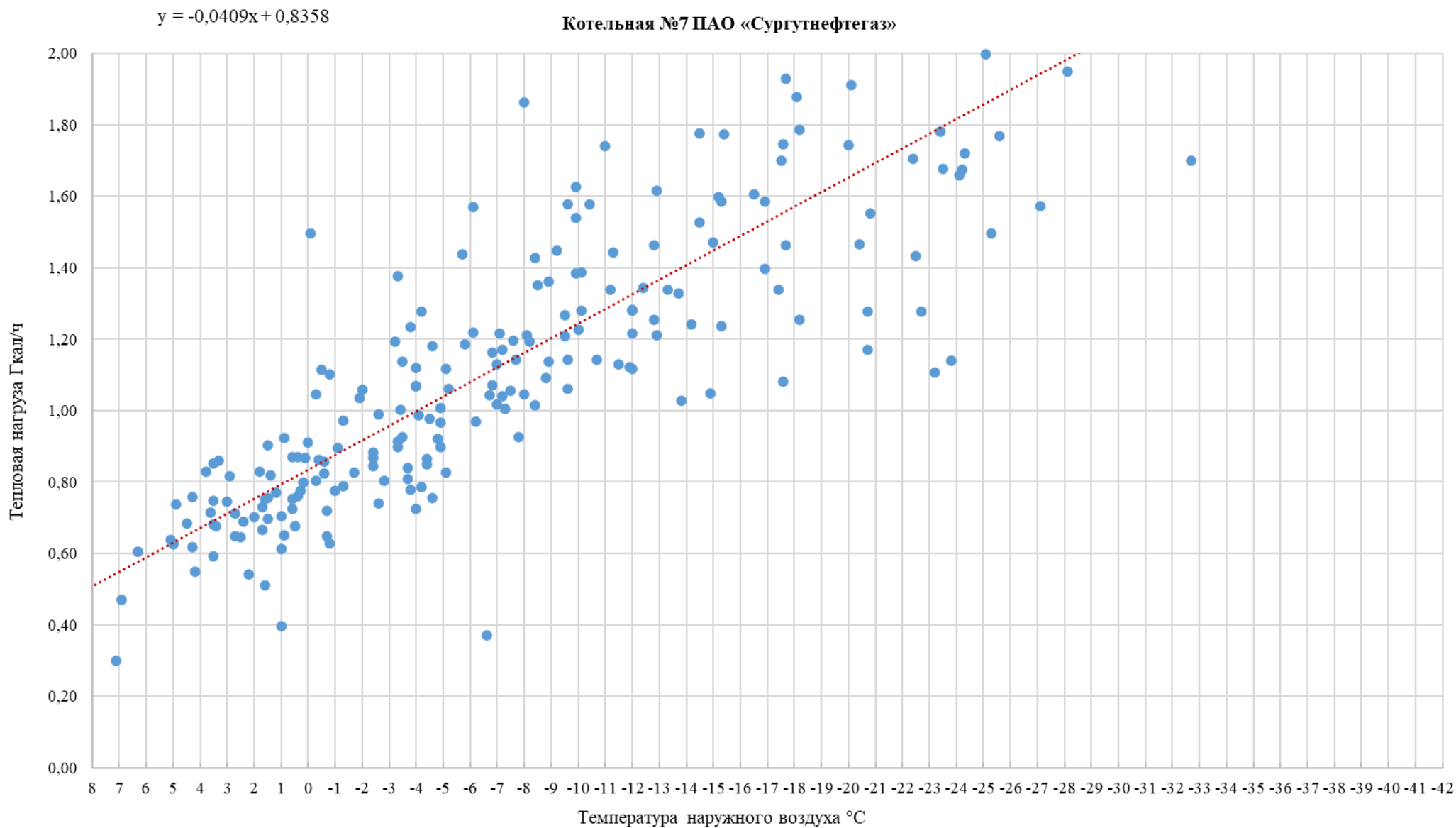


Рисунок 5.32 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №7 ПАО «Сургутнефтегаз»

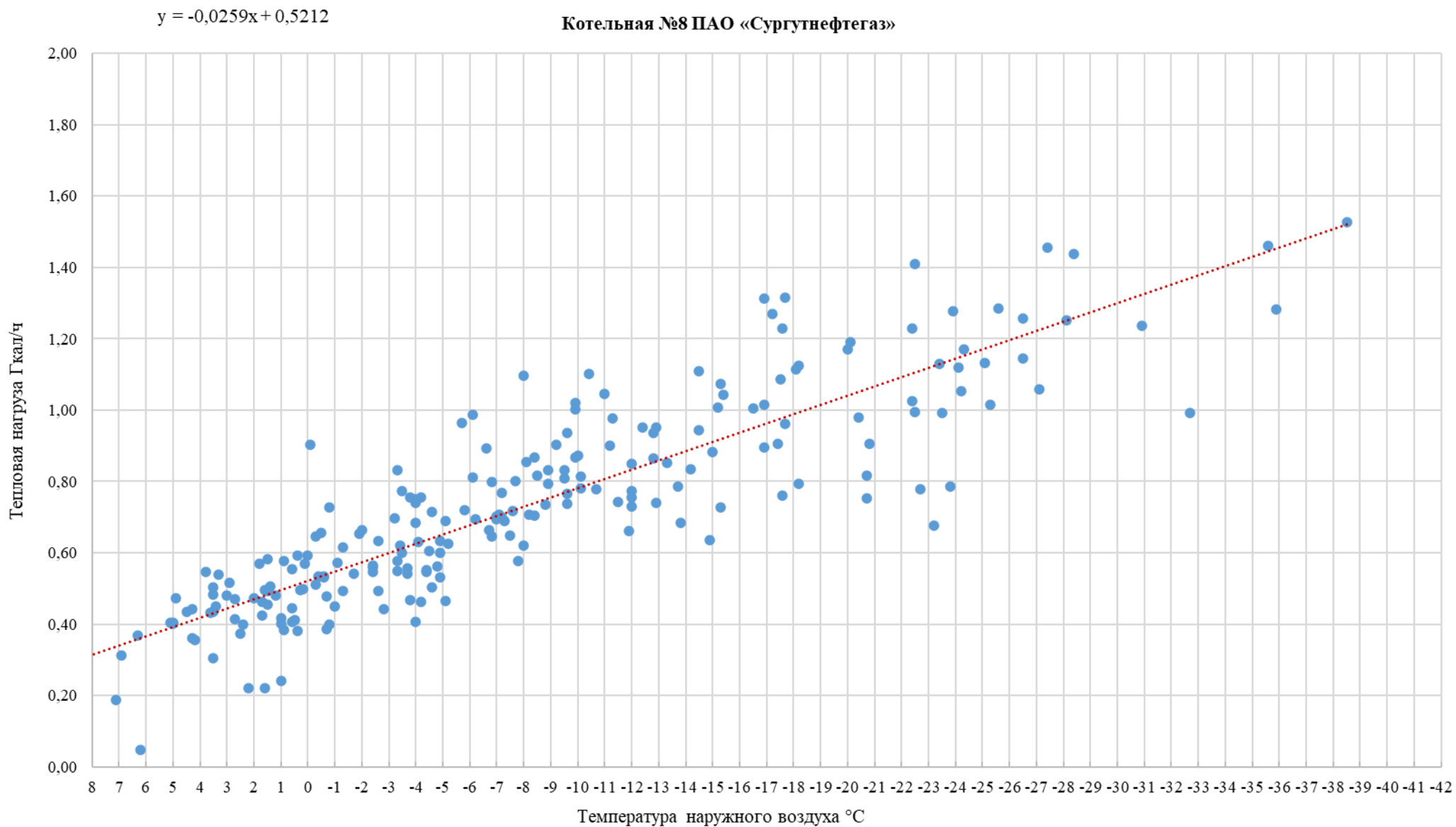


Рисунок 5.33 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №8 ПАО «Сургутнефтегаз»

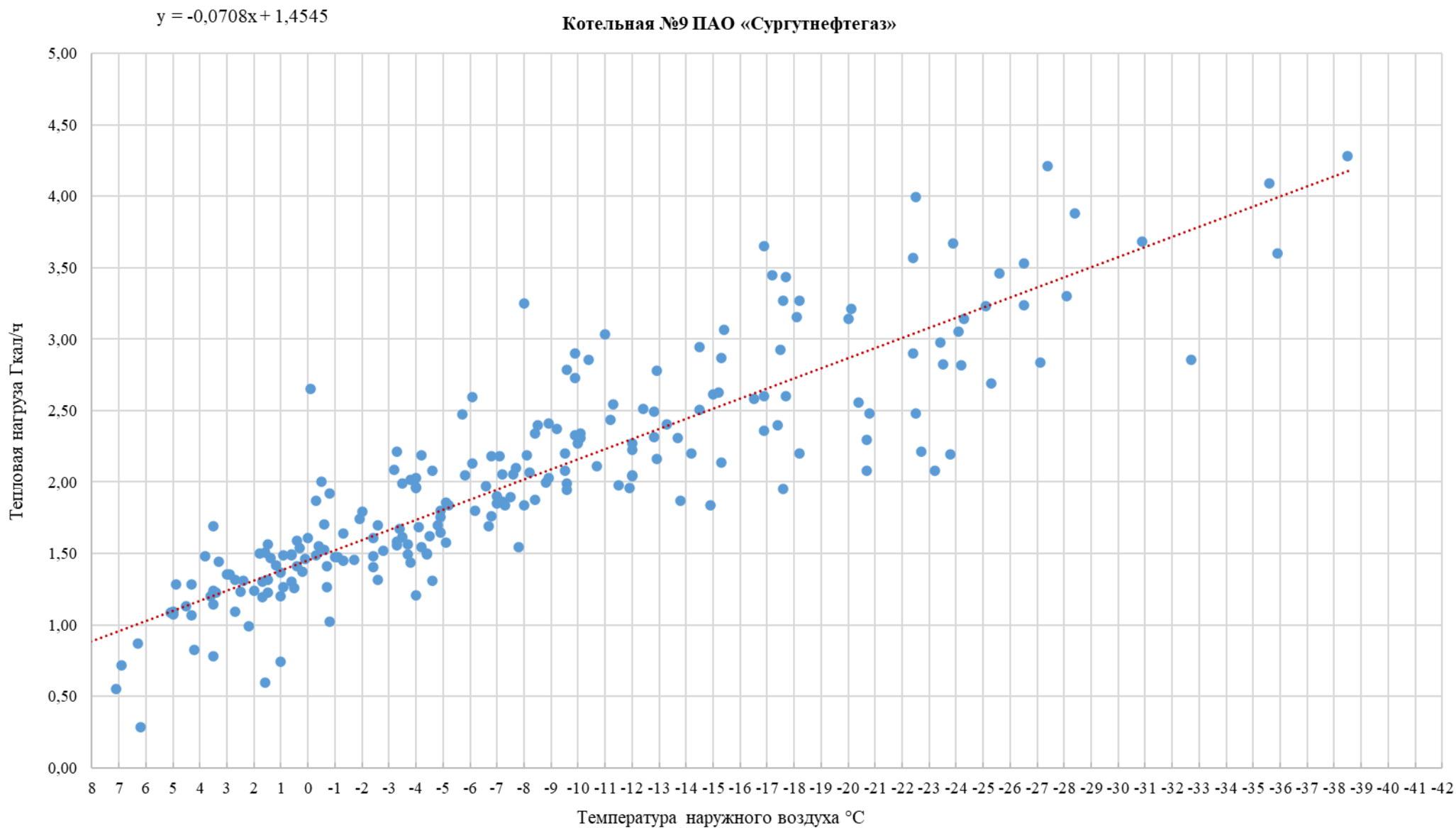


Рисунок 5.34 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз»

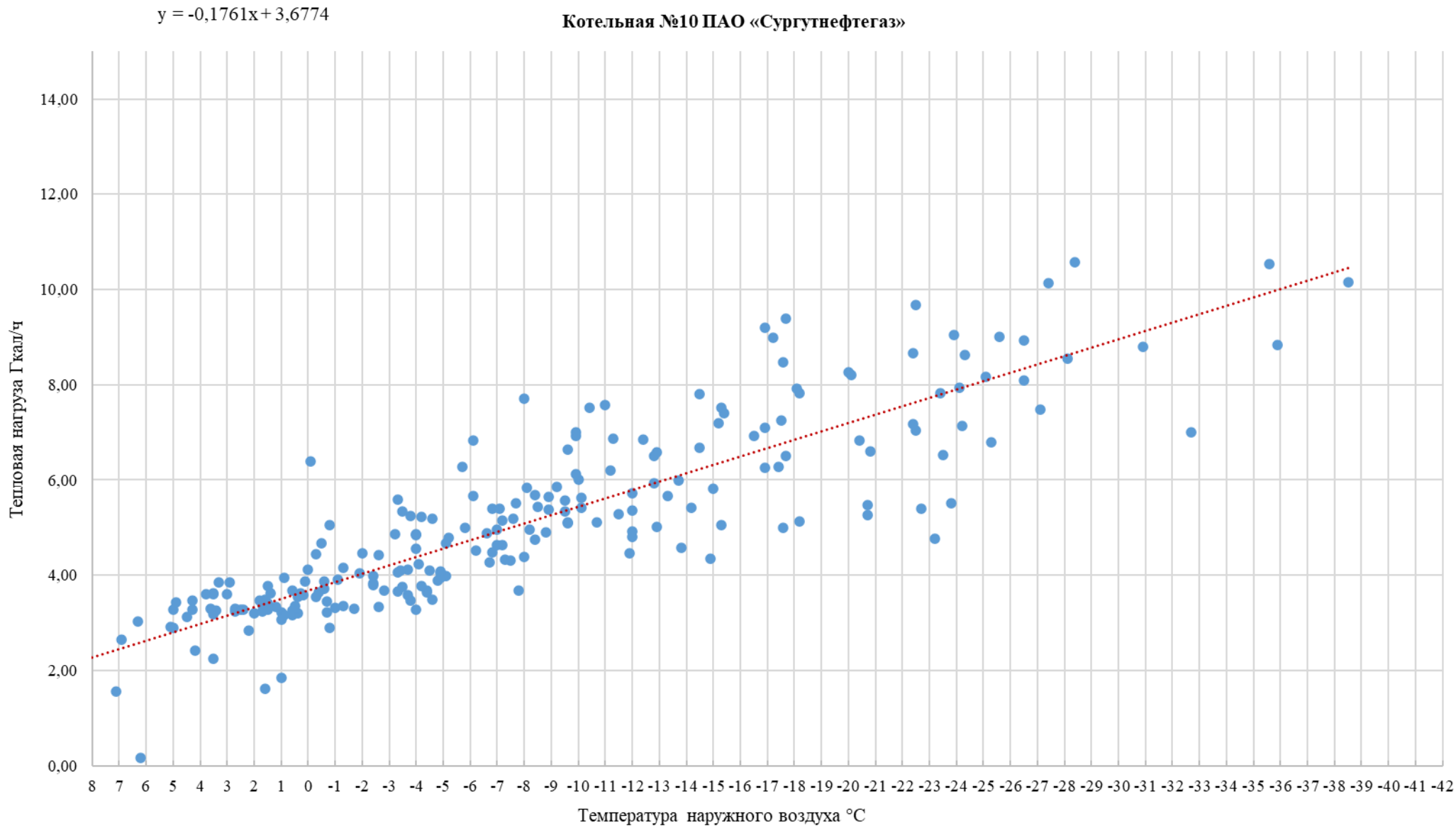


Рисунок 5.35 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз»

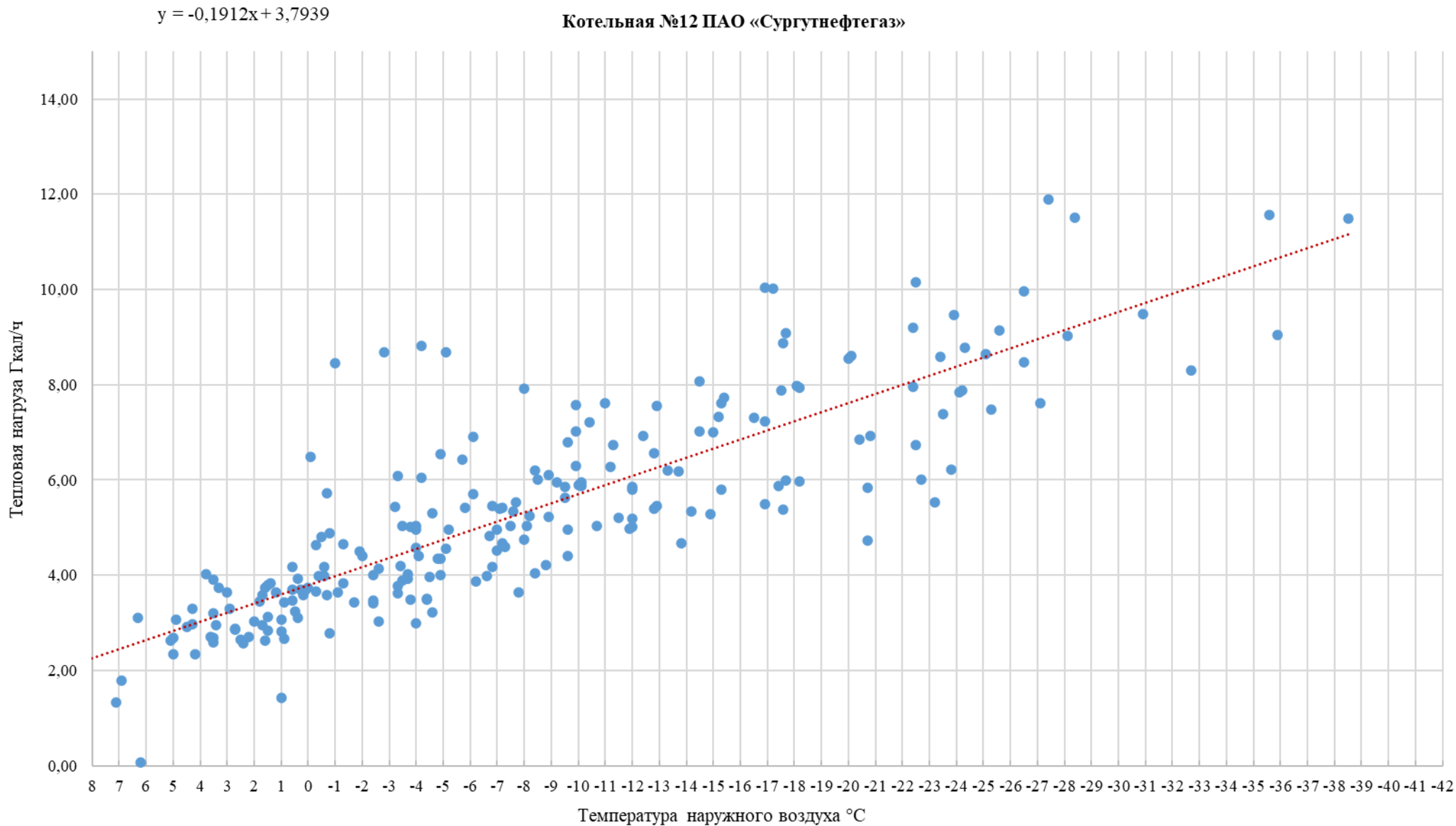


Рисунок 5.36 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз»

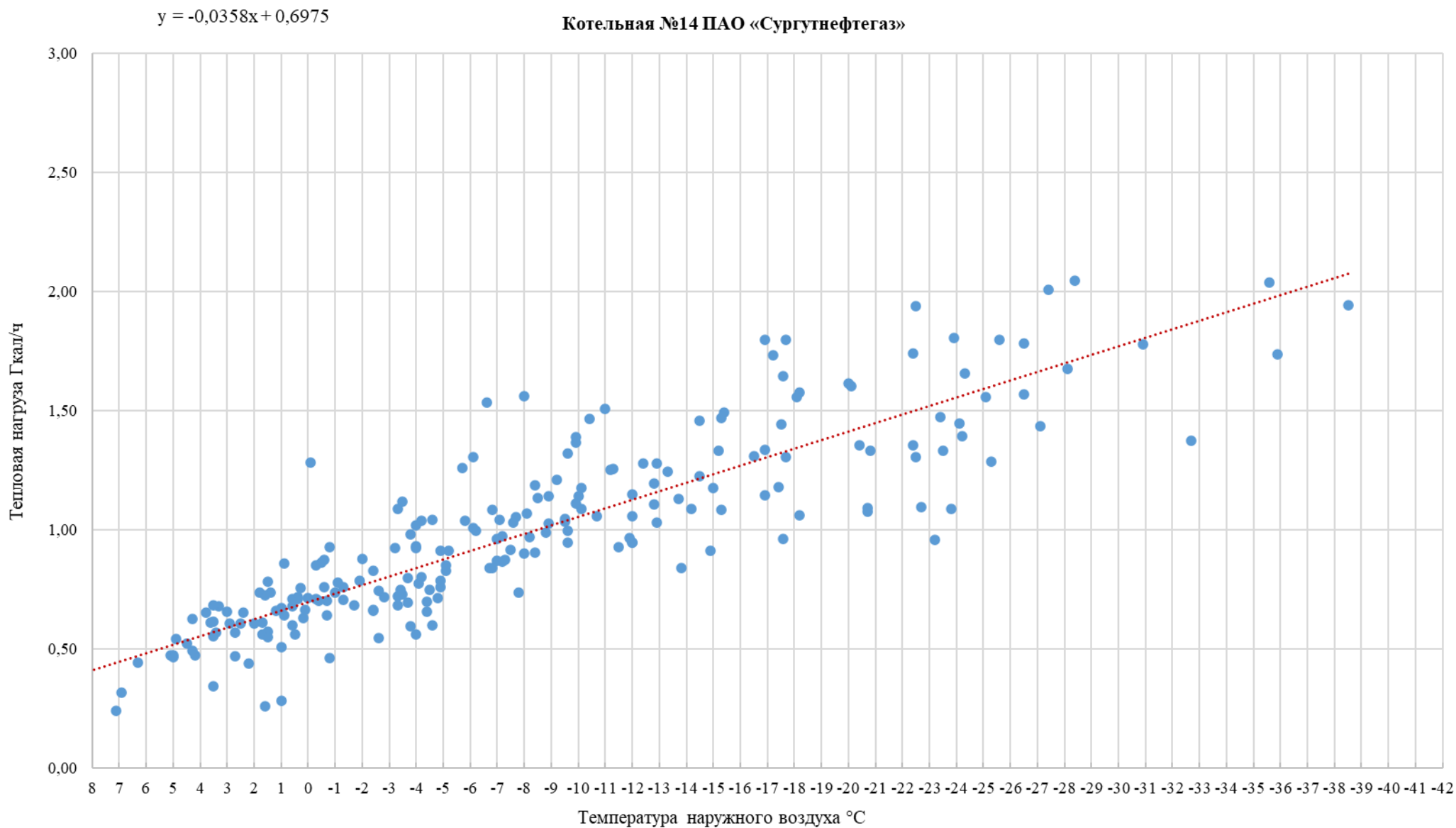


Рисунок 5.37 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз»

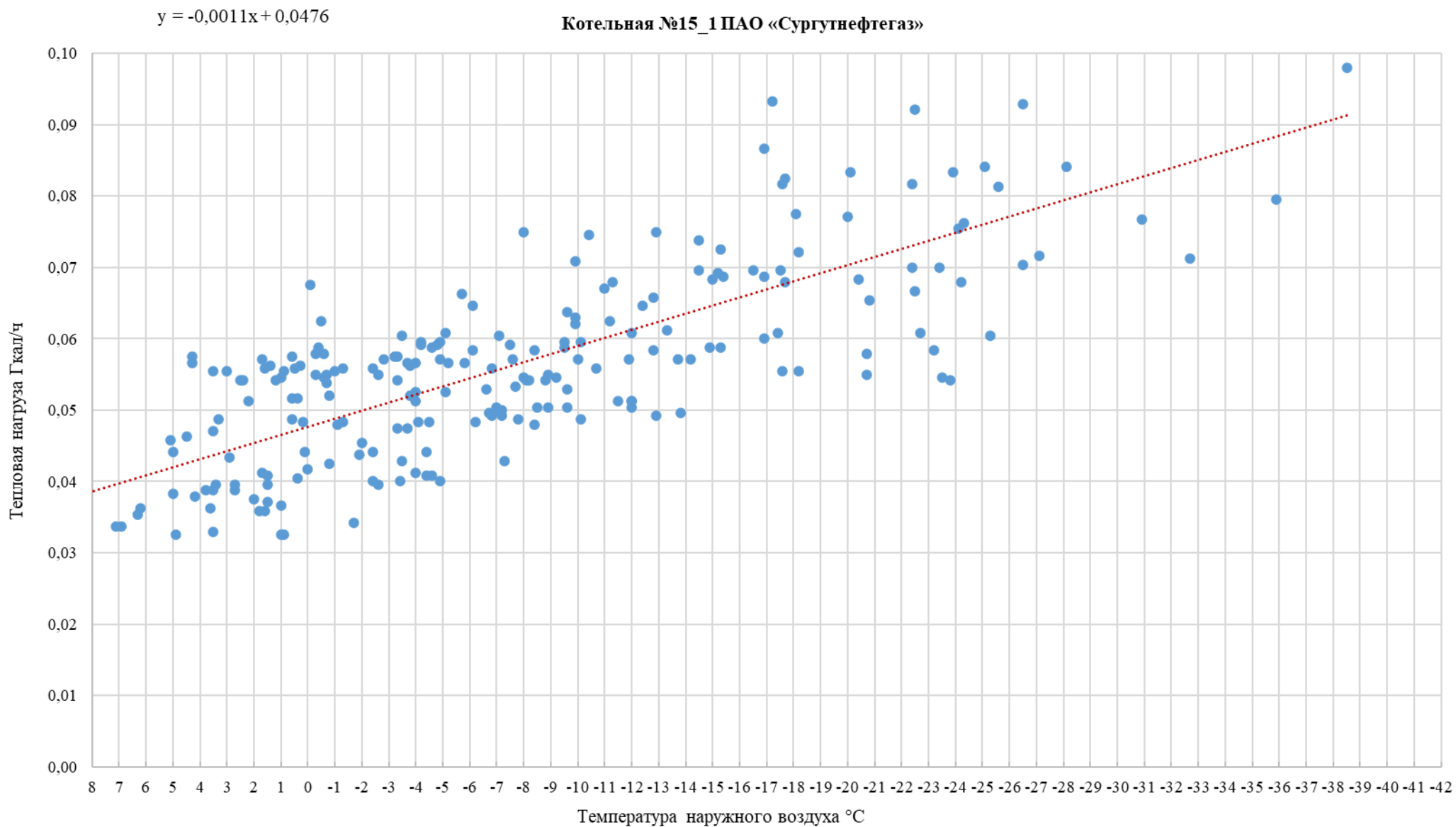


Рисунок 5.38 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №15-1 ПАО «Сургутнефтегаз»

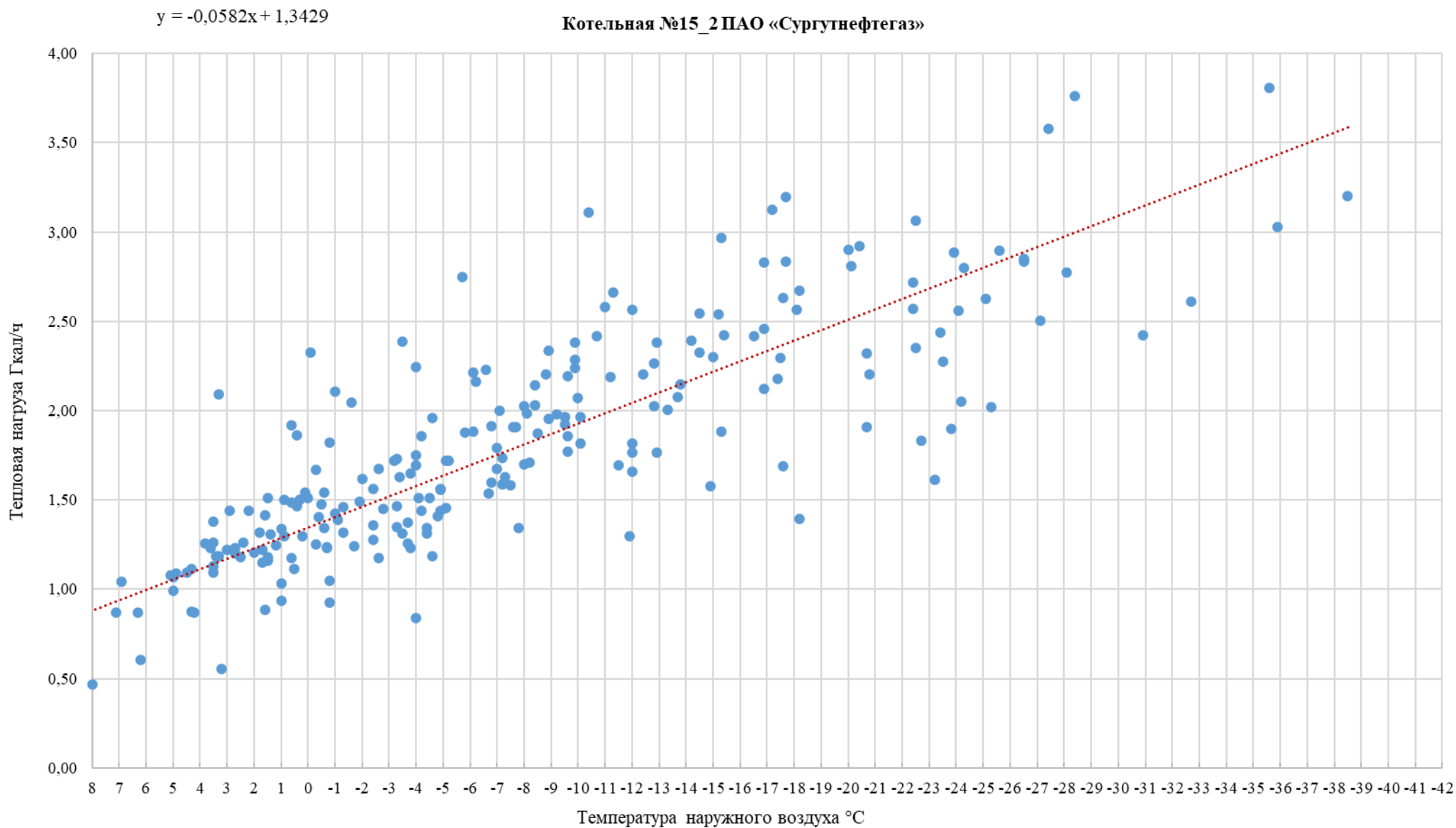


Рисунок 5.39 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №15-2 ПАО «Сургутнефтегаз»

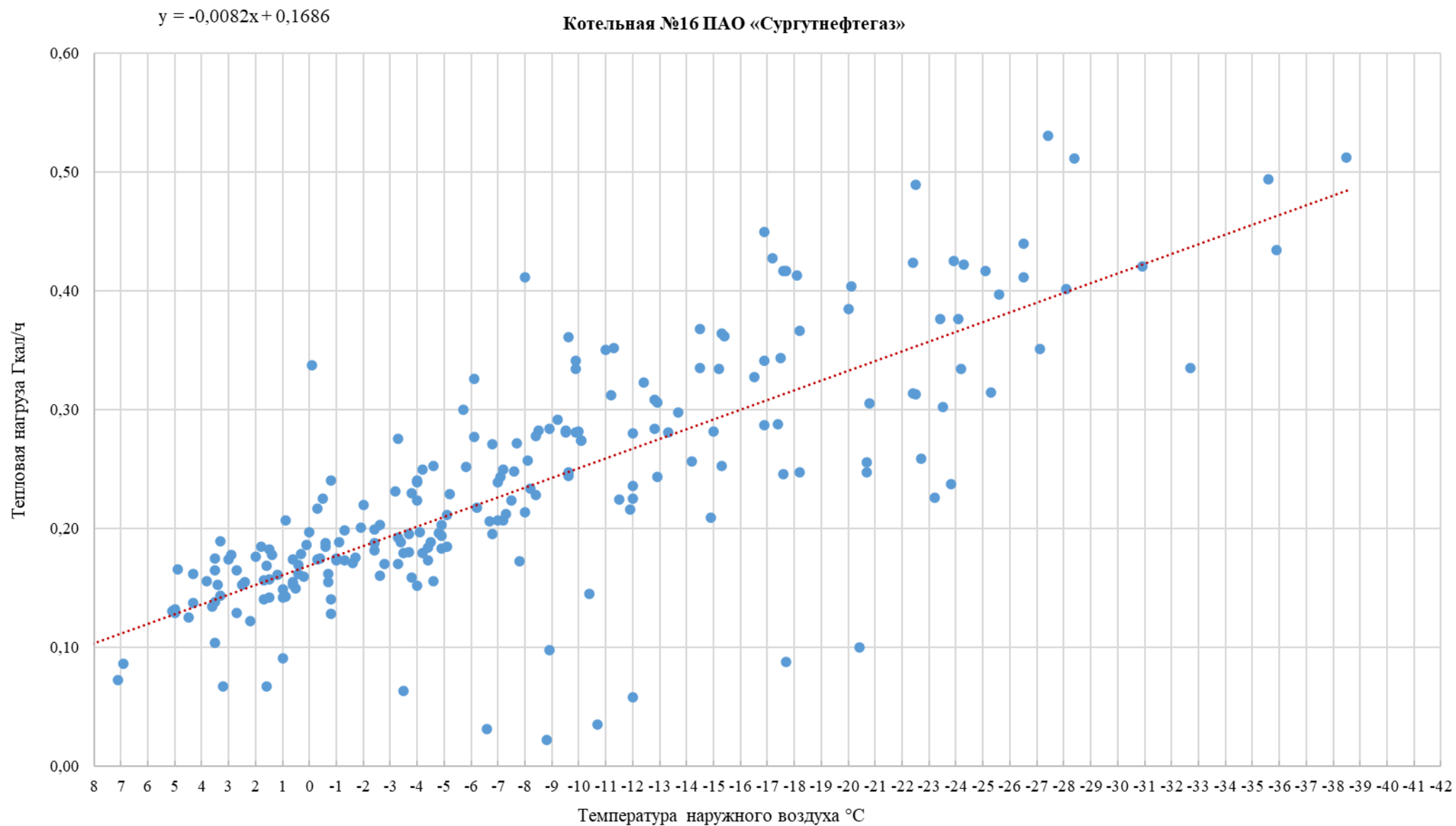


Рисунок 5.40 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз»

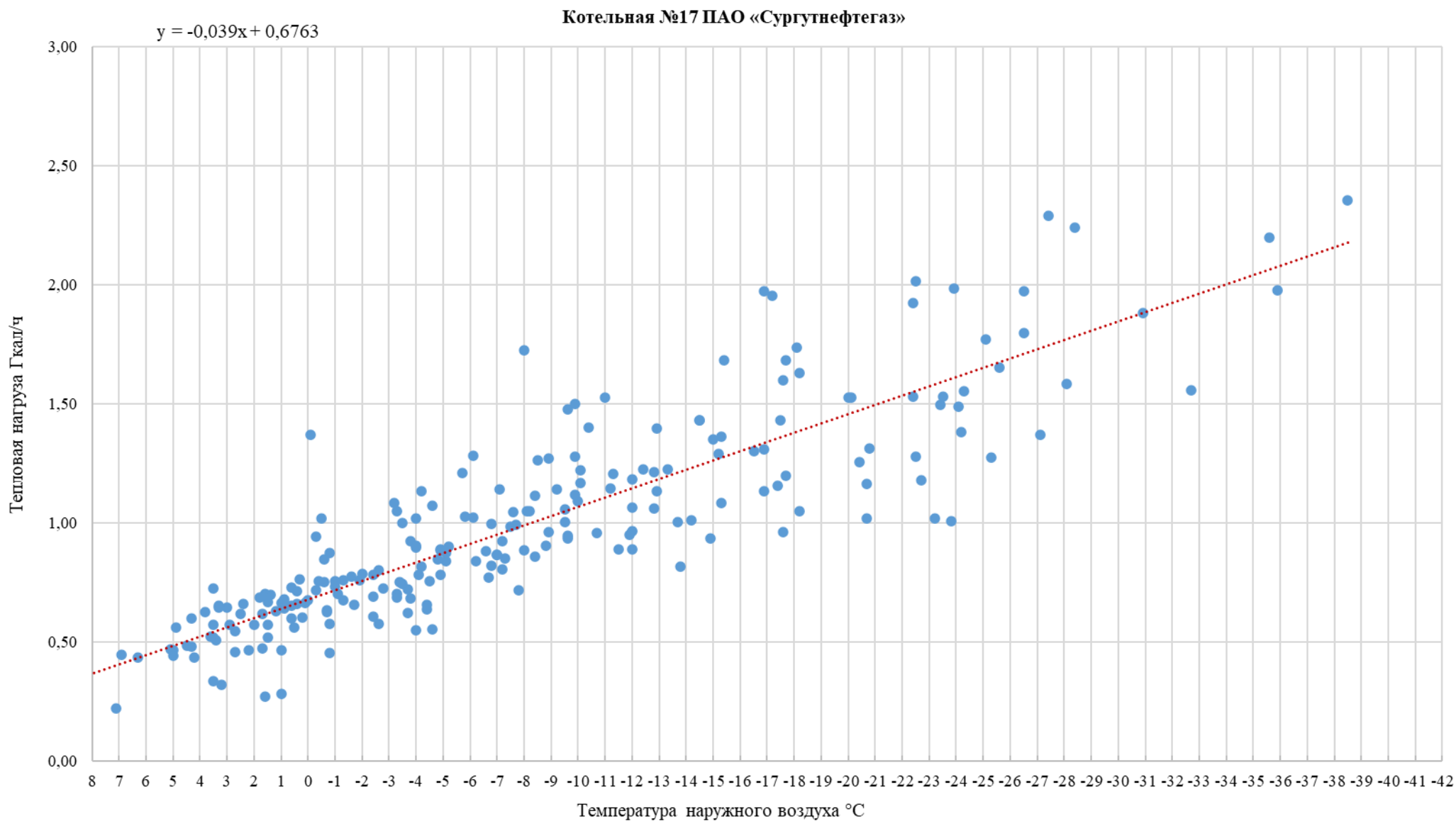


Рисунок 5.41 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз»

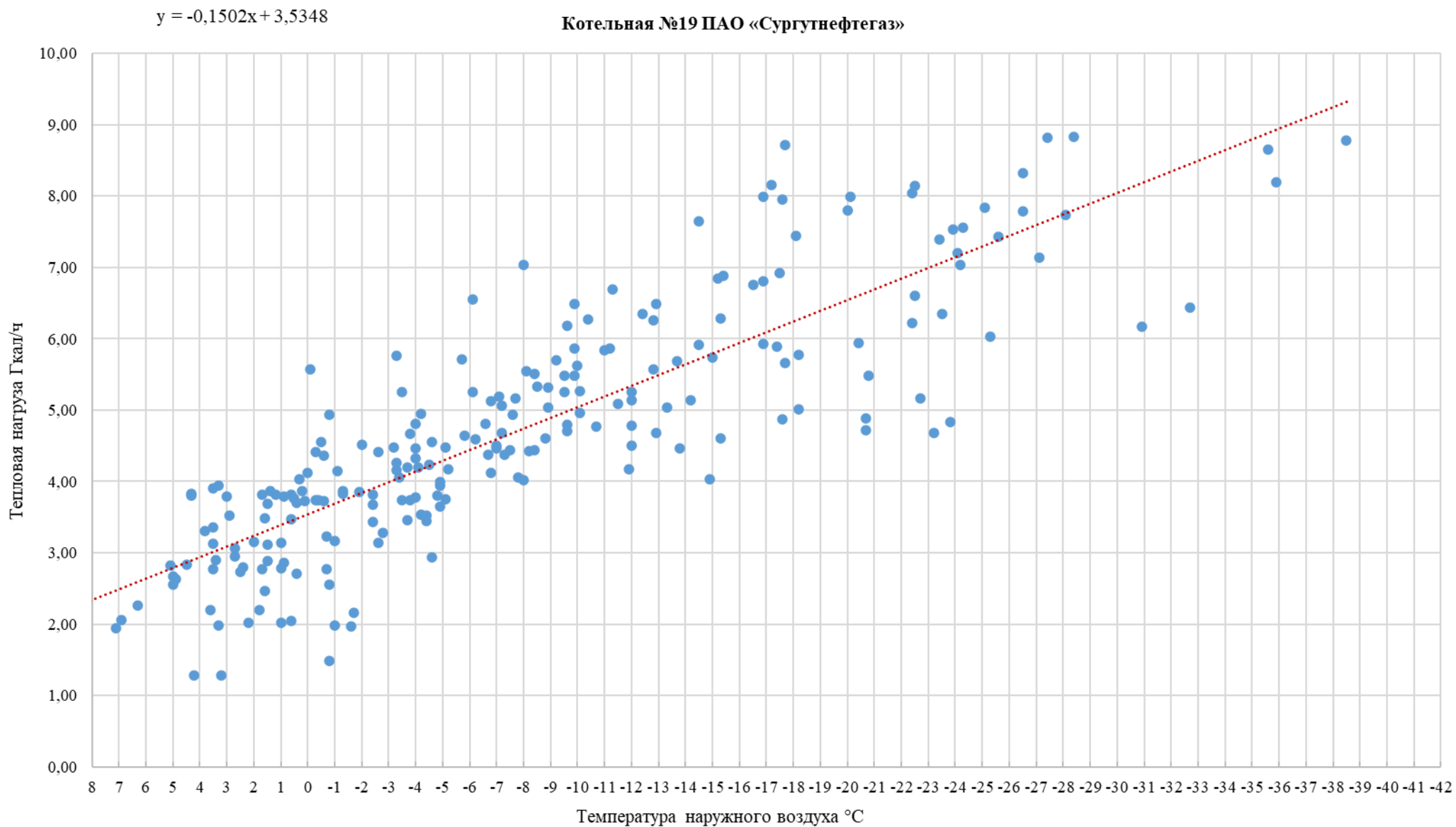


Рисунок 5.42 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз»

Котельная К-45 ООО «СГЭС» вывод 1 (38 мкр.)

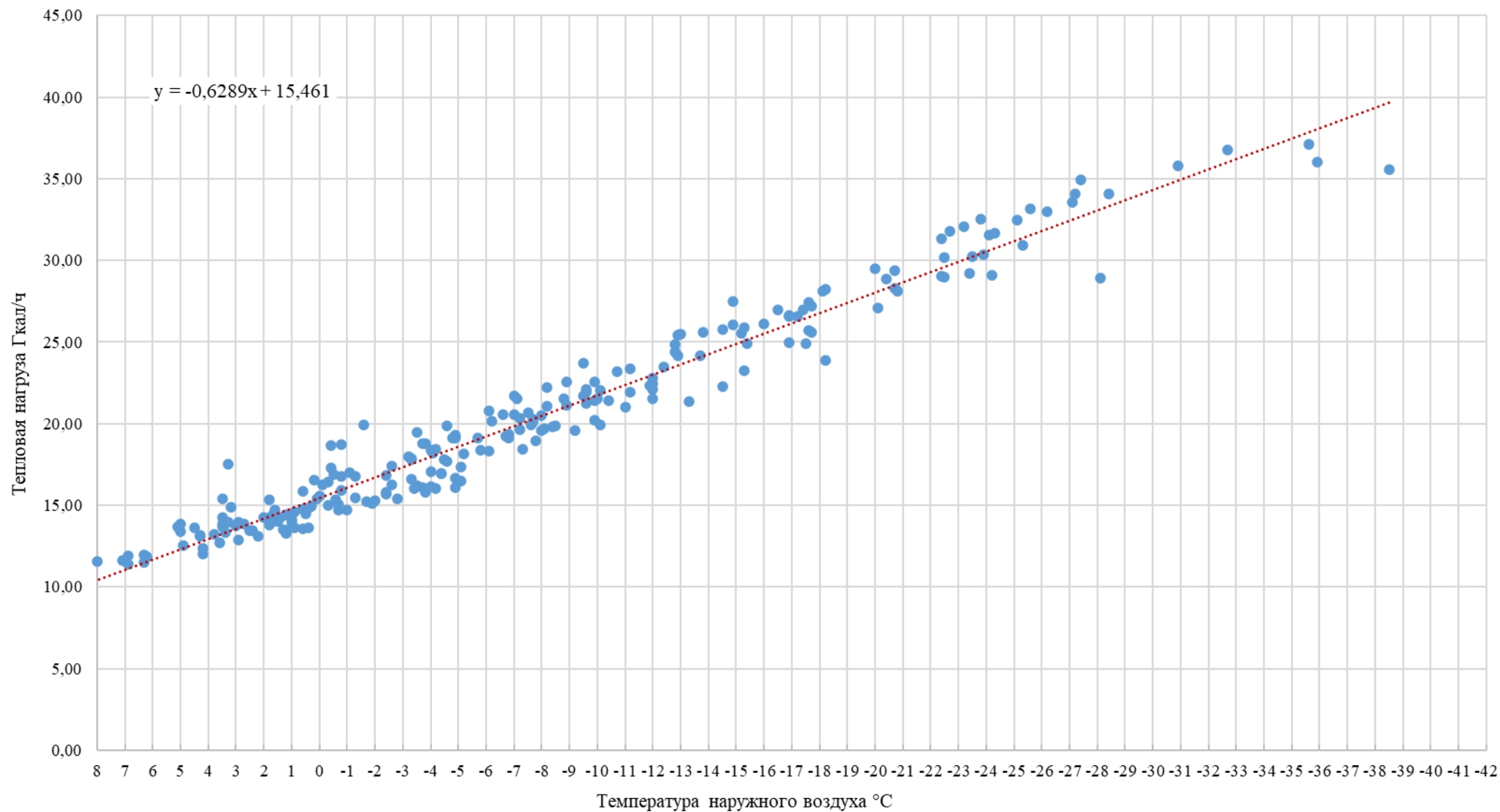


Рисунок 5.43 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной К-45 ООО «СГЭС» вывод 1 (38 мкр.)

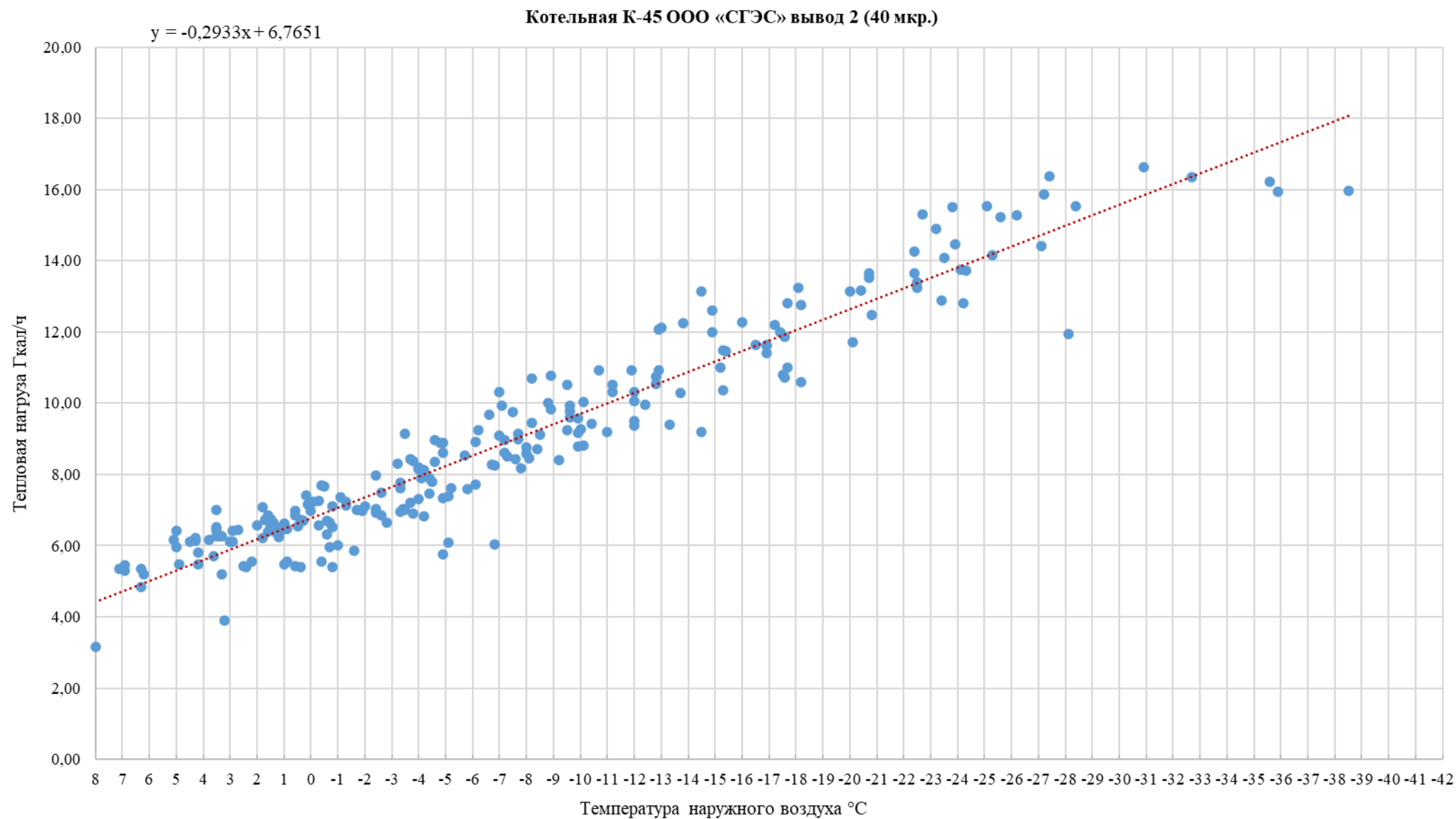


Рисунок 5.44 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной К-45 ООО «СГЭС» вывод 2 (40 мкр.)

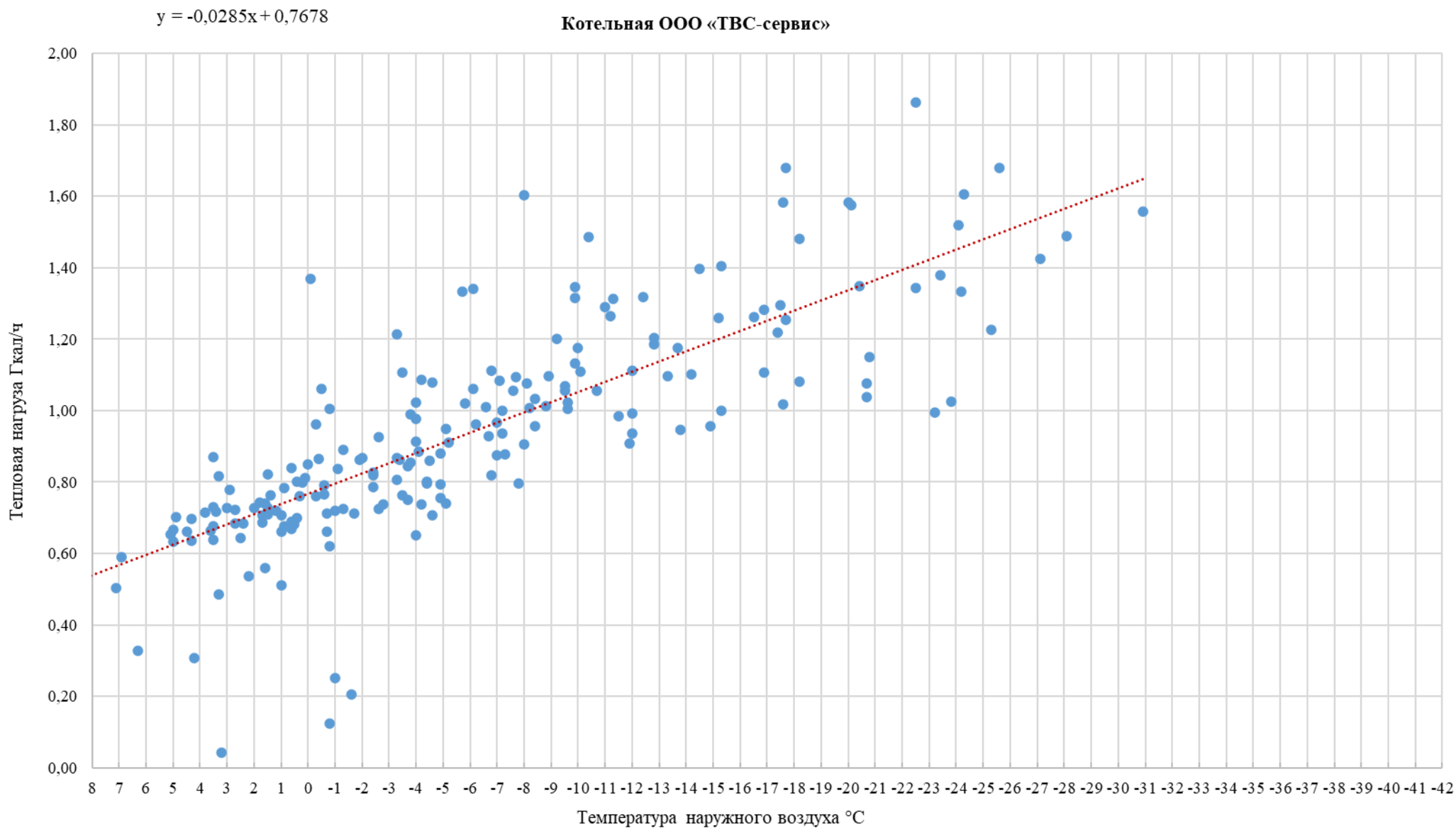


Рисунок 5.45 – Определение расчетной тепловой нагрузки, в зоне действия котельной ООО «ТВС-сервис»

Для источников тепловой энергии, по которым не представлены, 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.

Таблица 5.3 – Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, полученные на основании анализа данных приборов учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, за базовый год и предшествующие периоды

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах в горячей воде, Гкал/ч					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	СГРЭС-1	326.000	333.500	344.800	381.800	389.934	392,318
2	Котельная ПКТС*	242,619	242,619	242,619	242,619	242,619	242,619
3	СГРЭС-2	273.900	273.900	290.000	282.700	269.629	286.474
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	22.686	22.701	23.538	23.924	23.583	23,323
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	58.434	58.344	53.099	47.349	46.243	45,657
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	67.291	68.951	66.747	64.836	62.818	61,768
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	6.173	6.29	5.897	5.4637	5.2367	4,22
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	4.280	4.273	4.264	4.071	4.358	4,298
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	4.466	4.427	4.028	3.894	3.792	3,729
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	3.254	3.284	3.286	3.144	1.553	1,566
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	7.280	7.280	7.223	7.105	7.191	7,016
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	35.927	35.905	35.810	40.617	39.007	41,306
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	2.976	2.976	2.971	3.136	3.052	2,916
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	4.819	4.819	3.998	1.352	1.288	1,284
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	4.510	4.510	3.983	2.209	2.221	2,381
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	1.025	1.025	0.937	0.985	0.946	0,73
17	Котельная №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС»	0.230	0.184	0.218	0.218	0.228	0,23
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	0.458	0.285	0.579	0.576	0.595	0,472
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	1.866	1.163	1.167	1.129	1.134	0,962
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	5.649	5.596	5.526	3.647	3.569	3,484
21	Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	2.273	2.141	2.057	2.071	2.012	2,014
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	4.031	4.043	4.106	3.642	3.645	3,375
23	Котельная №31 Медвежий угол СГМУП «ГТС» (консервация с 12.12.2020г. Переведена в режим ЦТП)	-	-	-	-	-	-
24	Котельная №32 п. Снежный	1.764	1.764	1.409	1.011	0.2	0,2

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах в горячей воде, Гкал/ч					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
	СГМУП «ГТС»						
25	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	1.893	1.898	1.873	1.818	1.937	1,72
26	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	0.1	0.1	0.099	0.044	0.049	0,049
27	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	-	-	-	-	-	
28	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,43	0,489	0,468	0,570	0.609	0,63
29	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,227	3,104	3,34	3,001	3.048	2,872
30	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	-	-	3,084	2,817	2.630	2,706
31	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	9,659	9,656	6,217	4,359	4.384	4,32
32	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,307	1,218	1,182	1,306	1.285	1,273
33	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,534	2,727	2,662	2,537	2.662	2,59
34	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,887	1,819	1,987	1,815	1.882	1,882
35	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,872	4,854	4,836	4,574	4.537	4,43
36	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	11,006	10,894	11,713	12,022	12.567	11,106
37	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	15,211	14,543	13,991	13,296	13.207	11,84
38	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,519	2,519	2,44	2,321	2.284	2,20
39	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,72	4,677	4,157	3,791	4.098	3,913
40	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,6	0,601	0,599	0,590	0.571	0,516
41	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,293	2,613	2,469	2,367	2.371	2,31
42	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	11,529	11,556	11,44	10,891	10.286	9,84
43	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	-	-	-	-	-	0,48
44	Котельная К-45	54.45	54.447	54.605	47.1391	57.625	60,658
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1.805	1.805	1.805	0.663	0.830	1,328
46	Котельная ООО "Газпром энерго"	17.360	18.208	17.233	12.100	11.933	15,060
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	2.952	2.952	2.952	4.921	5.009	6,077
48	Котельная АО "Сургутский Хлебозавод"	2.208	2.208	2.208	5.386	5.773	6,276
49	Котельная ООО УК "СЗТК"	3.072	3.072	3.072	2.775	3.021	3,532
50	Котельная ООО «ТВС-сервис»	1.656	1.656	1.4	1.743	1.848	1,96
51	Котельная АО «Горремстрой»	1.291	1.291	1.288	0.56	0.56	1,584
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	1.36	1.36	1.36	1.728	1.728	2,103
53	Котельная ООО "ТехСтрой"	-	-	1.576	1.358	1.358	1,432
54	АО "Завод промстройдеталей"	-	-	-	-	-	3,813

***-Выполнен пересчет с учетом Т₁ макс 150 °С и снижении отпуска теплоты от СГРЭС-1 при температуре наружного воздуха -43 °С.**

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 оснащённости потребителей приборами учета (фактическая оснащённость представлена в разделе 3 Книги 2 «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:

$$Q_O^P = \frac{Q_O^D}{Q_O^D + Q_B^D + Q_{ГВС}^D} (Q_{кол}^P - Q_{пот}) \quad (1)$$

где Q_O^D – договорная нагрузка отопления, Гкал/ч;

Q_B^D – договорная нагрузка вентиляции, Гкал/ч;

$Q_{ГВС}^D$ – среднечасовая договорная нагрузка ГВС, Гкал/ч;

$Q_{кол}^P$ – расчетная нагрузка на коллекторах, полученная путем пересчета достигнутого максимума на расчетную температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления, Гкал/ч;

$Q_{пот}$ – нормируемая (нормативная) величина потерь тепловой мощности в тепловых сетях при расчетной температуре наружного воздуха, Гкал/ч.

Расчетная нагрузка вентиляции потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_B^P = \frac{Q_B^D}{Q_O^D + Q_B^D + Q_{ГВС}^D} (Q_{кол}^P - Q_{пот}) \quad (2)$$

Расчетная среднечасовая нагрузка ГВС потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_{ГВС}^P = \frac{Q_{ГВС}^D}{Q_O^D + Q_B^D + Q_{ГВС}^D} (Q_{кол}^P - Q_{пот}) \quad (3)$$

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 2026 года

Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей, Гкал/ч				
	Суммарная нагрузка	Отопление	Вентиляция	ГВС (ср.)	Технология
СГРЭС-1*	392,318	359,313		33,005	0,000
Котельная ПКТС	212,279	137,678	27.720	46.881	0,000
СГРЭС-2*	286.47	Промзона – 83.52 ВЖР – 202.951			
Котельная №1 СГМУП «ГТС»	20,89	17,50	1,67	1,72	0,00
Котельная №2 СГМУП «ГТС»	43,94	32,22	7,33	4,39	0,00
Котельная №3 СГМУП «ГТС»	59,66	44,25	10,06	5,22	0,13
Котельная №5 СГМУП «ГТС»	3,8	2,86	0,73	0,21	0,00
Котельная №6 СГМУП «ГТС»	4,19	4,02	0,16	0,01	0,00
Котельная №7 СГМУП «ГТС»	3,51	3,51	0,00	0,00	0,00
Котельная №9 СГМУП «ГТС»	1,51	1,51	0,00	0,00	0,00
Котельная №13 СГМУП «ГТС»	6,82	6,32	0,33	0,17	0,00
Котельная №14 СГМУП «ГТС»	33,82	28,07	2,50	3,13	0,12
Котельная №21 СГМУП «ГТС»	2,59	2,42	0,04	0,13	0,00
Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	0,92	0,58	0,15	0,13	0,06
Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	1,99	0,41	1,31	0,27	0,00
Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	0,71	0,15	0,49	0,07	0,00
Котельная №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС»	0,07	0,07	0,00	0,00	0,00
Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	0,21	0,14	0,00	0,07	0,00
Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	0,65	0,53	0,00	0,12	0,00
Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	2,22	1,39	0,01	0,82	0,00
Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	1,35	1,27	0,07	0,01	0,00
Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	2,39	2,34	0,00	0,05	0,00
Котельная №31 Медвежий угол СГМУП «ГТС» (консервация с 12.12.2020г. Переведена в режим ЦТП)	0	-	-	-	-
Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	0,078	0,000	0,000	0,078	0,000
Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	1,41	0,32	1,07	0,02	0,00
Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	0,05	0,02	0,03	0,00	0,00
Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	0	-	-	-	-
Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,62	0,30	0,31	0,01	0,00
Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,88	1,78	1,01	0,09	0,00
Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,56	2,04	0,43	0,09	0,00
Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,28	3,33	0,92	0,03	0,00
Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,27	1,27	0,00	0,00	0,00
Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,39	1,79	0,48	0,12	0,00
Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,57	1,21	0,33	0,03	0,00
Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,4	4,10	0,28	0,02	0,00
Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	10,62	6,73	3,56	0,33	0,00
Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	11,54	8,19	3,15	0,20	0,00
Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,2	2,16	0,04	0,00	0,00
Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,63	1,12	2,33	0,18	0,00
Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,516	0,30	0,16	0,048	0,00
Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,316	1,742	0,46	0,118	0,00
Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	9,84	7,69	1,93	0,22	0,00

Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей, Гкал/ч				
	Суммарная нагрузка	Отопление	Вентиляция	ГВС (ср.)	Технология
Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,48	0,000	0,000	0,000	0,48
Котельная К-45	59,425	45,75	6,92	6,52	0,20
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1,263	1,023	0,219	0,02	0,000
Котельная ООО "Газпром энерго"	13,584	12,82	0,764	0,000	0,000
Котельная АО «Аэропорт Сургут»	5,549	5,399	0,375	0,000	0,000
Котельная АО "Сургутский Хлебозавод"	6,276	6,276	0,000	0,000	0,000
Котельная ООО УК "СЗТК"	3,329	3,329	0,000	0,000	0,000
Котельная ООО «ТВС-сервис»	1,893	1,893	0,000	0,000	0,000
Котельная АО «Горремстрой»	1,551	1,551	0,000	0,000	0,000
Котельная ООО «СКАТ-База»	1,999	1,999	0,000	0,000	0,000
Котельная ООО "ТехСтрой"	1,358	1,038	0,000	0,32	0,000
Котельная АО "Завод промстройдеталей"	3,677	3,677	0,000	0,000	0,000

***- на балансе СГРЭС-1 и СГРЭС-2 отсутствуют тепловые сети (отсутствуют потери), конечным потребителем является ООО «СГЭС». Соответственно нагрузкой конечных потребителей для СГРЭС-1 и СГРЭС-2 является нагрузка на границе балансовой принадлежности с ООО «СГЭС».**

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

В г. Сургуте имеются случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии. 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

№ п/п	Улица	Номер дома	Система отопления	Тип топлива
1	Игоря Киртбая	10	Внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
2	Игоря Киртбая	10/1	Внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
3	Игоря Киртбая	10/2	Внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
4	Игоря Киртбая	10/3	Внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
5	Солнечная	4 стр. 1	Внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
6	Энергостроителей ул	7	Внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
7	пр-д. Тихий, 3	3	Внутриквартирное газовое оборудование (котел)	Природный газ
8	ул.30 лет Победы	42	Электроотопление	Электрическая энергия
9	ул. Генерала Иванова	3	Электроотопление	Электрическая энергия
10	ул. Ивана Захарова	10	Электроотопление	Электрическая энергия
11	ул. Ивана Захарова	10/1	Электроотопление	Электрическая энергия

№ п/п	Улица	Номер дома	Система отопления	Тип топлива
12	ул. Щепеткина	14	Электроотопление	Электрическая энергия
13	ул. Щепеткина	20 Б	Электроотопление	Электрическая энергия
14	ул. Крылова	47/1	Электроотопление	Электрическая энергия

5.4. 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;

Таблица 5.6 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии за последние 3 года

Ном ер	Наименование	Реализация тепловой энергии потребителям, Гкал								
		2023			2024			2025		
		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	Отпуск от СГРЭС-1*	1635123	-	-	1726286	1 415 555	310 731	1697683	1392100	305583
2	Котельная ПКТС	62608	56232	6376	26 578.9	23 916.8	2 662.1	40 619	36 494	4 126
3	Отпуск от СГРЭС-2*	865963	-	-	907800	-	-	860880	-	-
4	Котельная №1 (СГМУП «ГТС»)	60160	46742,5	13417,0	62 156.5	47 118.5	15 038.0	61 441	45 014	16 427
5	Котельная №2 (СГМУП «ГТС»)	110856	98813,3	12043,0	113 008.8	100 232.7	12 776.1	107 317	95 981	11 336
6	Котельная №3 (СГМУП «ГТС»)	162832	141653,5	21178,0	173 386.9	145 628.0	27 758.9	162 944	138 935	24 009
7	Котельная №5 (СГМУП «ГТС»)	11258	9959,7	1298,0	10 427.9	9 540.5	887.4	9 903	8 908	995
8	Котельная №6 (СГМУП «ГТС»)	9531	9531,4	0,0	10 054.9	10 054.9	0,0	10 023	10 023	0
9	Котельная №7 (СГМУП «ГТС»)	7213	7213,1	0,0	7 878.5	7 878.5	0,0	7 572	7 572	0
10	Котельная №9 (СГМУП «ГТС»)	7195	7194,8	0,0	6 326.7	6 326.7	0,0	3 524	3 524	0
11	Котельная №13 (СГМУП «ГТС»)	9413	1778,2	7635,0	7 775.3	1 218.1	6 557.2	8 923	1 537	7 386
12	Котельная №14 (СГМУП «ГТС»)	119209	100942,8	18266,0	122 042.3	103 430.8	18 611.5	116 740	99 056	17 685
13	Котельная №21 (СГМУП «ГТС»)	7833	6068,2	1765,0	7 881.0	6 132.3	1 748.8	8 211	6 112	2 099
14	Котельная №22 "Олимпия" (СГМУП «ГТС»)	3400	2597,1	803,0	3 295.9	2 502.9	793.0	3 393	2 629	764
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" (СГМУП «ГТС»)	7052	7051,8	0,0	7 352.6	7 352.6	0,0	6 894	6 894	0
16	Котельная №24 "Нефтяник" (СГМУП «ГТС»)	2540	2270,0	270,0	2 758.0	2 466.1	291.9	2 223	1 943	280
17	Котельная №25 п. Лесной (СГМУП «ГТС»)	143	142,6	0,0	181.3	181.3	0,0	174	174	0
18	Котельная №26,27 "Набережный"	6325	5400	925	4 881.0	3 481.2	1 399.9	4 666	3 272	1 393
20	Котельная №28 п. Юность (СГМУП «ГТС»)	3471	3471	0	5 162.8	4 561.7	601.1	4 914	4 199	715
21	Котельная №29 п. Таежный (СГМУП «ГТС»)	7406	5947	1459	3 636.2	3 636.2	0,0	3 430	3 430	0
22	Котельная №30 п. Лунный (СГМУП «ГТС»)	6325	5400	925	7 820.5	6 320.1	1 500.4	7 438	6 016	1 423
23	Котельная №31 п. Медвежий угол СГМУП «ГТС» (консервация с 12.12.2020г. Переведена в режим ЦТП)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24, 25	Котельная №32,33 п.Снежный	4741	3577,5	1163,0	5 192.5	3 890.0	1 302.5	4 834	3 668	1 166
26	Котельная №34 Крылова, 40 (СГМУП «ГТС»)	806	806,3	0,0	997.6	997.6	0,0	894	894	0
27	Котельная №35 Спортивное (СГМУП «ГТС») (законсервирована)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	Котельная №1 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	1453	1412,7	40,3	1340	1302.9	37.1	1205	1171,6	33,4
29	Котельная №3 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	6758	6565,8	192,2	7216	7007.8	208.2	6945	6744,6	200,4
30	Котельная №4 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	6606	6059,7	546,3	6875	6301.9	573.1	6898	6323,0	575,0
31	Котельная №5 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	11328	11184,0	144,0	10702	10536.1	165.9	10236	10077,3	158,7
32	Котельная №6 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	3032	3032,0	0,0	3255	3255.0	0,0	3170	3170,0	0,0
33	Котельная №7 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	6121	5509,9	611,1	6309	5672.4	636.6	6435	5785,7	649,3
34	Котельная №8 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	4168	3991,7	176,3	4499	4306.8	192.2	4079	3904,7	174,3
35	Котельная №9 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	10800	10701,7	98,3	10736	10636.7	99.3	10681	10582,2	98,8
36	Котельная №10 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	29953	28173,3	1779,7	29978	28136.3	1841.7	27166	25497,1	1668,9
37	Котельная №12 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	30798	29803,0	995,0	31730	30637.3	1092.7	29301	28291,9	1009,1
38	Котельная №14 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	5447	5447,0	0,0	5666	5666.0	0,0	5496	5496,0	0,0
39	Котельная №15 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	11398	9999,3	1398,7	11835	10531.1	1303.9	11603	10324,7	1278,3
40	Котельная №16 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	1345	1226,0	119,0	1419	1289.4	129.6	1323	1202,2	120,8
41	Котельная №17 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	5698	5418,6	279,4	5730	5446.0	284.0	5563	5287,3	275,7
42	Котельная №19 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	26339	25745,0	594,0	26274	25696.4	577.6	25401	24842,6	558,4
43	Котельная №22 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	3978	0,0	0,0	3810	0,0	0,0	3810	0,0	0,0

Но м ер	Наименование	Реализация тепловой энергии потребителям, Гкал								
		2023			2024			2025		
		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
44	Котельная К-45	145357	112250,9	33106,1	166 550.3	129564.2	36522.1	166 640	129108,5	37531,13
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1910	1800,6	109,8	2383.3	2245.9	137.4	2 816	2653,65	162,3
46	Котельная ООО "Газпром энерго"	31220	31219,6	0,0	34 259,39	34 259,39	0,0	33 852,81	33 852,81	0,0
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	14178	14178,0	0,0	14380	14380	0,0	14387	14387	0,0
48	Котельная АО "Сургутский Хлебозавод"	15350	15350,0	0,0	16575,11	16575,11	0,0	15639	15639	0,0
49	Котельная ООО УК "СЗТК"	8295	8295,0	0,0	8673	8673	0,0	8496,02	8496,02	0,0
50	Котельная ООО «ТВС-сервис»	5305	5304,9	0,0	5305	5304,9	0,0	5021	5021	0,0
51	Котельная АО «Горремстрой»	1613	1613,0	0,0	1853	1853	0,0	3904	3904	0,0
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	5225	5225,0	0,0	4838	4838	0,0	5069,59	5069,59	0,0
53	Котельная ООО "ТехСтрой"	3912	3912,0	0,0	4654	4654	0,0	4750	4750	0,0
54	Котельная АО "Завод промстройдеталей"	-	-	-	-	-	-	9130	9130	0,0

***- на балансе СГРЭС-1 и СГРЭС-2 отсутствуют тепловые сети (отсутствуют потери), конечным потребителем является ООО «СГЭС». Соответственно нагрузкой конечных потребителей для СГРЭС-1 и СГРЭС-2 является нагрузка на границе балансовой принадлежности с ООО «СГЭС».**

5.5. 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 потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях на территории муниципального образования г. Сургут Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, утвержденные Приказом Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского АО - Югры от 22 декабря 2017 г. N 11-нп (с изменениями на 18 июля 2024 года), представлены в таблице ниже.

Таблица 5.7 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях на территории муниципального образования г. Сургут Ханты-Мансийского автономного округа - Югры

Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
	многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
Этажность	многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	0,054	-	0,0595
2	0,0524	0,0544	0,0553
3-4	0,0329	0,0347	-
5-9	0,0296	0,0302	-
10	-	0,0277	-
12	-	0,0272	-
Этажность	многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	0,0272	0,0275	0,0277
2	0,0231	0,0233	0,0482
3	0,0228	0,0229	-
4-5	0,0226	0,0227	-
6-7	0,0206	-	-
9	0,0197	0,0199	-
10	0,0196	0,0196	-
11	-	0,0196	-
12 и более	0,0205	0,0205	-

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 25.12.2017 № 12-нп.

Таблица 5.8 – 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, м³ на 1 м² общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, в месяц

№ 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 водоснабжением, водонагревателями, водоотведением	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
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.		1-5	0,041	0,041	х
		6-9	-	-	х

№ 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
	Многоквартирные дома с централизованным	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
	(п. 8 в ред. приказа Департамента жилищно- коммунального комплекса и энергетики ХМАО - Югры от 07.02.2020 N 1-нп)				
	Многоквартирные дома коридорного типа с централизованным холодным и горячим водоснабжением, с централизованным водоотведением (бывшие общежития)	1-5	0,014	0,014	0,028

5.6. 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, в большинстве случаев ниже суммы договорных нагрузок потребителей.

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).

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 5.9 – 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 _{ср.}), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
1	СГРЭС-1*	533,75	392,318	74%
2	Котельная ПКТС	242,619	242,619	100.00%
3	СГРЭС-2*	292,195	286,474	98%
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	28,83	20,89	72%
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	61,38	43,94	72%
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	80,22	59,52	74%
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	4,93	3,80	77%
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	5,84	4,18	72%
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	3,81	3,51	92%
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	2,00	1,51	75%
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	6,70	6,82	102%
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	44,57	39,52	89%
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	3,05	2,82	93%

№ п/п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей, в том числе в паре (с учетом ГВС _{ср.}), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	2,11	1,18	56%
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	5,33	2,37	44%
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	1,83	0,72	39%
17	Котельная №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС»	0,14	0,13	93%
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	1,40	0,29	21%
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	0,65	0,87	135%
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	2,93	3,08	105%
21	Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	2,16	1,77	82%
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	3,39	2,95	87%
23	Котельная №31 Медвежий угол СГМУП «ГТС» (консервация с 12.12.2020г. Переведена в режим ЦТП)	-	-	-
24	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	1,35	0,15	11%
25	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	3,31	1,24	37%
26	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	1,12	0,05	4%
27	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	-	-	-
28	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,85	0,63	74%
29	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,89	2,87	74%
30	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,19	2,71	85%
31	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,81	4,32	90%
32	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	1,28	1,27	100%
33	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	3,07	2,59	84%
34	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,10	1,61	77%
35	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	4,80	4,43	92%
36	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	15,02	11,11	74%
37	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	16,50	11,84	72%
38	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,27	2,20	97%
39	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	6,97	3,63	52%
40	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,67	0,51	76%
41	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	2,74	2,32	85%
42	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	12,51	9,84	79%
43	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	0,45	0,00	100%
44	Котельная К-45	76,49	59,39	78%
45	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	2,18	1,26	58%
46	Котельная ООО "Газпром энерго"	22,58	13,58	60%
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	1,70	5,77	341%
48	Котельная АО "Сургутский Хлебозавод"	2,76	6,28	227%
49	Котельная ООО УК "СЗТК"	3,84	3,33	87%
50	Котельная ООО «ТВС-сервис»	1,75	1,89	108%
51	Котельная АО «Горремстрой»	0,56	1,55	277%
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	1,82	2,00	110%
53	Котельная ООО "ТехСтрой"	1,14	1,36	119%
54	Котельная АО "Завод промстройдеталей"	2,70	3,68	136%

***- на балансе СГРЭС-1 и СГРЭС-2 отсутствуют тепловые сети (отсутствуют потери), конечным потребителем является ООО «СГЭС» (которое транспортирует и реализует тепловую энергию по своим тепловым сетям). Соответственно, нагрузкой конечных потребителей для СГРЭС-1 и СГРЭС-2 является нагрузка на границе балансовой принадлежности с ООО «СГЭС».**