



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
В АДМИНИСТРАТИВНЫХ ГРАНИЦАХ  
ГОРОДА НОВОКУЗНЕЦКА НА ПЕРИОД  
ДО 2044 ГОДА**

**УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ  
(ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА)**

**ТОМ 1 (РАЗДЕЛЫ 1-5)**

## СОСТАВ РАБОТЫ

Схема теплоснабжения в административных границах г. Новокузнецка на период до 2044 года. Утверждаемая часть Том 1 (Разделы 1-5)
Схема теплоснабжения в административных границах г. Новокузнецка на период до 2044 года. Утверждаемая часть Том 2 (Разделы 6-16)
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Том 1 (Части 1-5)
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Том 2 (Части 6-13)
Глава 1. Приложение 1. Утвержденные параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источников и в точке измерения тепловой энергии, отпущенной потребителю тепловой энергии
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Глава 2. Приложение 1. Перечень потребителей тепловой энергии, планируемых к подключению в следующую пятилетку, а также известные (точечные) объекты теплопотребления, ввод которых запланирован на 2-3 этапах расчетного периода (таблица ПЗ3.2 МУ)
Глава 2. Приложение 2. Перечень объектов теплопотребления, подлежащих расселению и сносу в течение расчетного срока
Глава 2. Приложение 3. Перечень потребителей тепловой энергии, подключенных к существующим тепловым сетям за период актуализации, за базовый период актуализации - 2024 год (таблица ПЗ3.1 МУ)
Глава 2. Приложение 4. Прогноз прироста площади строительных фондов в соответствии с приложением 27 Методических указаний
Глава 2. Приложение 5. Прогноз прироста расчетной тепловой нагрузки в соответствии с приложением 30 Методических указаний
Глава 2. Приложение 6. Прогноз прироста потребления тепловой энергии в соответствии с приложением 32 Методических указаний
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения
Глава 3. Приложение 1. Альбом характеристик ЦТП и насосных станций
Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии
Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей
Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения
Глава 9. Приложение 1. Показатели качества воды в открытых системах горячего водоснабжения по результатам выборочного отбора проб в разводящих сетях
Глава 10. Перспективные топливные балансы
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизацию
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия
Глава 14. Приложение 1. Тарифно-балансовые модели
Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций
Глава 15. Приложение 1. Поданные заявки на присвоение статуса ЕТО
Глава 15. Приложение 2. Зоны деятельности единых теплоснабжающих организаций с адресной привязкой на карте муниципального образования и зоны действия источников тепловой энергии
Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения
Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения
Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в актуализированной схеме теплоснабжения
Глава 19. Оценка экологической безопасности теплоснабжения
Глава 19. Приложение 1. Результаты расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосферном воздухе от дымовых труб основных теплоисточников при существующем положении
Глава 19. Приложение 2. Результаты расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосферном воздухе от дымовых труб основных теплоисточников на перспективу

## СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ .....	5
ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ .....	7
РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА .....	9
1.1. Величины существующей отапливаемой площади строительных фондов и прироста отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды .....	9
1.1.1. Существующие отапливаемые площади строительных фондов .....	9
1.1.2. Приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления .....	15
1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе .....	20
1.2.1. Существующие объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	20
1.2.2. Перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	58
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе .....	68
1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городскому округу .....	69
РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛОМОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ .....	72
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии .....	72
2.1.1. Существующие зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии .....	72
2.1.2. Перспективные зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии .....	76
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии .....	76
2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе .....	78
2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения .....	104
2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения .....	104
РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ .....	106
3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей .....	106

3.2.Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.....	114
РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ.....	119
4.1.Описание сценариев развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.....	119
4.2.Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения .....	123
РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ .....	125
5.1.Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, города федерального значения, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей и радиуса эффективного теплоснабжения.....	125
5.2.Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.....	126
5.3.Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения .....	129
5.3.1. Предлагаемые мероприятия в рамках реконструкции Кузнецкой ТЭЦ..	130
5.3.2. Предлагаемые мероприятия в рамках реконструкции Западно-Сибирской ТЭЦ	134
5.3.3. Предлагаемые мероприятия в рамках реконструкции Центральной ТЭЦ	139
5.4.Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных .....	143
5.5.Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно .....	143
5.6.Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии..	144
5.7.Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы либо по выводу их из эксплуатации .....	152
5.8.Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценка затрат при необходимости его изменения.....	152
5.9.Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей.....	157
5.10.Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива .....	157

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Сведения о движении строительных фондов в городском округе, тыс. кв. м (таблица П24.1 МУ)	12
Таблица 1.2 - Целевые показатели численности населения и площадей жилого фонда в течение расчетного срока актуализации Схемы теплоснабжения (расширенная таблица П24.1, на перспективу).....	17
Таблица 1.3 – Сдвиг линейной функции относительно начала координат ( $b_0$ ) и наклон прямой ( $b_1$ ).....	21
Таблица 1.4 – Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, полученные на основании анализа данных приборов учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, за базовый период актуализации (а также ретроспективные данные из предшествующих схем).....	52
Таблица 1.5 – Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии по состоянию на 1 января 2024 года .....	54
Таблица 1.6 – Величина потребления тепловой энергии в разрезе источников тепловой энергии за последние 3 года.....	56
Таблица 1.7 - Абсолютные приросты тепловой мощности, принимаемые для инвестиционного планирования, в разрезе источников теплоснабжения .....	59
Таблица 1.8 - Прогноз абсолютного прироста потребления тепловой энергии (с учетом снижения теплопотребления на нужды существующего фонда) в зоне действия существующих и планируемых к строительству источников тепловой энергии (для инвестиционного планирования) .....	64
Таблица 1.9 - Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в зоне действия каждого источника тепловой энергии и в целом по городскому округу.....	70
Таблица 2.1 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Кузнецкой ТЭЦ	73
Таблица 2.2 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Западно-Сибирской ТЭЦ .....	74
Таблица 2.3 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Центральной ТЭЦ .....	74
Таблица 2.4 – Зоны действия наиболее крупных котельных.....	75
Таблица 2.5 - Прогноз приростов потребления тепловой мощности объектами индивидуального теплоснабжения.....	77
Таблица 2.6 - Прогноз приростов потребления тепловой энергии объектами индивидуального теплоснабжения.....	77
Таблица 2.7 – Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №01-03, Гкал/ч (таблица П34.1 МУ).....	79
Таблица 2.8 – Балансы тепловой мощности котельных (таблица П34.1 МУ) .....	81
Таблица 2.9 – Реестр котельных ООО «Сибэнерго», расположенных за пределами муниципального образования.....	104
Таблица 3.1 – Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в зоне деятельности ЕТО.....	108
Таблица 3.2 – Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения от источников в зонах деятельности ЕТО г. Новокузнецка .....	115

Таблица 5.1 – Состав основного оборудования Кузнецкой ТЭЦ.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Таблица 5.2 – Состав основного оборудования ЗС ТЭЦ.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Таблица 5.3 – Состав основного оборудования Центральной ТЭЦ.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Таблица 5.4 – Перечень источников, выводимых из эксплуатации .....	143
Таблица 5.5 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла, природного газа и угля .....	145
Таблица 5.6 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГТУ.....	149
Таблица 5.7 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе турбины типа «Р» .....	149

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием планировочных элементов (рисунок П26.1 МУ) .....	9
Рисунок 1.2 – Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием кадастровых элементов (рисунок П25.1 МУ) .....	10
Рисунок 1.3 - Ретроспектива ввода многоквартирного жилищного фонда на территории города .....	11
Рисунок 1.4 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем на ближайшую перспективу .....	16
Рисунок 1.5 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем по расчетным этапам .....	16
Рисунок 1.6 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия КТЭЦ .... <b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
Рисунок 1.7 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия ЗСТЭЦ (городская застройка) .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Рисунок 1.8 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия ЗСТЭЦ (проплощадка) - крупно .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Рисунок 1.9 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия ЗСТЭЦ (проплощадка) - мелко .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Рисунок 1.10 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия ЦТЭЦ (городская застройка) .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Рисунок 3.1 – Утечки из тепловых сетей .....	106
Рисунок 3.2 – Резерв ВПУ источников .....	107
Рисунок 4.1 – Баланс тепловой мощности по ЗРК в эксплуатационном режиме .....	121
Рисунок 4.2 – Баланс тепловой мощности по ЗРК в аварийном режиме .....	122
Рисунок 5.1 - Зоны теплоснабжения котельных №№1-3 Абагур-Лесной и школы №16 существующее положение .....	127
Рисунок 5.2 - Переключение котельной п. Абагур-Лесной №3 на п. Абагур-Лесной №2. Перспектива .....	128
Рисунок 5.3 - Зоны теплоснабжения котельных №№1, 2 Абагур-Лесной перспектива .....	129
Рисунок 5.4 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Кузнецкой ТЭЦ в эксплуатационном режиме .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Рисунок 5.5 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Кузнецкой ТЭЦ в аварийном режиме .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Рисунок 5.6 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Западно-Сибирской ТЭЦ в эксплуатационном режиме .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Рисунок 5.7 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Западно-Сибирской ТЭЦ в аварийном режиме .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Рисунок 5.8 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Центральной ТЭЦ в эксплуатационном режиме .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Рисунок 5.9 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Центральной ТЭЦ в аварийном режиме .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Рисунок 5.10 – Стоимость эквивалента энергии, руб./ГДж .....	146
Рисунок 5.11 – Соотношение себестоимости производства эквивалента энергии .....	147

<i>Рисунок 5.12 – Соотношения тепловой и электрической мощности для различного генерирующего оборудования в зависимости от электрического КПД .....</i>	<i>148</i>
<i>Рисунок 5.13 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ .....</i>	<i>150</i>
<i>Рисунок 5.14 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии установки с турбиной типа «Р».....</i>	<i>151</i>
<i>Рисунок 5.15 – Варианты пересмотра температурного графика при повышении расчетной температуры наружного воздуха: с сохранением и с уменьшением расхода сетевой воды.....</i>	<i>154</i>

## Раздел 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

**1.1. Величины существующей отапливаемой площади строительных фондов и прироста отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды**

### 1.1.1. Существующие отапливаемые площади строительных фондов

В настоящее время реализуется Генеральный план города Новокузнецка, утвержденный решением Новокузнецкого городского Совета народных депутатов от 24.12.2024 «Об утверждении генерального плана Новокузнецкого городского округа на период до 2044 года». Расчетный срок реализации – 2044 г.

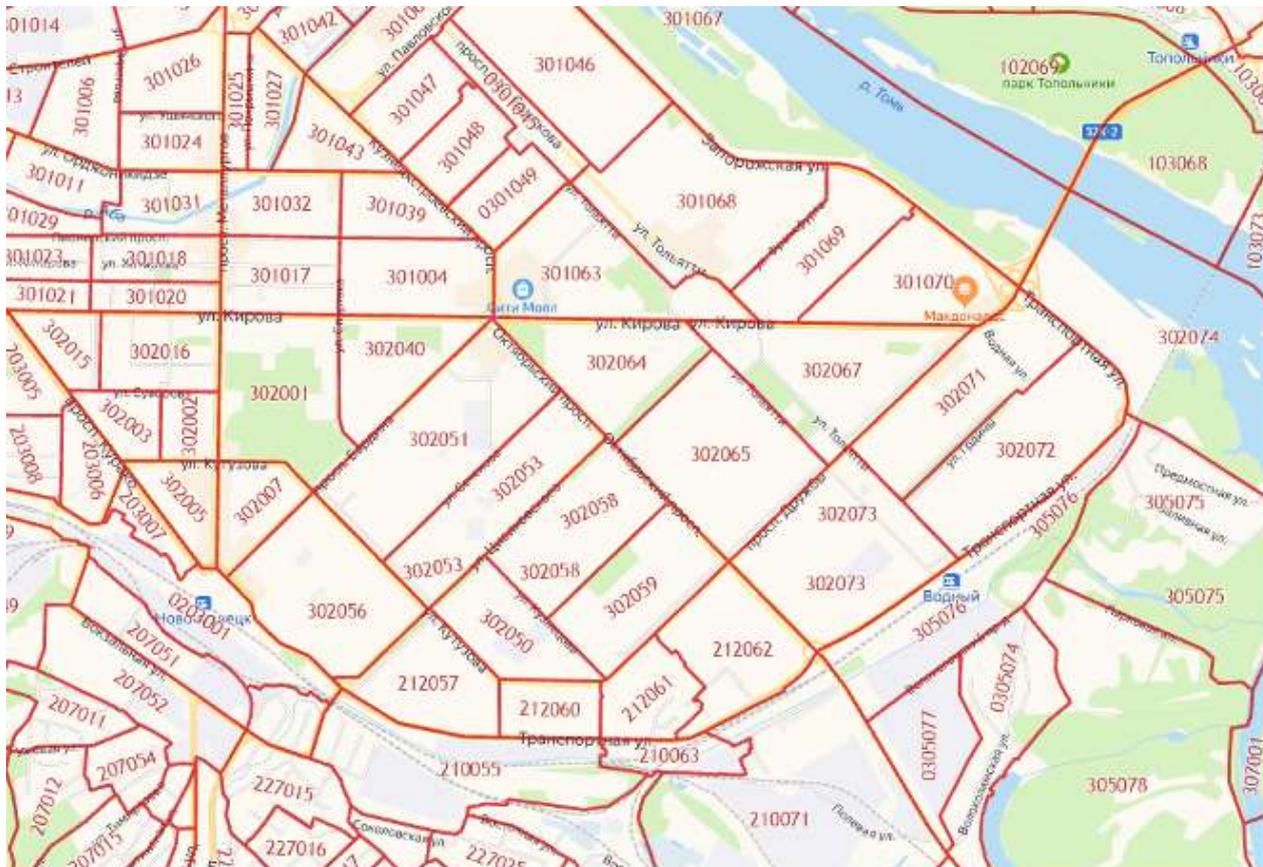
В соответствии с действующим Генеральным планом в состав муниципального образования входит 6 административных районов:

- |                  |                       |
|------------------|-----------------------|
| 1. Заводской;    | 4. Новоильинский;     |
| 2. Кузнецкий;    | 5. Орджоникидзевский; |
| 3. Куйбышевский; | 6. Центральный.       |



Рисунок 1.1 – Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием планировочных элементов (рисунок П26.1 МУ)

В свою очередь, планировочные районы разделены на кадастровые кварталы, **которые приняты в настоящем проекте в качестве расчетных элементов территориального деления.**



**Рисунок 1.2 – Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием кадастровых элементов (рисунок П25.1 МУ)**

Наибольший интерес для целей разработки (актуализации) Схемы теплоснабжения, представляет анализ ежегодного ввода многоквартирной застройки, т.к. данная категория объектов практически в полном объеме подключается к системам централизованного теплоснабжения.



**Рисунок 1.3 - Ретроспектива ввода многоквартирного жилищного фонда на территории города**

В период 2014-2021 гг. наблюдался спад ежегодного ввода жилищного фонда. 2020-2021 гг. отмечены рекордно низкими показателями ввода площадей МКД. Однако с 2022 г. данный показатель растет и приблизился к вводимым ранее темпам:

Средний ввод многоквартирного жилья составляет:

- 1) за последние 5 лет – 51,0 тыс. кв. м;
- 2) за последние 10 лет – 81,0 тыс. кв. м.

На начало 2025 г. уровень жилищной обеспеченности в городе составил 26,7 м<sup>2</sup>/чел., что превышает установленный стандарт социальной нормы общей площади на человека по РФ на 46,6% (18 кв. м общей площади на человека).

В соответствии с п. 71 и 72, а также в соответствии с Приложением 24.1 МУ, составлена расширенная таблица ретроспективных показателей по изменению строительных фондов муниципального образования

**Таблица 1.1 - Сведения о движении строительных фондов в городском округе, тыс. кв. м (таблица П24.1 МУ)**

Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>1. Численность постоянного населения (к окончанию года), тыс. чел.</b>	551,3	552,4	553,6	552,1	549,1	537,5	536,4	533,6	531,2	528,7
А) Генеральный план	-	-	-	-	-	-	539,9	548,2	556,4	564,7
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	551,3	552,4	553,6	552,1	549,1	537,5	536,4	533,6	531,2	529,3
1.1. Отношение отапливаемой площади жилого фонда к численности населения, м <sup>2</sup> / чел. (к окончанию года)	28,5	28,7	29,0	29,3	29,8	30,7	31,1	31,5	31,8	32,3
1.2. Обеспеченность населения жилой площадью, м <sup>2</sup> / чел. (к окончанию года)	23,4	23,7	23,8	24,1	24,5	25,3	25,5	25,9	26,3	26,7
А) Генеральный план	-	-	-	-	-	-	23,8	24,0	24,1	24,2
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	23,4	23,7	23,8	24,1	24,5	25,3	25,5	25,9	26,3	26,7
<b>2. Площадь территории городского округа, га</b>	42427,0	42427,0	42427,0	42427,0	42427,0	42427,0	42427,0	42427,0	42427,0	44536,0
<b>3. Застроенные территории (га), в том числе</b>	19161,0	19209,0	19296,0	19679,0	19720,0	19859,0	20063,0	20695,0	20955,0	21210,2
3.1. Территории жилой застройки, га	12701,0	12737,0	12813,0	13185,0	13215,0	13343,0	13535,0	14131,0	14388,0	14628,6
3.1.1. Территории многоквартирной жилой застройки, га	9242,0	9287,0	9345,0	9393,0	9412,0	9485,0	9575,0	9594,0	9678,0	9735,0
3.1.2. Территории индивидуальной жилой застройки, га	3459,0	3450,0	3468,0	3792,0	3803,0	3858,0	3960,0	4537,0	4710,0	4893,6
3.2. Территории производственной и коммунально-складской застройки, га	6460,0	6472,0	6483,0	6494,0	6505,0	6516,0	6528,0	6564,0	6567,0	6581,6
<b>4. Сведения о движении строительных фондов в городском округе, тыс. кв. м</b>										
4.1. Общая отапливаемая площадь строительных фондов на начало года	36041,1	36256,3	36526,2	36746,9	36945,8	37189,2	37412,2	37702,6	37884,9	38168,6
4.2. Прибыло общей отапливаемой площади, в том числе:	215,2	269,9	220,7	198,9	243,4	223,0	290,4	182,3	283,7	244,6
4.2.1. Новое строительство, в том числе	231,5	293,3	243,7	224,0	246,0	241,9	293,5	188,1	284,1	250,7
4.2.1.1. Многоквартирные жилые здания	161,6	101,1	177,0	139,1	142,6	39,1	13,1	80,9	119,8	79,1
4.2.1.2. Общественно-деловая застройка	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	58,6	129,3	56,6	80,0	73,4
4.2.1.3. Индивидуальная жилищная застройка	7,3	129,6	4,1	22,3	40,8	119,9	110,7	32,4	78,4	76,4
4.2.1.4. Производственные здания и коммунально-складская застройка	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	24,3	40,4	18,2	5,9	21,8
4.2.2. Выбыло общей отапливаемой площади	16,3	23,4	23,0	25,1	2,6	18,9	3,1	5,8	0,4	6,2
4.3. Общая отапливаемая площадь на конец года	36256,3	36526,2	36746,9	36945,8	37189,2	37412,2	37702,6	37884,9	38168,6	38413,2
<b>5. Жилищный фонд (тыс. кв. м) на начало периода - всего, в т.ч.:</b>	12760,5	12879,6	13069,0	13191,6	13301,6	13450,1	13585,5	13703,9	13794,1	13964,3
5.1. Многоквартирные жилые дома	11342,1	11463,9	11538,1	11670,8	11773,9	11883,2	11910,4	11920,0	11981,3	12073,4
5.2. Индивидуальные жилые дома	1418,4	1415,7	1530,9	1520,8	1527,7	1566,9	1675,1	1783,9	1812,8	1890,9
<b>6. Движение жилищного фонда, тыс. кв. м</b>										

Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
6.1. Площадь жилых помещений на начало года, всего	12760,5	12879,6	13069,0	13191,6	13301,6	13450,1	13585,5	13703,9	13794,1	13964,3
6.2. Прибыло жилой площади за год, в том числе:	119,1	189,4	122,6	110,0	148,5	135,4	118,4	90,2	170,2	132,5
6.2.1. Новое строительство	131,6	207,4	140,3	129,3	150,5	150,0	120,8	94,6	170,5	137,3
6.2.1.1. Многоквартирные дома	124,3	77,8	136,2	107,0	109,7	30,1	10,1	62,2	92,1	60,8
6.2.1.2. Индивидуальные дома	7,3	129,6	4,1	22,3	40,8	119,9	110,7	32,4	78,4	76,4
6.2.2. Выбыло жилой площади за год, всего	12,5	18,0	17,7	19,3	2,0	14,6	2,4	4,4	0,3	4,7
6.3. Площадь жилых помещений на конец года, всего	12879,6	13069,0	13191,6	13301,6	13450,1	13585,5	13703,9	13794,1	13964,3	14096,8
А) Генеральный план	-	-	-	-	-	-	12871,8	13144,0	13416,3	13688,5
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	12879,6	13069	13191,6	13301,6	13450,1	13585,5	13703,9	13794,1	13964,3	14128,8
<b>7. Общая отопляемая площадь жилых зданий, тыс. кв. м</b>										
7.1. Отопляемая площадь жилого фонда на начало года, всего	15685,7	15838,3	16045,6	16203,7	16340,0	16520,8	16660,9	16781,6	16889,1	17086,9
7.2. Прибыло отопляемой площади жилых домов за год, в том числе:	152,6	207,3	158,1	136,3	180,8	140,1	120,7	107,5	197,8	149,4
7.2.1. Новое строительство	168,9	230,7	181,1	161,4	183,4	159,0	123,8	113,3	198,2	155,5
7.2.1.1. Многоквартирные дома	161,6	101,1	177,0	139,1	142,6	39,1	13,1	80,9	119,8	79,1
7.2.1.2. Индивидуальные дома	7,3	129,6	4,1	22,3	40,8	119,9	110,7	32,4	78,4	76,4
7.2.2. Выбыло отопляемой площади за год, всего	16,3	23,4	23,0	25,1	2,6	18,9	3,1	5,8	0,4	6,2
7.3. Отопляемая площадь жилого фонда на конец года, всего	15838,3	16045,6	16203,7	16340,0	16520,8	16660,9	16781,6	16889,1	17086,9	17236,3
А) Генеральный план	-	-	-	-	-	-	15785,6	16096,0	16426,5	16749,5
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	15838,3	16045,6	16203,7	16340	16520,8	16660,9	16781,6	16889,1	17086,9	17219,2
<b>8. Общая отопляемая площадь общественно-деловых зданий, тыс. кв. м</b>										
8.1. Отопляемая площадь ОДЗ на начало года, всего	8706,7	8749,1	8791,5	8833,9	8876,3	8918,7	8977,3	9106,6	9163,2	9243,2
8.2. Прибыло отопляемой площади ОДЗ за год, в том числе:	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	58,6	129,3	56,6	80,0	73,4
8.2.1. Новое строительство	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	58,6	129,3	56,6	80,0	73,4
8.2.2. Выбыло общей площади за год, всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8.3. Отопляемая площадь ОДЗ на конец года, всего	8749,1	8791,5	8833,9	8876,3	8918,7	8977,3	9106,6	9163,2	9243,2	9316,6
А) Генеральный план	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	8749,1	8791,5	8833,9	8876,3	8918,7	8977,3	9106,6	9163,2	9243,2	9334,9
<b>9. Общая отопляемая площадь производственных зданий, тыс. кв. м</b>										
9.1. Отопляемая площадь производственных зданий на начало года, всего	11648,7	11668,9	11689,1	11709,3	11729,5	11749,7	11774,0	11814,4	11832,6	11838,5
9.2. Прибыло отопляемой площади ПЗ за год, в том числе:	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	24,3	40,4	18,2	5,9	21,8

<b>Показатели</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
9.2.1. Новое строительство	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	24,3	40,4	18,2	5,9	21,8
9.2.2. Выбыло общей площади за год, всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9.3. Отапливаемая площадь производственных зданий на конец года, всего	11668,9	11689,1	11709,3	11729,5	11749,7	11774,0	11814,4	11832,6	11838,5	11860,3
А) Генеральный план	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	11668,9	11689,1	11709,3	11729,5	11749,7	11774	11814,4	11832,6	11838,5	11850,4

### **1.1.2. Приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления**

Прогноз прироста площадей строительных фондов, потребления тепловой мощности и энергии составлен на основании следующих исходных данных:

- материалы Генерального плана;
- перечень объектов капитального строительства, планируемых к вводу на территории города (информация выдана Комитетом градостроительства и земельных ресурсов Администрации города Новокузнецка);
- утвержденные проекты планировок и межевания по районам г. Новокузнецка;
- действующие технические условия на присоединение к тепловым сетям по теплоснабжающим организациям.

Актуализирован реестр перспективных потребителей, который представлен в Приложении 1 Главы 2 (таблица ПЗ3.2 МУ).

Перспектива развития промышленных предприятий представлена в разделе 1.3. Более точные сведения об увеличении потребности в тепловой мощности и тепловой энергии производственными площадками отсутствуют. Также Схемой теплоснабжения планируется ввод в эксплуатацию нежилых зданий – перспективных объектов коммунально-складского назначения:

- склады;
- парковки (подземные и надземные);
- автосервисы, мойки;
- предприятия сервисного обслуживания и т.д.

Указанные группы потребителей условно отнесены в категорию «производственные здания промышленных предприятий». Указанные группы не будут потреблять технологический пар и горячую воду для обеспечения технологических процессов. Уточнение технологических потребностей промышленных потребителей, с учетом возможного перепрофилирования и расширения промышленных зон, будет производиться при последующих актуализациях Схемы теплоснабжения.

Целевые показатели по численности населения и по площади строительного фонда представлены в таблице и на рисунках ниже.

Несмотря на существенное снижение темпов жилищного строительства в 2020-2021 гг., следует ожидать увеличения темпов ввода примерно до уровня среднегодовых значений за последние 10 лет.

В случае, если прогнозные темпы достигнуты не будут, при ежегодной актуализации

Схемы теплоснабжения необходимо осуществлять мониторинг за темпами изменения среднегодового ввода площадей и (при необходимости переносить площадки нового жилищного строительства на более поздний период, в том числе и в период после 2044 г.).

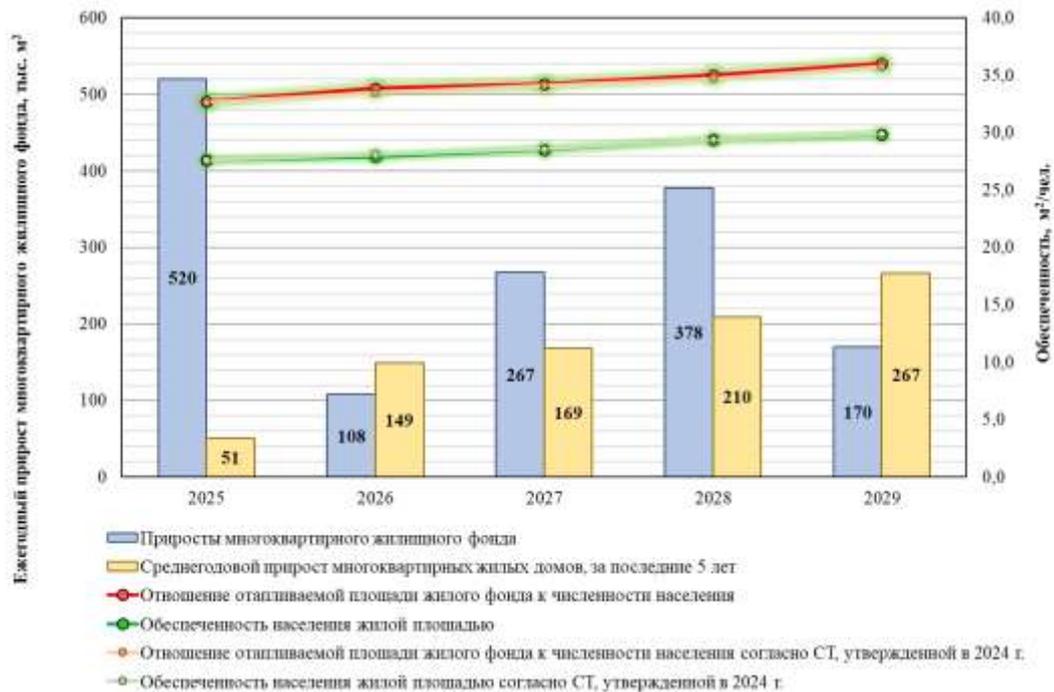


Рисунок 1.4 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем на ближайшую перспективу

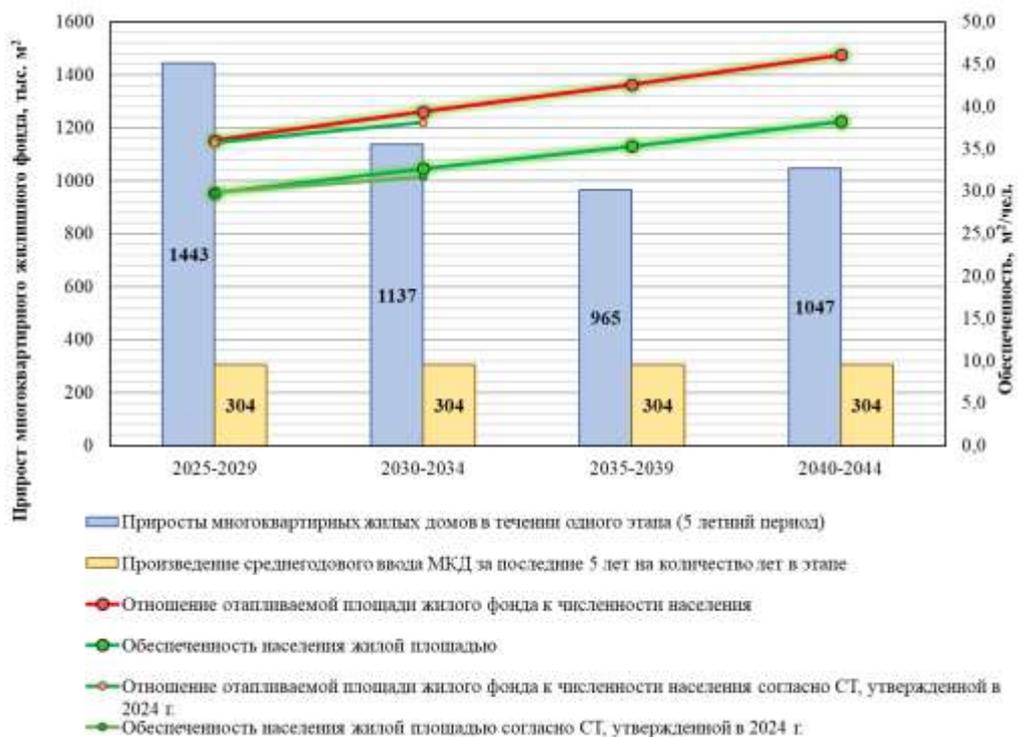


Рисунок 1.5 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем по расчетным этапам

**Таблица 1.2 - Целевые показатели численности населения и площадей жилого фонда в течение расчетного срока актуализации Схемы теплоснабжения (расширенная таблица П24.1, на перспективу)**

Показатели	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040-2044
<b>1. Численность постоянного населения (к окончанию года), тыс. чел.</b>	526,6	524,5	522,3	520,2	518,1	515,9	513,8	511,6	509,5	507,4	505,2	503,1	501,0	498,8	496,7	494,5	492,4	490,3	488,1	486,0	-	-	-	-
А) Генеральный план	573,0	581,2	589,5	597,8	606,0	614,3	622,6	630,8	639,1	647,3	655,6	663,9	672,1	680,4	688,7	696,9	705,2	713,5	721,7	730,0	-	-	-	-
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	527,4	525,5	523,6	521,7	519,8	517,9	516	514,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1. Отношение отапливаемой площади жилого фонда к численности населения, м <sup>2</sup> /чел. (к окончанию года)	32,7	33,9	34,2	35,0	36,0	36,6	37,5	38,3	38,8	39,4	40,1	40,7	41,3	42,0	42,6	43,3	44,0	44,7	45,5	46,1	-	-	-	-
1.2. Обеспеченность населения жилой площадью, м <sup>2</sup> /чел. (к окончанию года)	27,6	27,9	28,5	29,4	29,8	30,6	31,3	31,6	32,2	32,7	33,2	33,8	34,3	34,8	35,3	35,9	36,5	37,2	37,7	38,3	-	-	-	-
А) Генеральный план	24,4	24,5	24,6	24,7	24,8	24,9	25,0	25,2	25,3	25,4	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	25,9	26,0	26,1	26,1	26,2	-	-	-	-
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	27,6	28,1	28,6	29,4	29,9	30,7	31,4	31,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2. Площадь территории городского округа, га</b>	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	44536,0	-	-	-	-
<b>3. Застроенные территории (га), в том числе</b>	21217,5	21220,8	21229,1	21235,5	21240,5	21245,8	21252,2	21256,9	21259,4	21261,9	21264,3	21270,1	21273,0	21278,9	21282,0	21288,1	21290,8	21296,4	21301,5	21305,5	-	-	-	-
3.1. Территории жилой застройки, га	14631,1	14632,4	14635,7	14640,3	14642,3	14646,4	14649,8	14651,2	14653,7	14656,3	14658,7	14661,0	14663,3	14665,6	14667,9	14670,5	14673,2	14675,8	14678,2	14680,5	-	-	-	-
3.1.1. Территории многоквартирной жилой застройки, га	9739,4	9740,7	9744,0	9748,6	9750,6	9754,7	9758,2	9759,5	9762,0	9764,6	9767,0	9769,3	9771,6	9773,9	9776,2	9778,9	9781,5	9784,2	9786,5	9788,8	-	-	-	-
3.1.2. Территории индивидуальной жилой застройки, га	4891,6	4891,6	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	4891,7	-	-	-	-
3.2. Территории производственной и коммунально-складской застройки, га	6586,5	6588,5	6593,4	6595,2	6598,2	6599,4	6602,4	6605,6	6605,6	6605,6	6605,6	6609,1	6609,7	6613,3	6614,1	6617,6	6617,6	6620,6	6623,4	6625,1	-	-	-	-
<b>4. Сведения о движении строительных фондов в городском округе, тыс. кв. м</b>																								
4.1. Общая отапливаемая площадь строительных фондов на начало года	38413,2	39040,8	39210,0	39632,7	40122,7	40387,1	40810,7	41217,0	41402,0	41641,8	41882,7	42118,7	42419,3	42661,9	42963,9	43209,5	43543,5	43809,0	44131,6	44420,0	-	-	-	-
4.2. Прибыло общей отапливаемой площади, в том числе:	627,7	169,2	422,6	490,0	264,4	423,6	406,3	185,0	239,8	240,9	236,0	300,6	242,6	302,1	245,6	334,0	265,5	322,6	288,4	265,7	1974,0	1495,6	1326,8	1476,2
4.2.1. Новое строительство, в том числе	733,3	169,2	422,6	490,0	264,4	423,6	406,3	185,0	239,8	240,9	236,0	300,6	242,6	302,1	245,6	334,0	265,5	322,6	288,4	265,7	2079,6	1495,6	1326,8	1476,2
4.2.1.1. Многоквартирные жилые здания	624,2	129,6	327,5	453,8	204,2	400,2	346,3	136,7	239,8	240,9	236,0	230,6	230,6	230,6	230,6	264,0	264,0	264,0	232,2	232,2	1739,2	1363,9	1158,3	1256,4
4.2.1.2. Общественно-деловая застройка	102,6	39,6	50,4	36,3	58,6	22,8	48,6	48,3	0,0	0,0	0,0	70,0	12,0	71,5	15,0	70,0	1,5	58,6	56,2	33,5	287,6	119,7	168,5	219,8
4.2.1.3. Индивидуальная жилищная застройка	1,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0
4.2.1.4. Производственные здания и коммунально-складская застройка	5,6	0,0	43,9	0,0	1,5	0,5	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	51,0	12,0	0,0	0,0
4.2.2. Выбыло общей отапливаемой площади	105,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	105,6	0,0	0,0	0,0

Показатели	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040-2044
4.3. Общая отапливаемая площадь на конец года	39040,8	39210,0	39632,7	40122,7	40387,1	40810,7	41217,0	41402,0	41641,8	41882,7	42118,7	42419,3	42661,9	42963,9	43209,5	43543,5	43809,0	44131,6	44420,0	44685,7	-	-	-	-
<b>5. Жилищный фонд (тыс. кв. м) на начало периода - всего, в т.ч.:</b>	14096,8	14530,8	14638,4	14906,1	15284,2	15454,4	15787,9	16076,5	16190,4	16390,3	16591,0	16787,7	16979,8	17172,0	17364,1	17556,3	17776,3	17996,3	18216,3	18409,8	-	-	-	-
5.1. Многоквартирные жилые дома	12133,3	12636,0	12743,6	13010,7	13388,8	13559,0	13892,5	14181,1	14295,0	14494,8	14695,6	14892,3	15084,4	15276,5	15468,7	15660,8	15880,8	16100,8	16320,8	16514,3	-	-	-	-
5.2. Индивидуальные жилые дома	1963,6	1894,8	1894,8	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	1895,4	-	-	-	-
<b>6. Движение жилищного фонда, тыс. кв. м</b>																								
6.1. Площадь жилых помещений на начало года, всего	14096,8	14530,8	14638,4	14906,1	15284,2	15454,4	15787,9	16076,5	16190,4	16390,3	16591,0	16787,7	16979,8	17172,0	17364,1	17556,3	17776,3	17996,3	18216,3	18409,8	-	-	-	-
6.2. Прибыло жилой площади за год, в том числе:	433,9	107,7	267,7	378,1	170,2	333,5	288,6	113,9	199,9	200,8	196,7	192,1	192,1	192,1	192,1	220,0	220,0	220,0	193,5	193,5	1357,6	1136,6	965,2	1047,0
6.2.1. Новое строительство	521,0	107,7	267,7	378,1	170,2	333,5	288,6	113,9	199,9	200,8	196,7	192,1	192,1	192,1	192,1	220,0	220,0	220,0	193,5	193,5	1444,6	1136,6	965,2	1047,0
6.2.1.1. Многоквартирные дома	520,1	107,7	267,0	378,1	170,2	333,5	288,6	113,9	199,9	200,8	196,7	192,1	192,1	192,1	192,1	220,0	220,0	220,0	193,5	193,5	1443,1	1136,6	965,2	1047,0
6.2.1.2. Индивидуальные дома	0,8	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0
6.2.2. Выбыло жилой площади за год, всего	87,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	87,0	0,0	0,0	0,0
6.3. Площадь жилых помещений на конец года, всего	14530,8	14638,4	14906,1	15284,2	15454,4	15787,9	16076,5	16190,4	16390,3	16591,0	16787,7	16979,8	17172,0	17364,1	17556,3	17776,3	17996,3	18216,3	18409,8	18603,3	-	-	-	-
А) Генеральный план	13960,8	14233,0	14505,3	14777,5	15049,8	15322,0	15594,3	15866,5	16138,8	16411,0	16683,3	16955,5	17227,8	17500,0	17772,3	18044,5	18316,8	18589,0	18861,3	19133,5	-	-	-	-
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	14536,8	14758,1	14963,5	15350,8	15551,4	15899,1	16192,2	16307	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>7. Общая отапливаемая площадь жилых зданий, тыс. кв. м</b>																								
7.1. Отапливаемая площадь жилого фонда на начало года, всего	17236,3	17757,0	17886,5	18214,8	18668,6	18872,8	19273,0	19619,3	19756,0	19995,8	20236,7	20472,7	20703,3	20933,9	21164,5	21395,0	21659,0	21923,0	22187,0	22419,2	-	-	-	-
7.2. Прибыло отапливаемой площади жилых домов за год, в том числе:	520,7	129,6	328,3	453,8	204,2	400,2	346,3	136,7	239,8	240,9	236,0	230,6	230,6	230,6	230,6	264,0	264,0	264,0	232,2	232,2	1636,5	1363,9	1158,3	1256,4
7.2.1. Новое строительство	625,2	129,6	328,3	453,8	204,2	400,2	346,3	136,7	239,8	240,9	236,0	230,6	230,6	230,6	230,6	264,0	264,0	264,0	232,2	232,2	1741,0	1363,9	1158,3	1256,4
7.2.1.1. Многоквартирные дома	624,2	129,6	327,5	453,8	204,2	400,2	346,3	136,7	239,8	240,9	236,0	230,6	230,6	230,6	230,6	264,0	264,0	264,0	232,2	232,2	1739,2	1363,9	1158,3	1256,4
7.2.1.2. Индивидуальные дома	1,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0
7.2.2. Выбыло отапливаемой площади за год, всего	104,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	104,5	0,0	0,0	0,0
7.3. Отапливаемая площадь жилого фонда на конец года, всего	17757,0	17886,5	18214,8	18668,6	18872,8	19273,0	19619,3	19756,0	19995,8	20236,7	20472,7	20703,3	20933,9	21164,5	21395,0	21659,0	21923,0	22187,0	22419,2	22651,4	-	-	-	-
А) Генеральный план	17069,9	17393,2	17723,9	18057,7	18382,2	18711,1	19036,6	19363,1	19693,0	20021,1	20349,2	20677,4	21005,6	21333,8	21661,9	21990,0	22317,6	22645,1	22972,6	23300,6	-	-	-	-
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	17605,9	17871,9	18125,4	18590,2	18830,9	19248,2	19599,9	19737,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>8. Общая отапливаемая площадь общественно-деловых зданий, тыс. кв. м</b>																								
8.1. Отапливаемая площадь ОДЗ на начало года, всего	9316,6	9418,0	9457,6	9508,1	9544,3	9603,0	9625,8	9674,4	9722,7	9722,7	9722,7	9722,7	9792,7	9804,7	9876,2	9891,2	9961,2	9962,7	10021,3	10077,5	-	-	-	-
8.2. Прибыло отапливаемой площади ОДЗ за год, в том числе:	101,4	39,6	50,4	36,3	58,6	22,8	48,6	48,3	0,0	0,0	0,0	70,0	12,0	71,5	15,0	70,0	1,5	58,6	56,2	33,5	286,4	119,7	168,5	219,8
8.2.1. Новое строительство	102,6	39,6	50,4	36,3	58,6	22,8	48,6	48,3	0,0	0,0	0,0	70,0	12,0	71,5	15,0	70,0	1,5	58,6	56,2	33,5	287,6	119,7	168,5	219,8

Показатели	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040-2044	
8.2.2. Выбыло общей площади за год, всего	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	
8.3. Отапливаемая площадь ОДЗ на конец года, всего	9418,0	9457,6	9508,1	9544,3	9603,0	9625,8	9674,4	9722,7	9722,7	9722,7	9722,7	9792,7	9804,7	9876,2	9891,2	9961,2	9962,7	10021,3	10077,5	10111,0	-	-	-	-	
А) Генеральный план	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	9439,2	9456,2	9589,4	9627,5	9661,3	9717	9766,4	9817,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>9. Общая отапливаемая площадь производственных зданий, тыс. кв. м</b>																									
9.1. Отапливаемая площадь производственных зданий на начало года, всего	11860,3	11865,9	11865,9	11909,8	11909,8	11911,3	11911,9	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	-	-	-	-
9.2. Прибыло отапливаемой площади ПЗ за год, в том числе:	5,6	0,0	43,9	0,0	1,5	0,5	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	51,0	12,0	0,0	0,0	
9.2.1. Новое строительство	5,6	0,0	43,9	0,0	1,5	0,5	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	51,0	12,0	0,0	0,0	
9.2.2. Выбыло общей площади за год, всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
9.3. Отапливаемая площадь производственных зданий на конец года, всего	11865,9	11865,9	11909,8	11909,8	11911,3	11911,9	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	11923,3	-	-	-	-
А) Генеральный план	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Б) СТ, утвержденная в 2024 г.	11850,4	11852,3	11896,2	11896,2	11897,8	11898,5	11909,9	11909,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

## **1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе**

### **1.2.1. Существующие объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

#### **1.2.1.1. Существующие объемы потребления тепловой мощности**

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 35°C, существенно ниже суммы договорных нагрузок потребителей и расчётных значений тепловых потерь.

Указанное обстоятельство чрезвычайно важно для разработки схемы теплоснабжения, кардинальным образом влияя на планируемые мероприятия по развитию источников теплоснабжения и тепловых сетей (принятие в расчёт договорных, но реально не достигаемых нагрузок может на порядок увеличить капитальные затраты на эти мероприятия, которые окажутся невостребованными). Расхождение, как можно предположить, обусловлено методическими погрешностями при расчёте проектных тепловых нагрузок, методическими погрешностями расчёта по укрупнённым показателям (объемам, площадям отапливаемых зданий), сниженными по сравнению с проектными значениями, фактическими объемами инфильтрации наружного воздуха через дверные и оконные проемы в расчетном режиме (последнее - в результате установки стеклопакетов), фактическим утеплением зданий. Снижение фактических нагрузок по сравнению с договорными величинами отчасти вызвано и тем, что некоторые потребители, относящиеся к категории промышленных, отключили часть своих теплоснабжающих установок, сохранив прежнюю договорную нагрузку.

Необходимо отметить, что массовые жалобы потребителей на недостаточное количество подаваемой теплоты в городе отсутствуют. Возникающие жалобы зачастую связаны с локальными проблемами как у потребителей тепловой энергии, так и на тепловых сетях.

Расчетные нагрузки определяются на основе значений суточного теплоотпуска в соответствии с Приложением 14 МУ.

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.

Коэффициенты регрессии, вычисленные на основе показаний технических приборов учета тепловой энергии, представлены в таблице ниже.

**Таблица 1.3 – Сдвиг линейной функции относительно начала координат ( $b_0$ ) и наклон прямой ( $b_1$ )**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Параметры регрессии по нагрузке в горячей воде	
		сдвиг линейной функции относительно начала координат, $b_0$	наклон прямой, $b_1$
1	КТЭЦ	280,239	-8,984
2	ЗСТЭЦ	197,770 - город; 173,292 - завод	-8,017 - город; -4,732 - завод
4	Котельная кв. 24	1,694	-0,087
5	ЦТЭЦ	148,097	-4,472
6	Абашевская районная котельная	10,173	-0,307
7	Байдаевская центральная котельная №2	9,654	-0,272
8	Зыряновская районная котельная	17,606	-0,594
9	Куйбышевская центральная котельная	15,554	-0,491
10	Котельная пос. Притомский	3,723	-0,149
13	Котельная УПК	0,142	-0,005
15	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	1,259	-0,034
16	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	1,161	-0,029
17	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	0,086	-0,003
18	Котельная пос. Листвяги	2,001	-0,066
19	Котельная №6	0,193	-0,006
20	Котельная №32 (БПОУ)	0,780	-0,031
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	0,333	-0,009
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	0,416	-0,011
23	Котельная проф. «Бунгурский»	0,235	-0,008
24	Котельная «РТРС»	0,077	-0,003
25	Котельная ОЦ «Голубь»	0,096	-0,002
26	Котельная школы №1	0,121	-0,003
27	Котельная школы №23	0,086	-0,003
29	Котельная школы №43	0,121	-0,003
31	Котельная школы №16	0,108	-0,002
32	Котельная детского сада №123	0,016	-0,001
33	Котельная ст. Полосухино	0,172	-0,009
34	Котельная «Кузнецкая крепость»	0,044	-0,002

Расчетные нагрузки, вычисленные на основании получившихся коэффициентов регрессии, представлены в таблице и на рисунках ниже.

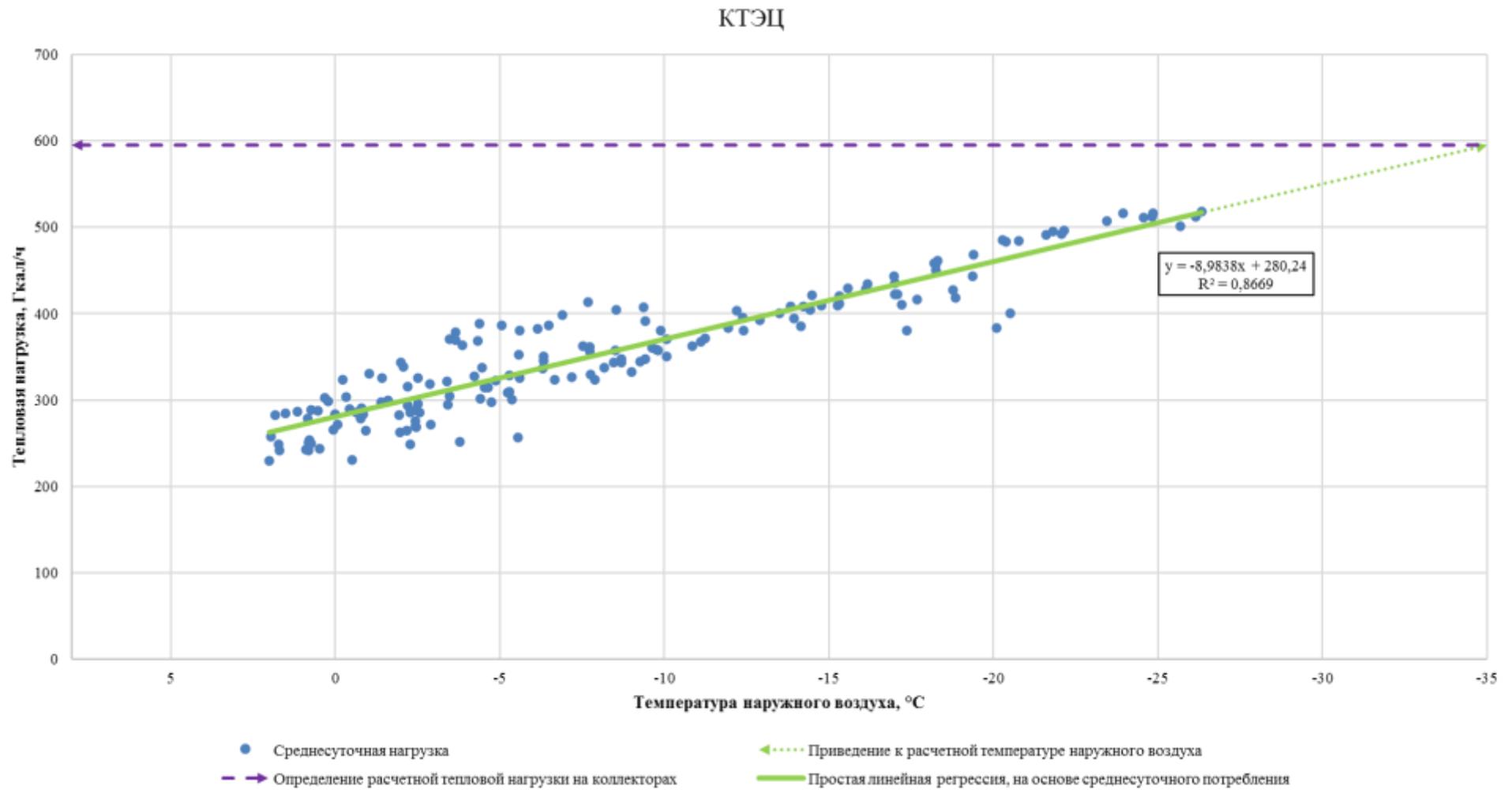
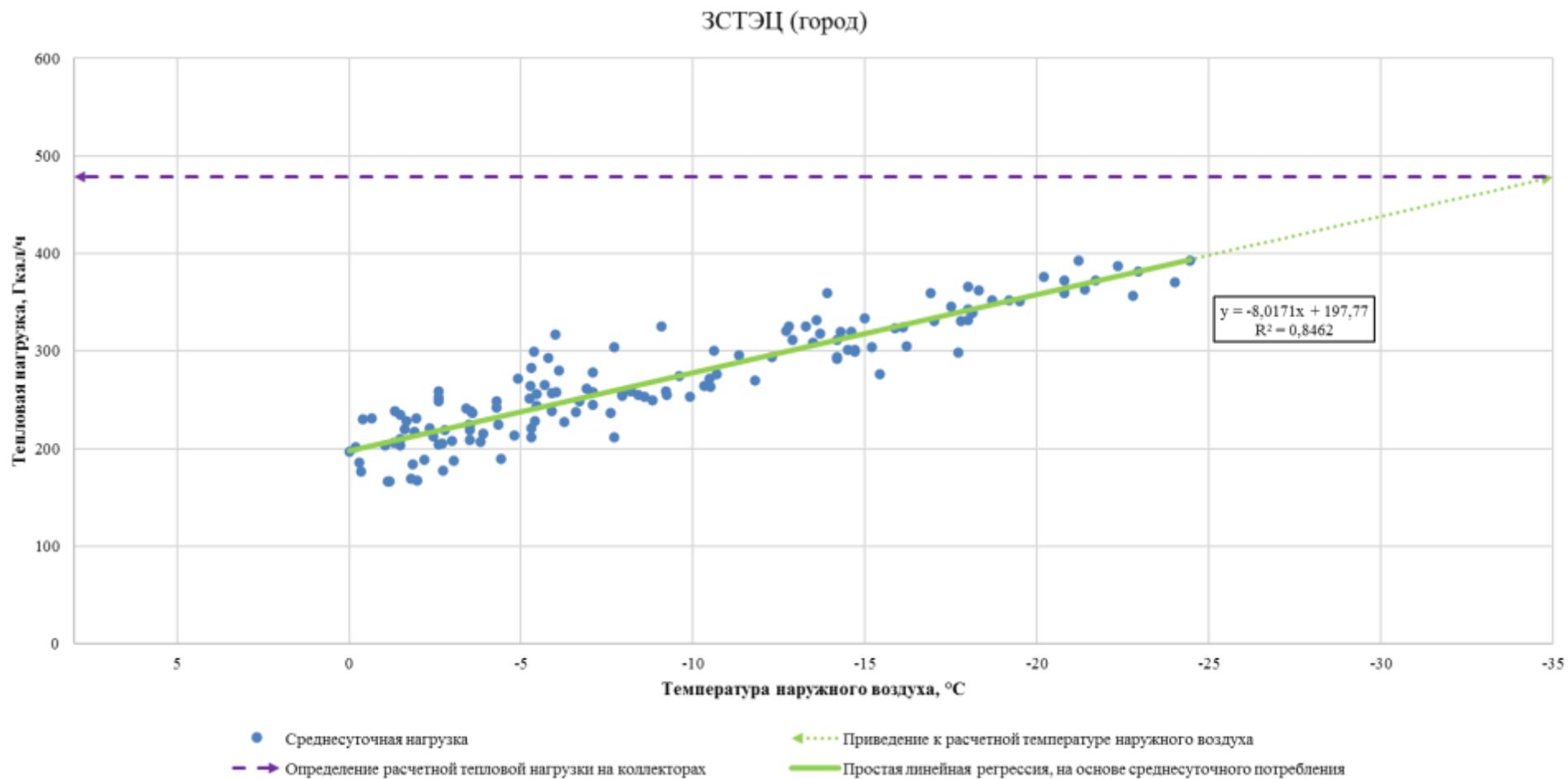
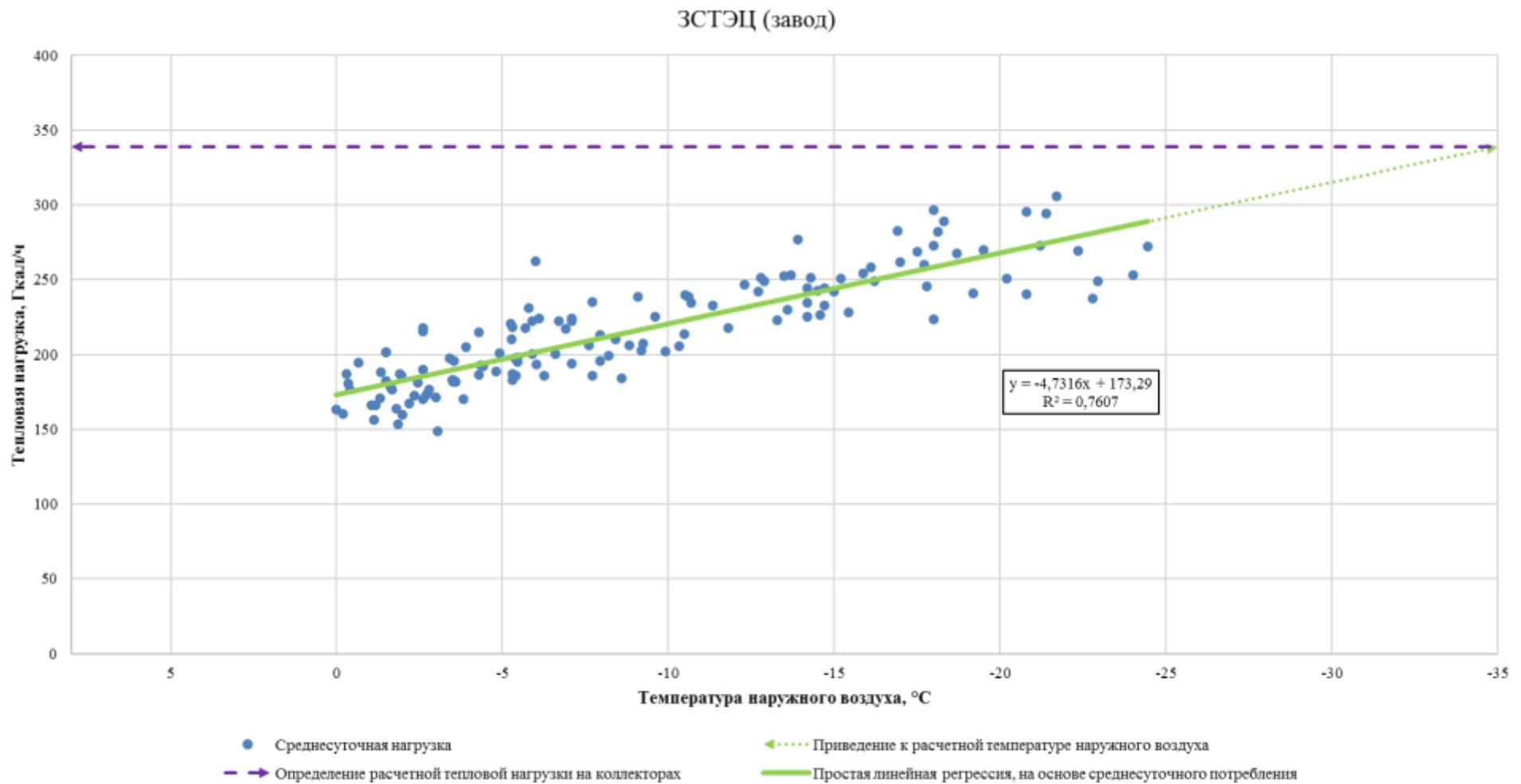


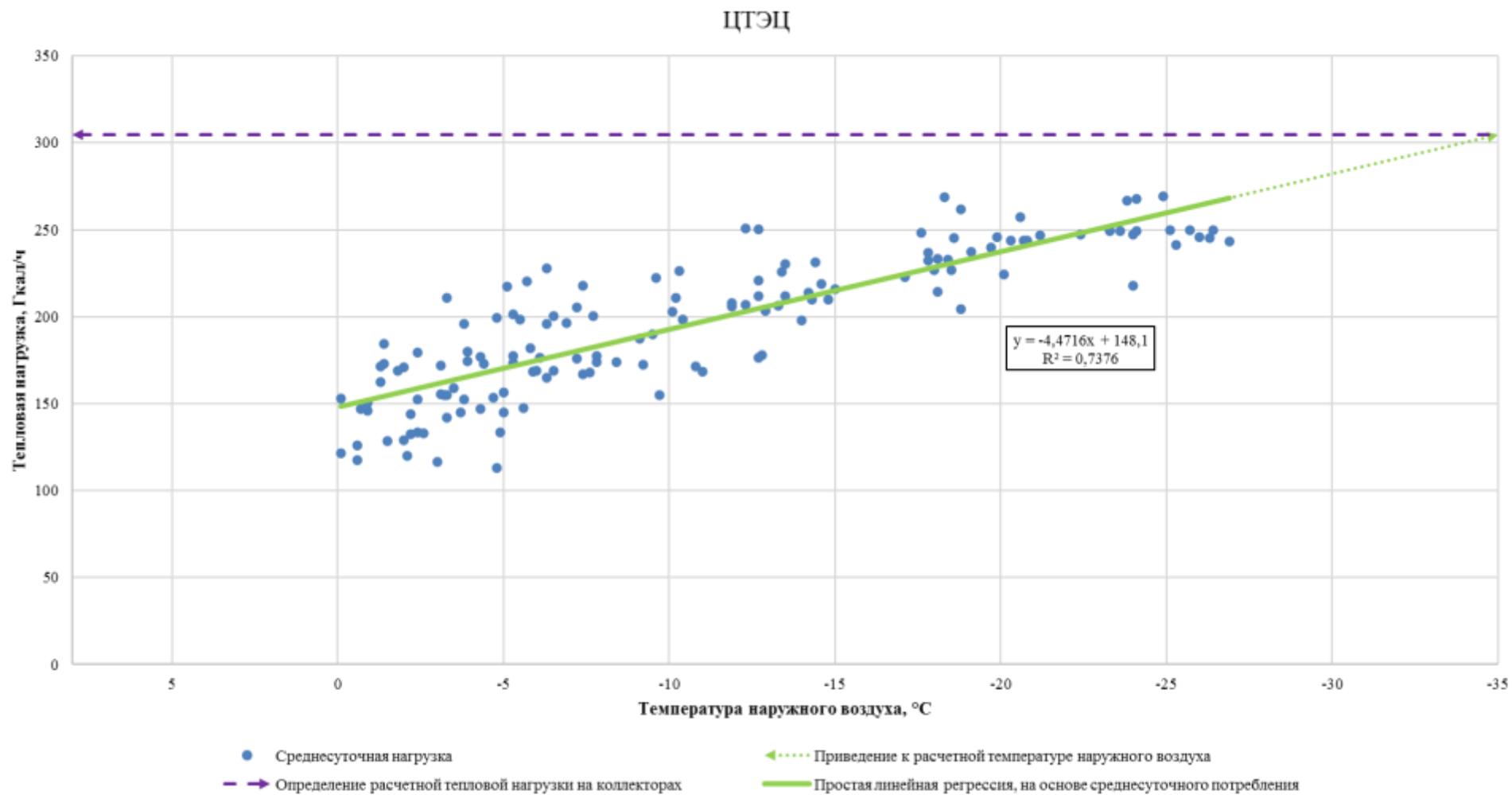
Рисунок 1.6 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия КТЭЦ



**Рисунок 1.7 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия ЗСТЭЦ (городская застройка)**



**Рисунок 1.8 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия ЗСТЭЦ (проплощадка)**



**Рисунок 1.9 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия ЦТЭЦ**

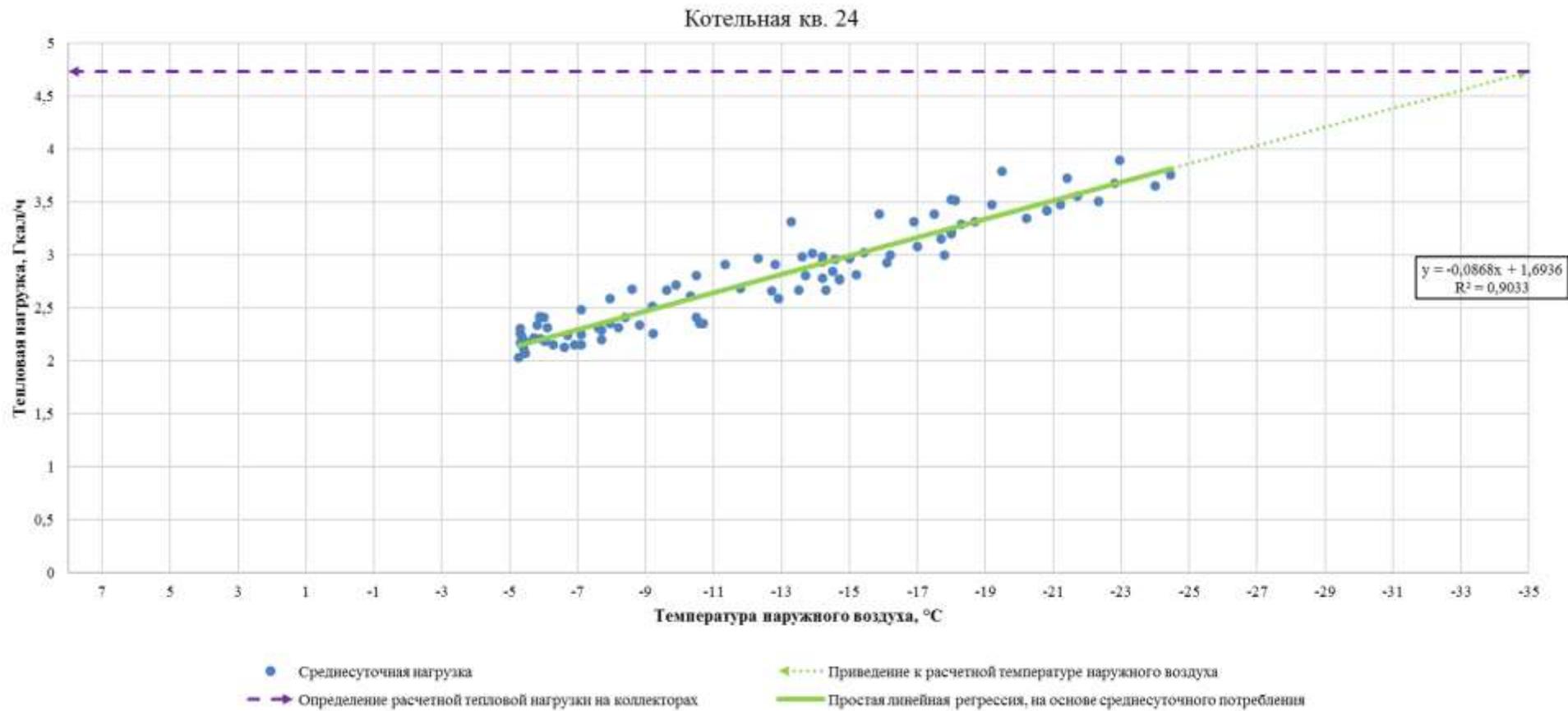
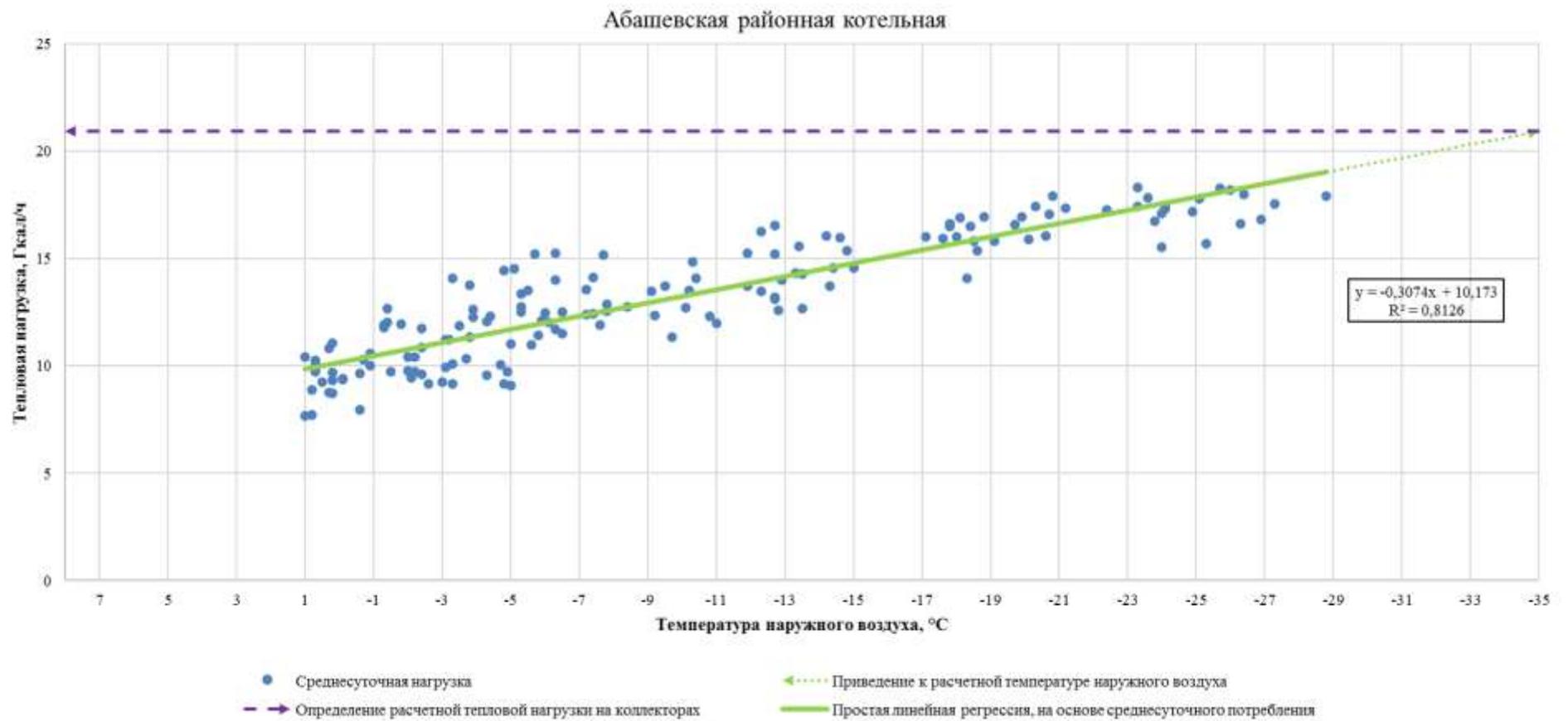
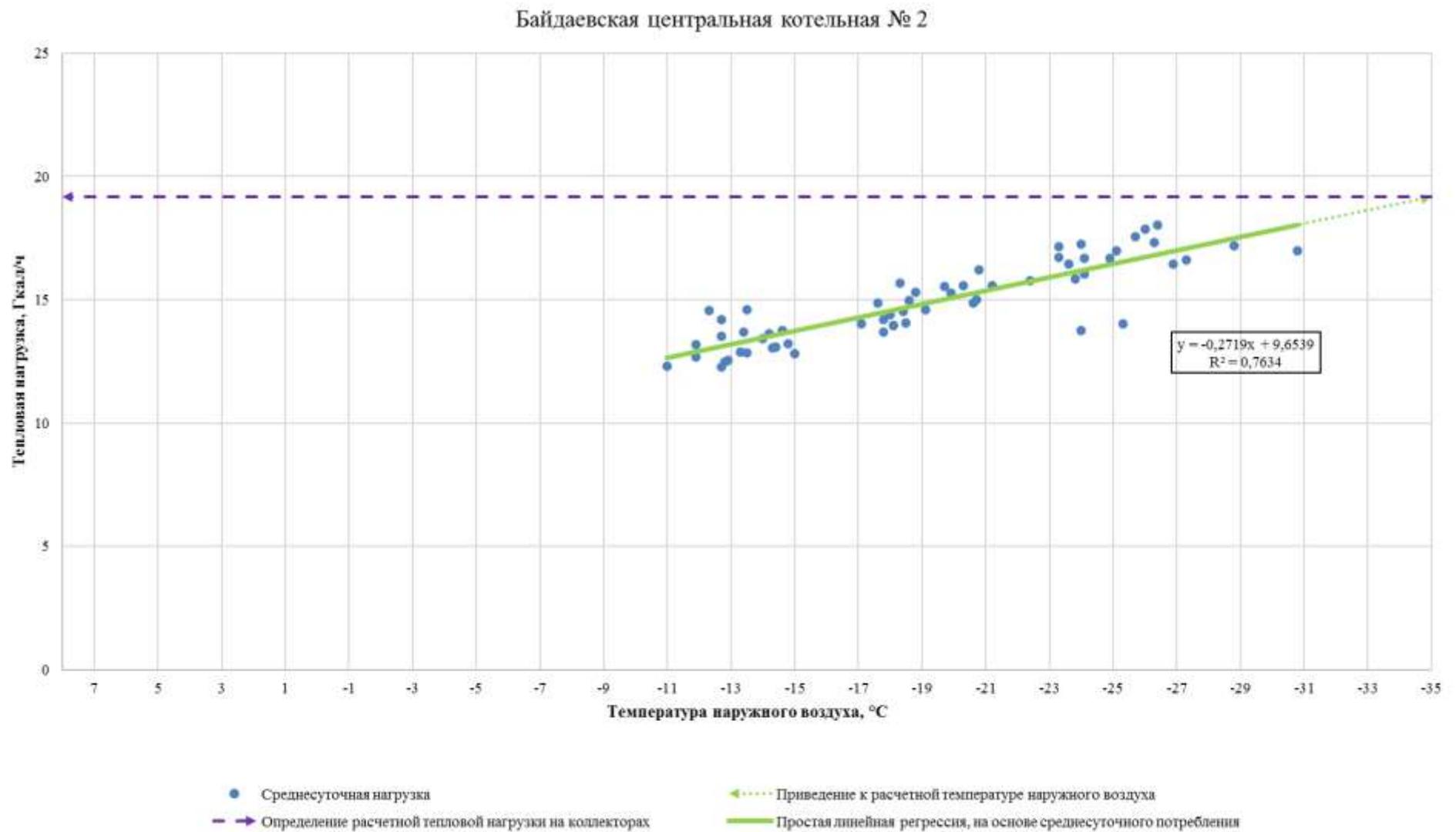


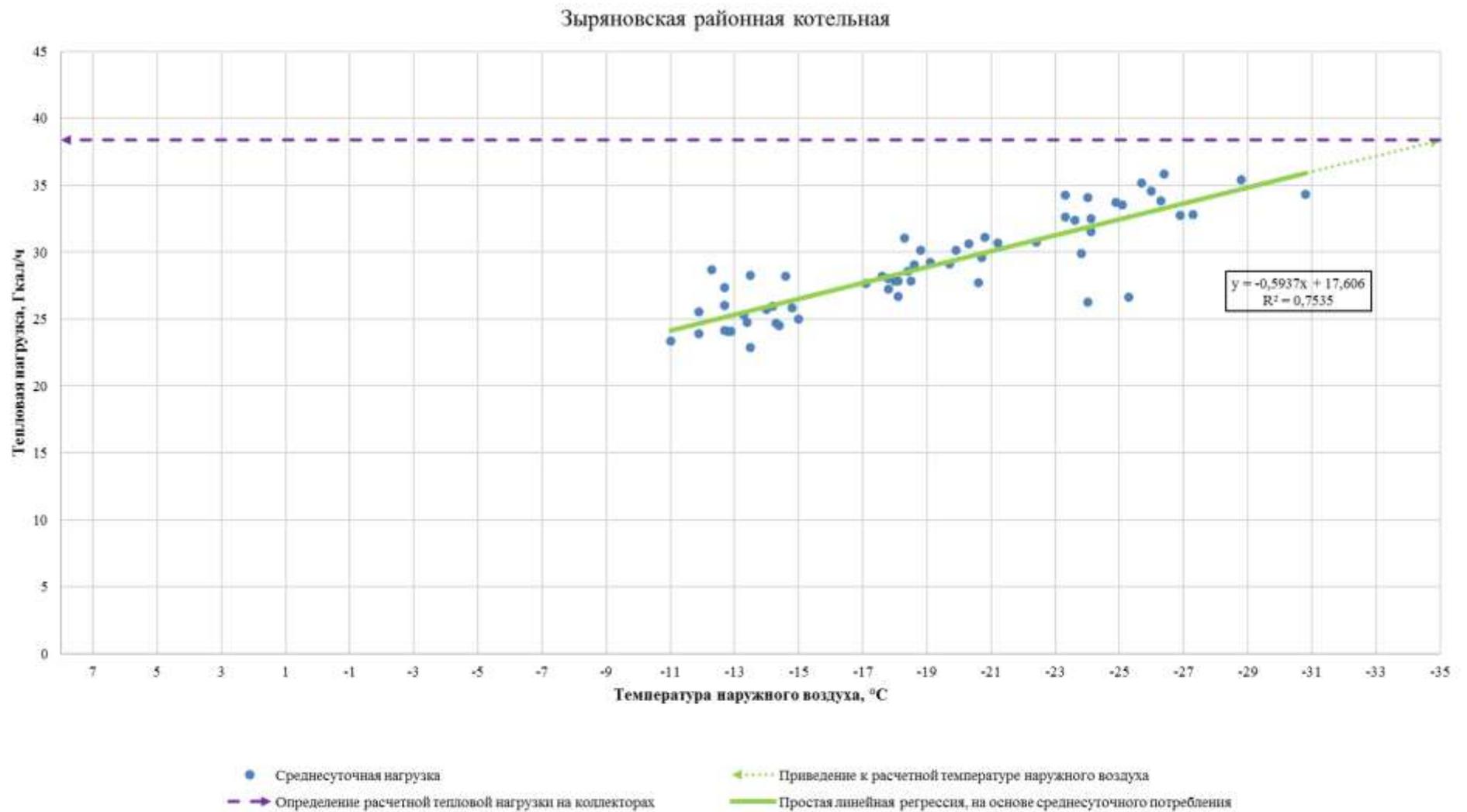
Рисунок 1.10 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной кв. 24



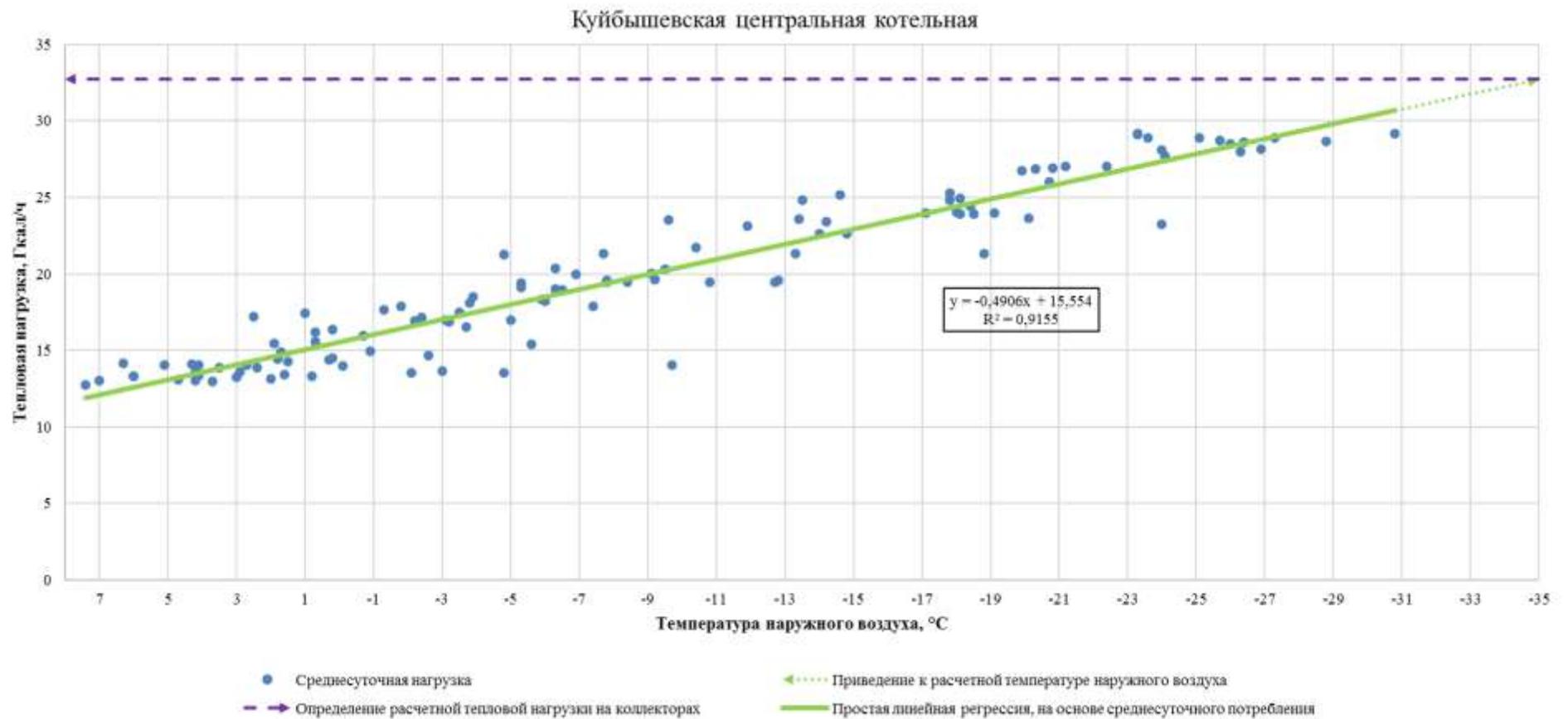
**Рисунок 1.11 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия Абашевской районной котельной**



**Рисунок 1.12 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия Байдаевской центральной котельной № 2**



**Рисунок 1.13 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия Зыряновской районной котельной**



**Рисунок 1.14 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия Куйбышевской центральной котельной**

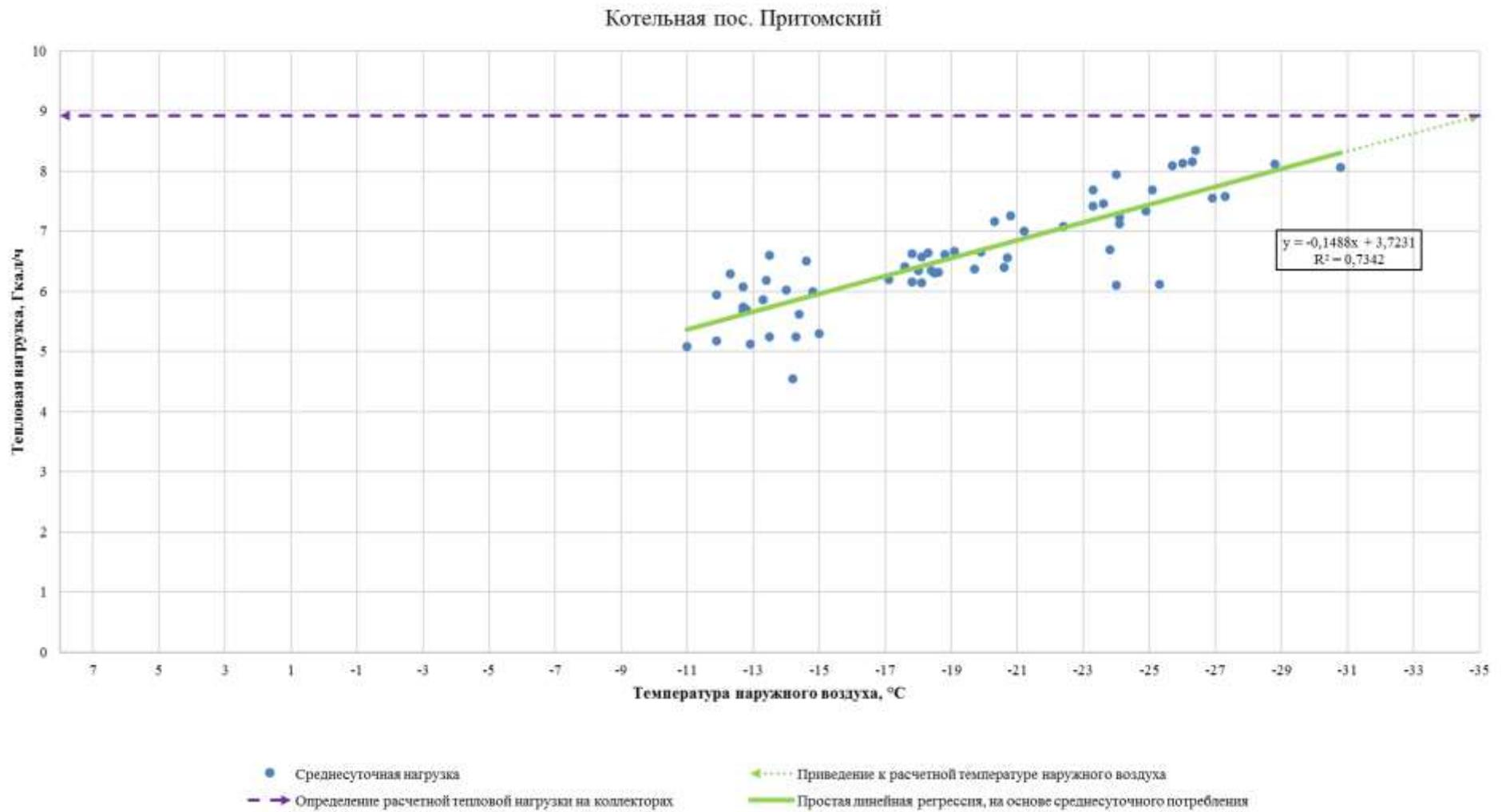


Рисунок 1.15 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной пос. Притомский

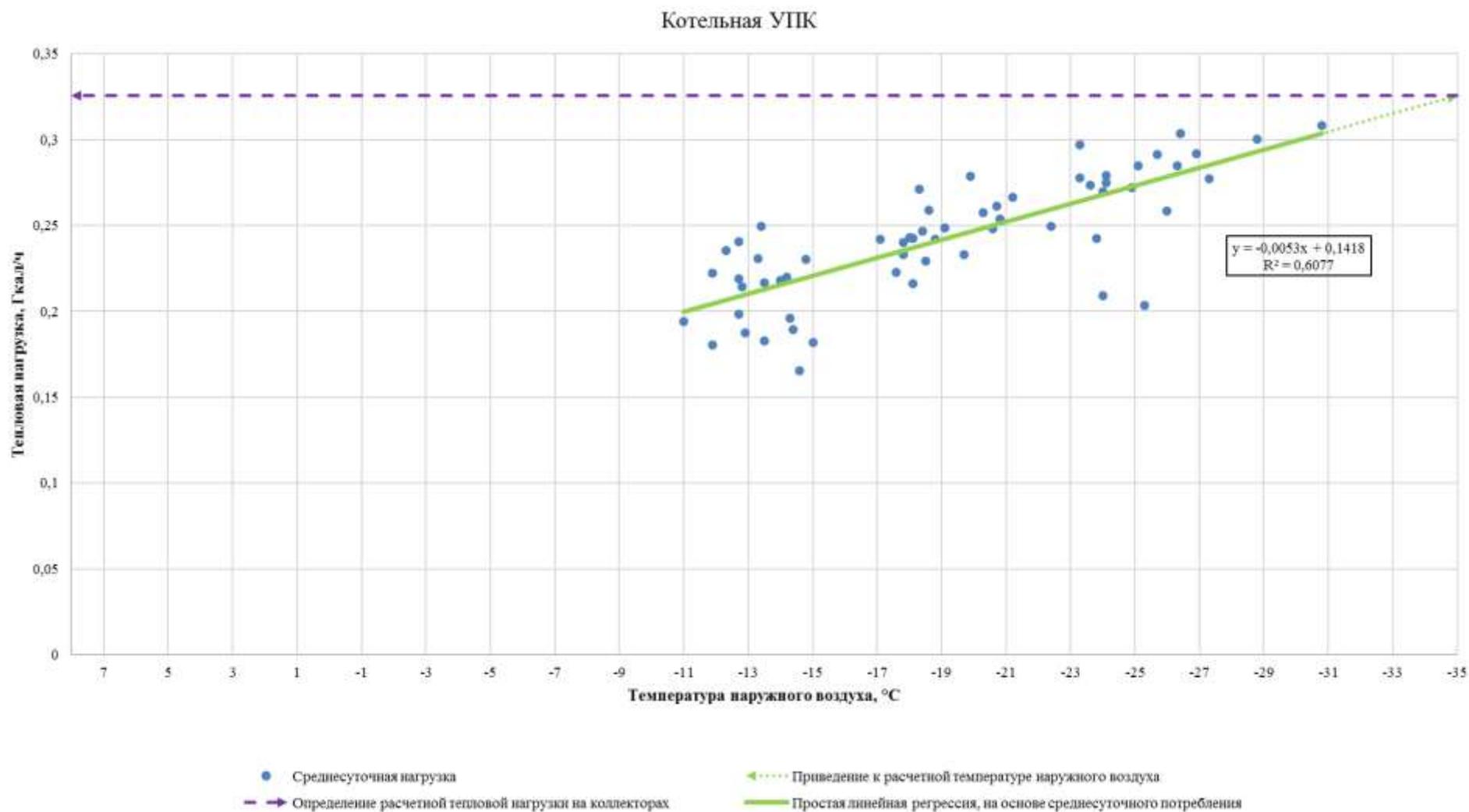


Рисунок 1.16 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной УПК

Котельная № 1 п. Абагур-Лесной

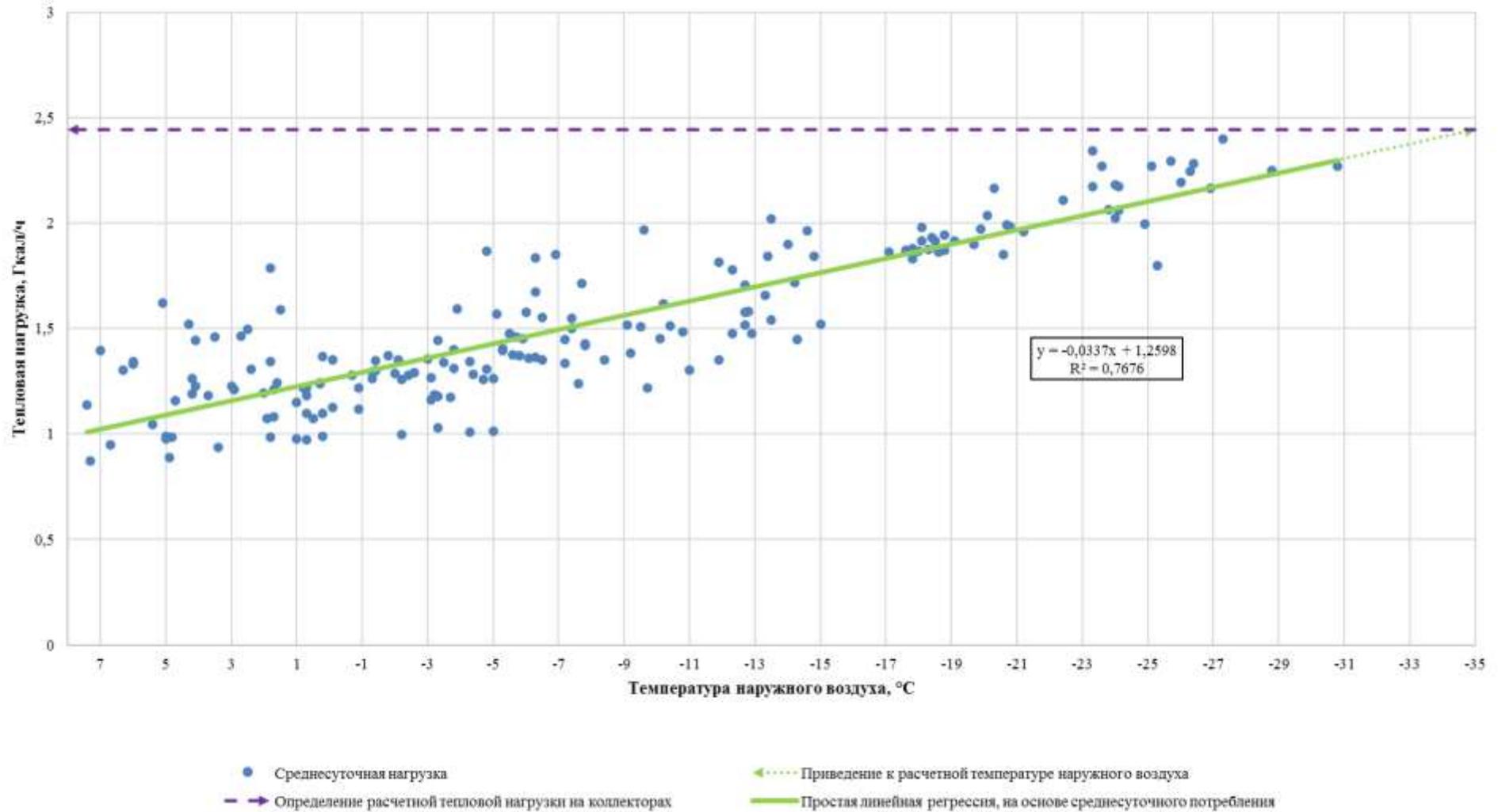


Рисунок 1.17 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной № 1 п. Абагур-Лесной

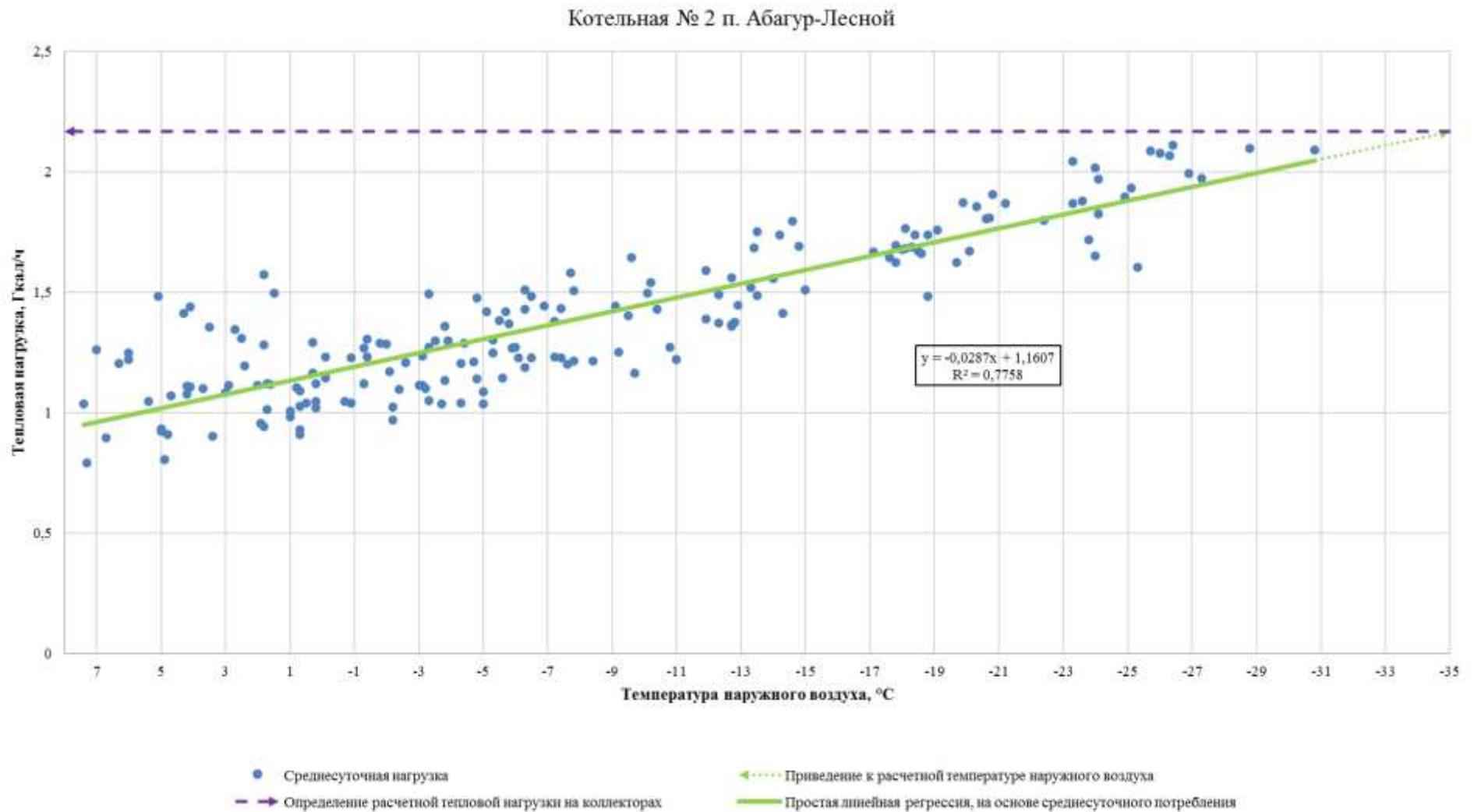


Рисунок 1.18 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной № 2 п. Абагур-Лесной

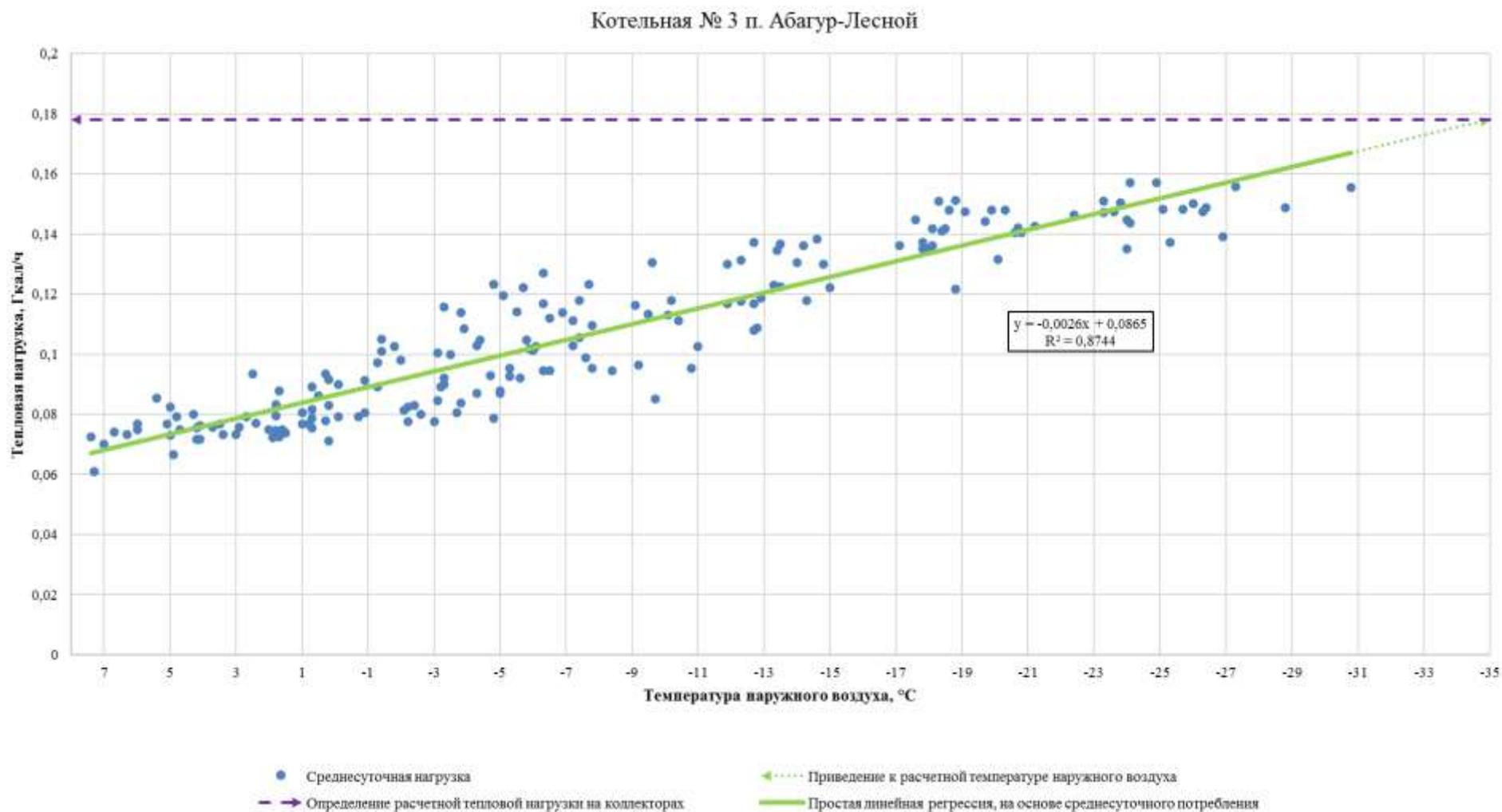


Рисунок 1.19 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной № 3 п. Абагур-Лесной

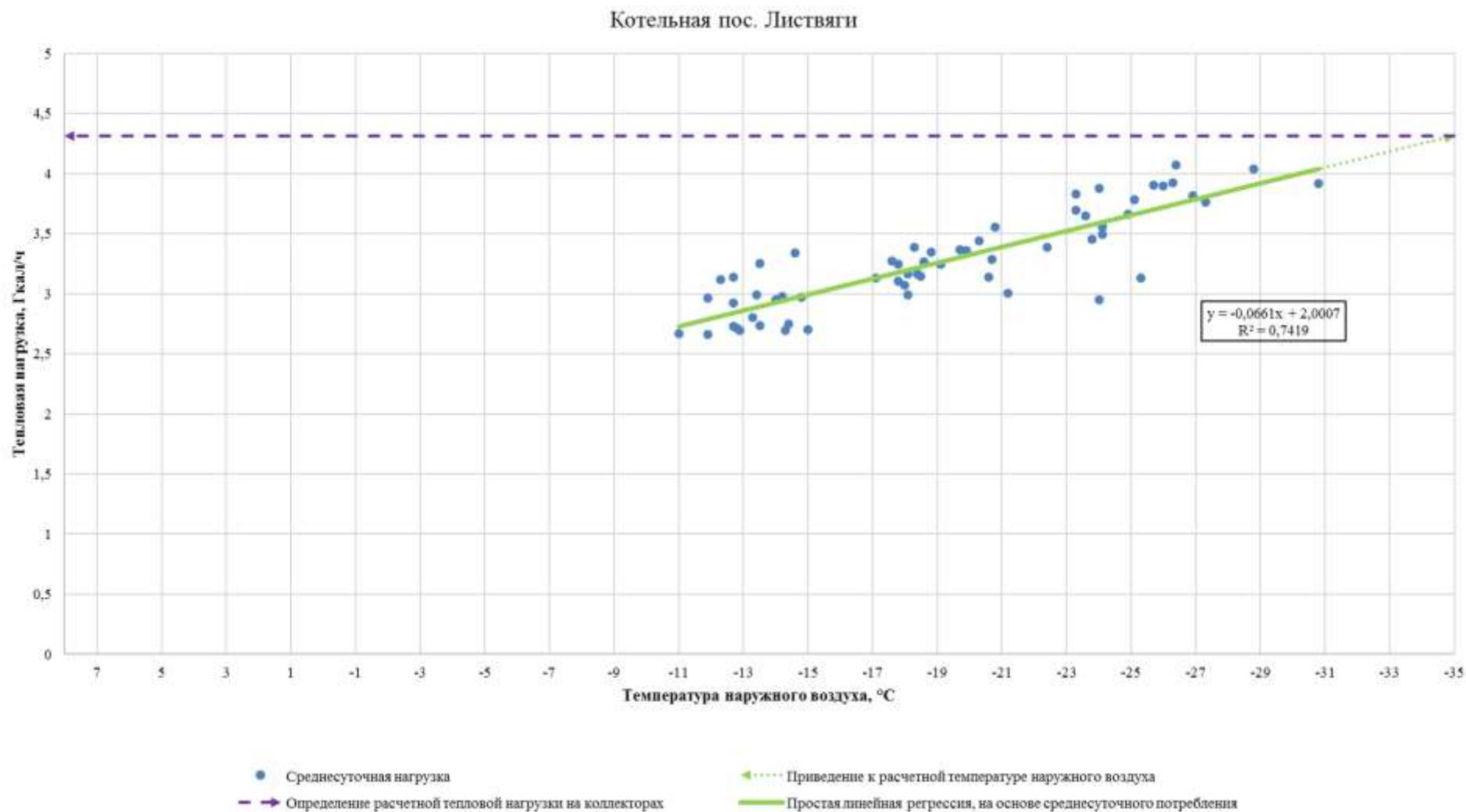


Рисунок 1.20 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной пос. Листвяги

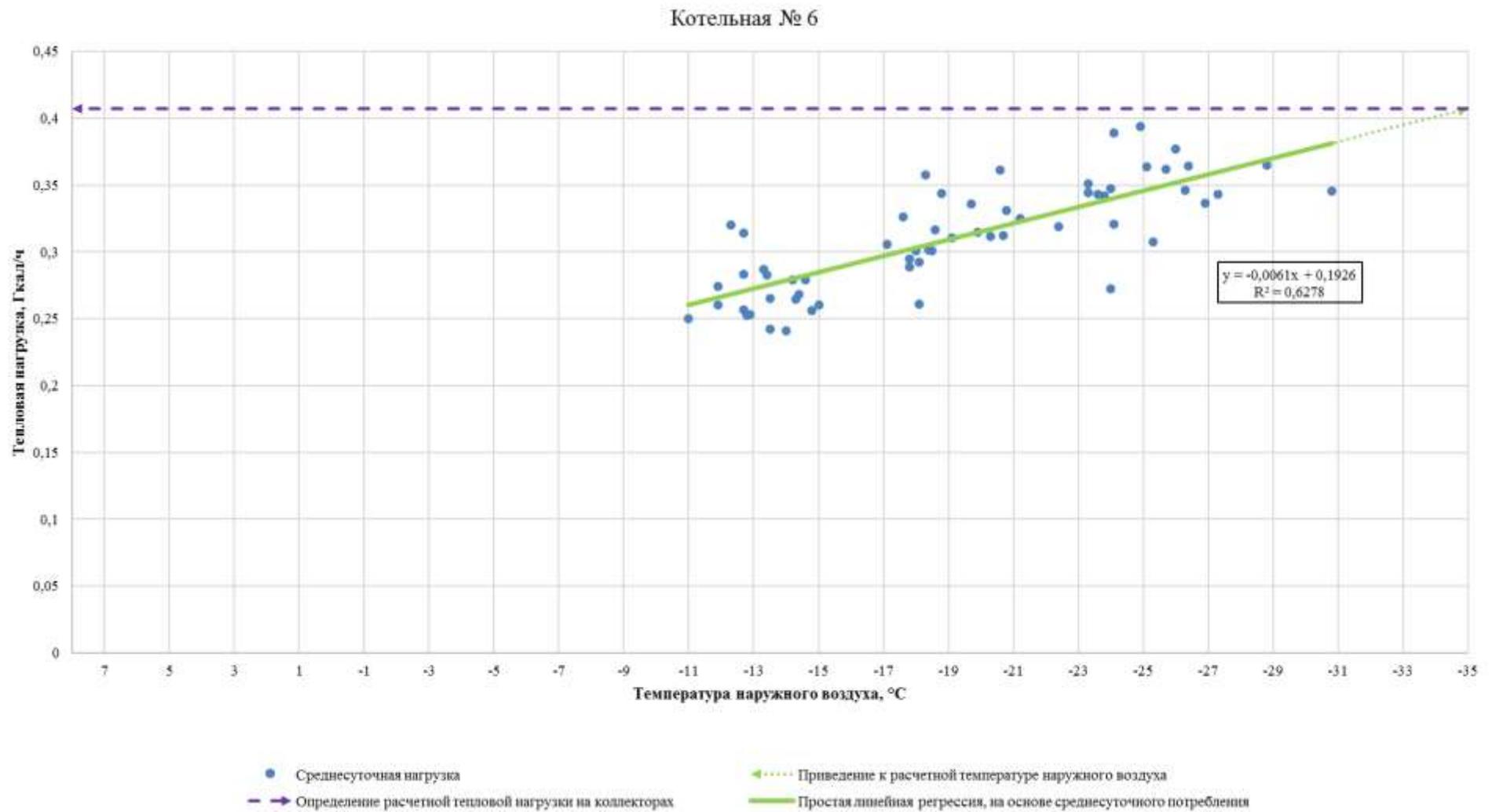


Рисунок 1.21 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной № 6

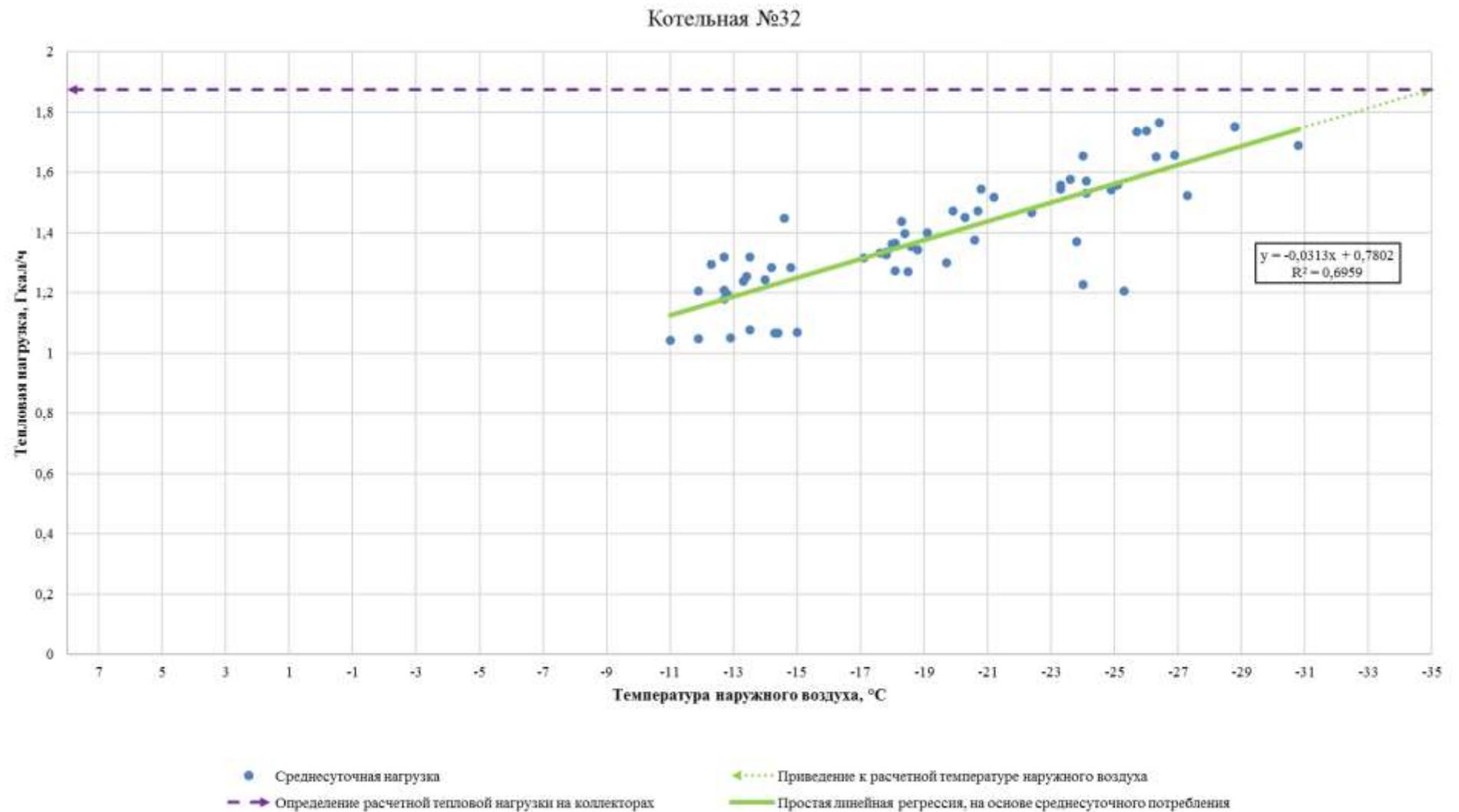


Рисунок 1.22 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной №32 (БПОУ)

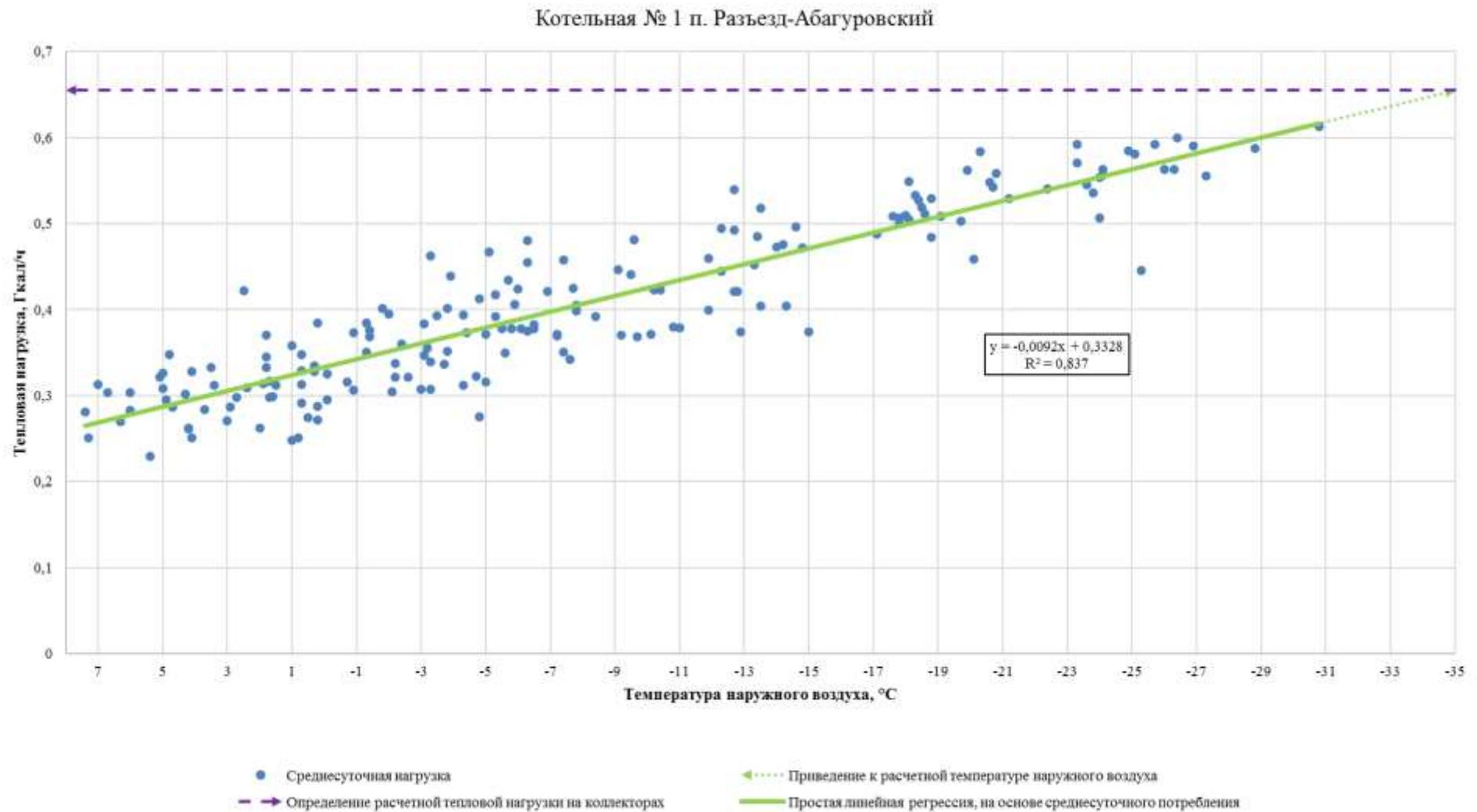


Рисунок 1.23 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной № 1 п. Разъезд-Абагуровский

Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский

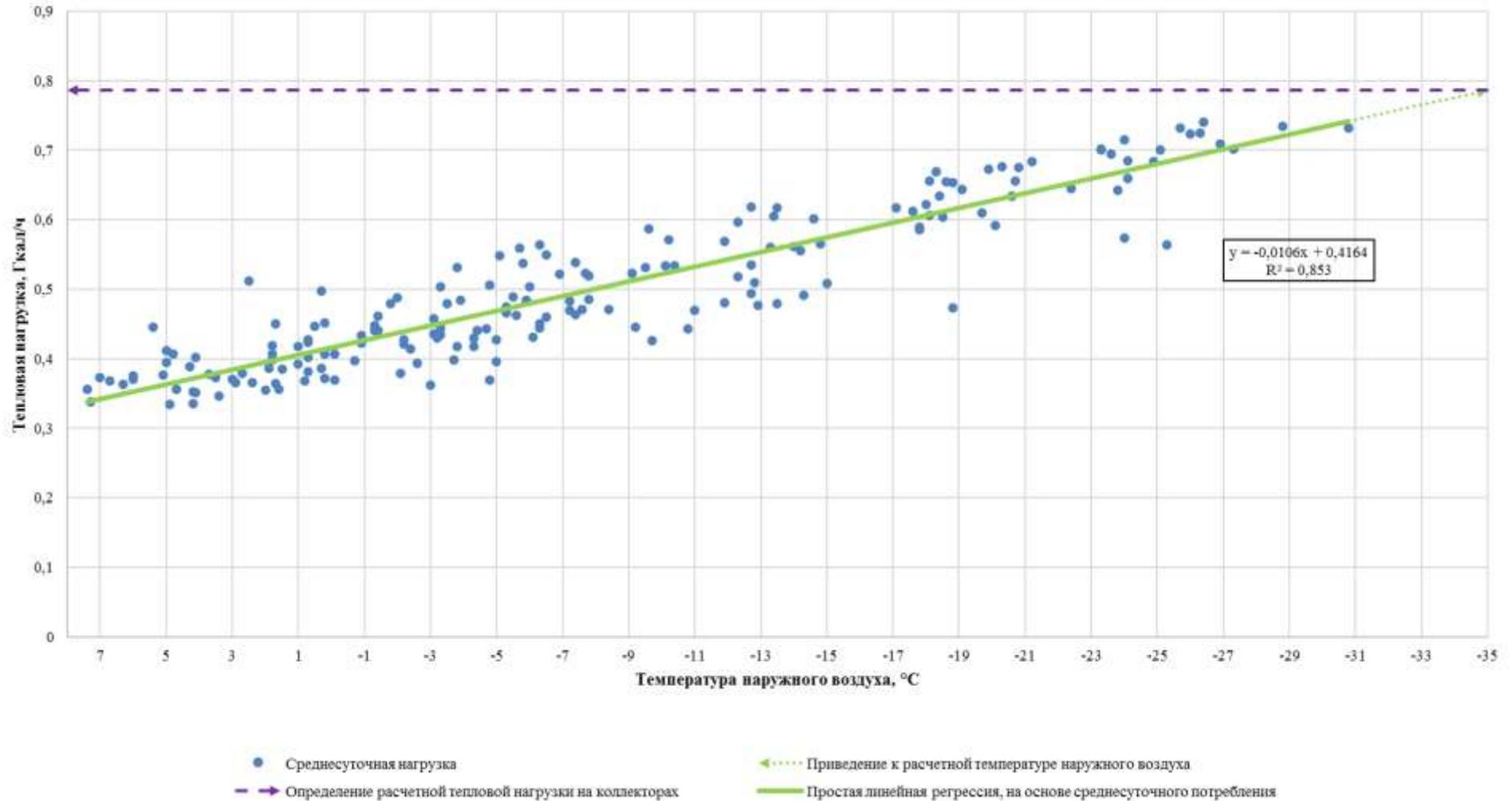
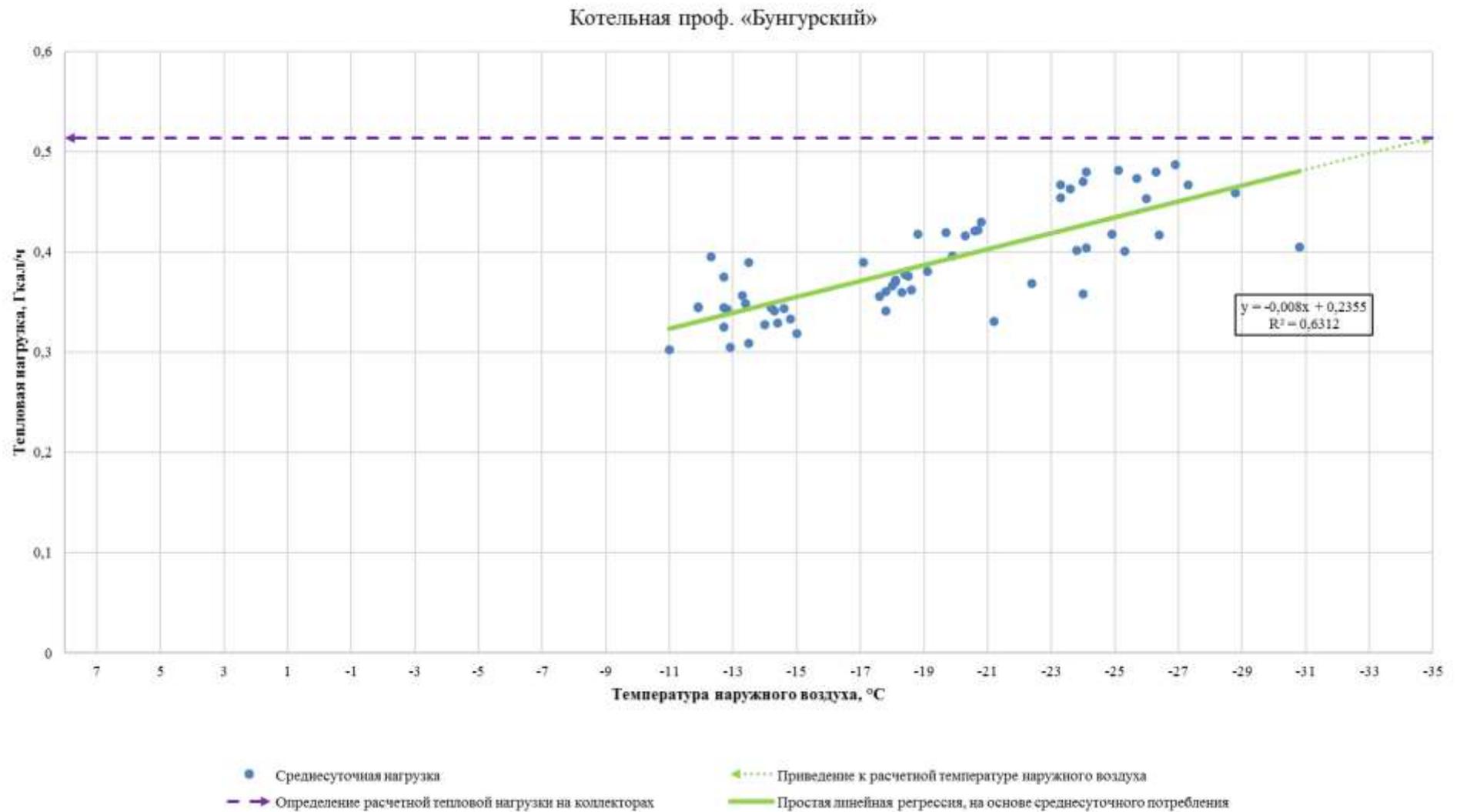
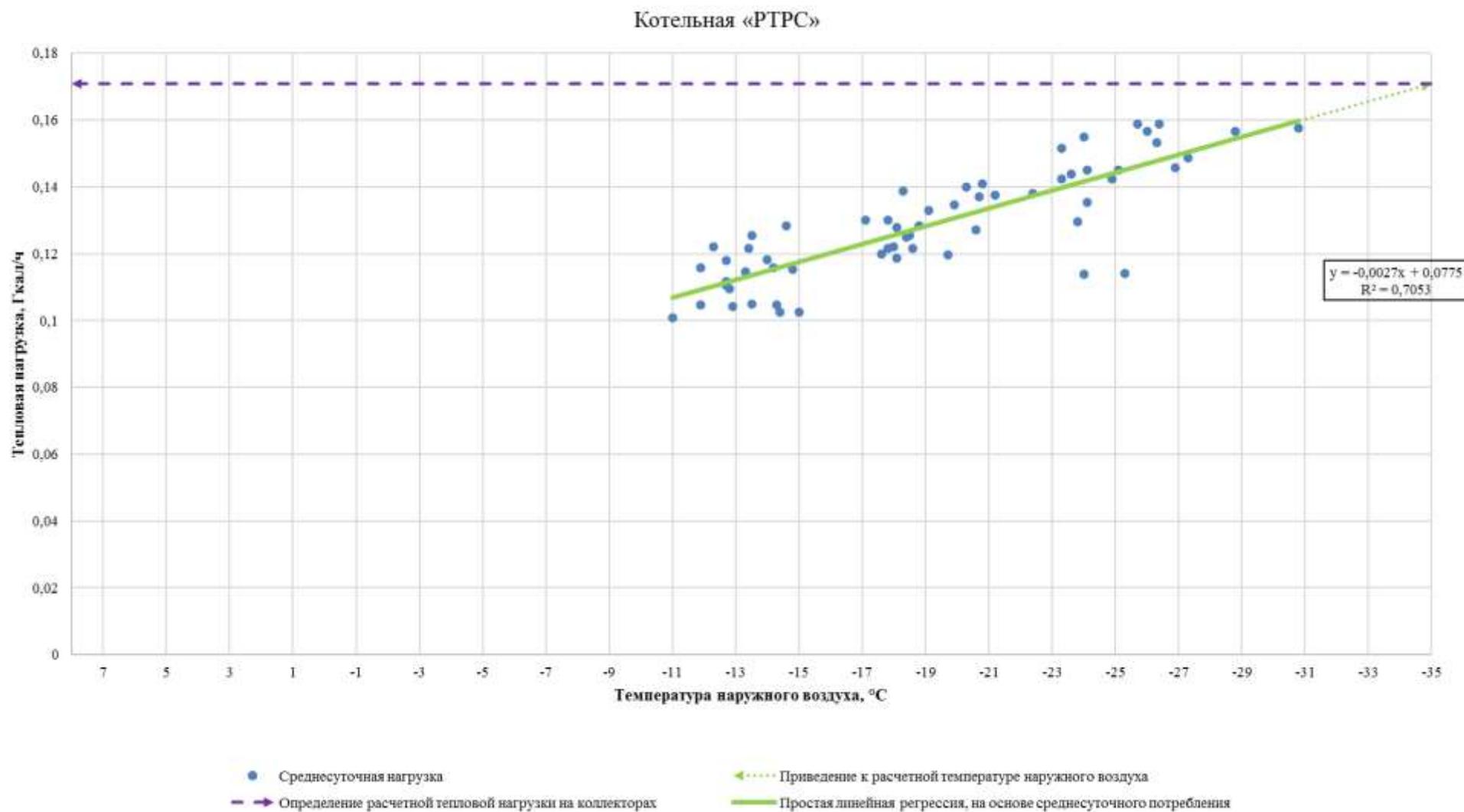


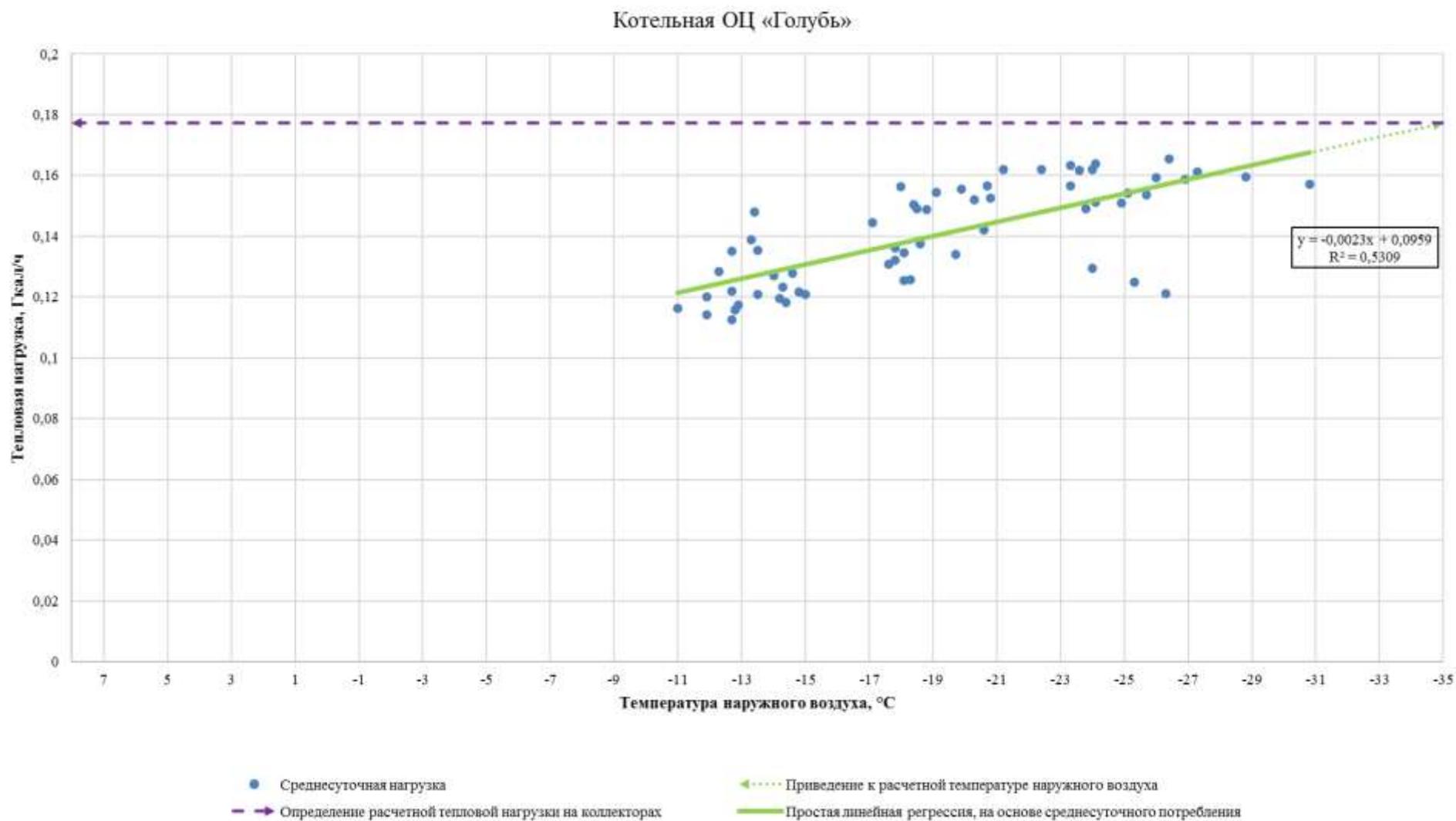
Рисунок 1.24 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной № 2 п. Разъезд-Абагуровский



**Рисунок 1.25 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной проф. «Бунгурский»**



**Рисунок 1.26 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной «РТРС»**



**Рисунок 1.27 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной ОЦ «Голубь»**

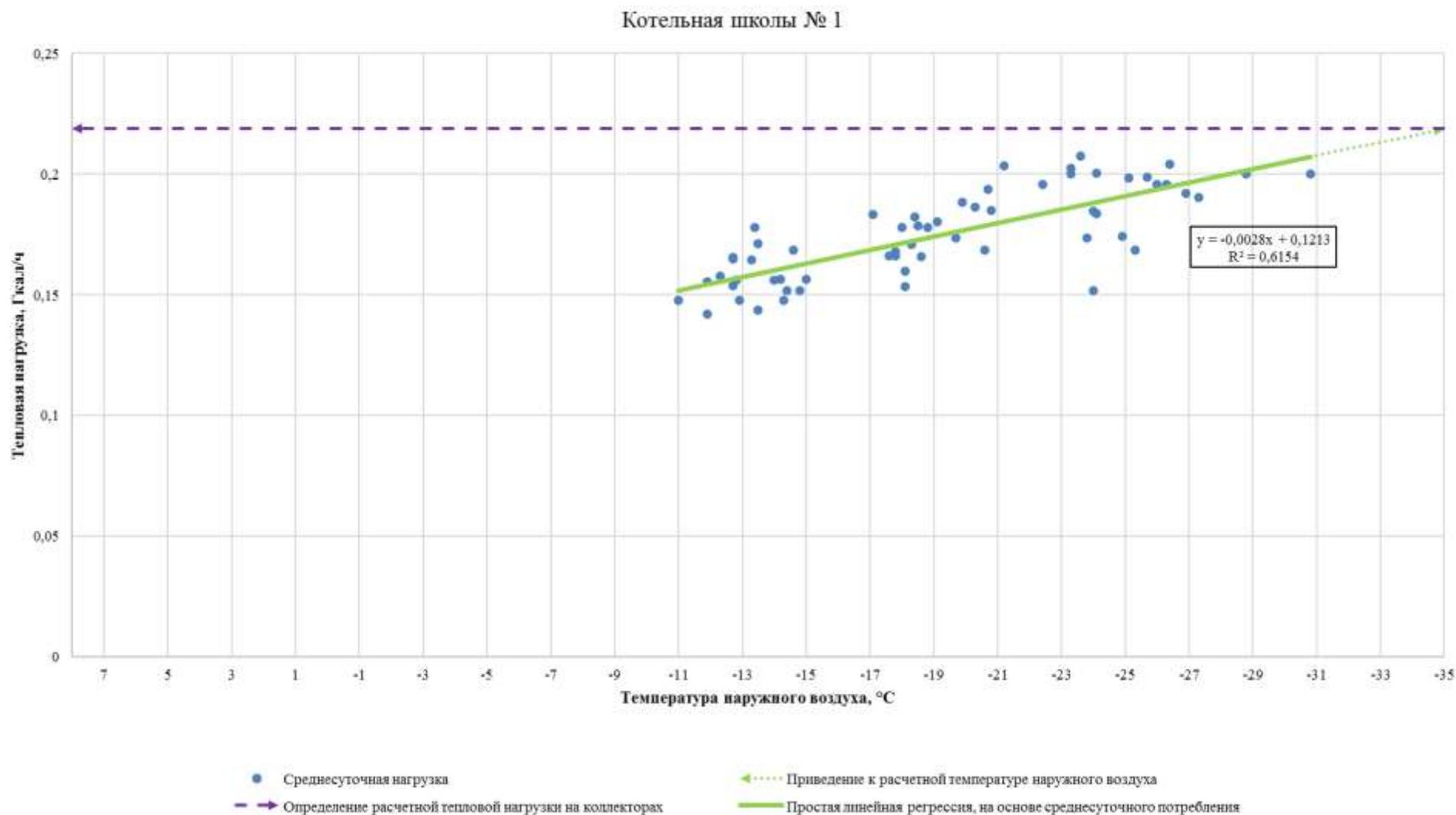


Рисунок 1.28 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной школы № 1

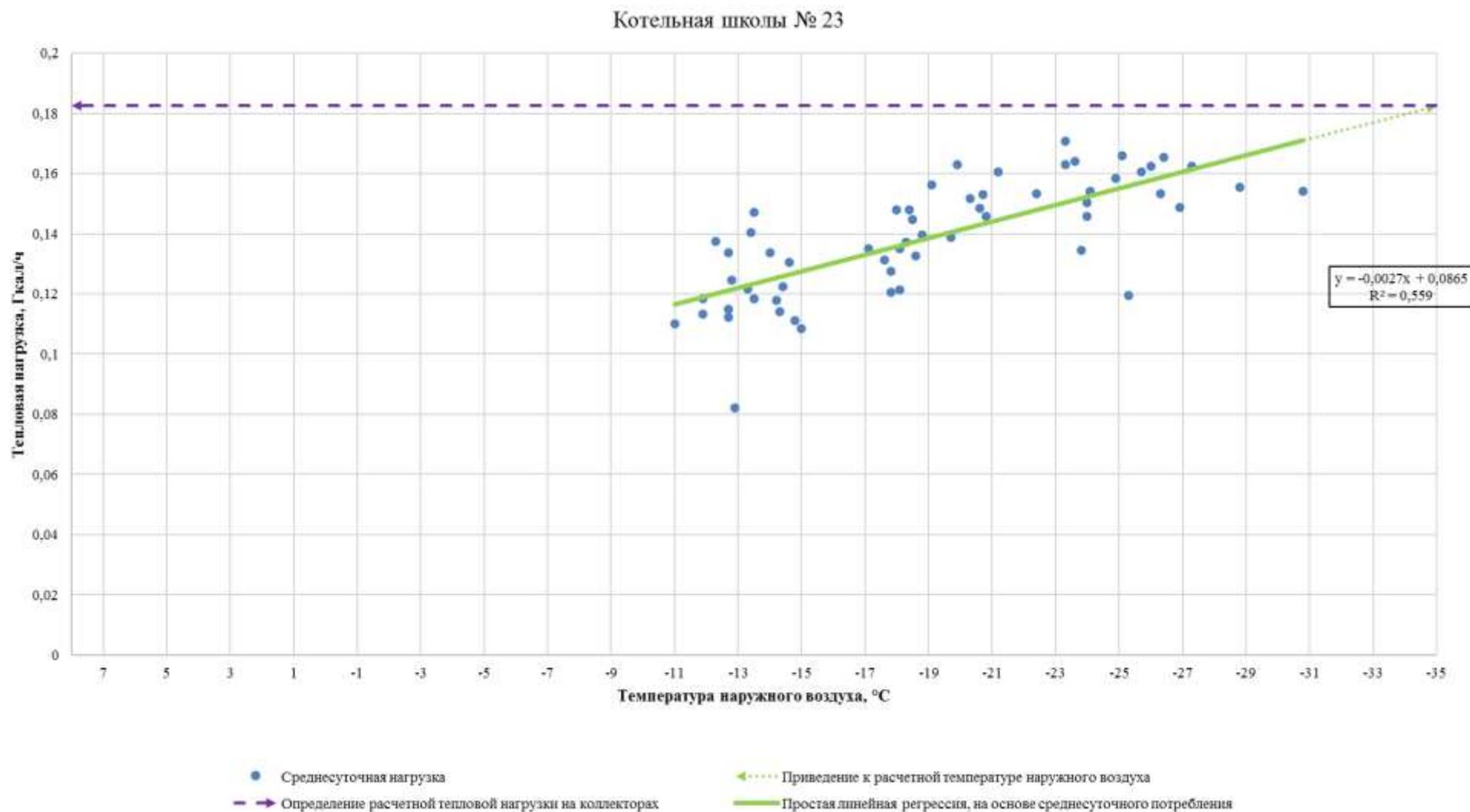


Рисунок 1.29 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной школы № 23

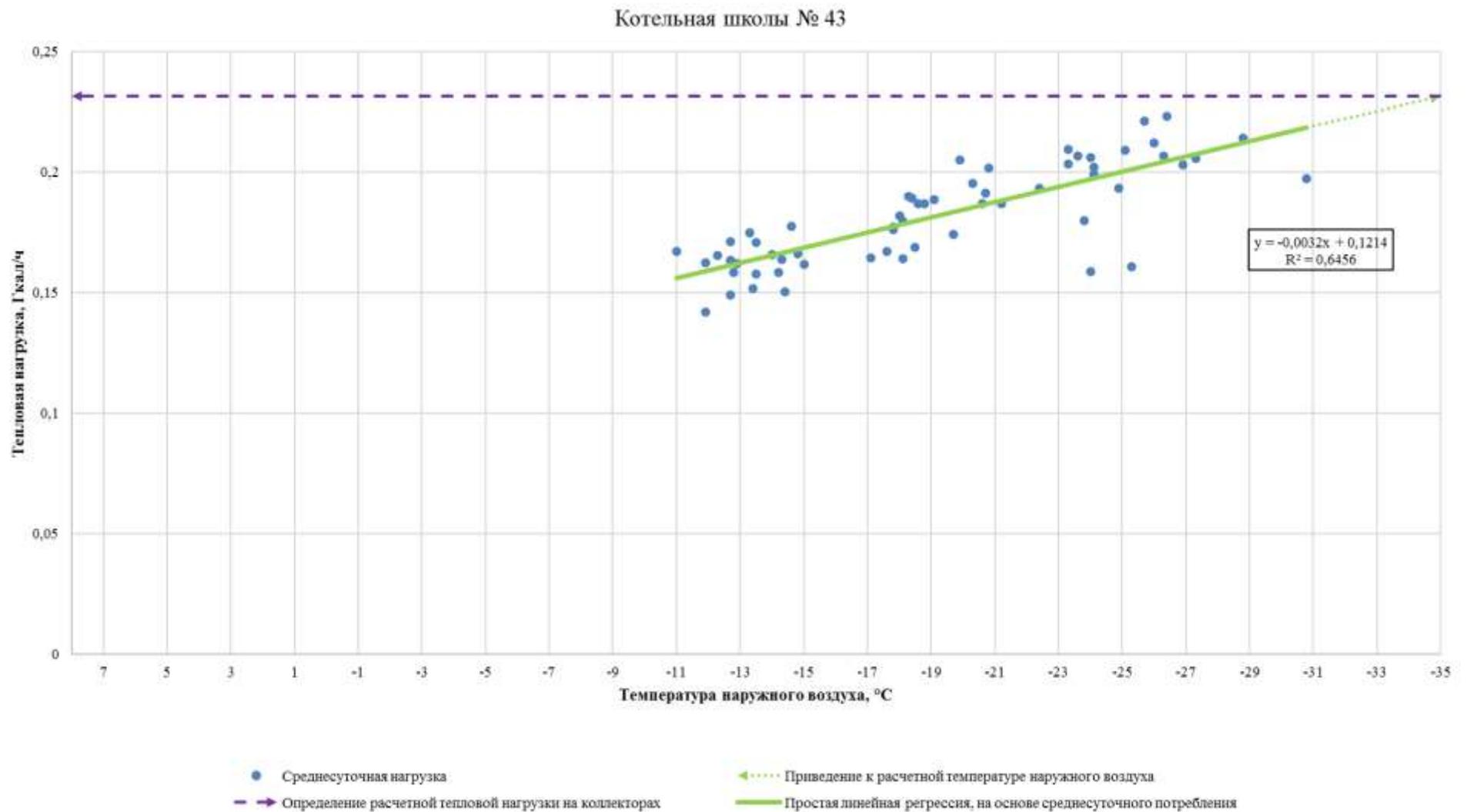


Рисунок 1.30 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной школы № 43

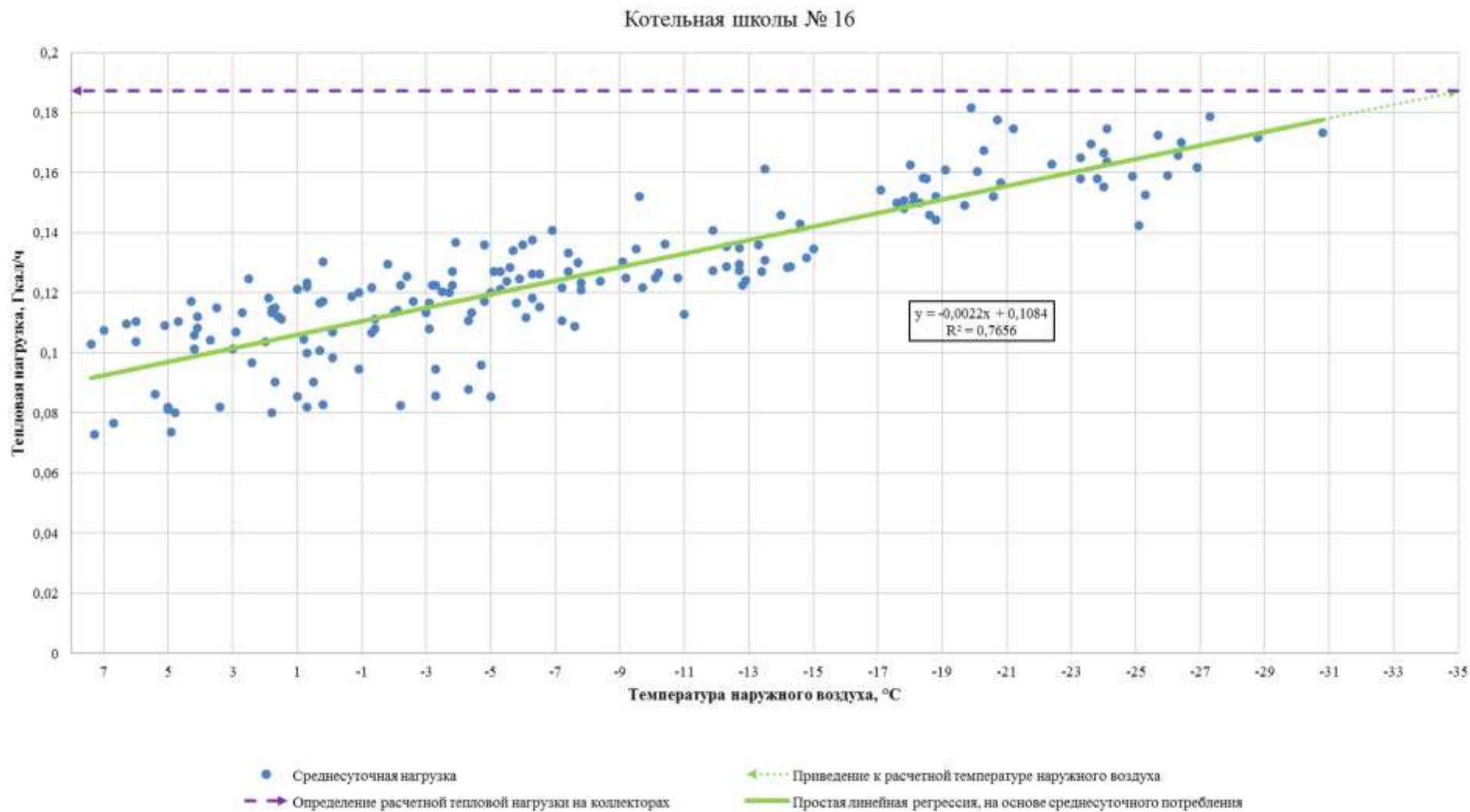


Рисунок 1.31 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной школы № 16

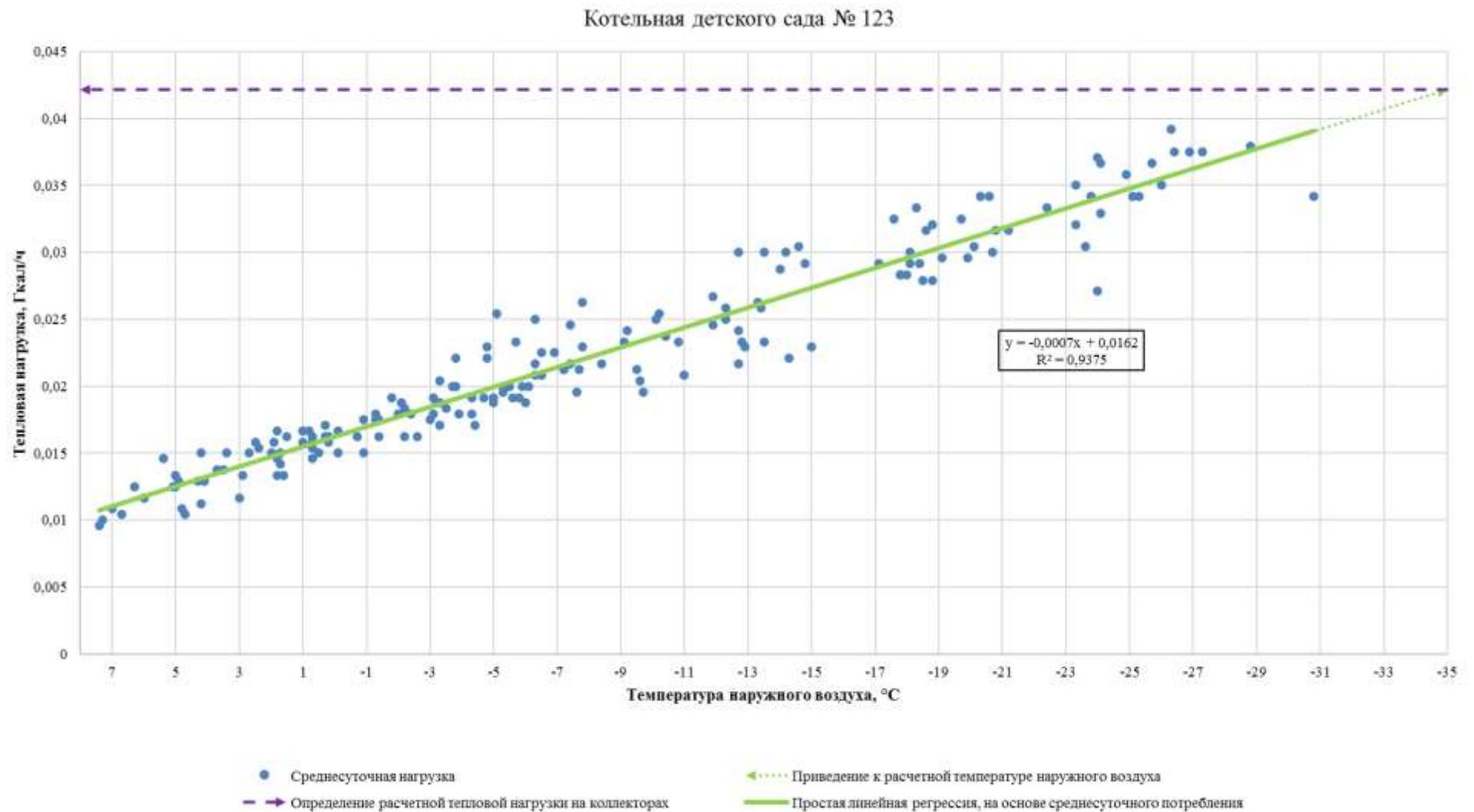


Рисунок 1.32 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной детского сада № 123

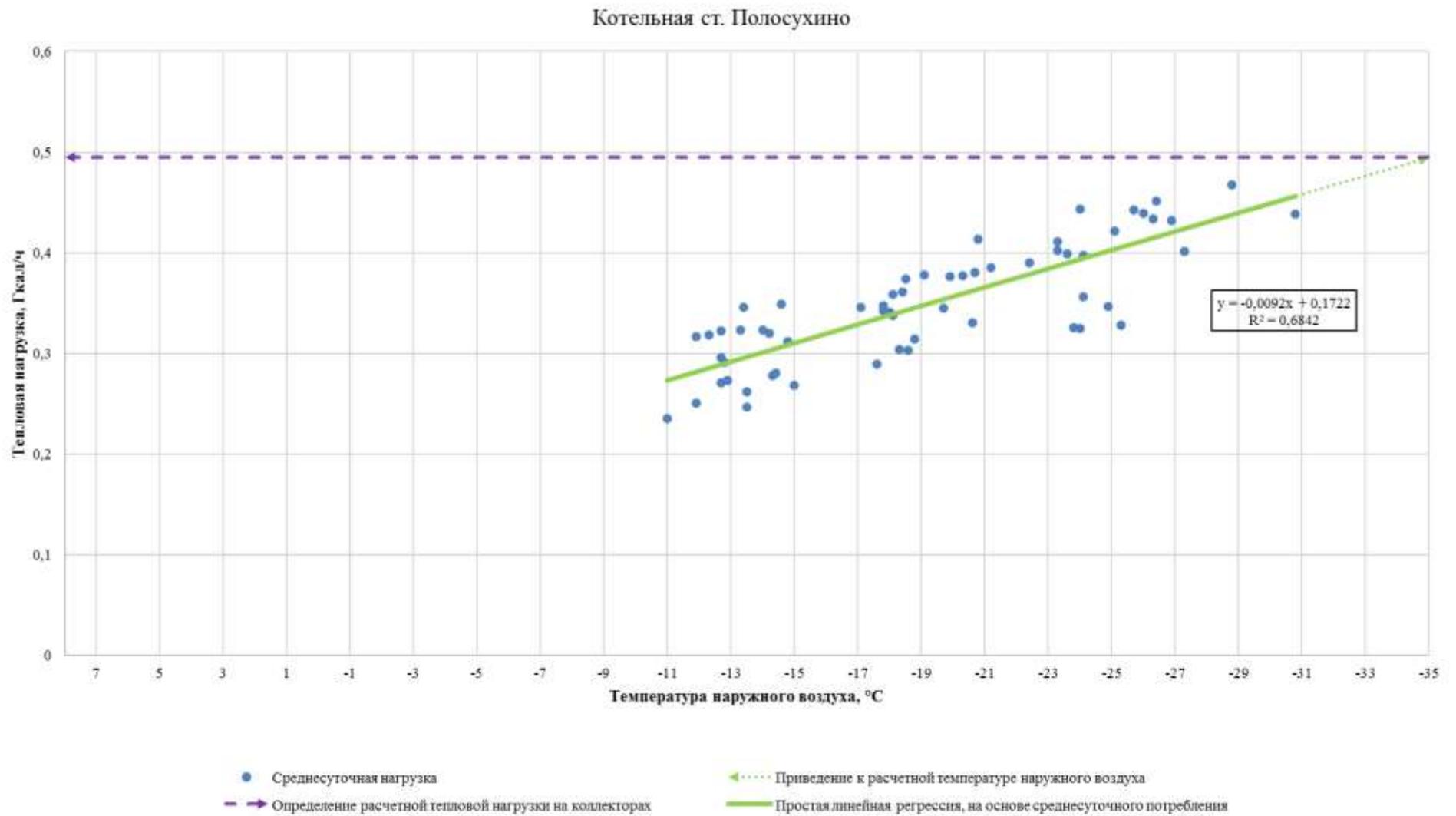
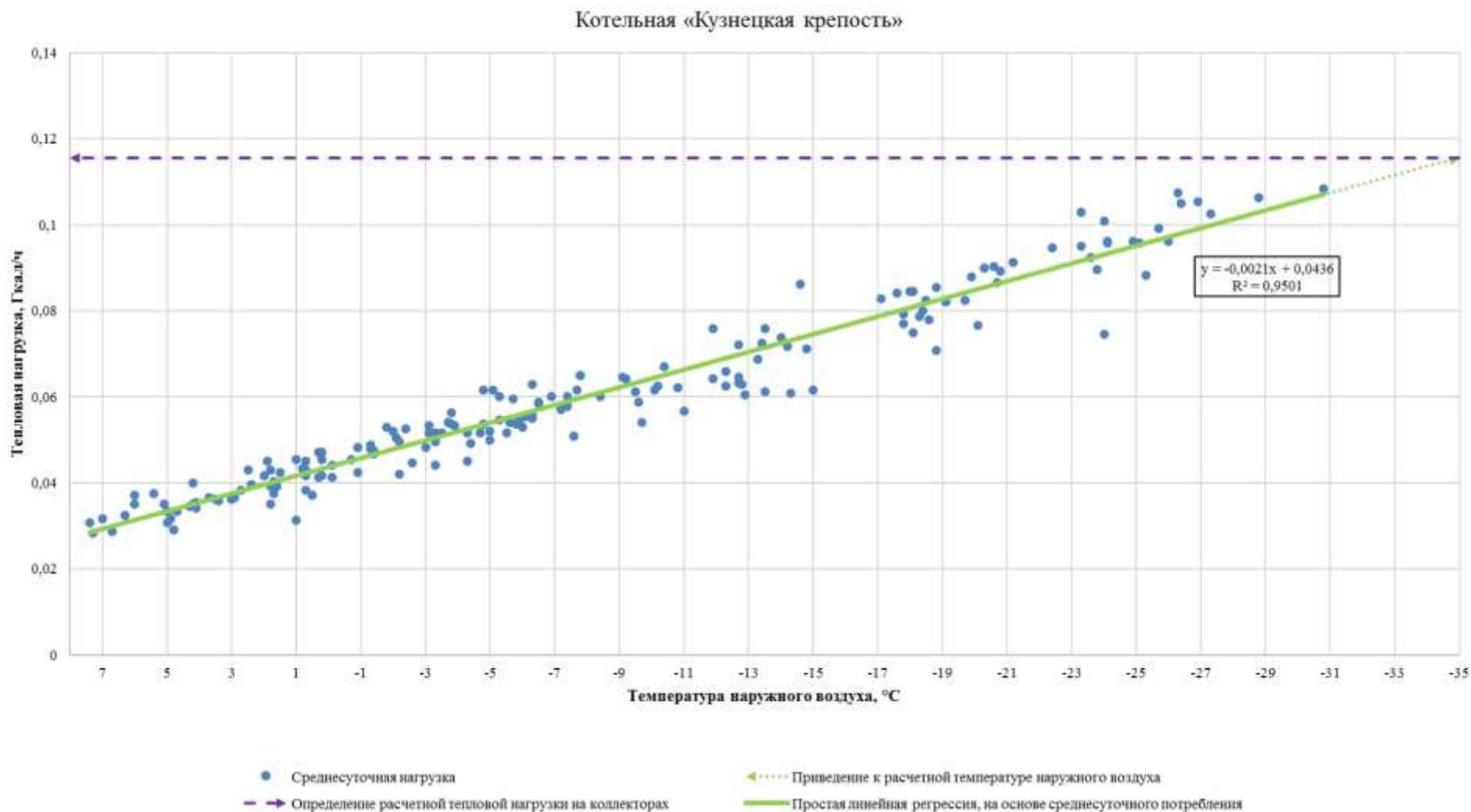


Рисунок 1.33 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной ст. Полосухино



**Рисунок 1.34 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах, в зоне действия котельной «Кузнецкая крепость»**

По остальным источникам тепловой энергии (не представленным в таблице выше) показания приборов учета отсутствуют либо не могут быть предоставлены ввиду:

- отсутствия учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети;
- состояния приборов, не удовлетворяющих требований к ним (в соответствии с п. 14.2.2 Приложения 14 Методических указаний, такие данные не должны рассматриваться).

Как показывает опыт разработки и актуализации Схем теплоснабжения, расчетная тепловая нагрузка на коллекторах котельных составляет 70÷90% от суммы договорных величин нагрузок потребителей и нормативных потерь тепловой мощности в тепловых сетях. Для целей Схемы теплоснабжения принято допущение, что величина расчетной нагрузки конечных потребителей составляет 80% от договорных значений.

Таблица 1.4 – Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, полученные на основании анализа данных приборов учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, за базовый период актуализации (а также ретроспективные данные из предшествующих схем)

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах (горячая вода), Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах (пар), Гкал/ч					Примечание
		2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																	
<b>ЕТО №01</b>																	
1	КТЭЦ	593,30	613,20	605,21	580,99	629,93	548,30	568,20	574,19	551,43	594,67	45,00	45,00	31,02	29,56	35,26	сумма: 1) Факт на коллекторах в ГВ (для данной составляющей приведены коэффициенты регрессии) 2) Нагрузка в паре - зафиксированный достигнутый максимум
<b>ЕТО №02</b>																	
2	ЗСТЭЦ	1150,90	936,40	988,54	964,17	964,13	1039,90	751,80	795,85	799,17	817,27	111,00	184,60	192,69	165,00	146,86	сумма: 1) Нагрузка по горячей воде на нужды городской застройки - в соответствии с коэффициентами регрессии 2) Нагрузка по горячей воде на промплощадки - зафиксированный достигнутый максимум 3) Нагрузка в паре - зафиксированный достигнутый максимум 4) Дополнительное резервирование тепловой нагрузки от Новоильинской газовой котельной при температурах наружного воздуха менее -15 °С
3	Новоильинская газовая котельная	14,39	14,43	10,78	6,06	6,06	14,39	14,43	10,78	6,06	6,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
4	Котельная кв. 24	4,85	4,25	5,25	4,45	4,73	4,85	4,25	5,25	4,45	4,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ИТОГО по ЕТО №02</b>		<b>1170,14</b>	<b>955,09</b>	<b>1004,57</b>	<b>974,68</b>	<b>974,91</b>	<b>1059,14</b>	<b>770,49</b>	<b>811,88</b>	<b>809,68</b>	<b>828,05</b>	<b>111,00</b>	<b>184,60</b>	<b>192,69</b>	<b>165,00</b>	<b>146,86</b>	
<b>ЕТО №03</b>																	
5	ЦТЭЦ	375,10	344,30	346,47	293,59	315,86	319,70	318,00	332,06	281,53	304,60	55,40	26,30	14,42	12,06	11,26	сумма: 1) Нагрузка по горячей воде на нужды городской застройки - в соответствии с коэффициентами регрессии 2) Спрос на нужды потребителей промышленного назначения (с коэффициентом 0,8) 3) Нагрузка в паре - зафиксированный достигнутый максимум
<b>ИТОГО по ЕТО на базе ТЭЦ (ЕТО №01, 02, 03)</b>		<b>2138,54</b>	<b>1912,59</b>	<b>1956,26</b>	<b>1849,26</b>	<b>1920,71</b>	<b>1927,14</b>	<b>1656,69</b>	<b>1718,13</b>	<b>1642,64</b>	<b>1727,33</b>	<b>211,40</b>	<b>255,90</b>	<b>238,12</b>	<b>206,62</b>	<b>193,38</b>	
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «ЭнергоТранзит» (ЕТО №10)</b>																	
6	Абашевская районная котельная	21,58	23,70	22,29	20,57	20,93	21,58	23,70	22,29	20,57	20,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	Байдаевская центральная котельная №2	18,04	21,76	19,66	18,23	19,17	18,04	21,76	19,66	18,23	19,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
8	Зыряновская районная котельная	33,95	33,89	38,16	35,73	38,38	33,95	33,89	38,16	35,73	38,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
9	Куйбышевская центральная котельная	35,92	36,39	33,99	31,34	32,73	35,92	36,39	33,99	31,34	32,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «ЭнергоТранзит» (ЕТО №10)</b>		<b>109,49</b>	<b>115,74</b>	<b>114,10</b>	<b>105,87</b>	<b>111,21</b>	<b>109,49</b>	<b>115,74</b>	<b>114,10</b>	<b>105,87</b>	<b>111,21</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>																	
10	Котельная пос. Притомский	9,38	8,78	9,23	8,67	8,93	9,38	8,78	9,23	8,67	8,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
11	Котельная №19	0,25	0,22	0,28	0,22	0,06	0,25	0,22	0,28	0,22	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах (горячая вода), Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах (пар), Гкал/ч					Примечание
		2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	
12	Котельная №72	0,07	0,08	0,08	0,08	0,10	0,07	0,08	0,08	0,08	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
13	Котельная УПК	0,31	0,32	0,29	0,31	0,33	0,31	0,32	0,29	0,31	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
14	Котельная ОРК «Гаргай»	0,77	0,76	0,76	0,72	1,20	0,77	0,76	0,76	0,72	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
15	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	2,71	2,92	2,34	2,58	2,44	2,71	2,92	2,34	2,58	2,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
16	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	2,26	2,20	2,39	2,47	2,17	2,26	2,20	2,39	2,47	2,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
17	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	0,18	0,18	0,18	0,16	0,18	0,18	0,18	0,18	0,16	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
18	Котельная пос. Листвяги	4,96	4,56	4,32	4,12	4,32	4,96	4,56	4,32	4,12	4,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
19	Котельная №6	0,64	0,56	0,37	0,38	0,41	0,64	0,56	0,37	0,38	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
20	Котельная №32 (БПОУ)	0,87	1,62	1,62	1,72	1,88	0,87	1,62	1,62	1,72	1,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	0,44	0,70	0,70	0,59	0,65	0,44	0,70	0,70	0,59	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	0,54	0,76	1,08	0,71	0,79	0,54	0,76	1,08	0,71	0,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
23	Котельная проф. «Бунгурский»	0,67	0,41	0,44	0,50	0,51	0,67	0,41	0,44	0,50	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
24	Котельная «РТС»	0,28	0,28	0,20	0,14	0,17	0,28	0,28	0,20	0,14	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
25	Котельная ОЦ «Голубь»	0,19	0,69	0,69	0,14	0,18	0,19	0,69	0,69	0,14	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
26	Котельная школы №1	0,21	0,20	0,24	0,21	0,22	0,21	0,20	0,24	0,21	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
27	Котельная школы №23	0,19	0,14	0,16	0,17	0,18	0,19	0,14	0,16	0,17	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
28	Котельная школы №37	0,33	0,29	0,74	0,39	0,30	0,33	0,29	0,74	0,39	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
29	Котельная школы №43	0,26	0,23	0,24	0,22	0,23	0,26	0,23	0,24	0,22	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
30	Котельная интерната №66 (Монтажник)	0,30	0,12	0,11	0,30	0,30	0,30	0,12	0,11	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
31	Котельная школы №16	0,21	0,15	0,18	0,19	0,19	0,21	0,15	0,18	0,19	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
32	Котельная детского сада №123	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
33	Котельная ст. Полосухино	0,44	1,08	0,46	0,43	0,49	0,44	1,08	0,46	0,43	0,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
34	Котельная «Кузнецкая крепость»	0,08	0,08	0,11	0,11	0,12	0,08	0,08	0,11	0,11	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>		<b>26,57</b>	<b>27,36</b>	<b>27,26</b>	<b>25,59</b>	<b>26,38</b>	<b>26,57</b>	<b>27,36</b>	<b>27,26</b>	<b>25,59</b>	<b>26,38</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
<b>Прочие котельные (прочие ЕТО)</b>																	
<b>ЕТО №05</b>																	
35	Котельная АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	35,47	35,47	30,09	29,75	29,75	35,47	35,47	30,09	29,75	29,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ЕТО №06</b>																	
36	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,77	0,77	0,56	0,54	0,57	0,77	0,77	0,56	0,54	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
37	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	8,69	8,69	7,33	7,25	8,58	8,69	8,69	7,33	7,25	8,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
38	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,78	0,78	0,59	0,59	1,08	0,78	0,78	0,59	0,59	1,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
39	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	1,95	1,95	1,75	1,73	2,13	1,95	1,95	1,75	1,73	2,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ИТОГО по ЕТО №06</b>		<b>12,19</b>	<b>12,19</b>	<b>10,22</b>	<b>10,12</b>	<b>12,37</b>	<b>12,19</b>	<b>12,19</b>	<b>10,22</b>	<b>10,12</b>	<b>12,37</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
<b>ЕТО №07</b>																	
40	Котельная ООО ТК «Садовая»	3,95	3,95	3,72	3,71	3,95	3,95	3,95	3,72	3,71	3,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ЕТО №09</b>																	
41	Котельная ООО «Разрез «Бунгурский-Северный»	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ИТОГО по прочим котельным</b>		<b>51,70</b>	<b>51,70</b>	<b>44,12</b>	<b>43,67</b>	<b>46,15</b>	<b>51,70</b>	<b>51,70</b>	<b>44,12</b>	<b>43,67</b>	<b>46,15</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>2326,30</b>	<b>2107,38</b>	<b>2141,72</b>	<b>2024,39</b>	<b>2104,45</b>	<b>2114,90</b>	<b>1851,48</b>	<b>1903,60</b>	<b>1817,77</b>	<b>1911,07</b>	<b>211,40</b>	<b>255,90</b>	<b>238,12</b>	<b>206,62</b>	<b>193,38</b>	

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 (-35 °С), Гкал/ч.

Расчетная нагрузка вентиляции потребителей определена по следующей формуле:

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

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 1.5 – Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии по состоянию на 1 января 2025 года**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч				
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	СУММА с учетом ГВС <sub>ср</sub>
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>						
<b>ЕТО №01</b>						
1	КТЭЦ	425,8	60,6	31,0	33,5	550,8
<b>ЕТО №02</b>						
2	ЗСТЭЦ	707,8	29,3	30,8	137,6	905,5

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч				
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	СУММА с учетом ГВС <sub>ср</sub>
3	Новоильинская газовая котельная	3,21	1,34	1,43	0,00	5,97
4	Котельная кв. 24	2,38	0,10	2,24	0,00	4,72
<b>ИТОГО по ЕТО №02</b>		<b>713</b>	<b>31</b>	<b>34</b>	<b>138</b>	<b>916</b>
<b>ЕТО №03</b>						
5	ЦТЭЦ	205,3	23,1	31,1	10,7	270,2
<b>ИТОГО по ЕТО на базе ТЭЦ (ЕТО №01, 02, 03)</b>		<b>1344</b>	<b>114</b>	<b>96</b>	<b>182</b>	<b>1737</b>
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «ЭнергоТранзит» (ЕТО №10)</b>						
6	Абашевская районная котельная	14,49	0,47	2,45	0,00	17,41
7	Байдаевская центральная котельная №2	12,71	0,66	1,77	0,00	15,14
8	Зыряновская районная котельная	26,07	1,27	4,82	0,00	32,16
9	Куйбышевская центральная котельная	19,71	1,59	2,86	0,00	24,16
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «ЭнергоТранзит» (ЕТО №10)</b>		<b>73,0</b>	<b>4,0</b>	<b>11,9</b>	<b>0,0</b>	<b>88,9</b>
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>						
10	Котельная пос. Притомский	5,21	0,06	0,78	0,00	6,05
11	Котельная №19	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03
12	Котельная №72	0,08	0,00	0,02	0,00	0,10
13	Котельная УПК	0,28	0,00	0,01	0,00	0,30
14	Котельная ОРК «Таргай»	0,74	0,00	0,12	0,00	0,85
15	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	1,84	0,00	0,04	0,00	1,88
16	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	1,53	0,00	0,06	0,00	1,60
17	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	0,15	0,00	0,00	0,00	0,15
18	Котельная пос. Листвяги	1,93	0,03	1,32	0,00	3,28
19	Котельная №6	0,31	0,00	0,01	0,00	0,32
20	Котельная №32 (БПОУ)	1,25	0,11	0,31	0,00	1,67
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	0,55	0,00	0,05	0,00	0,60
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	0,72	0,00	0,06	0,00	0,78
23	Котельная проф. «Бунгурский»	0,14	0,00	0,03	0,00	0,17
24	Котельная «РТРС»	0,15	0,00	0,01	0,00	0,16
25	Котельная ОЦ «Голубь»	0,12	0,00	0,04	0,00	0,16
26	Котельная школы №1	0,19	0,00	0,02	0,00	0,21
27	Котельная школы №23	0,16	0,00	0,01	0,00	0,16
28	Котельная школы №37	0,26	0,00	0,03	0,00	0,29
29	Котельная школы №43	0,20	0,00	0,01	0,00	0,21
30	Котельная интерната №66 (Монтажник)	0,15	0,00	0,04	0,00	0,19
31	Котельная школы №16	0,15	0,00	0,01	0,00	0,17
32	Котельная детского сада №123	0,04	0,00	0,00	0,00	0,04
33	Котельная ст. Полосухино	0,35	0,00	0,03	0,00	0,38

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч				
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	СУММА с учетом ГВС <sub>ср</sub>
34	Котельная «Кузнецкая крепость»	0,11	0,00	0,00	0,00	0,11
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>		<b>16,6</b>	<b>0,2</b>	<b>3,0</b>	<b>0,0</b>	<b>19,9</b>
<b>Прочие котельные (прочие ЕТО)</b>						
<b>ЕТО №05</b>						
35	Котельная АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	28,00	0,00	0,00	0,00	28,00
<b>ЕТО №06</b>						
36	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,54	0,00	0,00	0,00	0,54
37	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	8,15	0,00	0,00	0,00	8,15
38	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	1,03	0,00	0,00	0,00	1,03
39	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	2,03	0,00	0,00	0,00	2,03
<b>ИТОГО по ЕТО №06</b>		<b>11,76</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>11,76</b>
<b>ЕТО №07</b>						
40	Котельная ООО ТК «Садовая»	3,72	0,00	0,00	0,00	3,72
<b>ЕТО №09</b>						
41	Котельная ООО «Разрез «Бунгурский-Северный»	0,08	0,00	0,01	0,00	0,09
<b>ИТОГО по прочим котельным</b>		<b>44</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>44</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>1478</b>	<b>119</b>	<b>111</b>	<b>182</b>	<b>1889</b>

### 1.2.1.2. Существующие объемы потребления тепловой энергии

Величина потребления тепловой энергии за последние 3 года представлена в таблице ниже, в разрезе источников тепловой энергии.

В разрезе расчетных элементов территориального деления соответствующая информация приведена в разделе 5.5 Главы 1.

**Таблица 1.6 – Величина потребления тепловой энергии в разрезе источников тепловой энергии за последние 3 года**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии за год, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
		2022	2023	2024	2022	2023	2024
<b>ЕТО на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>							
<b>ЕТО №01</b>							
1	КТЭЦ	1692627	1647883	1516230	1348176	1322500	1364607
<b>ЕТО №02</b>							
2	ЗСТЭЦ	2806917	2666571	2245617	2680025	2399914	2021055

№ п/п	Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии за год, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
		2022	2023	2024	2022	2023	2024
3	Новоильинская газовая котельная	42022	43166	43565	37361	41008	39208
4	Котельная кв. 24	10255	11866	11277	8550	10775	10149
<b>ИТОГО по ЕТО №02</b>		<b>2859194</b>	<b>2721603</b>	<b>2300458</b>	<b>2725936</b>	<b>2451696</b>	<b>2070412</b>
<b>ЕТО №03</b>							
5	ЦТЭЦ	1030180	968105	989138	906223	821085	890225
<b>ИТОГО по ЕТО на базе ТЭЦ (ЕТО №01, 02, 03)</b>		<b>5582001</b>	<b>5337591</b>	<b>4805827</b>	<b>4980335</b>	<b>4595281</b>	<b>4325244</b>
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «ЭнергоТранзит» (ЕТО №10)</b>							
6	Абашевская районная котельная	67722	65724	58196	51258	47626	52376
7	Байдаевская центральная котельная №2	64007	63361	62146	47493	46425	55931
8	Зыряновская районная котельная	122074	119894	118917	94137	91390	107026
9	Куйбышевская центральная котельная	96411	93925	73700	81521	77568	66330
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «ЭнергоТранзит» (ЕТО №10)</b>		<b>350213</b>	<b>342903</b>	<b>312959</b>	<b>274409</b>	<b>263009</b>	<b>281663</b>
<b>Котельные, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>							
10	Котельная пос. Притомский	29399	28577	27881	25821	20266	25093
11	Котельная №19	642	600	626	629	600	563
12	Котельная №72	295	301	276	241	295	248
13	Котельная УПК	989	1002	865	942	1002	778
14	Котельная ОРК «Таргай»	1793	1879	2132	1558	1680	1919
15	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	7007	6594	6612	6804	6594	5951
16	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	9996	9996	10022	9547	9996	9020
17	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	547	543	545	543	543	491
18	Котельная пос. Листвяги	14582	13897	13603	10890	11894	12243
19	Котельная №6	998	1001	1212	955	1001	1091
20	Котельная №32 (БПОУ)	4572	4539	4486	3849	3684	4037
21	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	2677	2674	2657	2439	1782	2391
22	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	3592	3441	3430	3342	2349	3087
23	Котельная проф. «Бунгурский»	1402	1387	1344	1188	1157	1209
24	Котельная «РТРС»	882	841	831	801	619	748
25	Котельная ОЦ «Голубь»	602	622	717	482	484	645
26	Котельная школы №1	664	751	880	608	738	792
27	Котельная школы №23	452	521	600	429	521	540
28	Котельная школы №37	575	517	703	517	517	633
29	Котельная школы №43	683	686	823	636	686	741
30	Котельная интерната №66 (Монтажник)	226	297	149	185	297	134
31	Котельная школы №16	521	530	641	477	530	577
32	Котельная детского сада №123	106	105	113	106	105	102
33	Котельная ст. Полосухино	1255	1248	1262	1152	869	1135
34	Котельная «Кузнецкая крепость»	258	279	260	258	279	234
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго» (ЕТО №04)</b>		<b>84714</b>	<b>82830</b>	<b>82669</b>	<b>74399</b>	<b>68490</b>	<b>74402</b>
<b>Прочие котельные (прочие ЕТО)</b>							
<b>ЕТО №05</b>							
35	Котельная АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	138037	144939	152186	138037	130445	136968

№ п/п	Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии за год, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
		2022	2023	2024	2022	2023	2024
<b>ЕТО №06</b>							
36	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	957	1010	1015	957	909	914
37	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	20061	21558	22094	20061	19402	19884
38	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	1998	1196	1263	1998	1076	1137
39	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	2796	3179	3355	2796	2861	3020
<b>ИТОГО по ЕТО №06</b>		<b>25812</b>	<b>26943</b>	<b>27728</b>	<b>25812</b>	<b>24248</b>	<b>24955</b>
<b>ЕТО №07</b>							
40	Котельная ООО ТК «Садовая»	30583	32148	33791	30583	28933	30412
<b>ЕТО №09</b>							
41	Котельная ООО «Разрез «Бунгурский-Северный»	723	761	802	651	685	721
<b>ИТОГО по прочим котельным</b>		<b>195156</b>	<b>204791</b>	<b>214507</b>	<b>195083</b>	<b>184312</b>	<b>193056</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>6212085</b>	<b>5968115</b>	<b>5415961</b>	<b>5524226</b>	<b>5111092</b>	<b>4874365</b>

### 1.2.1.3. Существующие объемы потребления теплоносителя

Существующие объемы потребления теплоносителя представлены в разделе 7 Главы

1.

### 1.2.2. Перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

#### 1.2.2.1. Прогноз прироста потребления тепловой мощности

В таблице ниже представлен абсолютный прирост перспективных нагрузок («приросты» минус «убыль», в связи со сносом и расселением) в зоне действия источников тепловой энергии. В Приложении 5 Главы 2 – в разрезе расчетных элементов территориального деления.









### **1.2.2.2. Прогноз прироста потребления тепловой энергии**

Прогноз потребления тепловой энергии, рассчитанный пропорционально подключаемой тепловой нагрузке представлен:

– в Приложении 6 Главы 2 – в разрезе расчетных элементов территориального деления;

– прогноз абсолютного прироста потребления тепловой энергии (с учетом снижения теплопотребления на нужды существующего фонда) в зоне действия каждого источника тепловой энергии (для инвестиционного планирования).









### **1.2.2.3. Прогноз прироста потребления теплоносителя**

Прирост потребления теплоносителя в расчетных элементах территориального деления отсутствует по причине того, что открытые системы теплоснабжения города не получают дальнейшего развития. Напротив, в ближайшей перспективе в соответствии с требованиями действующего законодательства возможен перевод потребления теплоносителя на нужды ГВС на теплоснабжение по закрытой схеме.

### **1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе**

Как показал анализ имеющихся планов развития и перепрофилирования производственных зон, изменения не затронут существенно деятельность источников централизованного теплоснабжения города. Проектом Схемы теплоснабжения предполагается, что при увеличении потребления тепловой энергии промышленные предприятия установят собственный источник тепловой энергии, который будет функционировать исключительно для покрытия необходимых тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию, ГВС производственных и административных корпусов, а также для выработки тепловой энергии в виде пара на различные технологические цели. Аналогичная ситуация характерна и для варианта строительства новых промышленных предприятий.

На территории города в период до 2032 года будет осуществляться строительство нежилых зданий и сооружений: помещений сервисного обслуживания, цехов, складов, ангаров, подземных автостоянок. Представленная категория зданий относится к объектам коммунально-складского назначения и характеризуется значительным объемом отапливаемых помещений.

Температурный режим в этих зданиях может быть различен: значение температуры воздуха внутри помещения варьируется в пределах 16-19 °С в производственных цехах, для паркинга значение достигает 10°С. Температурный режим в складских помещениях определяется характеристиками хранящегося внутри содержимого.

**1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городскому округу**

Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки представлены:

- в таблице ниже (разделе 6.2 Главы 1 – по форме таблиц П15.2, П15.3 МУ, разделе 2 Главы 4 – по форме таблиц П34.1, 34.2 МУ) – в зоне действия теплоисточников и в целом по городскому округу.



№ п/п	Наименование источника	Средневзвешенной плотности тепловой нагрузки, Гкал/ч/га																				
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
37	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	2,209	2,209	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
38	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386
39	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилено	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852	0,852
40	Котельная ООО ТК «Садовая»	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171
41	Котельная ООО «Разрез «Бунгурский-Северный»	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
42	Новая котельная для теплоснабжения 7 микрорайона Новоильинского района	6,419	6,419	6,419	3,467	3,467	3,467	4,784	4,784	4,784	4,784	4,784	4,784	4,784	4,784	4,784	4,784	4,784	4,784	4,784	4,784	4,784
43	Новая БМК для теплоснабжения территории примыкающей к Новоильскому району	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,332	3,332	3,332	2,640	2,672	2,435	2,479	2,271	2,267	2,267	2,267	2,267	2,267
44	Новая БМК для теплоснабжения территории примыкающей к Центральному району	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,332	3,332	2,653	2,282	2,274	2,274
45	Новая БМК для теплоснабжения территории примыкающей к Куйбышевскому району	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,332	2,687	2,687

## **Раздел 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

### **2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии**

#### **2.1.1. Существующие зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии**

##### **2.1.1.1. Зона действия Кузнецкой ТЭЦ**

Выдача тепловой мощности от КТЭЦ запроектирована в горячей воде и в паре. Транспорт тепловой энергии осуществляется по тепломагистралям от бойлерных установок №1 диаметром 2Ду 700 мм, №№2,3 диаметром по 2Ду 600 мм и пиковой водогрейной котельной диаметром 2Ду 1000 мм на общий коллектор и далее по тепломагистралям в Центральный, Кузнецкий и Орджоникидзевский районы.

Пар промышленным потребителям отпускается следующих параметров: от 2,5 до 7 кгс/см<sup>2</sup> (линия НКАЗ-П), свыше 13 кгс/см<sup>2</sup> по двум паропроводам: линия Химфарм завода и непосредственно от КТЭЦ на АО «РУСАЛ Новокузнецк».

*Зона действия тепломагистралей Кузнецкой ТЭЦ:*

1. Центральный район – юго-восточная часть, в границах улиц: Транспортная, Кутузова, Бардина проспект, Павловского, Тольятти, Запорожская;
2. Кузнецкий район – жилищно-коммунальный и промышленный секторы в границах улиц: Кузнецкое шоссе, Анодная, Алюминиевая, Дорожная, Екимова, Шункова, Водопадная, Народная, Ферросплавный пр-д;
3. Орджоникидзевский район – Новобайдаевский район и ряд промышленных предприятий по улицам: Шахтеров пр-т., Зорге, 40 лет Победы, Гвардейская, Новобайдаевская.
4. Куйбышевский район – в границах ул. Транспортная, ул. Циолковского, ул. Кутузова, пр. Дружбы, пр. Октябрьский.

В таблице ниже приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Кузнецкой ТЭЦ.

**Таблица 2.1 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Кузнецкой ТЭЦ**

<b>Конечный потребитель (адрес)</b>
<i>Кузнецкий район</i>
Кузнецкое ш-се 3, 25
Ленинградская, 44
Молодежная, 6/1
Алюминиевая, 3
Петракова, 63, 77а (Молекулярно-генетич. центр)
Екимова, 10 ,34
Шункова 1а, 2, 25 (школа №50)
Водопадная, 1 8
Народная 1а (торг.центр), 27, 29(школа №100)
Достоевского, 2 (автоцентр)
Картасская, 55
Смирнова, 13
Толмачева 41/4, 69 (адм. здание)
<i>Центральный район</i>
Франкфурта, 22
Свердлова, 30
Запорожская, 77
Павловского, 1, 19
Орджоникидзе, 29 (банк Москвы)
Спартака, 24
Кирова, 45
Бардина проспект, 26 (адм.здан. ГКБ №1)
Кутузова, 23, 31
Циолковского, 6
Транспортная 10, 14 (торгово-строительный компл.), 51а, 91 (ТЦ Адмирал), 103а, 117
Кондомское ш., 3 (хоз. корпуса)
<i>Орджоникидзевский район</i>
Зорге 8, 50
Новобайдаевская 2 (ТЦ Восток), 6, 20
40 лет Победы 1,12
Братьев Сизых, 3

### **2.1.1.2. Зона действия Западно-Сибирской ТЭЦ филиала АО «ЕВРАЗ ЗСМК»**

Выдача тепловой мощности от ЗС ТЭЦ спроектирована в горячей воде. Транспорт тепловой энергии от ТЭЦ осуществляется по тепловым сетям, головной участок которых выполнен в четырехтрубном исполнении диаметром 1200 мм протяженностью около 500 м. Далее три тепломагистрали диаметром 700 мм (две подающих и одна обратная) идут на Новоильинский район и две диаметром 1200 мм на Заводской.

*Зона действия тепломагистралей Западно-Сибирской ТЭЦ:*

1. Заводской район – промзона Западно-Сибирского металлургического комбината и жилищно-коммунальный сектор в границах улиц: Автотранспортная, Белградская, Бакинская, Заводское шоссе, Клименко, Советской Армии пр-т, 13-й микрорайон, Моховая;

2. Новоильинский район - жилищно-коммунальный сектор и ряд промышленных предприятий в границах улиц: Косыгина, Космонавтов, Олимпийская, проспект Архитекторов, проспект Авиаторов, Чернышова, Звездова, проспект Мира.

В таблице ниже приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Западно-Сибирской ТЭЦ.

**Таблица 2.2 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Западно-Сибирской ТЭЦ**

<b>Потребитель (адрес)</b>
<i>Заводской район</i>
Бел градская, 7
Первостроителей, 13
Чекистов проезд, 13
Горьковская, 67
40 лет ВЛКСМ, 116/Б
Мориса Тореза 80, 105, 121
Клименко 12, 16, 19, 29
Советской Армии пр-т, 56
13-й микрорайон 7, 17а
Маховая, 7 к1 8
<i>Новоильинский район</i>
Косыгина 3, 35, 67
Космонавтов 10, 14
Олимпийская, 20
Авиаторов 9, 56
Архитекторов, 15
Чернышова, 16
Рокоссовского 35, 37
Звездова 6, 42

### 2.1.1.3. Зона действия Центральной ТЭЦ

В таблице ниже приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Центральной ТЭЦ.

**Таблица 2.3 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Центральной ТЭЦ**

<b>Конечный потребитель (адрес)</b>
Рудокопровая, 28
Отдельная, 5а
Тушинская, 5
Промышленная, 18
Всесторонняя, 46
Циолковского, 11
Кутузова, 60
Бардина пр-т, 28
Кирова, 39
Пионерский пр-т, 45
Орджоникидзе 40, 54
Металлургов пр-т, 42
Покрышкина, 8

<b>Конечный потребитель (адрес)</b>
Белана 1, 25
Строителей пр-т, 94
Кольцевая, 15
ДОЗ 2а, Ермака2

#### **2.1.1.4. Зона действия котельных**

**Котельные**, эксплуатируемые ООО «ЭнергоТранзит» и ООО «СибЭнерго», снабжают теплом локальные районы небольшого радиуса действия.

Выдача тепловой мощности от котельных осуществляется преимущественно по двухтрубным тепловым сетям по открытой схеме. Общая протяженность тепловых сетей в однострубно́м исчислении составляет порядка 220 км.

В таблице ниже приведены зоны действия наиболее крупных муниципальных котельных.

**Таблица 2.4 – Зоны действия наиболее крупных котельных**

№ п/п	Наименование котельной	Район тепловых сетей
1	Куйбышевская центральная	<i>Куйбышевский р-н:</i> ул. Челюскина, Соломиной, К. Маркса, Димитрова и 1 Мая
2	Зыряновская районная	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> ул. Новаторов, Дузенко, Зыряновская, Пржевальского, Радищева, Пархоменко, Скоростная, Уютная
3	Байдаевская Центральная	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> ул. Мурманская, Рубцовская, Черняховского, Разведчиков, Славгородская
4	Абашевская районная	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> ул. Кавказская, Маркшейдерская, Кольская, Юбилейная, Пушкина
5	Притомская	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> пос. Притомский: ул. Интернетная, Дорстроевская, О. Дундича
6	Листвяги	<i>Куйбышевский р-н:</i> пос. Листвяги: ул. Учительская, ул. Каирская, ул. Луговая, ул. Серпуховская, ул. Суданская, ул. Кубинская

Радиус действия прочих муниципальных котельных незначителен, а некоторые из них встроенные, т.е. обслуживают конкретно данный объект (школы, д/сады).

**Прочие котельные** снабжают теплом промышленные предприятия, а также жилые дома на ул. Тушинская, ул. Ливинская, 31, ул. Кандалепская.

Ведомственные (промышленные) энергоисточники, в большинстве своем составляют единое целое с предприятием и расположены на одной промплощадке. Отдельные промышленные предприятия, не имеющие своих источников тепла, и расположенные в зонах действия ближайших котельных заключают напрямую с ними договор на теплоснабжение.

Радиус действия тепловых сетей от промышленных котельных, исходя из вышесказанного, незначителен, поэтому информация о протяженности сетей не предоставлена.

В городе 61 ведомственная котельная суммарной тепловой нагрузкой - 213,3 Гкал/ч, в том числе: в паре - 80,4 т/ч и в горячей воде - 165,03 Гкал/ч.

Ведомственная электрокотельная шахты «Полосухинская» тепловой мощностью 2,47 Гкал/ч и присоединенной нагрузкой – 1,74 Гкал/ч обеспечивает собственные нужды шахты.

### **2.1.2. Перспективные зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии**

Проектом актуализированной Схемы теплоснабжения предусматривается перераспределение зон действия источников тепловой энергии. Описание принятых решений подробно представлено в разделах 6 и 11.

### **2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии**

Согласно Генеральному плану города до 2030 г., наряду со строительством многоэтажного жилого фонда, планируется строительство малоэтажной и индивидуальной жилой застройки.

Ниже приведены основные площадки массового малоэтажного жилищного строительства:

- Индивидуальные и малоэтажные жилые дома в мкр. Лучезарный Куйбышевского района;
- Индивидуальные и малоэтажные жилые дома в 18 микрорайоне Новоильинского района;
- Индивидуальные жилые дома в мкр. Прибрежный Орджоникидзевского района.

Ввод индивидуальной застройки на территории прочих районов имеет преимущественно точечную направленность и не окажет влияния на развитие систем централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение указанных площадок будет осуществляться преимущественно от индивидуальных теплогенераторов, работающих на газе либо на твердом топливе.

В таблицах ниже представлены приrost потребления тепловой мощности и тепловой энергии потребителями в зоне действия индивидуальных источников теплоснабжения.

**Таблица 2.5 - Прогноз приростов потребления тепловой мощности объектами индивидуального теплоснабжения**

Район	Ежегодное увеличение теплотребления, Гкал/ч								Прирост теплотребления нарастающим итогом, Гкал/ч						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2024-2029	2030-2032	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2032
ИТОГО по муниципальному образованию	1,187	-0,191	0,000	0,000	0,117	3,262	4,375	3,593	1,187	0,996	0,996	0,996	1,113	4,375	7,969
отопление и вентиляция	1,218	-0,150	0,000	0,000	0,084	2,235	3,387	2,476	1,218	1,068	1,068	1,068	1,152	3,387	5,864
ГВС (средняя)	-0,031	-0,041	0,000	0,000	0,033	1,027	0,988	1,117	-0,031	-0,072	-0,072	-0,072	-0,039	0,988	2,105
технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

**Таблица 2.6 - Прогноз приростов потребления тепловой энергии объектами индивидуального теплоснабжения**

Район	Ежегодное увеличение теплотребления, Гкал								Прирост теплотребления нарастающим итогом, Гкал						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2024-2029	2030-2032	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2032
ИТОГО по муниципальному образованию	2989,3	-497,2	0,0	0,0	354,1	11687,7	14534,0	12426,8	2989,3	2492,1	2492,1	2492,1	2846,2	14534,0	26960,8
отопление и вентиляция	3064,3	-403,4	0,0	0,0	219,9	6009,8	8890,5	6619,9	3064,3	2660,9	2660,9	2660,9	2880,7	8890,5	15510,4
ГВС (средняя)	-75,0	-93,8	0,0	0,0	134,3	5677,9	5643,4	5807,0	-75,0	-168,8	-168,8	-168,8	-34,5	5643,4	11450,4
технология	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

### **2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе**

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия ТЭЦ и котельных приведены в таблицах ниже.

Стоит отметить, что схемой теплоснабжения не предусмотрено мероприятий, приводящих к изменению установленной тепловой мощности ТЭЦ, однако в части ЗС ТЭЦ планируется выполнение программы по увеличению располагаемой тепловой мощности ЗС ТЭЦ на 50 Гкал/час, которая включает:

- модернизацию КА-10;
- модернизацию КА-11;
- модернизацию системы гидрозолоудаления;
- модернизацию насосного оборудования;
- модернизацию узла подпитки;
- модернизацию подогревателей (основные, пиковые, вспомогательные);
- модернизацию ТГ 4-7 с увеличением отпуска тепла от отборов;
- модернизацию ХВО-2.

















































№ п/п	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044		
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,976	17,297	
8	отопление	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,301	11,692	
9	вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,192	
10	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,436	4,894	
10а	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	20,504	12,529	3,208
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	20,504	12,529	3,208
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	13,504	13,504	13,504
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,875	10,915	
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	6,2
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,332	2,687

**2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения**

подавляющее большинство потребителей от существующих источников теплоснабжения расположено в пределах МО ГО «Город Новокузнецк». Исключение составляют системы теплоснабжения, образованные на базе отдельных котельных эксплуатационной ответственности ООО «Сибэнерго». Перечень котельных, находящихся за пределами муниципального образования, представлен в таблице ниже.

**Таблица 2.9 – Реестр котельных ООО «Сибэнерго», расположенных за пределами муниципального образования**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес
14	Котельная ОРК «Таргай»	пос. Таргай
23	Котельная проф. «Бунгурский»	Профилакторий «Бунгурский»
25	Котельная ОЦ «Голубь»	д. Есауловка
30	Котельная интерната №66 (Монтажник)	пос. Бунгур

Проектом актуализированной Схемы теплоснабжения на 2025 г., равно как и в предыдущих версиях, рассматривались все котельные ООО «Сибэнерго», т.к. организация ведет регулируемую деятельность в целом, без разделения на муниципальные образования.

**2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения**

Согласно Федеральному закону от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», «радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

Радиусы эффективного теплоснабжения рассчитываются в соответствии с Приложением 40 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Минэнерго от 05.03.2009 №212.

В соответствии с одним из основных положений указанной методики вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных

затрат на строительство и эксплуатацию тепломагистрали к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100 %. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения, и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Изложенный принцип, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, был использован при определении целесообразности переключения потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ, а также при оценке эффективности подключения перспективных потребителей к системам централизованного теплоснабжения от существующих источников тепловой энергии (мощности). Все решения по развитию систем централизованного теплоснабжения города, принятые в рекомендованном сценарии, разработаны с учетом указанного принципа.

В перспективе для определения попадания объекта, рассматриваемого для подключения к системе централизованного теплоснабжения, в границы радиуса эффективного теплоснабжения необходимо использовать вышеописанный метод, т.е. выполнять сравнительную оценку совокупных затрат на подключение и эффекта от подключения объекта. При этом в качестве расчетного периода используется полезный

### Раздел 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

#### 3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

Таблица 3.1 содержит информацию о существующем и перспективном балансе производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения г. Новокузнецка, в том числе информацию о расчетной величине нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях и сведения о наличии баков-аккумуляторов в зонах деятельности ЕТО.

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

Анализ балансов производительности ВПУ и потерь теплоносителя показывает, что на протяжении всего периода разработки схемы теплоснабжения величина утечки из тепловых сетей от источников г. Новокузнецка незначительно снижается (рисунок 3.1). Данный факт объясняется снижением сверхнормативных утечек за счет перекладки тепловых сетей.

Рост нормативных утечек объясняется значительным приростом тепловой нагрузки в городе, а, следовательно, ростом количества тепловых сетей и утечек из них.

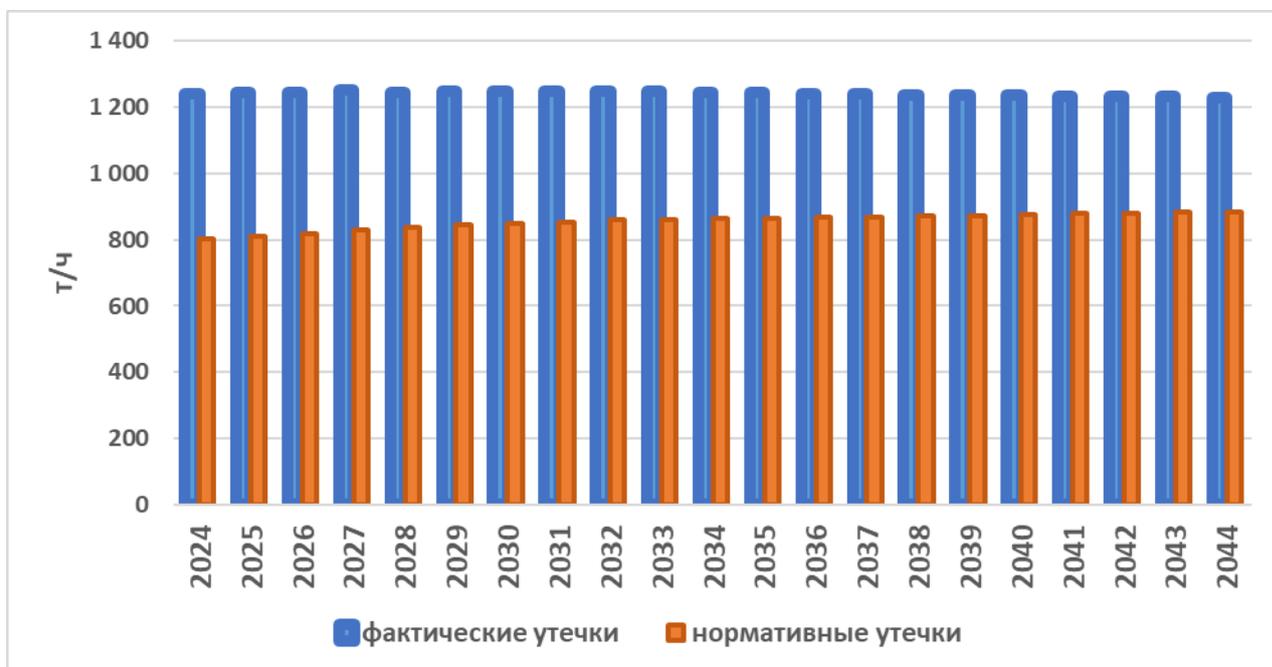
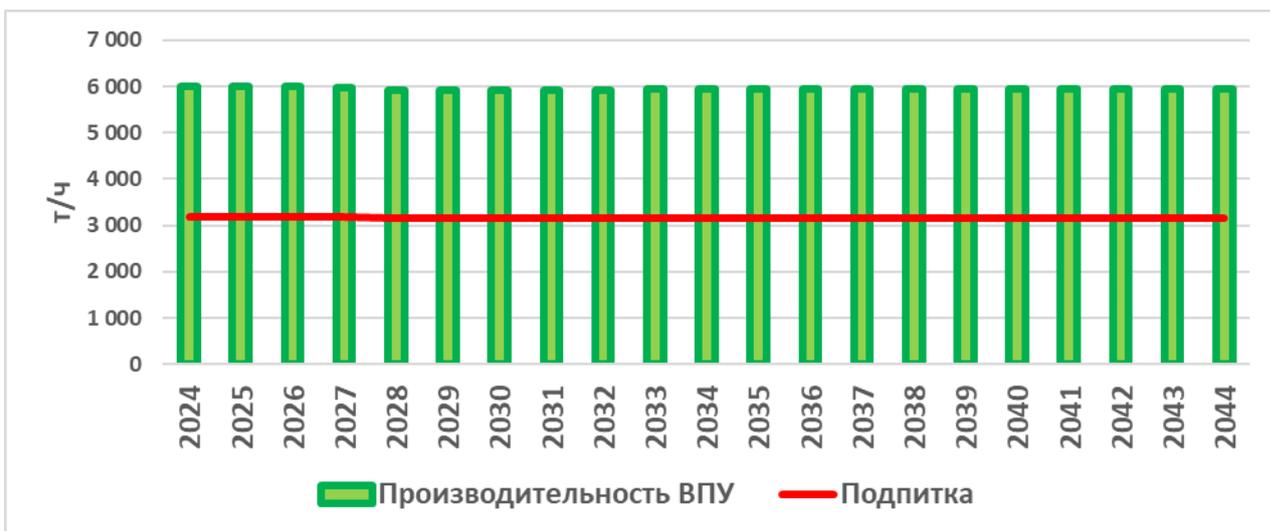


Рисунок 3.1 – Утечки из тепловых сетей

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



**Рисунок 3.2 – Резерв ВПУ источников**

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

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

Также по ряду источников отражена отрицательная сверхнормативная подпитка тепловых сетей. Случаи превосходства нормативной подпитки над фактической могут быть объяснены, например, тем, что нормативная утечка из внутренних систем теплоснабжения потребителей составляет значительную долю от общей нормативной подпитки, но в фактической подпитке ее доля незначительна.

По ряду источников сверхнормативная подпитка отсутствует, что объясняется либо отсутствием внешних тепловых сетей от источника, либо незначительной их протяженностью, либо приводится согласно предоставленным ТСО данным.

Анализ балансов производительности ВПУ и потерь теплоносителя показывает, что производительности ВПУ источников г. Новокузнецка достаточно для перспективных режимов.





Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>																											
Производительность ВПУ	т/ч	26,40	26,40	26,40	23,94	23,94	23,94	23,94	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	
Количество баков-аккумуляторов	ед.	4	4	4	4	4	4	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	118,00	118,00	118,00	118,00	118,00	118,00	118,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,76	2,76	2,76	3,50	3,50	3,48	3,45	1,30	1,29	1,29	1,28	1,27	1,26	1,25	1,25	1,24	1,23	1,22	1,21	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,17	
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	2,26	2,26	2,26	3,00	3,00	2,98	2,95	1,30	1,29	1,29	1,28	1,27	1,26	1,25	1,25	1,24	1,23	1,22	1,21	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,17	
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,65	1,65	1,65	2,39	2,39	2,37	2,34	0,83	0,82	0,81	0,81	0,80	0,79	0,78	0,77	0,77	0,76	0,75	0,74	0,74	0,73	0,72	0,71	0,71	0,70	
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	8,16	8,16	6,99	6,71	8,17	8,17	8,17	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	23,64	23,64	23,64	20,44	20,44	20,46	20,49	3,14	3,15	3,15	3,16	3,17	3,18	3,19	3,19	3,20	3,21	3,22	3,23	3,23	3,24	3,25	3,25	3,26	3,27	
Доля резерва	%	89,5%	89,5%	89,5%	85,4%	85,4%	85,5%	85,6%	70,7%	70,9%	71,1%	71,2%	71,4%	71,6%	71,8%	72,0%	72,1%	72,3%	72,5%	72,6%	72,8%	73,0%	73,1%	73,3%	73,5%	73,6%	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>																											
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Количество баков-аккумуляторов	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1,73	1,73	1,63	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>																											
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Количество баков-аккумуляторов	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	



Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	8 652,753	8 884,552	8 254,196	8 261,735	7 937,483	7 936,731	7 966,185	8 007,531	8 047,311	8 083,679	8 095,623	8 106,584	8 130,596	8 126,126	8 121,700	8 117,319	8 112,982	8 108,688	8 104,437	8 100,229	8 096,062	8 091,938	8 087,854	8 083,812	8 079,810	
нормативные утечки теплоносителя	4 371,848	4 371,844	3 824,395	3 893,235	3 785,683	3 789,774	3 824,025	3 870,119	3 914,599	3 955,621	3 972,171	3 987,693	4 016,219	4 016,219	4 016,219	4 016,219	4 016,219	4 016,219	4 016,219	4 016,219	4 016,219	4 016,219	4 016,219	4 016,219	4 016,219	
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	4 280,905	4 512,708	4 429,801	4 368,500	4 151,800	4 146,956	4 142,160	4 137,413	4 132,712	4 128,059	4 123,452	4 118,891	4 114,376	4 109,906	4 105,481	4 101,100	4 096,763	4 092,469	4 088,218	4 084,009	4 079,843	4 075,718	4 071,635	4 067,592	4 063,590	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>																										
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	4 368,980	3 934,540	3 824,957	3 673,217	3 747,631	3 771,856	3 673,218	3 670,542	3 661,297	3 647,870	3 640,999	3 625,192	3 608,324	3 591,235	3 574,318	3 557,569	3 540,988	3 524,572	3 508,321	3 492,232	3 476,304	3 460,536	3 444,925	3 429,470	3 414,170	
нормативные утечки теплоносителя	205,610	199,350	199,352	199,352	199,352	242,884	240,480	255,956	264,680	269,043	279,784	281,412	281,806	281,806	281,806	281,806	281,806	281,806	281,806	281,806	281,806	281,806	281,806	281,806	281,806	
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	4 163,370	3 735,190	3 625,604	3 473,865	3 548,278	3 528,972	3 432,738	3 414,587	3 396,617	3 378,827	3 361,215	3 343,780	3 326,518	3 309,429	3 292,511	3 275,763	3 259,181	3 242,766	3 226,515	3 210,426	3 194,498	3 178,729	3 163,119	3 147,664	3 132,363	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №10 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>																										
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	932,790	895,600	822,165	826,297	783,065	695,397	696,348	695,683	477,580	475,847	475,301	479,355	484,122	484,219	484,411	484,227	483,652	483,082	482,516	481,954	481,397	480,844	480,296	479,751	479,211	
нормативные утечки теплоносителя	97,710	100,820	90,641	90,641	90,641	60,770	62,874	63,350	63,148	62,020	62,020	66,672	72,033	72,718	73,495	73,890	73,890	73,890	73,890	73,890	73,890	73,890	73,890	73,890	73,890	
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	835,080	794,780	731,524	735,656	692,425	634,627	633,474	632,333	414,432	413,828	413,281	412,683	412,089	411,500	410,916	410,337	409,762	409,191	408,625	408,064	407,507	406,954	406,405	405,861	405,321	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>																										
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	197,059	193,379	187,451	184,020	191,756	188,417	187,797	177,629	177,053	176,484	176,945	176,721	175,846	175,301	174,761	174,227	173,698	173,174	172,655	172,141	171,631	171,127	170,628	170,133	169,643	
нормативные утечки теплоносителя	26,635	25,983	21,969	22,204	22,204	22,392	22,392	21,480	21,480	21,480	22,510	22,845	22,854	22,854	22,854	22,854	22,854	22,854	22,854	22,854	22,854	22,854	22,854	22,854	22,854	
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	170,425	167,397	165,483	161,816	169,551	166,026	165,405	156,148	155,573	155,004	154,435	153,876	152,992	152,447	151,908	151,374	150,844	150,320	149,801	149,287	148,778	148,273	147,774	147,279	146,789	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №05 - АО «ЕВРАЗ ЗСМК»</b>																										
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	
нормативные утечки теплоносителя	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	40,180	
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>																										
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	48,269	48,269	48,269	48,269	48,269	41,559	41,205	11,589	11,488	11,387	11,288	11,190	11,092	10,996	10,901	10,806	10,713	10,620	10,529	10,438	10,348	10,259	10,171	10,084	9,998	
нормативные утечки теплоносителя	6,134	6,134	6,134	6,134	6,134	6,134	6,134	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	1,458	
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	42,135	42,135	42,135	42,135	42,135	35,425	35,071	10,131	10,030	9,929	9,830	9,732	9,634	9,538	9,443	9,348	9,255	9,162	9,071	8,980	8,890	8,801	8,713	8,626	8,540	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>																										
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	
нормативные утечки теплоносителя	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>																									
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	0,044	0,044	0,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
нормативные утечки теплоносителя	0,044	0,044	0,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №XXX - ЕТО не определена</b>																									
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	-	-	-	-	-	2,509	2,509	2,509	3,790	3,790	3,790	9,342	9,342	25,247	41,153	57,058	79,248	96,240	118,604	136,237	160,734	179,081	202,561	223,808	242,835
нормативные утечки теплоносителя	-	-	-	-	-	2,509	2,509	2,509	3,790	3,790	3,790	9,342	9,342	25,247	41,153	57,058	79,248	96,240	118,604	136,237	160,734	179,081	202,561	223,808	242,835
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого по источникам в системе теплоснабжения г. Новокузнецка</b>																									
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	20 947,058	20 501,227	19 425,835	19 459,781	18 851,321	19 163,385	19 087,983	19 086,668	18 899,997	18 909,392	18 903,340	18 900,403	18 901,710	18 884,726	18 868,168	18 851,559	18 841,168	18 825,902	18 816,330	18 802,345	18 795,538	18 782,893	18 775,690	18 766,559	18 755,509
нормативные утечки теплоносителя	5 532,284	5 528,478	4 966,612	5 034,961	4 927,410	4 982,677	5 022,005	5 090,383	5 156,301	5 200,642	5 229,139	5 260,459	5 296,012	5 312,603	5 329,285	5 345,586	5 367,776	5 384,768	5 407,132	5 424,765	5 449,262	5 467,609	5 491,089	5 512,336	5 531,363
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	15 414,774	14 972,749	14 459,223	14 424,820	13 923,911	14 180,708	14 065,978	13 996,285	13 743,696	13 708,750	13 674,201	13 639,944	13 605,698	13 572,123	13 538,883	13 505,973	13 473,392	13 441,134	13 409,198	13 377,580	13 346,277	13 315,285	13 284,601	13 254,223	13 224,147

### **3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения**

Сводные существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения по зонам деятельности ЕТО г. Новокузнецка представлены в таблице 3.2.

**Таблица 3.3 – Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения от источников в зонах деятельности ЕТО г. Новокузнецка**

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №01 - АО «Кузнецкая ТЭЦ»</b>																										
Производительность ВПУ	т/ч	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00
Собственные нужды источников	т/ч	154,56	154,56	154,56	190,72	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	760,39	763,93	738,61	759,56	721,44	724,58	724,27	724,74	725,18	724,28	723,40	722,93	722,19	721,31	720,45	719,59	718,74	717,89	717,06	716,23	715,42	714,61	713,81	713,01	712,23
Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой	т/ч	888,22	896,18	898,64	891,17	924,26	965,42	971,77	985,86	999,61	999,71	999,92	1 004,21	1 005,71	1 005,71	1 005,71	1 005,71	1 005,71	1 005,71	1 005,71	1 005,71	1 005,71	1 005,71	1 005,71	1 005,71	1 005,71
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	1 102,57	1 107,70	1 070,99	1 101,37	1 046,09	1 050,64	1 050,19	1 050,87	1 051,52	1 050,21	1 048,93	1 048,25	1 047,18	1 045,91	1 044,65	1 043,40	1 042,17	1 040,94	1 039,74	1 038,54	1 037,35	1 036,18	1 035,02	1 033,87	1 032,73
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ в аварийном режиме (с учетом подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2 131,10	2 133,92	2 173,09	2 099,08	2 191,17	2 227,77	2 234,58	2 247,99	2 261,10	2 262,51	2 263,99	2 268,97	2 271,53	2 272,80	2 274,06	2 275,30	2 276,54	2 277,76	2 278,97	2 280,17	2 281,35	2 282,53	2 283,69	2 284,84	2 285,98
Доля резерва, %	%	85,2%	85,4%	86,9%	84,0%	87,6%	89,1%	89,4%	89,9%	90,4%	90,5%	90,6%	90,8%	90,9%	90,9%	91,0%	91,0%	91,1%	91,1%	91,2%	91,2%	91,3%	91,3%	91,3%	91,4%	91,4%
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №02 - ООО «КузнецТеплоСбыт»</b>																										
Производительность ВПУ	т/ч	2 338,70	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90	2 340,90
Собственные нужды источников	т/ч	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	1 149,08	1 405,23	1 395,33	1 463,48	1 405,82	1 405,67	1 410,86	1 418,16	1 425,17	1 431,59	1 433,68	1 435,60	1 439,83	1 439,03	1 438,23	1 437,43	1 436,65	1 435,88	1 435,11	1 434,35	1 433,59	1 432,85	1 432,11	1 431,38	1 430,66
Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой	т/ч	1 277,12	1 168,11	1 184,94	1 186,86	1 201,43	1 202,71	1 213,47	1 227,94	1 241,90	1 254,78	1 259,97	1 264,84	1 273,80	1 273,80	1 273,80	1 273,80	1 273,80	1 273,80	1 273,80	1 273,80	1 273,80	1 273,80	1 273,80	1 273,80	1 273,80
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	1 666,17	2 037,58	2 023,23	2 122,04	2 038,44	2 038,22	2 045,75	2 056,32	2 066,50	2 075,80	2 078,84	2 081,62	2 087,76	2 086,59	2 085,43	2 084,28	2 083,14	2 082,02	2 080,91	2 079,80	2 078,71	2 077,63	2 076,56	2 075,50	2 074,45
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ в аварийном режиме (с учетом подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1 946,62	1 470,32	1 501,51	1 404,62	1 502,79	1 504,29	1 507,52	1 511,41	1 515,20	1 518,77	1 520,93	1 523,02	1 525,84	1 527,01	1 528,17	1 529,32	1 530,46	1 531,58	1 532,69	1 533,80	1 534,89	1 535,97	1 537,04	1 538,10	1 539,15
Доля резерва, %	%	83,2%	62,8%	64,1%	60,0%	64,2%	64,3%	64,4%	64,6%	64,7%	64,9%	65,0%	65,1%	65,2%	65,2%	65,3%	65,3%	65,4%	65,4%	65,5%	65,5%	65,6%	65,6%	65,7%	65,7%	65,8%
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №03 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>																										
Производительность ВПУ	т/ч	1 250,00	1 250,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00
Собственные нужды источников	т/ч	454,06	454,05	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92	326,92
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	481,23	433,39	436,66	419,32	427,81	430,33	427,81	427,29	426,04	424,33	423,35	421,38	419,31	417,21	415,13	413,07	411,03	409,01	407,01	405,03	403,08	401,14	399,22	397,32	395,44
Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой	т/ч	344,27	343,83	349,84	333,15	337,97	411,77	407,69	433,93	448,72	456,11	474,32	477,08	477,75	477,75	477,75	477,75	477,75	477,75	477,75	477,75	477,75	477,75	477,75	477,75	477,75
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	697,78	628,42	633,16	608,01	620,33	623,98	620,33	619,56	617,75	615,28	613,86	611,01	607,99	604,95	601,93	598,95	595,99	593,06	590,17	587,30	584,46	581,65	578,87	576,11	573,38
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ в аварийном режиме (с учетом подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	442,43	511,36	289,77	298,22	290,72	360,87	360,45	387,45	404,05	413,92	433,55	439,16	442,84	445,89	448,90	451,89	454,85	457,77	460,67	463,54	466,38	469,19	471,97	474,72	477,45
Доля резерва, %	%	35,4%	40,9%	32,2%	33,1%	32,3%	40,1%	40,0%	43,0%	44,9%	46,0%	48,2%	48,8%	49,2%	49,5%	49,9%	50,2%	50,5%	50,9%	51,2%	51,5%	51,8%	52,1%	52,4%	52,7%	53,1%
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №10 - ООО «ЭнергоТранзит»</b>																										
Производительность ВПУ	т/ч	150,50	150,50	150,50	150,50	150,50	130,50	130,50	130,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50	85,50
Собственные нужды источников	т/ч	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	5,43	5,43	5,43	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14

Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	56,42	60,58	57,09	59,15	58,48	55,38	55,35	55,24	22,83	22,75	22,73	23,38	23,61	23,61	23,63	23,62	23,60	23,57	23,55	23,53	23,51	23,48	23,46	23,44	23,42	
Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой	т/ч	149,74	151,92	151,37	148,59	150,76	105,26	108,13	108,78	110,66	109,16	109,16	127,82	135,12	136,05	137,11	137,65	137,65	137,65	137,65	137,65	137,65	137,65	137,65	137,65	137,65	137,65
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	81,81	87,84	82,78	85,77	84,80	80,30	80,25	80,09	33,10	32,99	32,96	33,91	34,23	34,24	34,26	34,25	34,22	34,18	34,15	34,12	34,08	34,05	34,02	33,99	33,96	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ в аварийном режиме (с учетом подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	211,54	207,69	212,21	206,44	209,58	150,03	152,95	153,76	158,92	157,53	157,56	175,27	182,25	183,18	184,22	184,76	184,80	184,83	184,86	184,90	184,93	184,96	184,99	185,03	185,06	
Доля резерва, %	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №04 - ООО «Сибэнерго»</b>																											
Производительность ВПУ	т/ч	146,80	146,80	146,80	96,80	96,80	96,80	96,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80	86,80
Собственные нужды источников	т/ч	9,17	9,17	9,17	7,20	7,20	7,20	7,20	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	31,49	27,05	26,64	26,81	27,98	27,86	27,75	26,89	26,79	26,68	26,54	26,50	26,34	26,24	26,15	26,05	25,96	25,86	25,77	25,68	25,58	25,49	25,40	25,32	25,23	
Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой	т/ч	33,55	33,87	34,49	33,90	34,10	34,87	34,87	31,89	31,89	31,89	33,15	33,72	33,72	33,72	33,72	33,72	33,72	33,72	33,72	33,72	33,72	33,72	33,72	33,72	33,72	33,72
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	45,66	39,22	38,63	38,88	40,57	40,40	40,24	38,99	38,84	38,69	38,49	38,43	38,20	38,05	37,91	37,77	37,64	37,50	37,36	37,23	37,10	36,97	36,84	36,71	36,58	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ в аварийном режиме (с учетом подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	127,81	131,47	132,61	83,79	83,26	83,50	83,65	75,16	75,31	75,46	76,68	77,30	77,55	77,69	77,83	77,97	78,11	78,24	78,38	78,51	78,64	78,77	78,90	79,03	79,16	
Доля резерва, %	%	87,1%	89,6%	90,3%	86,6%	86,0%	86,3%	86,4%	86,6%	86,8%	86,9%	88,3%	89,1%	89,3%	89,5%	89,7%	89,8%	90,0%	90,1%	90,3%	90,5%	90,6%	90,8%	90,9%	91,1%	91,2%	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №05 - АО «ЕВРАЗ ЗСМК»</b>																											
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Собственные нужды источников	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	8,43	0,00	0,00	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	
Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой	т/ч	67,46	67,46	56,58	53,26	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	12,23	0,00	0,00	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	9,65	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ в аварийном режиме (с учетом подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Доля резерва, %	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №06 - ОАО «РЖД»</b>																											
Производительность ВПУ	т/ч	26,40	26,40	26,40	23,94	23,94	23,94	23,94	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	
Собственные нужды источников	т/ч	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	2,26	2,26	2,26	3,00	3,00	2,98	2,95	1,30	1,29	1,29	1,28	1,27	1,26	1,25	1,25	1,24	1,23	1,22	1,21	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,17	
Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой	т/ч	8,16	8,16	6,99	6,71	8,17	8,17	8,17	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	3,28	3,28	3,28	4,35	4,35	4,32	4,28	1,89	1,88	1,86	1,85	1,84	1,83	1,82	1,81	1,79	1,78	1,77	1,76	1,75	1,74	1,73	1,72	1,71	1,70	

Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ в аварийном режиме (с учетом подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	30,77	30,77	29,61	25,80	27,26	27,29	27,32	7,24	7,25	7,26	7,28	7,29	7,30	7,31	7,32	7,33	7,34	7,36	7,37	7,38	7,39	7,40	7,41	7,42	7,43	
Доля резерва, %	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №07 - ООО ТК «Садовая»</b>																											
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Собственные нужды источников	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13		
Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой	т/ч	1,73	1,73	1,63	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ в аварийном режиме (с учетом подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Доля резерва, %	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №09 - ООО «Разрез Бунгурский-Северный»</b>																											
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Собственные нужды источников	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ в аварийном режиме (с учетом подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Доля резерва, %	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Источники в зоне деятельности ЕТО №XXX - ЕТО не определена</b>																											
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	23,74	23,74	23,74	23,74	23,74	23,74	23,74	23,74	34,61	34,61	34,61	40,42	40,42
Собственные нужды источников	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	-	-	-	-	-	0,28	0,28	0,28	0,42	0,42	0,42	1,04	1,04	2,80	4,57	6,33	8,79	10,68	13,16	15,12	17,84	19,87	22,48	24,83	26,95	
Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой	т/ч	-	-	-	-	-	2,23	2,23	2,23	3,36	3,36	3,36	8,29	8,29	22,41	36,53	50,65	70,35	85,43	105,29	120,94	142,68	158,97	179,81	198,68	215,57	
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	-	-	-	-	-	0,40	0,40	0,40	0,61	0,61	0,61	1,50	1,50	4,06	6,62	9,18	12,75	15,48	19,08	21,92	25,86	28,81	32,59	36,01	39,07	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ в аварийном режиме (с учетом подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	-	-	-	-	-	3,38	3,38	3,38	4,31	4,31	4,31	8,35	8,35	42,09	53,65	65,21	81,34	93,69	109,95	122,76	151,43	164,77	181,83	203,08	216,91	
Доля резерва, %	%	-	-	-	-	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
<b>Итого по источникам в системе теплоснабжения г. Новокузнецка</b>																											
Производительность ВПУ	т/ч	6 412,40	6 414,60	6 064,60	6 012,14	6 012,14	5 993,69	5 993,69	5 964,19	5 919,19	5 919,19	5 919,19	5 919,19	5 919,19	5 941,38	5 941,38	5 941,38	5 941,38	5 941,38	5 941,38	5 941,38	5 952,25	5 952,25	5 952,25	5 958,06	5 958,06	

Собственные нужды источников	т/ч	626,27	626,26	499,13	533,32	529,60	528,15	528,15	525,39	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	524,10	
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	2 489,44	2 692,57	2 656,73	2 738,11	2 651,33	2 653,86	2 656,06	2 660,67	2 634,51	2 638,13	2 638,18	2 638,90	2 640,36	2 638,24	2 636,17	2 634,12	2 632,78	2 630,90	2 629,66	2 627,93	2 627,00	2 625,42	2 624,45	2 623,27	2 621,87
Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой	т/ч	2 770,28	2 671,29	2 684,52	2 655,33	2 711,61	2 785,35	2 801,25	2 850,24	2 895,76	2 914,63	2 939,51	2 975,59	2 994,01	3 009,06	3 024,24	3 038,89	3 058,59	3 073,68	3 093,53	3 109,18	3 130,93	3 147,21	3 168,06	3 186,92	3 203,81
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	3 609,69	3 904,23	3 852,26	3 970,26	3 844,42	3 848,10	3 851,29	3 857,98	3 820,04	3 825,29	3 825,37	3 826,40	3 828,53	3 825,45	3 822,45	3 819,47	3 817,53	3 814,81	3 813,01	3 810,50	3 809,15	3 806,86	3 805,46	3 803,74	3 801,72
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ в аварийном режиме (с учетом подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	4 890,27	4 485,54	4 338,80	4 117,97	4 304,78	4 357,14	4 369,85	4 386,39	4 426,14	4 439,76	4 464,31	4 499,35	4 515,66	4 555,98	4 574,16	4 591,80	4 613,44	4 631,24	4 652,89	4 671,05	4 705,01	4 723,58	4 745,83	4 772,22	4 791,13
Доля резерва, %	%	76,3%	69,9%	71,5%	68,5%	71,6%	72,7%	72,9%	73,5%	74,8%	75,0%	75,4%	76,0%	76,3%	76,7%	77,0%	77,3%	77,6%	77,9%	78,3%	78,6%	79,0%	79,4%	79,7%	80,1%	80,4%

#### **Раздел 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ**

##### **4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения**

Согласно п. 59 Требований к схемам теплоснабжения в связи с отсутствием изменений относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения основания для пересмотра вариантов перспективного развития систем теплоснабжения отсутствуют.

Таким образом, при текущей актуализации схемы теплоснабжения сохранены варианты развития систем теплоснабжения, рассмотренные в утвержденной схеме теплоснабжения. Дополнительные сценарии отсутствуют.

Разработанные варианты развития систем теплоснабжения г. Новокузнецка направлены на повышение эффективности систем теплоснабжения (сокращение расхода топлива и эксплуатационных затрат) и улучшение экологической обстановки в городе.

Улучшение состояние воздушного бассейна является приоритетным направлением развития инженерной инфраструктуры г. Новокузнецка.

Сокращение количества морально и физически устаревших котельных, преимущественно угольных котельных малой мощности, посредством переключения их зон теплоснабжения на более эффективные источники, в том числе источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, является эффективным средством снижения затрат на выработку тепловой энергии и сдерживания роста тарифов.

##### **1. Оптимизация зоны теплоснабжения Центральной ТЭЦ и котельных малой мощности:**

В утверждённой схеме теплоснабжения принят и реализуется в настоящее время вариант, предусматривающий переключение на ЦТЭЦ зон теплоснабжения Куйбышевской центральной котельной, котельной №6, котельной № 32, котельной школы №43, котельной Садопарковая (переключена в 2021 г. на котельную №32), котельной Локомотивного депо, ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3), котельная НКХП (переключена в 2021 году на ЦТЭЦ).

Указанные переключения обеспечивают как повышение эффективности системы теплоснабжения (удельные затраты на выработку тепловой энергии на переключаемых котельных существенно выше удельных затрат на ЦТЭЦ), так и улучшение экологических показателей. Перевод нагрузок мелких угольных котельных, находящихся в непосредственной

близости от потребителей, на работающую на газе ТЭЦ окажет значительное влияние на состояние воздушного бассейна города, улучшение которого является приоритетным направлением развития инженерной инфраструктуры г. Новокузнецка.

Повышение эффективности теплоснабжения потребителей при реализуемом переключении указанных зон, соответствующем ранее разработанному варианту, подтверждено технико-экономическими расчетами, представленными в актуализированной на 2021 г. Схеме теплоснабжения.

## 2. Оптимизация зон теплоснабжения Абашевской районной, Байдаевской центральной и Зыряновской районной котельных:

При актуализации на 2021 г. по заданию администрации города Новокузнецка была выполнена оценка целесообразности реализации переключения зоны теплоснабжения Абашевской районной котельной и Байдаевской центральной котельной на Зыряновскую районную котельную:

Вариант 3.1 предусматривал сохранение существующих зон теплоснабжения без изменений;

Вариант 3.2. предусматривал переключение зон теплоснабжения АРК и БЦК на ЗРК;

Вариант 3.3 предусматривал переключение зоны теплоснабжения БЦК на ЗРК и сохранение зоны теплоснабжения АРК без изменений.

Расчётами было подтверждено, что наибольший экономический эффект ожидается при реализации варианта 3.2. Однако при актуализации отражена нецелесообразность такого решения, ввиду отсутствия достаточного резерва тепловой мощности на ЗРК. Ввиду чего принимается умеренно-консервативный вариант 3.3.

### ЗРК. Эксплуатационный режим

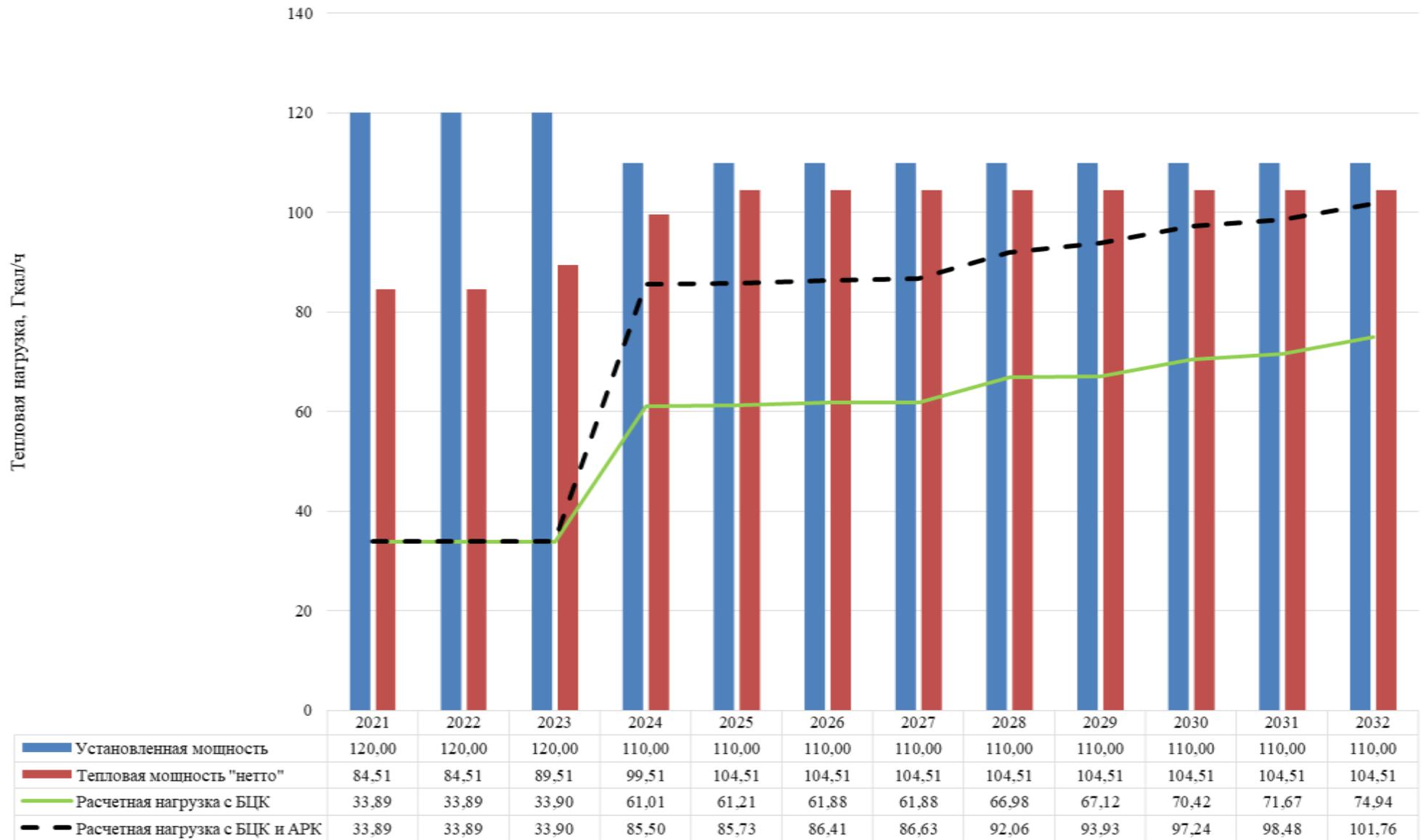


Рисунок 4.1 – Баланс тепловой мощности по ЗРК в эксплуатационном режиме

### ЗРК. Аварийный режим

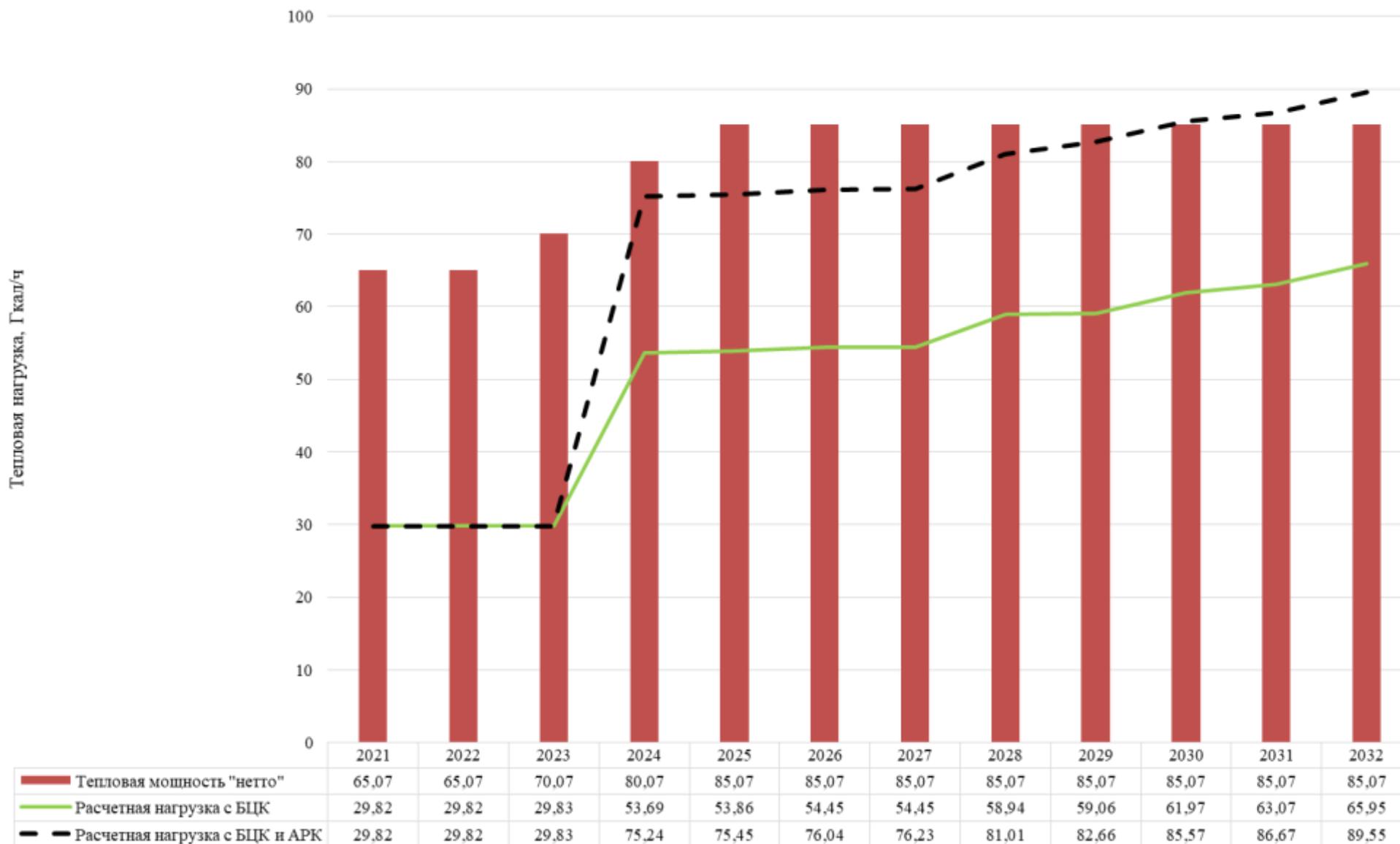


Рисунок 4.2 – Баланс тепловой мощности по ЗРК в аварийном режиме

### 3. Оптимизация зон теплоснабжения малых котельных малой мощности.

В рамках предыдущей актуализации были рассмотрены и обоснованы переключения зон теплоснабжения между источниками:

- Переключение зоны теплоснабжения котельной № 3 п. Абагур-Лесной на котельную № 2 п. Абагур-Лесной;
- Переключение зоны теплоснабжения котельной школа №16 на котельную № 1 п. Абагур-Лесной;
- Переключение зоны теплоснабжения котельной №72 на ЗРК (от тепловых сетей БЦК после переключения ее на ЗРК).

Необходимость реализации мероприятий обоснована износом оборудования и нерентабельностью функционирования выводимых из эксплуатации источников. В утвержденной схеме теплоснабжения принято решение о целесообразности реализации перечисленных выше переключений. Основания для пересмотра принятого решения отсутствуют.

Предложенные для реализации мероприятия по переключению котельных существенно снижают стоимость тепловой энергии, расход топлива и негативное воздействие на окружающую среду.

### **4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения**

Выбор приоритетного варианта развития систем теплоснабжения основывается на результатах сравнительного анализа следующих критериев:

- 1) Наименьшие капитальные затраты на реализацию мероприятий по строительству и реконструкции источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них;
- 2) Наиболее благоприятные ценовые последствия для потребителей тепловой энергии;
- 3) Обеспечение качественного и надежного теплоснабжения потребителей на расчетный период Схемы.

Согласно п. 59 Требований к схемам теплоснабжения в связи с отсутствием изменений относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения основания для пересмотра и повторного технико-экономического сравнения вариантов перспективного развития систем теплоснабжения отсутствуют.

В зоне Центральной ТЭЦ принят и реализуется в настоящее время вариант, предусматривающий переключение на ЦТЭЦ зон теплоснабжения Куйбышевской центральной котельной, котельной №6, котельной № 32, котельной школы №43, котельной Садопарковая (переключена в 2021 г. на котельную №32), котельной Локомотивного депо, ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3), котельная НКХП (переключена в 2021 году на ЦТЭЦ).

В зоне Абашевской районной, Байдаевской центральной и Зыряновской районной котельных – принят к реализации умеренно-консервативный вариант 3.3.

В зоне котельных малой мощности – переключение зоны теплоснабжения котельной № 3 п. Абагур-Лесной на котельную № 2 п. Абагур-Лесной; школы №16 на котельную № 1 п. Абагур-Лесной; зоны теплоснабжения котельной №72 на БЦК.

## **Раздел 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

### **5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, города федерального значения, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей и радиуса эффективного теплоснабжения**

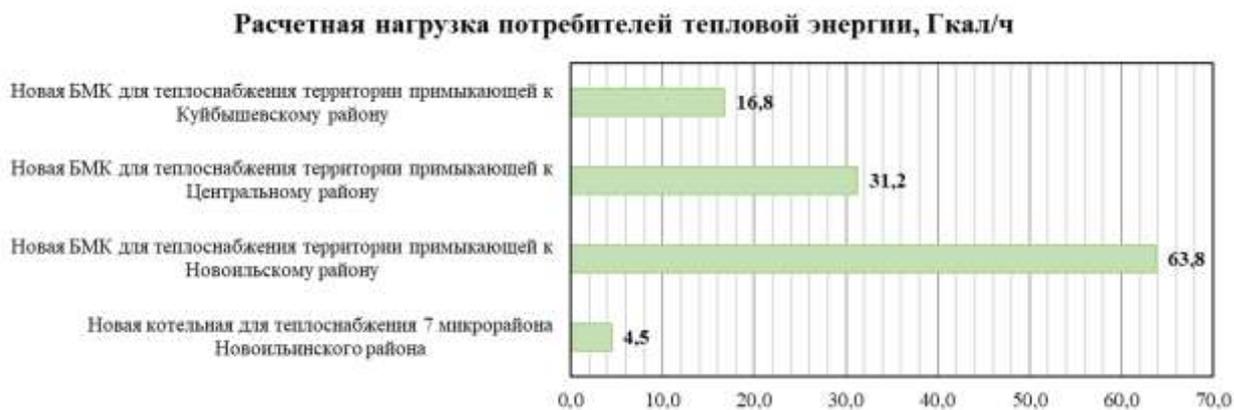
Проектом Схемы теплоснабжения строительства новых источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не предусматривается. Это связано с отсутствием в планах по развитию города массовой застройки с высокой плотностью тепловых нагрузок.

До конца расчетного срока схемы теплоснабжения с большой долей вероятности будет осваиваться 7 микрорайон Новоильинского района и уплотнительная застройка в границах существующих кварталов. Для теплоснабжения этих территорий предусматривается строительство новой котельной, установленной тепловой мощностью 25 Гкал/ч. (строительство котельной предусмотрено с поэтапным вводом мощностей 7,4 Гкал/ч в 2025 г., 10 Гкал/ч в 2026 г. и 7,6 Гкал/ч в 2029 г.).

Также для обеспечения централизованным теплоснабжением вновь осваиваемых прилегающих к Новоильскому, Центральному и Куйбышевскому районов территорий, предусматривается строительство 3-х новых котельных:

- Новая БМК для теплоснабжения территории примыкающей к Новоильскому району;
- Новая БМК для теплоснабжения территории примыкающей к Центральному району;
- Новая БМК для теплоснабжения территории примыкающей к Куйбышевскому району.

Распределение перспективных нагрузок между планируемыми к строительству источниками тепловой энергии представлено на рисунке 5.1.



**Рисунок 5.1 – Перспективные нагрузки на вновь осваиваемых территориях (на расчетный период)**

## **5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии**

В связи с невозможностью газификации котельной №3 Абагур-Лесной в обозримой перспективе, при разработке схемы теплоснабжения сохраняются решения утвержденной схемы теплоснабжения по переключению данной котельной на котельную №2 Абагур-Лесной в 2032 году.

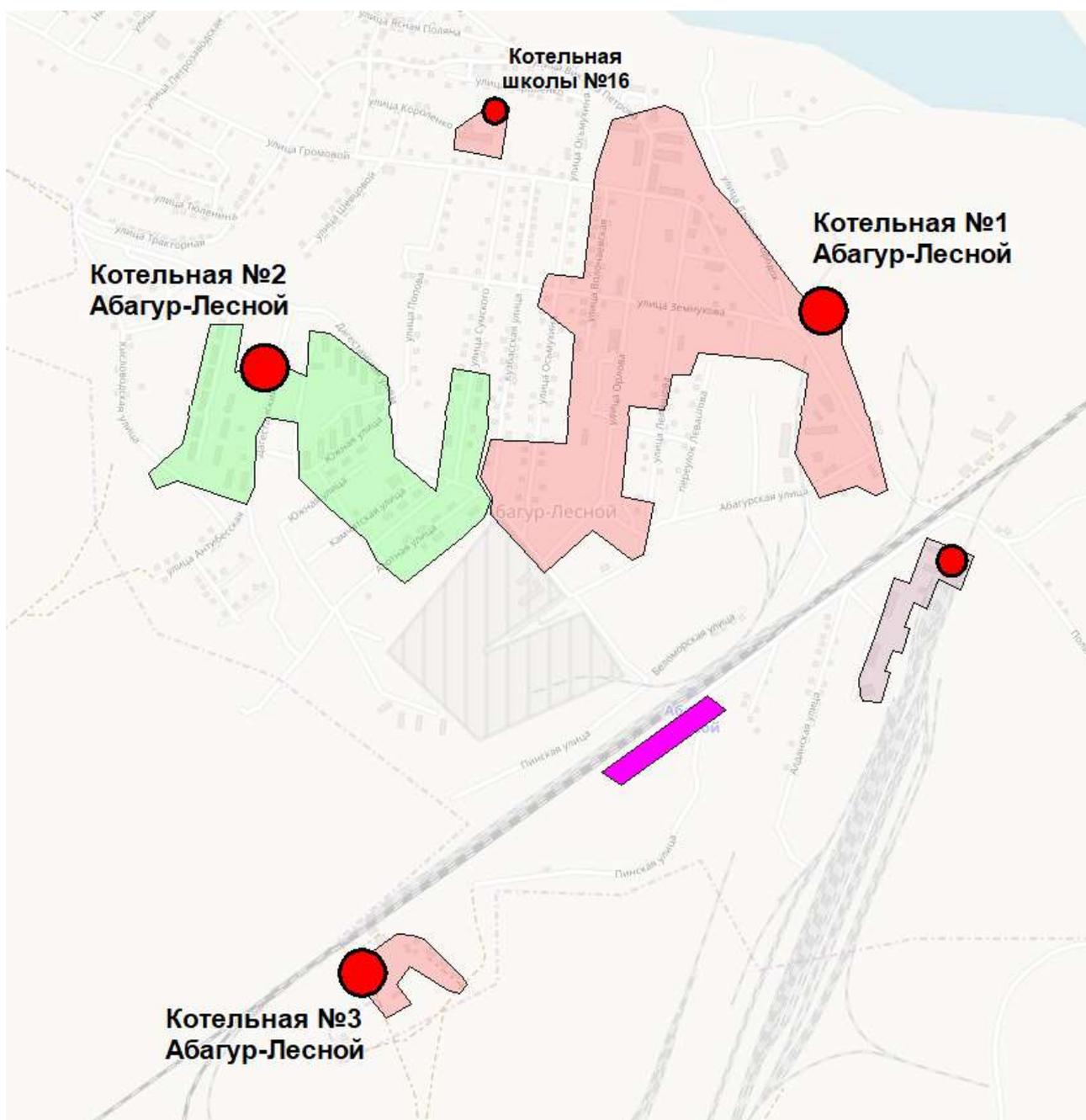
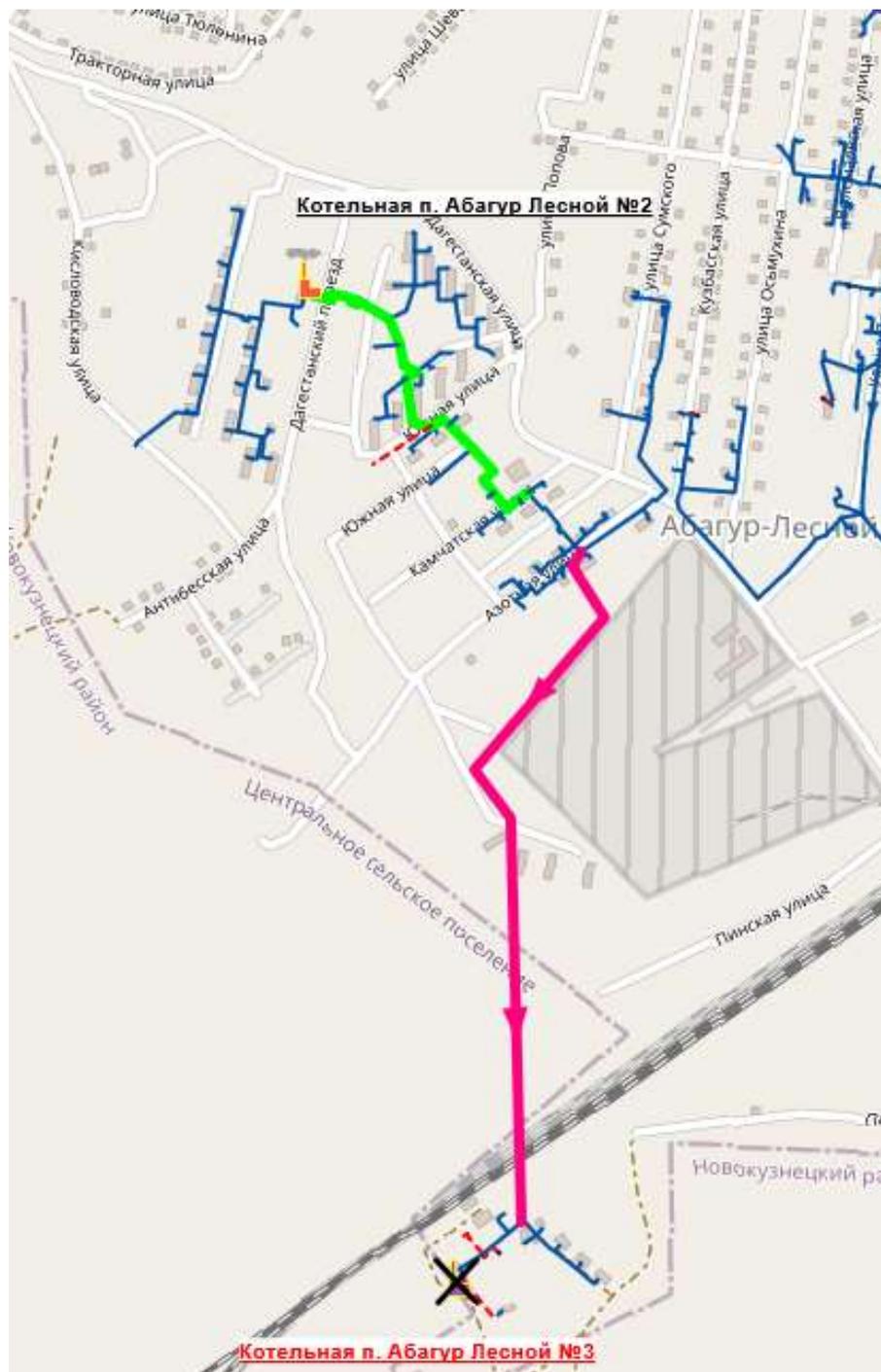
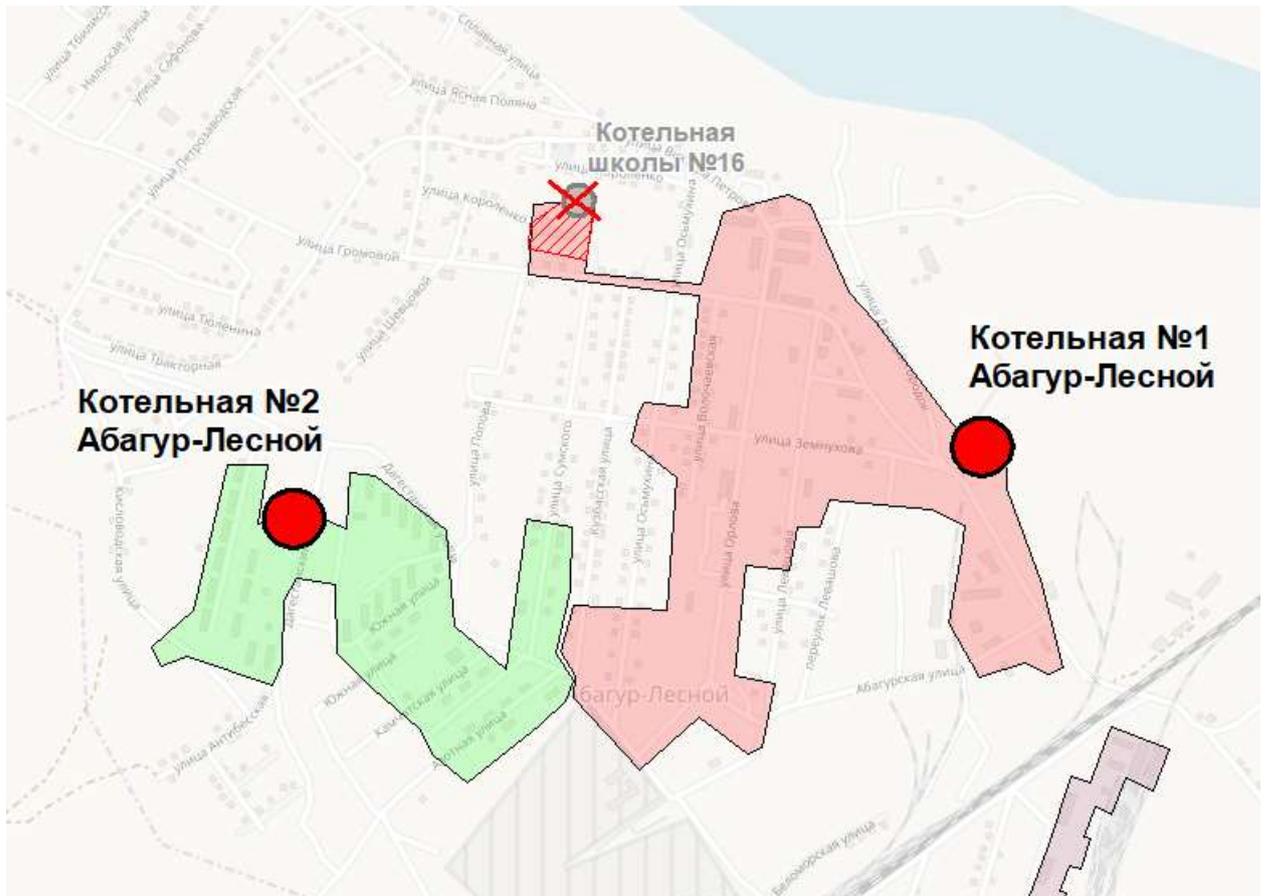


Рисунок 5.2 - Зоны теплоснабжения котельных №№1-3 Абагур-Лесной и школы №16 существующее положение



**Рисунок 5.3 - Переключение котельной п. Абагур-Лесной №3 на п. Абагур-Лесной №2. Перспектива**

Также сохраняется мероприятие, предусмотренное предыдущей актуализацией Схемы теплоснабжения, предусматривающее закрытие котельной школы №16 в связи с малым количеством абонентов (1 абонент - школа, двухэтажное здание) и переводе потребителей на теплоснабжение от котельной Абагур-Лесной №1 в 2030 году. Для реализации мероприятия реконструкция котельной Абагур-Лесной №1 не требуется, необходима прокладка нового участка тепловой сети. Существующие теплогенерирующие мощности имеют достаточный резерв для подключения новых потребителей.



**Рисунок 5.4 - Зоны теплоснабжения котельных №№1, 2 Абагур-Лесной перспектива**

### **5.3. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения**

Энергосистема Кемеровской области является в настоящее время профицитной по электрической мощности и будет оставаться таковой в среднесрочной перспективе. Положительное сальдо перетоков связано с тем, что в соседних энергосистемах расположены крупнейшие электростанции, например, такие как Саяно-Шушенская ГЭС.

В долгосрочной перспективе изменения в балансе электрической энергии и мощности могут быть связаны как с приростом электропотребления промышленностью и жилищно-коммунальным хозяйством Кемеровской области, так и выводом наиболее неэффективного оборудования на электростанциях Кемеровской области и связанных узлов энергосистемы. Однако предпосылки для такого сценария в настоящее время отсутствуют.

В условиях профицита электроэнергии в регионе и наличия неэффективного оборудования Схемой теплоснабжения предусматривается реконструкция источников комбинированной выработки тепловой электрической и тепловой энергии, направленная на снижение электрической мощности.

Вывод устаревшего оборудования позволит сократить затраты собственника на его содержание и обслуживание и перенести высвободившиеся средства на модернизацию оставшегося оборудования на источниках и в тепловых сетях.

Ниже рассмотрены мероприятия по реконструкции каждой ТЭЦ.

### 5.3.1. Предлагаемые мероприятия в рамках реконструкции Кузнецкой ТЭЦ

С 2022 г. оборудование Кузнецкой ТЭЦ отобрано на КОМ, ранее источник функционировал в вынужденном режиме.

Турбинное оборудование КТЭЦ, кроме турбины Т-20-90 ст.№11, имеет год достижения паркового ресурса от 2033 до 2048 гг., т.е. могут работать продолжительное время, в т.ч. и в течение расчетного периода Схемы теплоснабжения.

Паровые турбины ст. №№ 3,4,6,9,12,13 КТЭЦ имеют наработку от 112 тыс. ч до 199 тыс. ч и эксплуатируются в рамках паркового ресурса, назначенного заводом-изготовителем. Ожидаемый срок достижения паркового ресурса данных турбин приходится на период 2033–2048 гг.

Турбина Т-20-90 ст.№11, имеет наработку порядка 448 тыс. и эксплуатируется в рамках назначенного ресурса (461 тыс. ч). Ожидаемый год достижения назначенного ресурса – 2027 год, который может быть продлен по результатам следующего освидетельствования.

В соответствии с заключениями экспертизы промышленной безопасности энергетические котлы могут находиться в эксплуатации до 2026-2031 гг., после чего необходимо проведение следующей экспертизы. Удовлетворительное состояние энергетических котлов позволяет предполагать, что в расчетный период Схемы теплоснабжения их эксплуатация не будет запрещена, а выявляемые по результатам ЭПБ замечания могут быть устранены при проведении капитальных и текущих ремонтов.

Схема теплоснабжения предполагает своевременное проведение ЭПБ для основного оборудования. зданий и сооружений с устранением выявленных дефектов по результатам таких экспертиз.

Существующий и перспективный состав оборудования Кузнецкой ТЭЦ представлен в таблице ниже.

**Таблица 5.1 – Состав основного оборудования Кузнецкой ТЭЦ**

Ст. №	Существующее положение			Перспективное положение на расчётный срок		
	Оборудование	Год ввода	Производительность	Оборудование	Год ввода	Производительность
<b>Паровые турбины</b>						
3	Р-12-3,4/0,1	2008	12 МВт / 41 Гкал/ч	Р-12-3,4/0,1	2008	12 МВт / 41 Гкал/ч
4	Р-12-35/5м	1993	12 МВт / 60 Гкал/ч	Р-12-35/5м	1993	12 МВт / 60 Гкал/ч

Ст. №	Существующее положение			Перспективное положение на расчётный срок		
	Оборудование	Год ввода	Производительность	Оборудование	Год ввода	Производительность
6	ПТР-30-2,9/0,6	2000	30 МВт / 130 Гкал/ч	ПТР-30-2,9/0,6	2000	30 МВт / 130 Гкал/ч
9	Р-12-90/18м-1	1996	10 МВт / 81 Гкал/ч	Р-12-90/18м-1	1996	10 МВт / 81 Гкал/ч
11	Т-20-90	1954	20 МВт/ 85 Гкал/ч	Т-20-90	1954	20 МВт/ 85 Гкал/ч
12	Р-12-8,8/3,1м-1	2006	12 МВт/ -	Р-12-8,8/3,1м-1	2006	12 МВт/ -
13	Р-12-90/31м-1	2003	12 МВт/ -	Р-12-90/31м-1	2003	12 МВт/ -
<b>Энергетические котлы</b>						
КА 05	Лопулько	1947	68 т/ч	Лопулько	1947	68 т/ч
КА 06	Лопулько	1947	68 т/ч	Лопулько	1947	68 т/ч
КА 07	Лопулько	1947	68 т/ч	Лопулько	1947	68 т/ч
КА 08	Лопулько	1948	68 т/ч	Лопулько	1948	68 т/ч
КА 15	ТП-170	1954	170 т/ч	ТП-170	1954	170 т/ч
КА 16	ТП-170	1954	170 т/ч	ТП-170	1954	170 т/ч
КА 17	БКЗ-220-100Ф	1966	220 т/ч	БКЗ-220-100Ф	1966	220 т/ч
КА 18	БКЗ-220-100Ф	1969	220 т/ч	БКЗ-220-100Ф	1969	220 т/ч
<b>Паровые котлы</b>						
ПК 03	Е-160-1,4-250 КБТ	1999	160 т/ч	Е-160-1,4-250 КБТ	1999	160 т/ч
ПК 04	Е-160-1,4-250 КБТ	2003	160 т/ч	Е-160-1,4-250 КБТ	2003	160 т/ч
<b>Водогрейные котлы</b>						
КВ 01	КВТК-100-150	1989	100,0 Гкал/ч	КВТК-100-150	1989	100,0 Гкал/ч
КВ 02	КВТК-100-150	1990	100,0 Гкал/ч	КВТК-100-150	1990	100,0 Гкал/ч
<b>Всего по источнику</b>			<b>108 МВт / 890* Гкал/ч</b>	-	<b>108 МВт / 890* Гкал/ч</b>	

\* - с учетом мощности РОУ – 293 Гкал/ч

### Баланс тепловой мощности КТЭЦ в расчетном режиме

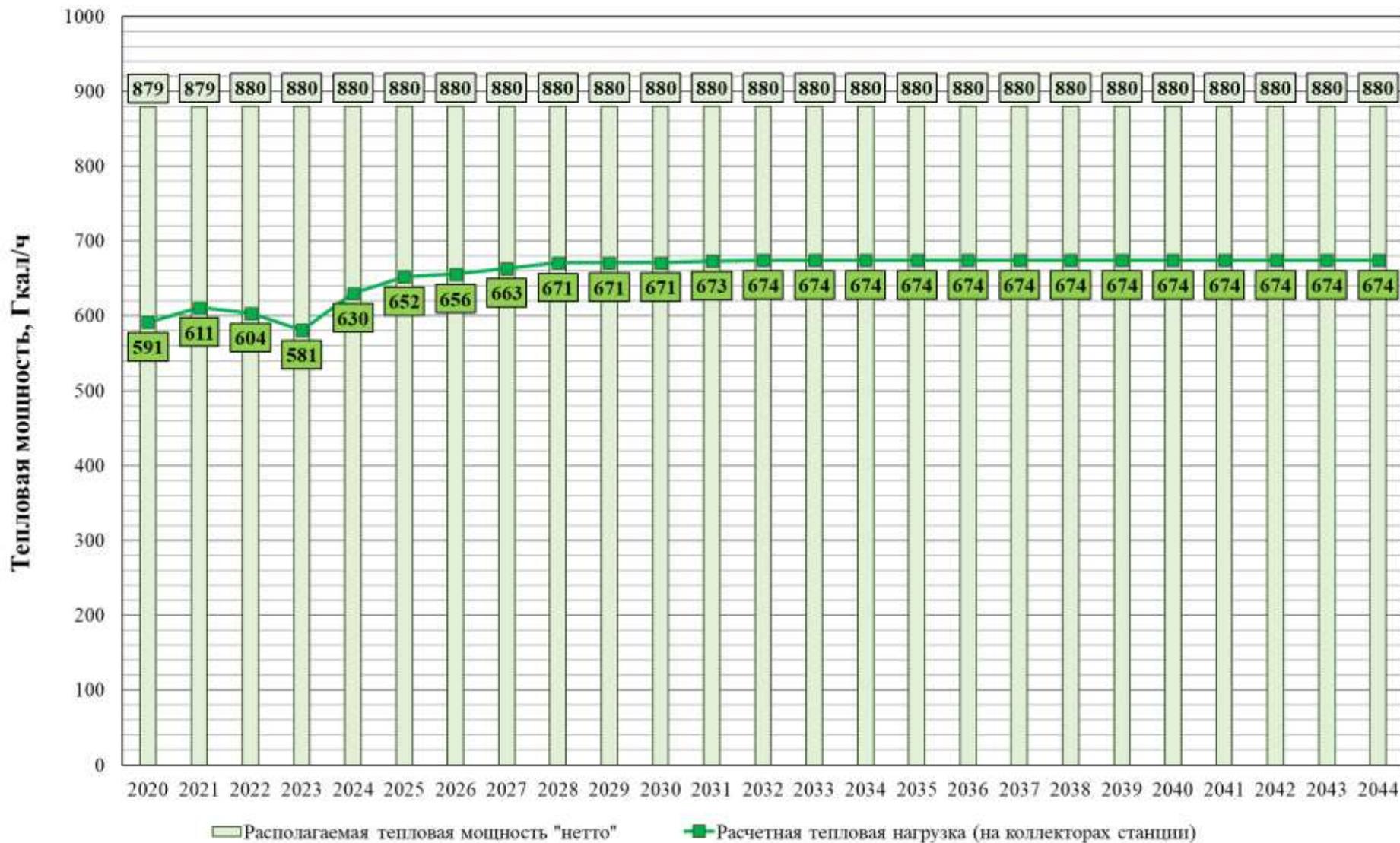


Рисунок 5.5 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Кузнецкой ТЭЦ в эксплуатационном режиме

### Баланс тепловой мощности КТЭЦ в аварийном режиме

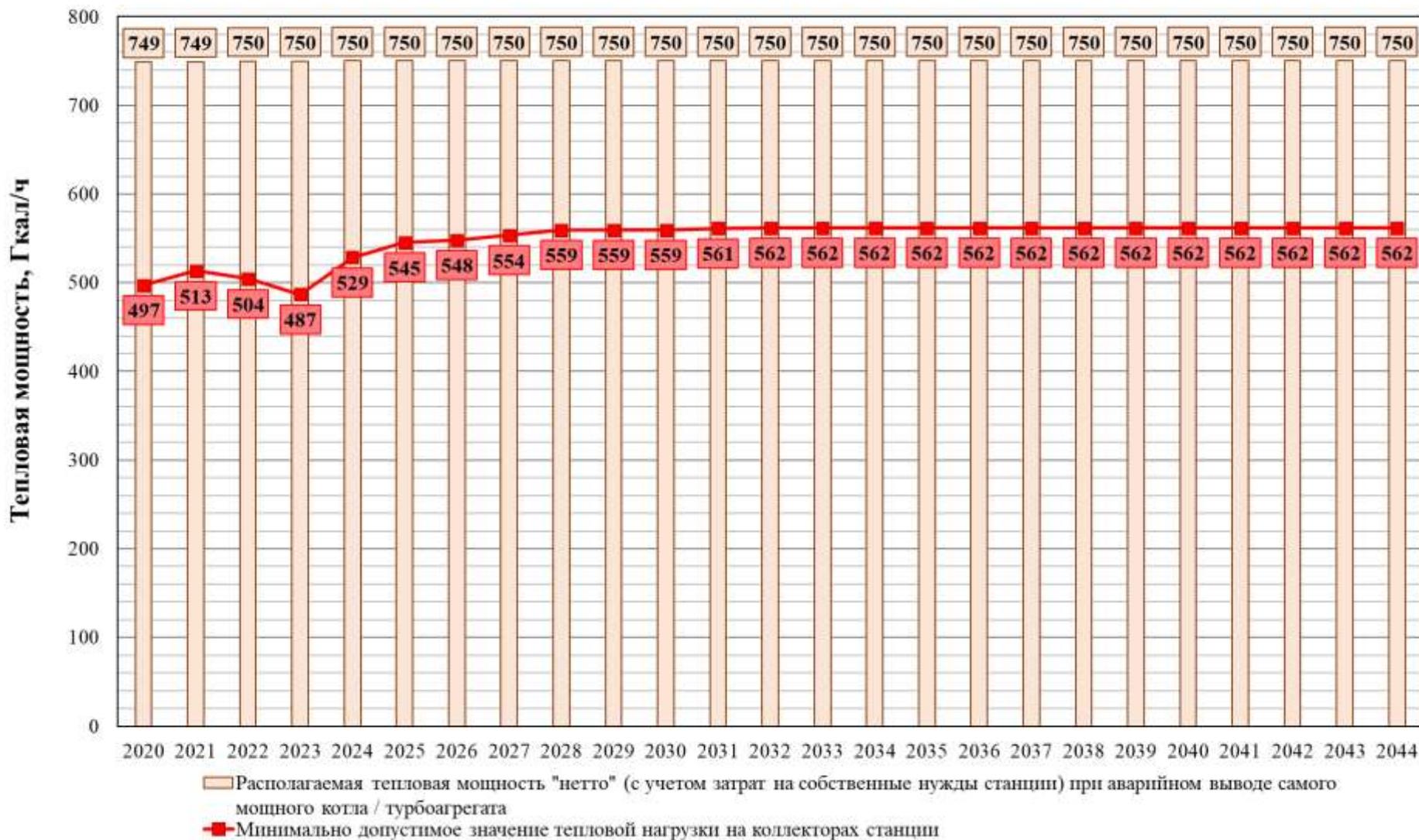


Рисунок 5.6 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Кузнецкой ТЭЦ в аварийном режиме

### **5.3.2. Предлагаемые мероприятия в рамках реконструкции Западно-Сибирской ТЭЦ**

Западно-Сибирская ТЭЦ является объектом регулирования ГТП (группа точек поставки) потребления с регулируемой нагрузкой: продажа электрической энергии и мощности генерирующим оборудованием станций на оптовом рынке (ОРЭМ) не осуществляется, оборудование не прошло конкурентный отбор мощности (КОМ), в связи с чем обновление ее оборудования в рамках модернизации тепловых электростанций на ближайшую перспективу маловероятно.

Схемой теплоснабжения предусматриваются мероприятия по реконструкции и модернизации существующего оборудования источника в целях снижения уровня износа и мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых показателей надежности и повышение эффективности работы.

Затраты на реализацию мероприятий Западно-Сибирской ТЭЦ представлены в разделе 17.

Средняя на 01.01.2025 г. наработка турбин Западно-Сибирской ТЭЦ составляет 301 тыс. ч. Наибольшую наработку (455 тыс. ч) имеет турбина ст. №2 Т-50-130, введенная в эксплуатацию в 1963 году. Выполненная замена ЦВД в 1989 году позволила назначить данной турбине индивидуальный ресурс в 470 тыс. ч, при существующей среднегодовой наработке назначенный индивидуальный ресурс турбины ст. №2, будет достигнут в 2026 г.

Турбине ст. №1 ПТ-60/75-130/13 назначен индивидуальный ресурс в 270,0 тыс. ч. На 01.01.2025 г. наработка данной турбины составляет 222,1 тыс. ч. Учитывая среднегодовую наработку индивидуальный ресурс турбины будет достигнут в 2030 г.

Турбине ст. №3 Т-60-130 назначен индивидуальный ресурс в 248,5 тыс. ч. На 01.01.2025 г. наработка данной турбины составляет 218,6 тыс. ч. Учитывая среднегодовую наработку индивидуальный ресурс турбины будет достигнут в 2028 г.

Турбине ст. №4 Т-100/120-130-2 назначен индивидуальный ресурс в 385,4 тыс. ч. На 01.01.2025 г. наработка данной турбины составляет 367,9 тыс. ч. Учитывая среднегодовую наработку индивидуальный ресурс турбины будет достигнут в 2026 г.

Турбине №5 Т-101/120-130-3 назначен новый индивидуальный ресурс в 382,2 тыс. ч. Нарботка турбины на 01.01.2025 г. составляет 347,5 тыс. ч, а среднегодовая наработка составляет 6500 ч, что позволит находиться турбине в эксплуатации до 2029 г.

Индивидуальный ресурс турбины №6 Т-110/120-130-4 составляет 318,7 тыс. ч. Нарботка турбины на 01.01.2025 г. составляет 279,7 тыс. ч при среднегодовой наработке в 5400 ч. Назначенный индивидуальный ресурс турбины будет достигнут в период 2029 г.

Наименьшую наработку имеет турбина №7 Т-110/120-130-4, которая на 01.01.2025 г. составляет 213,3 тыс. ч. При среднегодовой наработке в 7500 ч парковый ресурс турбины будет достигнут в 2025 г.

При актуализации Схемы теплоснабжения предусматривается сохранение существующих турбин Западно-Сибирской ТЭЦ на рассматриваемую перспективу. Предполагается, что состояние существующих турбин, определенное по результатам технической диагностики, позволит продлить индивидуальный назначенный ресурс на рассматриваемую перспективу.

Средняя на 01.01.2025 г. наработка энергетических котлов Западно-Сибирской ТЭЦ составляет 306,6 тыс. ч, при этом средняя наработка котлов типа БКЗ-210-140 ФД составляет 348,1 тыс. ч, а котлов типа ТП-87-1 только 256,7 тыс. ч.

Назначенный ресурс котлов №№1-6 будет достигнут в период 2026–2028 гг., и для их дальнейшей эксплуатации будет необходимо положительное заключение ЭПБ.

Ресурс котлов ст. №7–9 типа ТП-87-1, введенных в эксплуатацию в 1972-19774 гг., будет достигнут в 2031 г. Ресурс котлов ст. №№ 10-11 будет достигнут в 2037 и 2040 гг.

Схема теплоснабжения предполагает своевременное проведение ЭПБ для основного оборудования. зданий и сооружений с устранением выявленных дефектов по результатам таких экспертиз.

В части основного оборудования ЗСТЭЦ, предусматривается модернизация:

- ТГ №№4-7 с увеличением отпуска тепла от отборов в 2028 году;
- Модернизация КА-10 в 2026 г. и КА-11 в 2027 г., предусмотренная в рамках программы по снятию ограничений установленной тепловой мощности ЗС ТЭЦ (программа по увеличению располагаемой тепловой мощности ЗС ТЭЦ на 50 Гкал/ч в 2028 г.).

Существующий и перспективный состав оборудования Западно-Сибирской ТЭЦ представлен в таблице ниже.

**Таблица 5.2 – Состав основного оборудования ЗС ТЭЦ**

Ст. №	Существующее положение			Перспективное положение на расчётный срок		
	Оборудование	Год ввода	Производительность	Оборудование	Год ввода	Производительность
<b>Паровые турбины</b>						
1	ПТ-60/75-130/13	1993	60 МВт / 144 Гкал/ч	ПТ-60/75-130/13	1993	60 МВт / 144 Гкал/ч
2	Т-50-130	1963	50 МВт / 92,5 Гкал/ч	Т-50-130	1963	50 МВт / 92,5 Гкал/ч
3	Т-60-130	1996	60 МВт / 100 Гкал/ч	Т-60-130	1996	60 МВт / 100 Гкал/ч
4	Т-100/120-130-2	1972	100 МВт / 160 Гкал/ч	Т-100/120-130-2	1972 (2028*)	100 МВт / 160 Гкал/ч
5	Т-110/120-130-3	1974	110 МВт / 175 Гкал/ч	Т-110/120-130-3	1974 (2028*)	110 МВт / 175 Гкал/ч
6	Т-110/120-130-4	1983	110 МВт / 175 Гкал/ч	Т-110/120-130-4	1983 (2028*)	110 МВт / 175 Гкал/ч
7	Т-110/120-130-4	1987	110 МВт / 175 Гкал/ч	Т-110/120-130-4	1987 (2028*)	110 МВт / 175 Гкал/ч

Ст. №	Существующее положение			Перспективное положение на расчётный срок		
	Оборудование	Год ввода	Производительность	Оборудование	Год ввода	Производительность
<b>Энергетические котлы</b>						
1	БКЗ-210-140 ФД	1963	210 т/ч	БКЗ-210-140 ФД	1963	210 т/ч
2	БКЗ-210-140 ФД	1963	210 т/ч	БКЗ-210-140 ФД	1963	210 т/ч
3	БКЗ-210-140 ФД	1964	210 т/ч	БКЗ-210-140 ФД	1964	210 т/ч
4	БКЗ-210-140 ФД	1964	210 т/ч	БКЗ-210-140 ФД	1964	210 т/ч
5	БКЗ-210-140 ФД	1966	210 т/ч	БКЗ-210-140 ФД	1966	210 т/ч
6	БКЗ-210-140 ФД	1967	210 т/ч	БКЗ-210-140 ФД	1967	210 т/ч
7	ТП-87-1	1972	420 т/ч	ТП-87-1	1972	420 т/ч
8	ТП-87-1	1974	420 т/ч	ТП-87-1	1974	420 т/ч
9	ТП-87-1	1977	420 т/ч	ТП-87-1	1977	420 т/ч
10	ТП-87-1	1980	420 т/ч	ТП-87-1	1980 (2026**)	420 т/ч
11	ТП-87-1	1983	420 т/ч	ТП-87-1	1983 (2027***)	420 т/ч
<b>Всего по источнику</b>			<b>600 МВт / 1307,5**** Гкал/ч</b>	-		<b>600 МВт / 1307,5**** Гкал/ч</b>
модернизация оборудования (в скобках указан год завершения мероприятий по модернизации оборудования)						

\* - Проект 002.01.04.054 «ЗСТЭЦ. Модернизация ТГ 4-7 с увеличением отпуска тепла от отборов»

\*\* - Проект 002.01.04.029 «ЗСТЭЦ. Модернизация КА-10»

\*\*\* - Проект 002.01.04.030 «ЗСТЭЦ. Модернизация КА-11»

\*\*\*\* - с учетом мощности РОУ – 286 Гкал/ч

### Баланс тепловой мощности ЗС ТЭЦ в расчетном режиме



Рисунок 5.7 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Западно-Сибирской ТЭЦ в эксплуатационном режиме

### Баланс тепловой мощности ЗС ТЭЦ в аварийном режиме

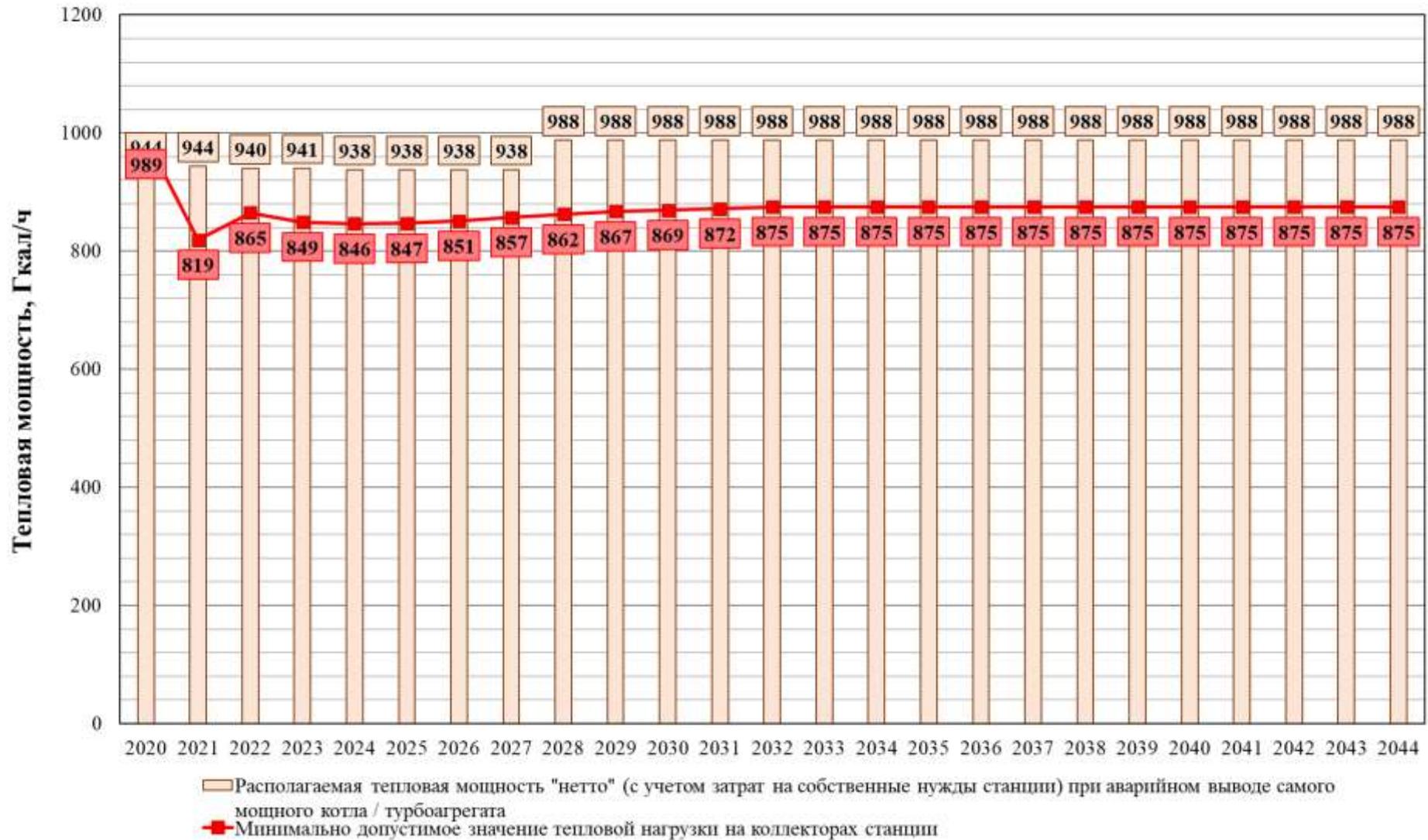


Рисунок 5.8 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Западно-Сибирской ТЭЦ в аварийном режиме

### 5.3.3. Предлагаемые мероприятия в рамках реконструкции Центральной ТЭЦ

Реализация мероприятий, запланированных на Центральной ТЭЦ, требуется по соображениям надежности или повышения экономической эффективности. Мероприятия реализуются в рамках инвестиционной программы. К ним относятся:

- Реконструкция поверхности нагрева котла ПТВМ-100 №1;
- Реконструкция поверхности нагрева котла ПТВМ-100 №2;
- Реконструкция поверхности нагрева котла ПТВМ-100 №4;
- Реконструкция аккумуляторной батареи с заменой элементов OPZ8, OPZ10;
- Реконструкция бака-аккумулятора тепловой сети №1,2;
- Реконструкция системы сброса сточных вод водоподготовительных установок ХВО №1,2 в систему ГЗУ;
- Реконструкция схемы циркуляции тепловой сети с модернизацией группы сетевых насосов;
- Вывод из эксплуатации секции №1 брызгального бассейна ТЭЦ;
- Модернизация коммутационной аппаратуры;
- Модернизация комплекса инженерно-технических средств охраны (ИТСО);
- Модернизация процесса подготовки осветленной воды ХВО №1,2 на оборудование динамического освещения;
- Модернизация СОТИАССО;
- Перевод хозяйственных стоков в колодец АО "ЕВРАЗ ЗСМК";
- Строительство резервного топливного хозяйства.

Существующий и перспективный состав оборудования Центральной ТЭЦ, изменения в составе оборудования Центральной ТЭЦ, а также структуры тепловой и электрической мощности на период Схемы теплоснабжения представлены в таблицах ниже.

Схема теплоснабжения предполагает своевременное проведение ЭПБ для основного оборудования, зданий и сооружений с устранением выявленных дефектов по результатам таких экспертиз.

**Таблица 5.3 – Состав основного оборудования Центральной ТЭЦ**

Ст. №	Существующее положение			Перспективное положение на расчётный срок		
	Оборудование	Год ввода	Производительность	Оборудование	Год ввода	Производительность
<b>Паровые турбины</b>						
6	ПР-24,8-2,9-2	2001	24,8 МВт / 122,6 Гкал/ч	ПР-24,8-2,9-2	2001	24,8 МВт / 122,6 Гкал/ч
<b>Энергетические котлы</b>						
1	Стерлинг	1932	150 т/ч	Стерлинг	1932	150 т/ч
2	Стерлинг	1932	150 т/ч	Стерлинг	1932	150 т/ч
3	Стерлинг	1932	150 т/ч	Стерлинг	1932	150 т/ч
7	КО-Ш-200	1941	200 т/ч	КО-Ш-200	1941	200 т/ч
8	ТО-3-200	1949	200 т/ч	ТО-3-200	1949	200 т/ч
<b>Водогрейные котлы</b>						
1	ПТВМ-100	1974	100 Гкал/ч	ПТВМ-100	1974 (2026)	100 Гкал/ч
2	ПТВМ-100	1974	100 Гкал/ч	ПТВМ-100	1974 (2029)	100 Гкал/ч
3	ПТВМ-100	1980	100 Гкал/ч	ПТВМ-100	1980	100 Гкал/ч
4	ПТВМ-100	1981	100 Гкал/ч	ПТВМ-100	1974 (2024)	100 Гкал/ч
<b>Всего по источнику</b>			<b>24,8 МВт / 802,8* Гкал/ч</b>	-		<b>24,8 МВт / 802,8* Гкал/ч</b>
			реконструкция поверхностей нагрева (в скобках указан год завершения мероприятий по реконструкции оборудования)			

\* - с учетом мощности РОУ – 280,2 Гкал/ч

### Баланс тепловой мощности ЦТЭЦ в расчетном режиме

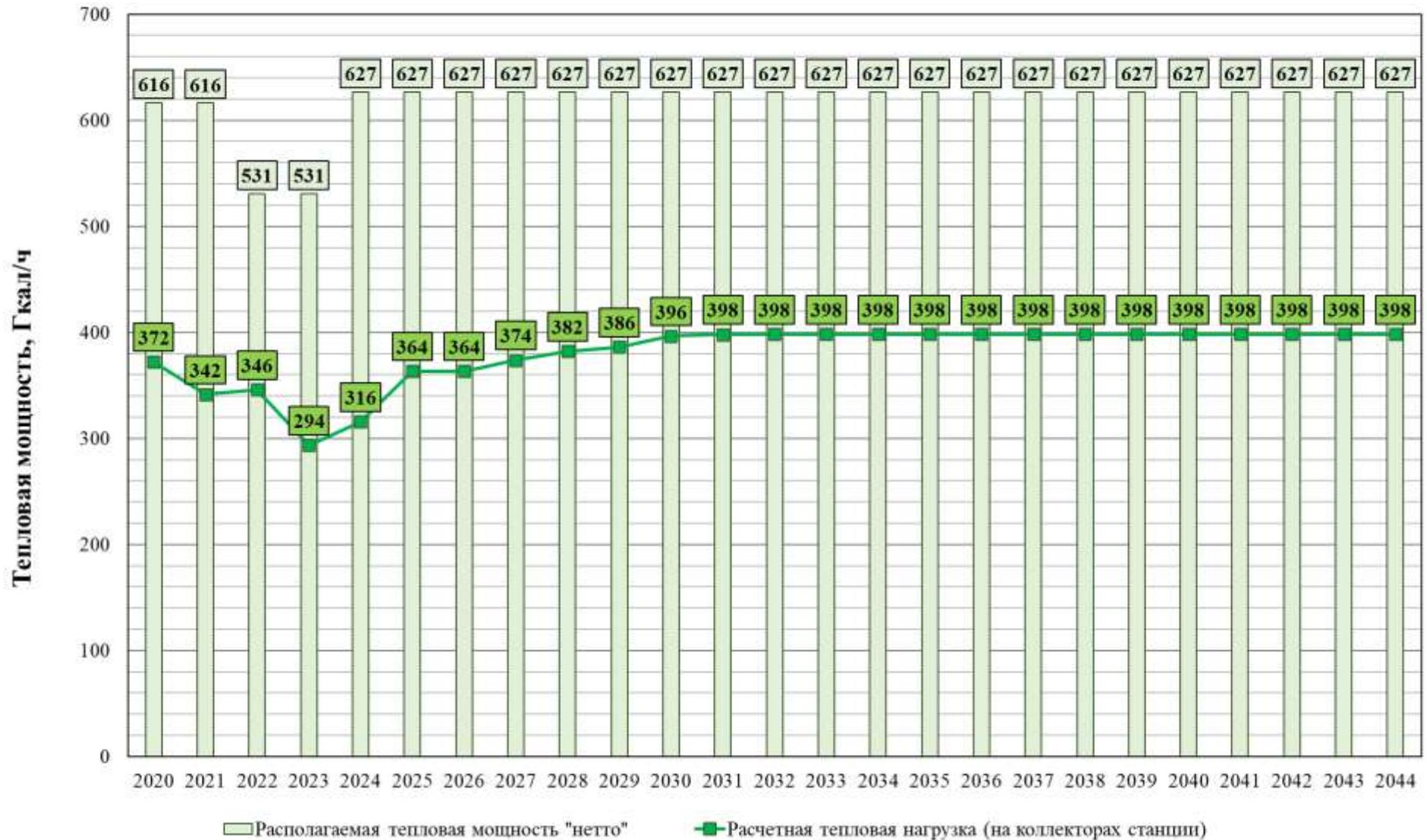


Рисунок 5.9 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Центральной ТЭЦ в эксплуатационном режиме

### Баланс тепловой мощности ЦТЭЦ в аварийном режиме



Рисунок 5.10 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Центральной ТЭЦ в аварийном режиме

#### 5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных

Существующие источники тепловой энергии на территории города функционируют в выделенных зонах теплоснабжения. Схемой теплоснабжения не предусматривается совместной работы ТЭЦ и котельных.

#### 5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно

Настоящая актуализация Схемы теплоснабжения предусматривает вывод из эксплуатации котельных, существующие нагрузки которых планируется переключить на более эффективные источники.

Перечень выводимых из эксплуатации котельных с передачей существующих нагрузок на другие источники представлен в таблице ниже.

Большинство выводимых источников имеют температурный график 95/70 °С, тогда как переключения планируется осуществлять, в том числе на ТЭЦ, имеющих по температурный график 150-70°С со срезкой на 125°С. В связи с чем БЦК переоборудуется в ЦТП, а для потребителей в зоны КЦК предусматривается оснащение ИТП теплообменниками ГВС.

Вывод данных котельных из эксплуатации при передаче тепловых нагрузок на более эффективные источники позволяет сэкономить на их реконструкции и снижает постоянные расходы ТСО в части оплаты труда, расходах на текущий ремонт и обслуживание и пр.

**Таблица 5.4 – Перечень источников, выводимых из эксплуатации**

№ п/п	Источник, выводимый из эксплуатации		Источник - реципиент	Переключаемая нагрузка (расчетная на коллекторах), Гкал/ч	Год переключения
	Наименование	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч			
1	Куйбышевская центральная котельная по адресу: ул. Стволовая, 9 - ООО «ЭнергоТранзит»	104,8	Центральная ТЭЦ по адресу: ул. Коммунальная, 25 - ООО «ЭнергоТранзит»	45,874	2024*
	Котельная №32 по адресу: ул. Садопарковая, 32 – ООО «Сибэнерго»	4,1		1,875	2027
	Котельная школа №43 по адресу: ул. Жасминная, 8 - ООО «Сибэнерго»	2,0		0,698	2027

№ п/п	Источник, выводимый из эксплуатации		Источник - реципиент	Переключаемая нагрузка (расчетная на коллекторах), Гкал/ч	Год переключения
	Наименование	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч			
	Котельная №6 по адресу: ул. 375 км, 34 - ООО «Сибэнерго»	2,58		0,459	2027
	Котельная Локомотивное депо ТЧ-15 по адресу: ул. 375 км, 2А	12,68		8,236	2027
2	Котельная школы №16 по адресу: ул. Громовой, 61 - ООО «Сибэнерго»	0,64	Котельная №1 п. Абагур-Лесной по адресу: ул. Земнухова, 43 - ООО «Сибэнерго»	0,187	2030
3	Котельная №3 п. Абагур-Лесной по адресу: ул. Пинская, 43а - ООО «Сибэнерго»	0,7	Котельная №2 п. Абагур-Лесной по адресу: пр-д. Дагестанский, 14 - ООО «Сибэнерго»	0,178	2032
4	Байдаевская центральная котельная №2 по адресу: ул. Слесарная, 12 - ООО «Сибэнерго»	72,0	Зыряновская районная котельная по адресу: ул. Пархоменко, 110 – ООО «ЭнергоТранзит»	19,661	2028
5	Котельная №72 - ООО «Сибэнерго»	0,3	Источник выводится из эксплуатации в связи с отсутствием потребителей тепловой энергии (признаны аварийными и отключены в 2025 году)	-	2025

\* - Информация приведена справочно. Переключение Куйбышевской центральной котельной осуществлено в конце 2024 года (учтено в балансах тепловой мощности с 2025 года).

### **5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Согласно Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения предложения по переоборудованию котельных в источник комбинированной выработки с выработкой электрической энергии на собственные нужды ТСО должны разрабатываться на основании технико-экономического обоснования в соответствии с Приложением №38.

П. 38.1. Приложения №38 Методических указаний предусматривает технико-экономическое обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки на основании сравнения предельного уровня цены [тепловой энергии от] котельной для ценовых зон теплоснабжения. В настоящее время г. Новокузнецк не отнесен к ценовой зоне теплоснабжения, в связи с чем технико-экономическое обоснование по

форме Приложения №38 в настоящей актуализации не выполняется.

Для оценки эффективности строительства источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на базе отопительных котельных следует оценить рентабельность таких энергоисточников в существующих условиях рынка.

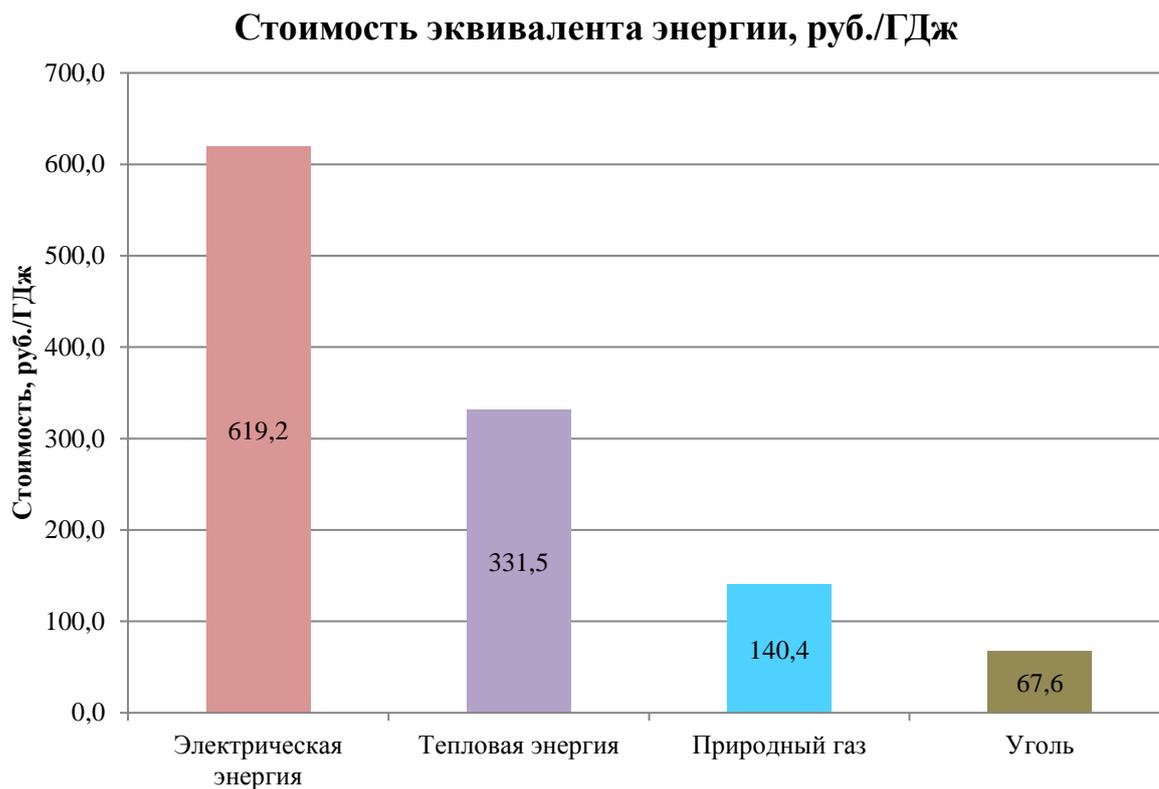
В таблице ниже приведены соответствующие стоимость эквивалента энергии (руб./ГДж) данных энергоносителей вместе с максимально возможной добавленной стоимостью производства тепловой и электрической энергии при сжигании газа и угля.

**Таблица 5.5 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла, природного газа и угля**

Наименование	Ед. изм.	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Природный газ	Уголь
Средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию	руб./кВт*ч	2,23 <sup>1</sup>			
Стоимость тепловой энергии	руб./Гкал		1387,7 <sup>2</sup>		
Стоимость газа	руб./тыс.нм3			4901,1 <sup>3</sup>	
Стоимость угля	руб./тнт				1407,6 <sub>4</sub>
Переводной коэф. для ЭЭ	кВт*ч/ГДж	277,78			
Переводной коэф. для ТЭ	Гкал/ГДж		0,2389		
Переводной коэф для газа	тыс.нм3/ГДж			0,029	
Переводной коэф для угля	тнт/ГДж				0,048
<b>Стоимость эквивалента энергии</b>	<b>руб./ГДж</b>	<b>619,2</b>	<b>331,5</b>	<b>140,4</b>	<b>67,6</b>
<b>Максимально возможная добавленная стоимость природный газ/(уголь)</b>	<b>руб./ГДж</b>	<b>478,7/(551,6)</b>	<b>191,0/(263,9)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

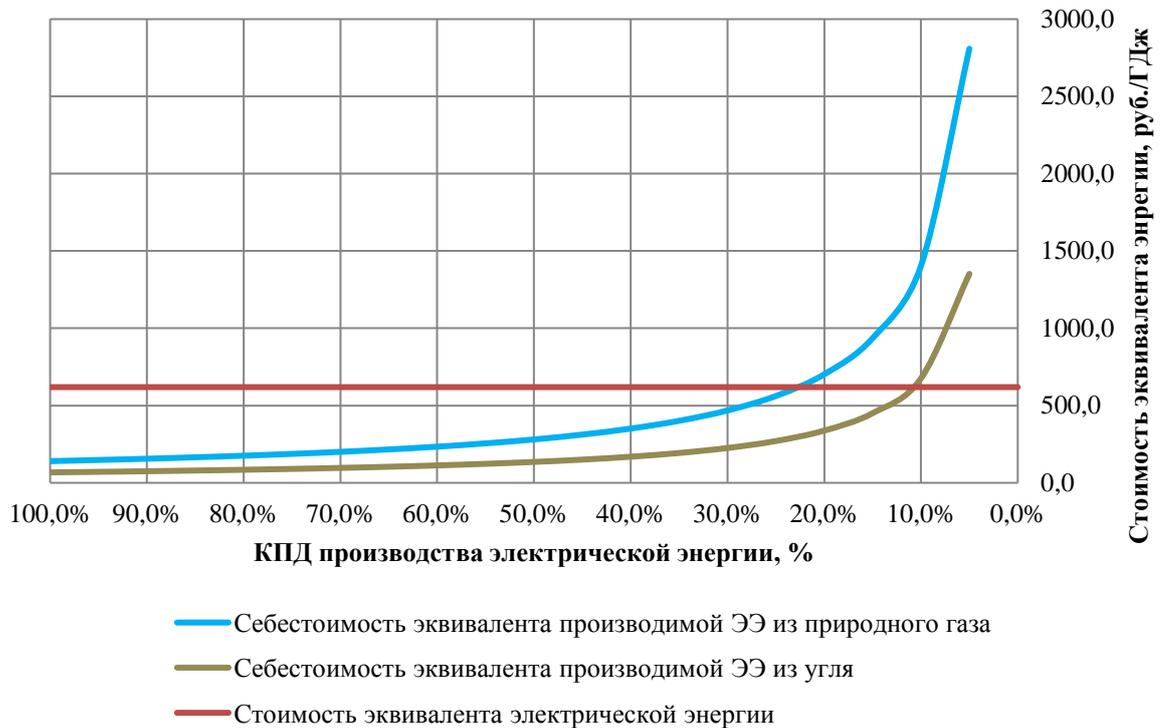
Примечание:

- 1.Средневзвешенная цена покупки э/э (мощности) для потребителей 1 ценовой категории (цена э/э + цена мощности\*Коп.М) ПАО «Кузбассэнерго» за январь 2019 года;
- 2.Средневзвешенный тариф на тепловую энергию на 2019 год по ТСО г. Новокузнецк;
- 3.Цена природного газа, принятая для Центральной ТЭЦ при утверждении тарифа на 2019 г.(крупнейший потребитель);
- 4.Цена угля (с учетом доставки) для АО «Кузнецкая ТЭЦ» при утверждении тарифа на 2019 г. (крупнейший потребитель).



**Рисунок 5.11 – Стоимость эквивалента энергии, руб./ГДж**

Экономия от производства электрической энергии из газа или угля равна разнице между добавленной стоимостью (добавленная стоимость в данном случае равна стоимости приобретаемой электроэнергии за минусом стоимости приобретенного газа) и прочими операционными расходами. Максимальная добавленная стоимость соответствует 100% электрическому КПД и отсутствию прочих операционных расходов. Как повышается стоимость эквивалента электрической энергии (стоимость топливной составляющей без учета прочих операционных расходов) при снижении КПД показывает рисунок ниже.



**Рисунок 5.12 – Соотношение себестоимости производства эквивалента энергии**

Себестоимость эквивалента производимой электрической энергии равна цене ее покупки при КПД производства электрической энергии менее 25% для установок использующих в качестве топлива природный газ, и менее 10% для установок использующих уголь.

Для энергоустановок, работающих в комбинированном цикле, электрический КПД определяется расходом условного топлива на выработку электрической энергии, который в свою очередь, зависит от принятого метода разнесения затраченного топлива на производство электрической и тепловой энергии и коэффициентом использования топлива всей установки.

Для исключения условного перекрестного субсидирования между тепловой и электрической частью для рассматриваемых типов когенерационных источников целесообразно принять удельный расход топлива на выработку тепловой энергии соответствующим современным газовой и угольной котельным 156 кг<sub>у.т</sub>/Гкал и 176 кг<sub>у.т</sub>/Гкал соответственно. Для определения характерных соотношений тепловой и электрической мощности для различных групп оборудования в зависимости от электрического КПД установки без теплофикации (конденсационный режим) воспользуемся обобщенными зависимостями.

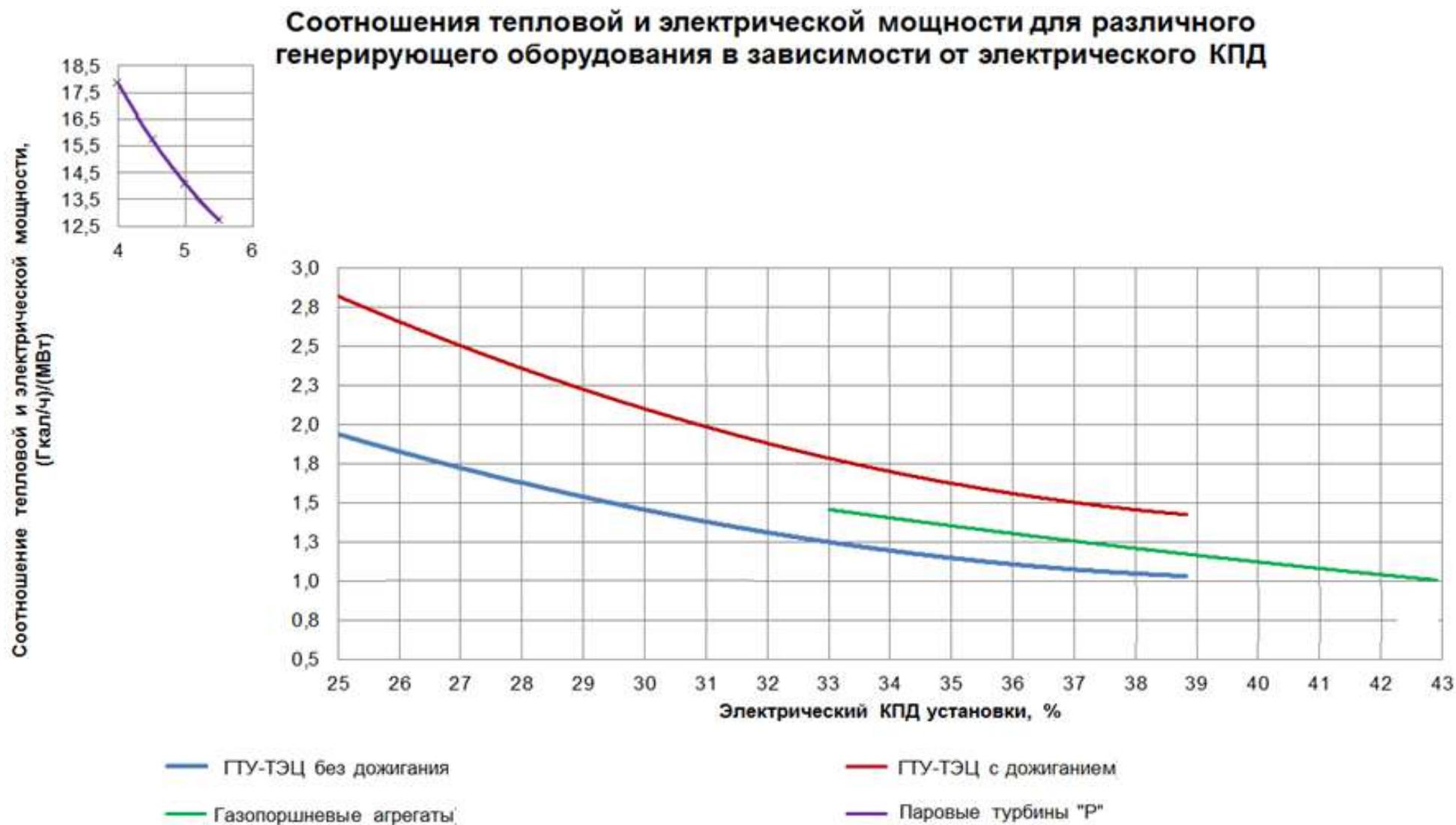


Рисунок 5.13 – Соотношения тепловой и электрической мощности для различного генерирующего оборудования в зависимости от электрического КПД

В качестве примера рассмотрим две установки комбинированной выработки: на базе газовой турбины с электрическим КПД 35% и утилизацией тепла (без дожигания) и паровой турбины типа «Р» с начальными параметрами пара 24 кгс/см<sup>2</sup> и 350 °С.

Показатели для таких установок представлены в таблицах ниже.

**Таблица 5.6 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГТУ**

Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность котла-утилизатора, Гкал/ч	Электрический КПД установки в простом цикле, %	Коэффициент использования топлива при комб. Выр., о.е.	УРУТ на ВЭЭ при Кут=0, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при Кут=1, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВТЭ, кг у.т./Гкал
1,0	1,15	35,0	0,82	351,4	172,0	156,0

**Таблица 5.7 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе турбины типа «Р»**

Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность котла-утилизатора, Гкал/ч	Электрический КПД установки в простом цикле, %	Коэффициент использования топлива при комб. Выр., о.е.	УРУТ на ВЭЭ при Кут=0, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при Кут=1, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВТЭ, кг у.т./Гкал
1,0	19,0	3,4	0,79	-	273,6	176,0

Как видно из таблиц выше, при отнесении на тепловую энергию топливной составляющей в размере 156,0 кг<sub>у.т.</sub>/Гкал, УРУТ на выработку электрической энергии на ГТУ при 100% утилизации тепла составит 172,0 г<sub>у.т.</sub>/кВт\*ч, что соответствует топливной составляющей в 1 кВт\*ч производимой электроэнергии – 71 копейка.

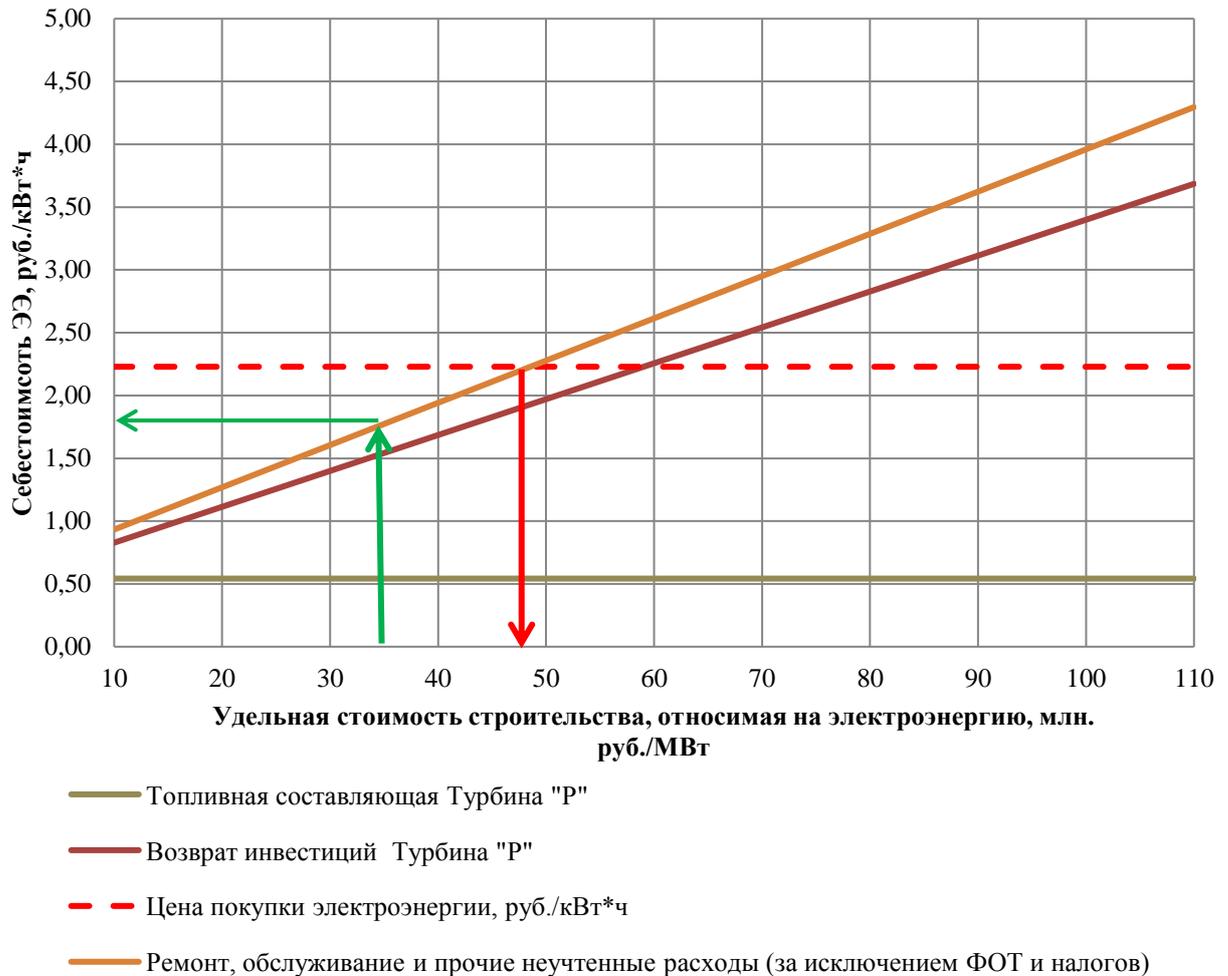
Для турбины типа «Р» удельный расход условного топлива относимого на тепло составит 176,0 кг<sub>у.т.</sub>/Гкал, а УРУТ на выработку электрической энергии составит 273,6 г<sub>у.т.</sub>/кВт\*ч, что соответствует топливной составляющей в производимой электроэнергии – 55 копеек.

Число часов использования установленной электрической мощности когенерационной установки с утилизацией тепла не может превышать 5000 ч.

Поскольку в существующих рыночных условиях газотурбинная и паротурбинная мини-ТЭЦ не могут претендовать на получение платы за мощность, компенсирующую возврат инвестиций и прочие операционные расходы, рассмотрим возможные доли этих расходов в себестоимости электроэнергии, производимой ГТУ и турбиной типа «Р» в когенерационном режиме при ЧИУМ – 5000 часов и простом сроке окупаемости 7 лет в зависимости от удельных капитальных вложений.



**Рисунок 5.14 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ**



**Рисунок 5.15 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии установки с турбиной типа «Р»**

Удельная стоимость строительства ГТУ, при которой прочие составляющие, такие как заработная персонала с социальными отчислениями, налог на имущество, текущие и ремонты и обслуживание уже не могут быть включены в себестоимость, составляет 45,0 млн. руб./МВт. Фактическая стоимость строительства ГТУ малой мощности составляет 65,0–75,0 млн руб./МВт. При удельной стоимости строительства более 50 млн руб./МВт проект устройства комбинированной выработки на базе котельной становится нерентабельным.

В то же время установка комбинированной выработки на базе паровой турбины типа «Р» может быть экономически эффективна при удельной стоимости строительства до 35,0 млн. руб./МВт при условии сжигания угля. Фактическая стоимость строительства угольной мини-ТЭЦ на базе паровых турбин типа «Р» оценивается в 140–150 млн. руб./МВт, из которых непосредственно на электрическую энергию может быть отнесено 25,0–35,0 млн. руб./МВт.

В существующих условиях реконструкцию котельных в источники комбинированной выработки на базе турбин типа «Р» целесообразно рассматривать при установленной

электрической мощности 10 МВт и более, ЧЧИУМ – 5000 ч и стоимости строительства не выше 35,0 млн. руб./МВт. Учитывая низкие начальные параметры пара перед турбиной (24 кгс/см<sup>2</sup> и 350 °С), при установленной электрической мощности 10 МВт тепловая мощность мини-ТЭЦ составит 180-190 Гкал/ч. Для работы данного оборудования в «базе» подключенная нагрузка на коллекторах источника должна превышать 380 Гкал/ч.

Расчетная нагрузка на коллекторах одной из крупнейших котельных – Зырянской районной котельной не превышает 50 Гкал/ч, что делает невозможным устройство источников комбинированной выработки с применением паровых турбин типа «Р» на базе существующих котельных.

Генерация на угольных мини-ТЭЦ с турбинами типа «Р» на низких параметрах пара может быть экономически целесообразной только в случае замещения основного оборудования Центральной и Кузнецкой ТЭЦ.

#### **5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы либо по выводу их из эксплуатации**

Проектом Схемы теплоснабжения предусматривается закрытие ряда котельных и перевод тепловой нагрузки потребителей на теплоснабжение от действующих ТЭЦ. Работа закрываемых котельных в пиковом режиме не предусматривается.

#### **5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценка затрат при необходимости его изменения**

Существующие температурные графики способны обеспечить требуемое качество и надежность теплоснабжения потребителей.

Расчетная температура в соответствии с актуальной редакцией СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99 Строительная климатология» составляет минус 35°С и повышена относительно нормативного значения минус 39°С, существовавшего до 2020 года.

В связи с относительно недавней корректировкой СНиП большинство объектов систем централизованного теплоснабжения г. Новокузнецка: источники, тепловые сети и теплопотребляющие установки потребителей рассчитаны на прежнюю нормативную расчетную температуру наружного воздуха. Повышение расчетной температуры ведет к снижению расчетной нагрузки потребителей. В результате, для проектного (на температуру наружного воздуха минус 39°С) перепада значений температуры в прямом и обратном трубопроводе при актуализированном значении расчетной температуры наружного воздуха

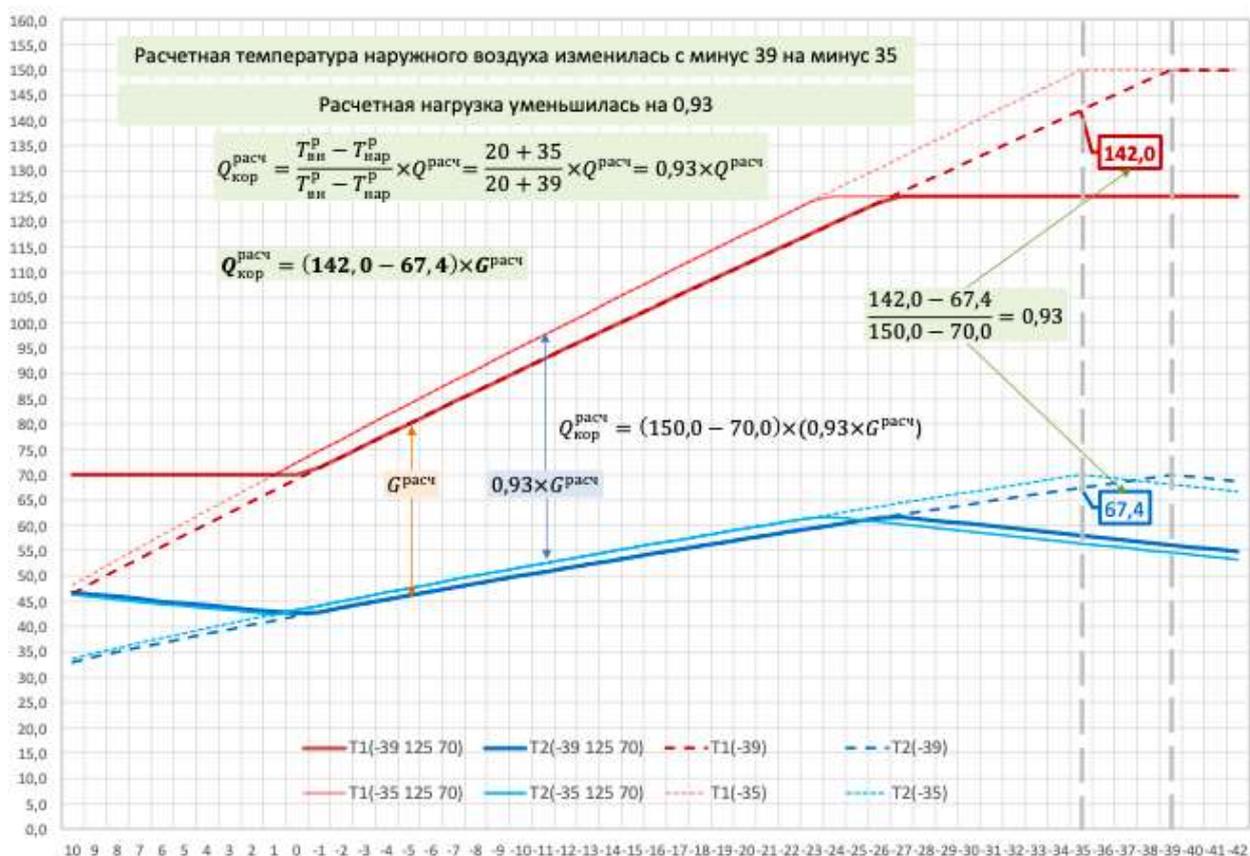
минус 35°C возникает профицит пропускной способности существующих тепловых сетей. То же относится и к поверхностям теплоотдачи теплоиспользующих установок, которые оказались запроектированными на повышенные относительно существующих нормативов тепловые нагрузки.

При пересмотре графика изменения температуры и расхода теплоносителя в связи с повышением нормативного значения расчетной температуры наружного воздуха и снижением расчетной нагрузки возможны два пути:

- снизить расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях при сохранении максимального расчетного значения теплоносителя в подающем трубопроводе при уже более высокой наружной температуре, для чего потребуются увеличить (поднять) наклон температурного графика;
- сохранить существующий расход теплоносителя и наклон температурного графика, со снижением максимальной расчетной температуры в тепловой сети, которая в соответствии с сохраняемыми (проектными) графиками будет достигаться при наружной температуре минус 35°C.

Для условий г. Новокузнецка целесообразно сохранить существующий расход теплоносителя и сложившееся потокораспределение в тепловых сетях, сохранить проектный наклон температурного графика, уменьшив расчетную температуру теплоносителя. (При таком подходе графики, по сути, сохраняются, «заканчиваясь на температуре минус 35°C).

Для исходного температурного графика 150/70 оба пути проиллюстрированы на следующем рисунке.



**Рисунок 5.16 – Варианты пересмотра температурного графика при повышении расчетной температуры наружного воздуха: с сохранением и с уменьшением расхода сетевой воды**

Утверждаемые температурные графики для ТЭЦ г. Новокузнецка представлены в разделе 2.1.8.

Утверждаемые температурные графики для котельных г. Новокузнецка представлены в разделе 2.2.7.

Для сохранения преимущества, графики в таблицах «именуются» по прежним расчетным значениям температуры теплоносителя. Поэтому графики без срезов, например, график 95/70, рассчитанный на расчетную температуру наружного воздуха -39°C (см. Таблица 3.30 Глава 1 том 1 обосновывающих материалов), при новой расчетной температуре наружного воздуха -35°C достигает расчетные значения теплоносителя T1 = 90,7°C и T2 = 67,4°C, а проектный график 110/70, рассчитанный на расчетную температуру наружного воздуха -35°C, достигает расчетные значения теплоносителя T1 = 104,7°C и T2 = 67,4°C (см. Таблица 3.32 Глава 1 том 1 обосновывающих материалов).

К разделу 5 утвержденной схемы теплоснабжения г. Новокузнецка (актуализация на 2024 год) было получено следующее замечание (предложение) Минэнерго России:

*«Определить оптимальный температурный график.»*

*В качестве оптимального выбирается температурный график, обеспечивающий*

*минимальные конечные тарифы (цены) на тепловую энергию в долгосрочной перспективе. Мероприятия по приведению фактических режимов работы системы теплоснабжения к оптимальным включаются в соответствующие разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов.*

*Дополнить выводами и результатами определения оптимального температурного графика, в том числе сводными сведениями по стоимости мероприятий по приведению фактических режимов работы системы теплоснабжения к оптимальным».*

В настоящей актуализации схемы теплоснабжения разработаны принципы и конкретизирован состав исследовательских работ по определению оптимальных температурных графиков, которые рекомендуется выполнить в предстоящие периоды.

Для разработки оптимальных температурных графиков следует, прежде всего, адаптировать их к существующим фактическим нагрузкам и состоянию потребителей, к существующему состоянию и пропускной способности тепловых сетей. Выполнение такого пересмотра невозможно без проведения специальных исследований, идентификации фактических значений параметров теплогидравлических моделей потребителей и тепловых сетей, применения новых адаптивных подходов к оценке и прогнозированию фактического состояния систем теплоснабжения и к синтезу температурных графиков.

Идентификация численных моделей, как для оценки (прогнозирования) фактических режимов систем централизованного теплоснабжения, так и для расчета значений управляющих параметров (напора/расхода и температуры теплоносителя на выходе источников) должна использовать данные приборов учета тепловой энергии на источниках и ОДПУ.

Результатами оптимизации режимов теплоснабжения должны стать:

- отсутствие как «недотопов», так и «перетопов» потребителей и ненормативных значений температуры воды в системах горячего водоснабжения во всем диапазоне значений температуры наружного воздуха;
- равномерность распределения тепловой энергии по потребителям системы централизованного теплоснабжения в результате установки сужающих устройств в тепловых узлах потребителей с учетом актуализированных (пересмотренных по результатам оптимизации) расчетных графиков изменения температуры и расхода сетевой воды;
- обоснованность расчетных (на проектную температуру наружного воздуха) значений температуры и удельного расхода теплоносителя в тепловых сетях для существующих и перспективных потребителей при планировании мероприятий по перспективному развитию систем централизованного теплоснабжения, выдача технических условий на присоединения

потребителей к тепловым сетям и технических условий на проектирование тепловых сетей в соответствии с утвержденными в Схемах теплоснабжения перспективными планами изменения расчетных значений температуры и удельного расхода теплоносителя

- «щадающий» режим изменения температуры и давления теплоносителя в тепловых сетях, позволяющий сохранять надежность теплоснабжения при минимальном количестве повреждений.

Расчет графиков регулирования и потребления тепловой энергии в зависимости от наружной температуры следует совмещать с расчетом (прогнозом) годовых показателей потребления тепловой энергии с учетом статистического распределения количества часов нахождения значений температуры наружного воздуха в определенных интервалах (1°C), полученного как для базового года, так и для многолетнего периода наблюдений. (Заметим, что в настоящее время существует разрыв между режимными показателями, к которым относятся значения тепловой мощности, и показателями годового отпуска, годовых потерь и годового потребления тепловой энергии, приводящий в результате к разрыву между «физическими» и «экономическими» характеристиками систем теплоснабжения).

Задачи расчета режимов теплоснабжения следует решать на 3-х временных уровнях:

- задачи долгосрочного планирования – управления развитием системы централизованного теплоснабжения;

- задачи ежегодного контроля режимов, адаптации расчетных моделей, корректировка расчетных графиков централизованного регулирования с прогнозированием показателей производственной деятельности, выдачи предписаний по наладке, реконструкции и санации теплопотребляющего оборудования потребителей;

- задачи оперативного-диспетчерского управления, решаемые на базе динамических моделей системы централизованного теплоснабжения.

Выполнения исследований по обоснованию оптимальных режимов и схем теплоснабжения позволит определить расчетные параметры перспективного развития тепловых сетей (значения расчетной температуры теплоносителя и удельного расхода теплоносителя), решить задачи наладки теплогидравлических режимов потребителей с учетом фактического состояния теплопотребляющих установок и параметров теплогидравлического режима тепловых сетей в конкретных точках поставки, решить задачи оперативно-диспетчерского управления режимами с учетом теплоинерционности процессов теплоснабжения и необходимости устранения резких повышений температуры теплоносителя в тепловых сетях, снижающих надежность системы.

Выполнения исследований по обоснованию оптимальных режимов должно также включать определение экономически обоснованной цены на тепловую энергию при реализации различных сценариев повышения энергоэффективности режимов работы системы теплоснабжения, цены, снижающей совокупный платеж потребителей за счет уменьшения теплопотребления при одновременном повышении доходности теплоснабжающих организаций, снижающих расходы на топливо и повышающих расходы на реновацию и модернизацию основных фондов.

#### **5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей**

Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии приведены в Разделе 2.3.

#### **5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива**

Как показано в разделе 14 Главы 7, использование возобновляемых источников тепловой энергии и местных видов топлива на территории города экономически нецелесообразно и на перспективу не планируется.