



**АРТЕМОВСКИЙ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ
ПРИМОРСКИЙ КРАЙ**

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ АРТЕМОВСКОГО ГОРОДСКОГО
ОКРУГА НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2036 ГОДА
(актуализация на 2024 год)**

УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

Разработчик: ООО «Центр теплоэнергосбережений».

Юр. адрес: 107078, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 19/1, офис 521

Факт. адрес: 107078, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 19/1, офис 521

**Генеральный директор
ООО «Центр теплоэнергосбережений»**

подпись, печать

А.Х. Регинский

Москва,
2023 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ.....	6
ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.....	7
1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....	10
Общие положения и принятые нормативы	10
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 (далее - этапы)	15
1.1.1. Базовые площади строительных фондов.....	15
1.1.2. Приросты площади строительных фондов	17
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	25
1.2.1. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой мощности	25
1.2.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии ...	31
1.2.3. Существующие и перспективные объемы потребления теплоносителя.....	37
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе	37
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	37
2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОНОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.	40
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	40
2.1.1. Существующие зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	40
2.1.2. Перспективные зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	42
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	42
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	42
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	61
2.5. Радиусы эффективного теплоснабжения	61
3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	70
3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей	71
3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения	79

4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА	79
4.1 Описание сценариев развития теплоснабжения города	79
5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	83
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 (в ценовых зонах теплоснабжения - обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей, если реализацию товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии планируется осуществлять по регулируемым ценам (тарифам), и (или) обоснованная анализом индикаторов развития системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, если реализация товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии будет осуществляться по ценам, определяемым по соглашению сторон договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя) и радиуса эффективного теплоснабжения	83
5.1.1. Строительство ТЭЦ-2	84
5.1.2. Переключение нагрузки ООО «АгроПтица» на собственные источники	86
5.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии	88
5.3 Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	88
5.3.1 Реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	88
5.3.2 Реконструкция действующих котельных, в связи с физическим износом оборудования и с целью повышения эффективности производства тепловой энергии	93
5.3.2.1 Реконструкция котельных КГУП «ПТЭ»	93
5.4 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных	95
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	95
5.6 Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	95
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	96
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 оценку затрат при необходимости его изменения	96
5.9 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей	96
5.10 Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	97

6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	97
Общие положения	97
6.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).	99
6.2 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения под жилищную, комплексную или производственную застройку	99
6.3.1 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения под жилищную, комплексную или производственную застройку.....	99
6.3.2 Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения под жилищную, комплексную или производственную застройку.....	108
6.3 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	113
6.4 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	113
6.5 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	121
6.6 Строительство и реконструкция насосных станций	130
6.7 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей	132
7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	133
7.1 Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения	133
7.2 Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения	137
8 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	138
8.1 Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе	138
8.2 Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии	163
8.3 Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	163
8.4 Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городском округе	164

8.5	Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа	164
9	ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ.....	164
9.1	Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе	164
9.2	Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	167
9.3	Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения на каждом этапе	169
9.4	Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе	169
9.5	Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям	172
9.5.1	Производство тепловой энергии	174
9.5.2	Передача тепловой энергии	177
9.5.3	В целом по ЕТО	180
9.6	Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации	183
10	РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ).....	183
10.1	Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)	184
10.2	Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)	186
10.3	Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией	188
10.3.1	Порядок определения ЕТО	188
10.3.2	Критерии определения ЕТО	188
10.3.3	Обязанности ЕТО	189
10.3.4	Утвержденные решения о присвоении статуса ЕТО	189
10.4	Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	191
10.5	Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения	192
11	РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	194
12	РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ.....	194
13	СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ГОРОДСКОГО ОКРУГА, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА	195
13.1	Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии	195
13.2	Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии	195
13.3	Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с	

указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	195
13.4 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения	195
13.5 Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии	197
13.6 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения Артемовского городского округа, утвержденной единой схемы водоснабжения и водоотведения Приморского края) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения	197
13.7 Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, единой схемы водоснабжения и водоотведения Республики Крым для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	197
14 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА	197
15 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	205

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 - Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием планировочных элементов (рисунок П26.1 МУ)	11
Рисунок 1.2 - Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием кадастровых элементов (рисунок П25.1 МУ)	12
Рисунок 1.3 - Изменение нормируемого удельного расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГВС на примере жилого 12-этажного многоквартирного дома	13
Рисунок 1.4 - Изменение нормируемого удельного расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГВС на примере 5-этажного общественного здания	14
Рисунок 1.5 - Изменение нормируемого удельного расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГВС на примере 1-этажного здания сервисного обслуживания	14
Рисунок 1.7 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем на ближайшую перспективу	20
Рисунок 1.8 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем по 3 расчетным этапам	20
Рисунок 1.9 - Модели годовых приростов строительных фондов (рисунок П28.1 МУ)	21
Рисунок 1.10 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем по 3 расчетным этапам (рисунок П28.2 МУ)	22
Рисунок 1.11 - Прирост строительных площадей, в разрезе планировочных районов	23
Рисунок 1.12 - Прирост строительных площадей, в зонах действия источников теплоснабжения	24
Рисунок 2.1 - Зоны основных теплоисточников	41
Рисунок 2.2 – Расширение зоны действия существующего источника теплоснабжения	62
Рисунок 2.3 – Пьезометрический график пути движения теплоносителя	63
Рисунок 5.1 - Перспективные нагрузки на вновь осваиваемых территориях (на расчетный период)	84

Рисунок 5.2 – Укрупненные параметры ввода генерирующих объектов	85
Рисунок 5.3 – Планы ООО «АгроПтица» по отключению от системы централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ.....	87
Рисунок 6.1 – Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от АТЭЦ до потребителя.....	110
Рисунок 6.2 – Пьезометрический график участка тепловой сети от АТЭЦ до потребителя без учета реконструкции тепловой сети.....	111
Рисунок 6.3 – Пьезометрический график участка тепловой сети от АТЭЦ до потребителя (Перспективное положение с учетом мероприятий).....	111
Рисунок 6.4 – Путь для построения пьезометрического графика участка от новой АТЭЦ-2 в направлении города.....	114
Рисунок 6.5 – Пьезометрический график участка от новой АТЭЦ-2 в направлении города ...	115
Рисунок 6.6 – Путь для построения пьезометрического графика участка от новой АТЭЦ-2 в направлении п. Артемовский	116
Рисунок 6.7 – Пьезометрический график участка от новой АТЭЦ-2 в направлении п. Артемовский.....	117
Рисунок 6.8 – Путь для построения пьезометрического графика участка от новой АТЭЦ-2 в направлении п. Заводской	118
Рисунок 6.9 – Пьезометрический график участка от новой АТЭЦ-2 в направлении п. Заводской	119
Рисунок 9.1 – Эффективность инвестиционных проектов АО «ДГК»	175
Рисунок 9.2 – Эффективность инвестиционных проектов АО «ДГК»	178
Рисунок 9.3 – Эффективность инвестиционных проектов по ЕТО №1	181
Рисунок 10.1 – Зоны деятельности организаций в составе ЕТО	187
Рисунок 15.1 – Ценовые последствия для потребителей ЕТО-1	206

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Сведения о движении строительных фондов в городском округе, тыс. кв. м (Таблица П24.1 МУ).....	15
Таблица 1.2 - Целевые показатели численности населения и площадей жилого фонда в течение расчетного срока актуализации Схемы теплоснабжения (расширенная таблица П24.1, на перспективу)	18
Таблица 1.3 - Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, принятые для инвестиционного планирования	25
Таблица 1.4 - Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	26
Таблица 1.5 - Абсолютные приросты тепловой мощности, принимаемые для инвестиционного планирования и составления Глав	28
Таблица 1.6 - Балансы тепловой энергии по всем системам теплоснабжения, с учетом реализации выбранного сценария развития	31
Таблица 1.7 - Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки, в разрезе источников теплоснабжения.....	38
Таблица 2.1 - Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, систем теплоснабжения, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 (таблица П34.1 МУ)	43
Таблица 2.2 - Балансы тепловой мощности котельных в зоне действия ЕТО (таблица П34.2 МУ)	43
Таблица 2.3 - Эффективный радиус теплоснабжения основных источников теплоснабжения	68
Таблица 3.1 - Перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельных в зоне деятельности ЕТО на 2016-2036 гг. (П35.5).....	72
Таблица 5.1 - Состав турбинного оборудования ТЭЦ (а после замещения – ТЭЦ-2).....	86

Таблица 5.2 - Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1, тыс. руб., без НДС (таблица П50.1 МУ)	89
Таблица 5.3 - Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №2, тыс. руб., без НДС (таблица П50.1 МУ)	94
Таблица 6.1 - Объемы строительства тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей) (П43.1 МУ)	100
Таблица 6.2 - Состав группы проектов №02.04	112
Таблица 6.3 - Состав группы проектов №02.02	120
Таблица 6.4 - Реконструкция тепловых сетей с исчерпанием эксплуатационного ресурса	122
Таблица 6.5 - Объемы Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей в зоне деятельности ЕТО (П43.3 МУ).....	131
Таблица 7.1 - Капитальные затраты на мероприятия по организации закрытой схемы ГВС и план-график реализации по варианту №1 – ОРГАНИЗАЦИЯ НЕЗАВИСИМОЙ СХЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ, ЗАКРЫТИЕ ГВС	135
Таблица 7.2 - Капитальные затраты на мероприятия по организации закрытой схемы ГВС и план-график реализации по варианту №2 –ЗАКРЫТИЕ ГВС	135
Таблица 8.1 - Топливо-энергетический баланс источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне действия ЕТО №1 (таблица П45.1 МУ).....	139
Таблица 8.2 - Топливо-энергетический баланс по котельным зоны ЕТО №1	140
Таблица 8.3 - Виды основного топлива по каждому источнику тепловой энергии (существующее положение).....	163
Таблица 8.4 – Параметры сжигаемого топлива на ТЭЦ.....	164
Таблица 9.1 - Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и модернизации, в разрезе ЕТО и теплоснабжающих организаций, млн. руб. (в ценах на год реализации, без НДС).....	166
Таблица 9.2 - Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды, в разрезе каждой ЕТО, а также в целом по городскому округу, млн. руб. (в ценах на год реализации, без НДС).....	166
Таблица 9.3 - Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и модернизации, в разрезе ЕТО и теплоснабжающих организаций, млн. руб. (в ценах на год реализации, без НДС).....	168
Таблица 9.4 - Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды, в разрезе каждой ЕТО, а также в целом по городскому округу, млн. руб. (в ценах на год реализации, без НДС).....	168
Таблица 9.5 - Капитальные затраты на мероприятия по организации закрытой схемы ГВС и план-график реализации по варианту №1 – ОРГАНИЗАЦИЯ НЕЗАВИСИМОЙ СХЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ, ЗАКРЫТИЕ ГВС	170
Таблица 9.6 - Капитальные затраты на мероприятия по организации закрытой схемы ГВС и план-график реализации по варианту №2 –ЗАКРЫТИЕ ГВС.....	170
Таблица 9.7 - Расчет эффективности инвестиционных проектов организаций-производителей в зоне ЕТО №1	176
Таблица 9.8 - Расчет эффективности инвестиционных проектов теплосетевых организаций в зоне ЕТО №1	179
Таблица 9.9 - Расчет эффективности инвестиционных проектов ЕТО №1	182
Таблица 9.10 – Величина фактически осуществленных инвестиций, за последние 5 лет.....	183

Таблица 10.1 - Утвержденные единые теплоснабжающие организации в системах теплоснабжения на территории городского округа (таблица П49.1 МУ)	185
Таблица 10.2 - Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системах теплоснабжения на территории городского округа (таблица П49.3 МУ)	190
Таблица 10.3 - Действующие заявки теплоснабжающих организаций для присвоения статуса ЕТО	191
Таблица 10.4 - Реестр существующих изолированных систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа.....	193
Таблица 13.1 – Соответствие мероприятий актуализированной Схемы теплоснабжения действующим программам развития электроэнергетики ЕЭС, Приморского края и базовой версии Схемы теплоснабжения.....	196
Таблица 14.1 – Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность в целом по городскому округу (таблица П48.1 МУ)	201
Таблица 14.2 – Индикаторы, характеризующие источники комбинированной выработки ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО №1 (таблица П48.2 МУ)	201
Таблица 14.3 – Индикаторы, характеризующие функционирование котельных в целом по городскому округу (таблица П48.3 МУ).....	202
Таблица 14.4 – Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения, по годам расчетного периода схемы теплоснабжения (таблица П48.5 МУ)	202

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

Общие положения и принятые нормативы

Здесь и в дальнейшем под базовой версией Схемы теплоснабжения принимается актуализированный проект на 2022 год.

При актуализации схемы теплоснабжения на 2024 год, за базовый год принят 2022 год.

Глава впервые разработана в полной мере с учетом Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных Приказом Министерства энергетики РФ 05.03.2019 г. №212 (далее по тексту – МУ).

Согласно ч. 2 ПП РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 г.):

«7. Проект схемы теплоснабжения разрабатывается на срок действия утвержденного в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке генерального плана соответствующего поселения, городского округа, города федерального значения (далее - генеральный план), за исключением случая, указанного в пункте 8 настоящего документа.

8. В случае если на дату принятия решения о разработке проекта схемы теплоснабжения срок действия генерального плана составляет менее 5 лет либо отсутствует утвержденный в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке генеральный план, то проект схемы теплоснабжения разрабатывается на срок не менее 10 лет».

Генеральный план разработан до 2036 г. Базовая версия Схемы теплоснабжения синхронизирована с генеральным планом.

При настоящей актуализации Схемы теплоснабжения последний год расчетного периода (2036 г.) меняться не должен, что обусловлено ч. 2 ПП РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 г.):

«10. Схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации, за исключением случаев, указанных в пункте 12 настоящего документа. Конечной датой периода, на который разрабатывается (утверждается) проект актуализированной схемы теплоснабжения, является конечная дата периода действия схемы теплоснабжения».

Таким образом, в настоящей актуализации выполняется уточнение перспективного потребления тепловой мощности и энергии по 2036 г., с выделением следующих этапов:

- 2023-2027 гг. (включительно, с ежегодным прогнозом – ближайшая 5-летка);
- 2028-2032 гг. (5-летний период);
- 2033-2036 гг. (4-летний период).

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 22.02.2012 №154 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 №276):

«...ж) "элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;

з) "расчетный элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения...».

По состоянию на текущий год в состав муниципального образования входит 6 населенных пунктов:

- 1) г. Артем
- 2) с. Кневичи

- 3) с. Кролевцы
- 4) с. Олений
- 5) с. Суражевка
- 6) с. Ясное

Населенные пункты в графическом виде представлены на рисунке ниже.

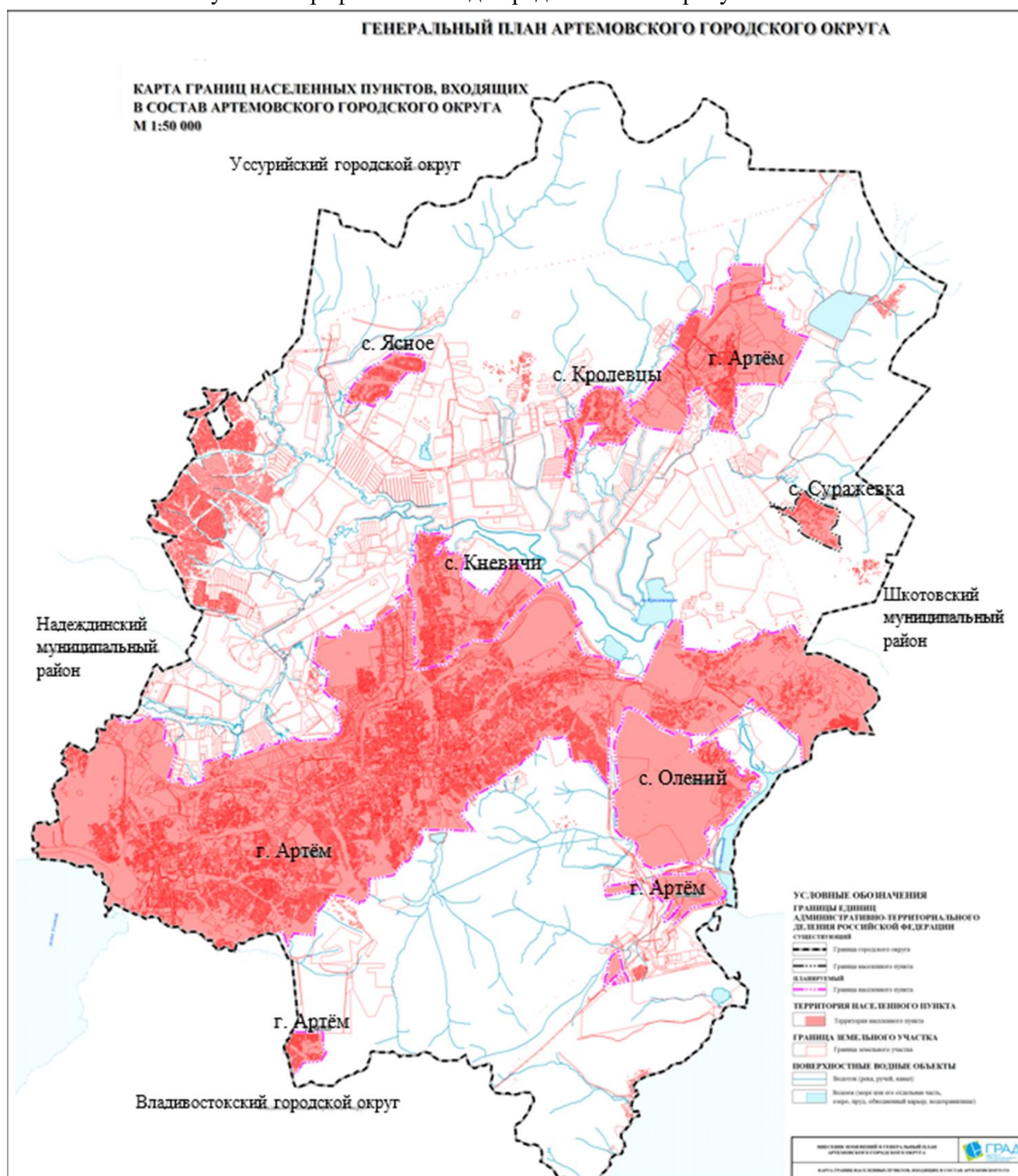


Рисунок 1.1 - Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием планировочных элементов (рисунок П26.1 МУ)

12

При актуализации схемы теплоснабжения на 2024 г. учтены существующие Требования в части уменьшения удельных показателей потребления коммунальных ресурсов. Нормативы определены с учетом Приказа Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 17.11.2017 г. №1550/пр «Об утверждении Требований энергетической эффективности зданий, строений, сооружений», который предъявляет необходимость уменьшения нормативов для всех без исключения групп перспективных потребителей.

Для понимания на рисунках ниже представлены тренды нормативов для характерных категорий перспективных потребителей:

- 12-этажный многоквартирный дом;
- 5-этажное общественное здание;
- 1-этажное здание сервисного обслуживания.

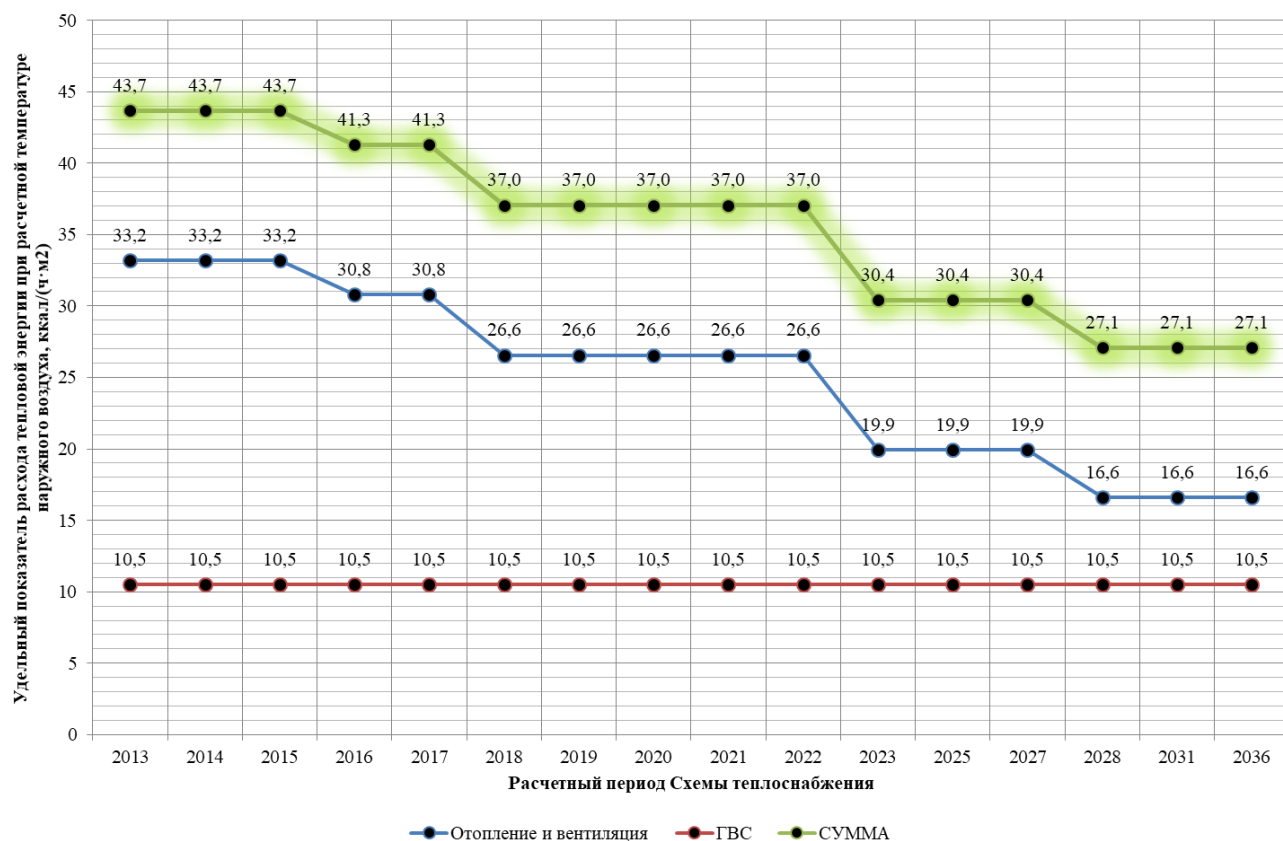


Рисунок 1.3 - Изменение нормируемого удельного расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГВС на примере жилого 12-этажного многоквартирного дома

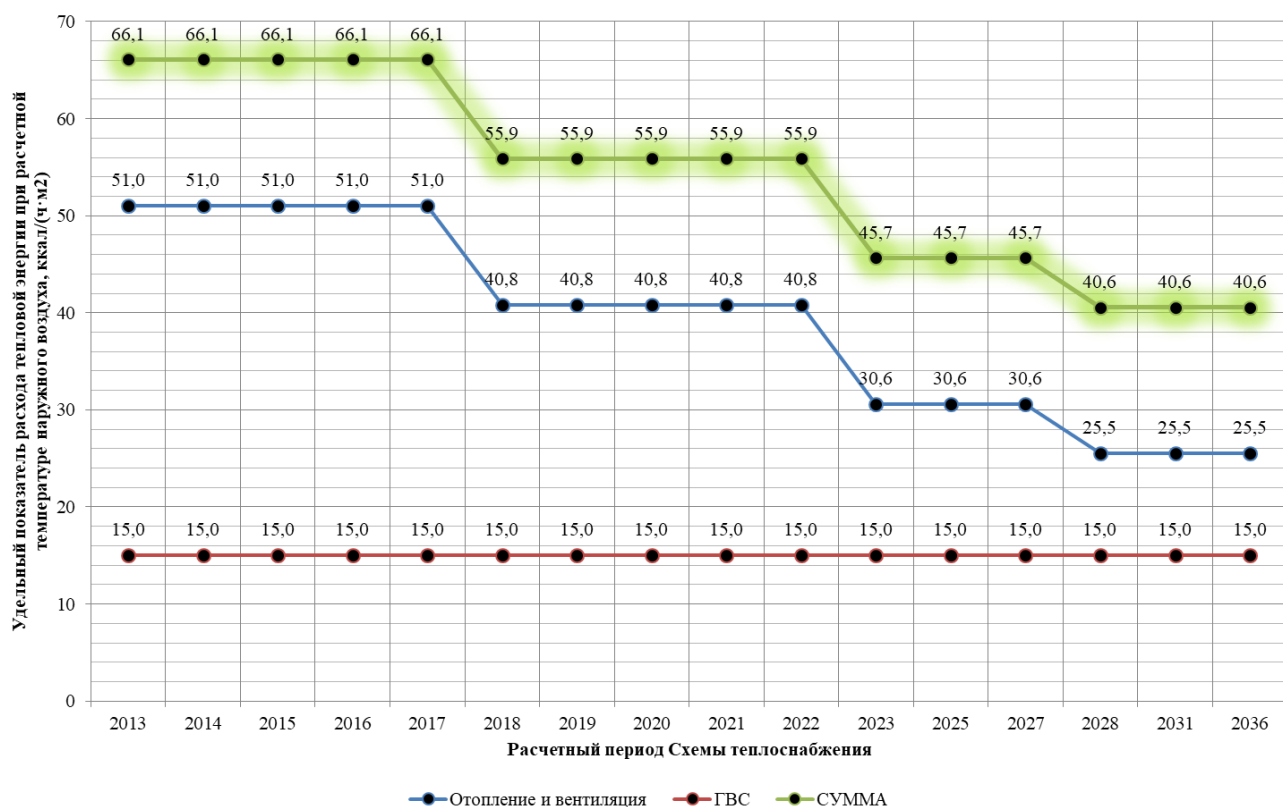


Рисунок 1.4 - Изменение нормируемого удельного расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГВС на примере 5-этажного общественного здания



Рисунок 1.5 - Изменение нормируемого удельного расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГВС на примере 1-этажного здания сервисного обслуживания

1.1. Величины существующей отопливаемой площади строительных фондов и приросты отопливаемой 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 (далее - этапы)

1.1.1. Базовые площади строительных фондов

Динамика изменения площадей существующего жилого фонда представлена в таблице ниже. Информация принята согласно сведениям Федеральной службы государственной статистики (<http://www.gks.ru/>).

Ключевые показатели представлены на рисунке ниже.

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

Показатели	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1. Численность постоянного населения, тыс. чел.	112,0	112,3	111,9	111,8	113,5	114,9	116,3	116,2	116,0	115,1	114,3
1.1. Отношение отопливаемой площади жилого фонда к численности населения, м ² / чел.	25,8	26,2	26,6	27,4	27,9	28,1	28,3	28,9	29,3	30,4	31,4
1.2. Обеспеченность населения жилой площадью, м ² / чел.	19,5	19,6	20,2	20,9	21,0	21,2	21,4	21,5	22,1	22,9	23,7
2. Площадь территории городского округа, га	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639
3. Застроенные территории (га), в том числе	22679	23045	23378	24081	24866	25312	25854	26228	26602	26976	27350
3.1. Территории жилой застройки, га	18675	18846	19351	20029	20383	20831	21274	21567	21859	22151	22443
3.1.1. Территории многоквартирной жилой застройки, га	17098	17235	17703	18341	18564	18936	19306	19507	19726	19909	20094
3.1.2. Территории индивидуальной жилой застройки, га	1577	1610	1648	1688	1818	1895	1969	2060	2133	2242	2349
3.2. Территории производственной и коммунально-складской застройки, га	1299	1331	1364	1396	1429	1461	1494	1526	1559	1591	1624
4. Сведения о движении строительных фондов в городском округе, тыс. кв. м											
4.1. Общая отопливаемая площадь строительных фондов на начало года	3292,3	3345,5	3393,9	3495,9	3609,9	3674,6	3753,3	3822,6	3874,8	3984,3	4088,5
4.2. Прибыло общей отопливаемой площади, в том числе:	53,2	48,4	102,0	114,0	64,7	78,6	69,3	52,2	109,5	104,2	-
4.2.1. Новое строительство, в том числе	53,2	48,4	102,0	114,0	64,7	78,6	69,3	52,2	109,5	104,2	-
4.2.1.1. Многоквартирные жилые здания	28,8	22,1	74,7	47,9	21,6	36,9	20,0	10,5	52,4	48,1	-
4.2.1.2. Общественно-деловая застройка	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	-
4.2.1.3. Индивидуальная жилищная застройка	14,4	16,3	17,3	56,2	33,2	31,8	39,3	31,7	47,1	46,1	-
4.2.1.4. Производственные здания и коммунально-складская застройка	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	-
4.2.2. Выбыло общей отопливаемой площади	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
4.3. Общая отопливаемая площадь на конец года	3345,5	3393,9	3495,9	3609,9	3674,6	3753,3	3822,6	3874,8	3984,3	4088,5	-
5. Жилищный фонд на начало периода - всего, в т.ч.:	2184,4	2204,4	2263,5	2342,8	2384,2	2436,6	2488,5	2499,6	2564,7	2630,9	2708,7
5.1. Многоквартирные жилые дома	1503,4	1509,0	1551,8	1613,7	1598,9	1618,2	1638,3	1610,1	1643,5	1662,6	1694,2
5.2. Индивидуальные жилые дома	681,0	695,4	711,7	729,1	785,3	818,4	850,2	889,5	921,2	968,3	1014,4
6. Движение жилищного фонда, тыс. кв. м											
6.1. Площадь жилых помещений на начало года, всего	2184,4	2204,4	2263,5	2342,8	2384,2	2436,6	2488,5	2499,6	2564,7	2630,9	2708,7
6.2. Прибыло жилой площади за год, в том числе:	33,3	30,9	66,5	87,7	47,4	56,0	52,5	38,6	81,6	77,8	-

Показатели	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
6.2.1. Новое строительство	33,3	30,9	66,5	87,7	47,4	56,0	52,5	38,6	81,6	77,8	-
6.2.1.1. Многоквартирные дома	18,9	14,5	49,1	31,5	14,2	24,3	13,2	6,9	34,5	31,7	-
6.2.1.2. Индивидуальные дома	14,4	16,3	17,3	56,2	33,2	31,8	39,3	31,7	47,1	46,1	-
6.2.2. Выбыло жилой площади за год, всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
6.3. Площадь жилых помещений на конец года, всего	2204,4	2263,5	2342,8	2384,2	2436,6	2488,5	2499,6	2564,7	2630,9	2708,7	-
7. Общая отопливаемая площадь жилых зданий, тыс. кв. м											
7.1. Отопливаемая площадь жилого фонда на начало года, всего	2893,2	2936,4	2974,8	3066,8	3170,8	3225,6	3294,3	3353,6	3395,8	3495,3	3589,5
7.2. Прибыло отопливаемой площади жилых домов за год, в том числе:	43,2	38,4	92,0	104,1	54,8	68,7	59,3	42,2	99,5	94,2	-
7.2.1. Новое строительство	43,2	38,4	92,0	104,1	54,8	68,7	59,3	42,2	99,5	94,2	-
7.2.1.1. Многоквартирные дома	28,8	22,1	74,7	47,9	21,6	36,9	20,0	10,5	52,4	48,1	-
7.2.1.2. Индивидуальные дома	14,4	16,3	17,3	56,2	33,2	31,8	39,3	31,7	47,1	46,1	-
7.2.2. Выбыло отопливаемой площади за год, всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
7.3. Отопливаемая площадь жилого фонда на конец года, всего	2936,4	2974,8	3066,8	3170,8	3225,6	3294,3	3353,6	3395,8	3495,3	3589,5	-
8. Общая отопливаемая площадь общественно-деловых зданий, тыс. кв. м											
8.1. Отопливаемая площадь ОДЗ на начало года, всего	339,5	348,0	356,5	365,0	373,5	382,0	390,5	399,0	407,5	415,9	424,4
8.2. Прибыло отопливаемой площади ОДЗ за год, в том числе:	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	-
8.2.1. Новое строительство	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	-
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. Отопливаемая площадь ОДЗ на конец года, всего	348,0	356,5	365,0	373,5	382,0	390,5	399,0	407,5	415,9	424,4	-
9. Общая отопливаемая площадь производственных зданий, тыс. кв. м											
9.1. Отопливаемая площадь производственных зданий на начало года, всего	59,6	61,1	62,6	64,1	65,5	67,0	68,5	70,0	71,5	73,0	74,5
9.2. Прибыло отопливаемой площади ПЗ за год, в том числе:	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	-
9.2.1. Новое строительство	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	-
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. Отопливаемая площадь производственных зданий на конец года, всего	61,1	62,6	64,1	65,5	67,0	68,5	70,0	71,5	73,0	74,5	-

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

Но анализ ввода индивидуальной и малоэтажной многоквартирной застройки также играет роль в Схеме теплоснабжения, поскольку от данного показателя зависит уровень жилищной обеспеченности в целом по городу (в зависимости от значений показателя можно прогнозировать подъемы и спады жилищного строительства).

За последние 10 лет вводилось не более 50 тыс. кв. м/год. Нынешний уровень ввода МКД несколько ниже пикового значения 2013 г., в то же время больше чем зафиксированный минимум (2018 г.) Среднегодовые значения составляют:

- 1) за последние 5 лет – 22,1 тыс. кв. м;
- 2) за последние 10 лет – 23,9 тыс. кв. м.

1.1.2. Приросты площади строительных фондов

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 Администрацией города);
- действующие технические условия на присоединение к тепловым сетям по теплоснабжающим организациям.

При актуализации на 2024 год составлен реестр перспективных потребителей, который представлен в Приложении 1 Главы 2 (таблица ПЗ3.2 МУ).

Перспектива развития промышленных предприятий представлена в разделе 7. Более точные сведения об увеличении потребности в тепловой мощности и тепловой энергии производственными площадками отсутствуют. 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.

Как видно, учтенный прогноз на ближайшую перспективу (1 этап расчетного периода) в целом соответствует значениям среднегодового прироста за последние 5 лет, т.е. является весьма реалистичным и не приведет к неоправданному завышению потребности в тепловой мощности и тепловой энергии конечных потребителей.

На 2-3 этапах расчетного периода прогноз подлежит уточнению (при ежегодной актуализации), с учетом выдачи разрешений на строительство, а также с учетом выдачи технических условий на подключение к тепловым сетям.

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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2021- 2026	2027- 2031	2032- 2036
1. Численность постоянного населения, тыс. чел.	117,9	117,7	118,0	118,2	118,4	118,7	118,9	119,1	119,3	119,6	119,8	120,0	120,3	120,5	-	-	-
1.1. Отношение отапливаемой площади жилого фонда к численности населения, м²/ чел.	31,9	32,6	33,1	33,9	34,2	36,4	36,7	36,9	37,2	37,4	37,7	37,9	38,2	38,4	-	-	-
1.2. Обеспеченность населения жилой площадью, м²/ чел.	24,2	24,7	25,2	25,8	26,1	27,7	27,9	28,2	28,5	28,8	29,0	29,3	29,6	29,8	-	-	-
2. Площадь территории городского округа, га	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	50639	-	-	-
3. Застроенные территории (га), в том числе	28099	28668	29733	30309	30532	32069	32293	32516	32739	32963	33186	33409	33632	33856	-	-	-
3.1. Территории жилой застройки, га	23028	23363	23720	24286	24377	26238	26328	26419	26510	26601	26691	26782	26873	26964	-	-	-
3.1.1. Территории многоквартирной жилой застройки, га	20497	20742	21008	21483	21483	23253	23253	23253	23253	23253	23253	23253	23253	23253	-	-	-
3.1.2. Территории индивидуальной жилой застройки, га	2531	2621	2712	2803	2894	2984	3075	3166	3257	3347	3438	3529	3620	3711	-	-	-
3.2. Территории производственной и коммунально-складской застройки, га	11369	11538	11665	11665	11665	11665	11665	11665	11665	11665	11665	11665	11665	11665	-	-	-
4. Сведения о движении строительных фондов в городском округе, тыс. кв. м															-	-	-
4.1. Общая отапливаемая площадь строительных фондов на начало года	4933	5033	5219,9	5321,1	5360,3	5630,1	5669,3	5708,5	5747,7	5786,9	5826,1	5865,3	5904,6	5943,8	-	-	-
4.2. Прибыло общей отапливаемой площади, в том числе:	99,9	187	101,2	39,2	269,9	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	1271,8	426,7	196
4.2.1. Новое строительство, в том числе	99,9	187	101,2	39,2	269,9	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	1281,2	426,7	196
4.2.1.1. Многоквартирные жилые здания	31,9	34,6	62	0	230,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7	230,7	0
4.2.1.2. Общественно-деловая застройка	21,1	107,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	351,6	0	0
4.2.1.3. Индивидуальная жилищная застройка	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	235,2	196	196
4.2.1.4. Производственные здания и коммунально-складская застройка	7,8	5,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	460,6	0	0
4.2.2. Выбыло общей отапливаемой площади	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-
4.3. Общая отапливая площадь на конец года	5033	5219,9	5321,1	5360,3	5630,1	5669,3	5708,5	5747,7	5786,9	5826,1	5865,3	5904,6	5943,8	5983	-	-	-
5. Жилищный фонд на начало периода - всего, в т.ч.:	2850,2	2910,3	2972,3	3052,3	3091,5	3282,4	3321,6	3360,8	3400	3439,2	3478,4	3517,6	3556,8	3596	-	-	-
5.1. Многоквартирные жилые дома	1757,3	1778,3	1801,1	1841,8	1841,8	1993,6	1993,6	1993,6	1993,6	1993,6	1993,6	1993,6	1993,6	1993,6	-	-	-
5.2. Индивидуальные жилые дома	1092,8	1132	1171,2	1210,4	1249,6	1288,8	1328	1367,2	1406,4	1445,6	1484,8	1524	1563,2	1602,4	-	-	-
6. Движение жилищного фонда, тыс. кв. м																	
6.1. Площадь жилых помещений на начало года, всего	2850,2	2910,3	2972,3	3052,3	3091,5	3282,4	3321,6	3360,8	3400	3439,2	3478,4	3517,6	3556,8	3596	-	-	-
6.2. Прибыло жилой площади за год, в том числе:	60,2	62	80	39,2	191	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	382,8	347,8	196
6.2.1. Новое строительство	60,2	62	80	39,2	191	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	389	347,8	196
6.2.1.1. Многоквартирные дома	21	22,8	40,8	0	151,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	153,7	151,8	0
6.2.1.2. Индивидуальные дома	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	235,2	196	196
6.2.2. Выбыло жилой площади за год, всего	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,2	0	0
6.3. Площадь жилых помещений на конец года, всего	2910,3	2972,3	3052,3	3091,5	3282,4	3321,6	3360,8	3400	3439,2	3478,4	3517,6	3556,8	3596	3635,2	-	-	-
7. Общая отапливаемая площадь жилых зданий, тыс. кв. м																	
7.1. Отапливаемая площадь жилого фонда на начало года, всего	3763,8	3834,9	3908,7	4009,9	4049,1	4319	4358,2	4397,4	4436,6	4475,8	4515	4554,2	4593,4	4632,6	-	-	-
7.2. Прибыло отапливаемой площади жилых домов за год, в том числе:	71,1	73,8	101,2	39,2	269,9	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	459,5	426,7	196
7.2.1. Новое строительство	71,1	73,8	101,2	39,2	269,9	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	468,9	426,7	196
7.2.1.1. Многоквартирные дома	31,9	34,6	62	0	230,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7	230,7	0
7.2.1.2. Индивидуальные дома	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	235,2	196	196
7.2.2. Выбыло отапливаемой площади за год, всего	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,4	0	0
7.3. Отапливаемая площадь жилого фонда на конец года, всего	3834,9	3908,7	4009,9	4049,1	4319	4358,2	4397,4	4436,6	4475,8	4515	4554,2	4593,4	4632,6	4671,8	-	-	-
8. Общая отапливаемая площадь общественно-деловых зданий, тыс. кв. м																	
8.1. Отапливаемая площадь ОДЗ на начало года, всего	647,7	668,7	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	-	-	-
8.2. Прибыло отапливаемой площади ОДЗ за год, в том числе:	21,1	107,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	351,6	0	0

Показатели	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2021- 2026	2027- 2031	2032- 2036
8.2.1. Новое строительство	21,1	107,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	351,6	0	0
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
8.3. Отапливаемая площадь ОДЗ на конец года, всего	668,7	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	776,1	-	-	-
9. Общая отапливаемая площадь производственных зданий, тыс. кв. м																	
9.1. Отапливаемая площадь производственных зданий на начало года, всего	521,5	529,3	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	-	-	-
9.2. Прибыло отапливаемой площади ПЗ за год, в том числе:	7,8	5,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	460,6	0	0
9.2.1. Новое строительство	7,8	5,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	460,6	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
9.3. Отапливаемая площадь производственных зданий на конец года, всего	529,3	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	535,1	-	-	-

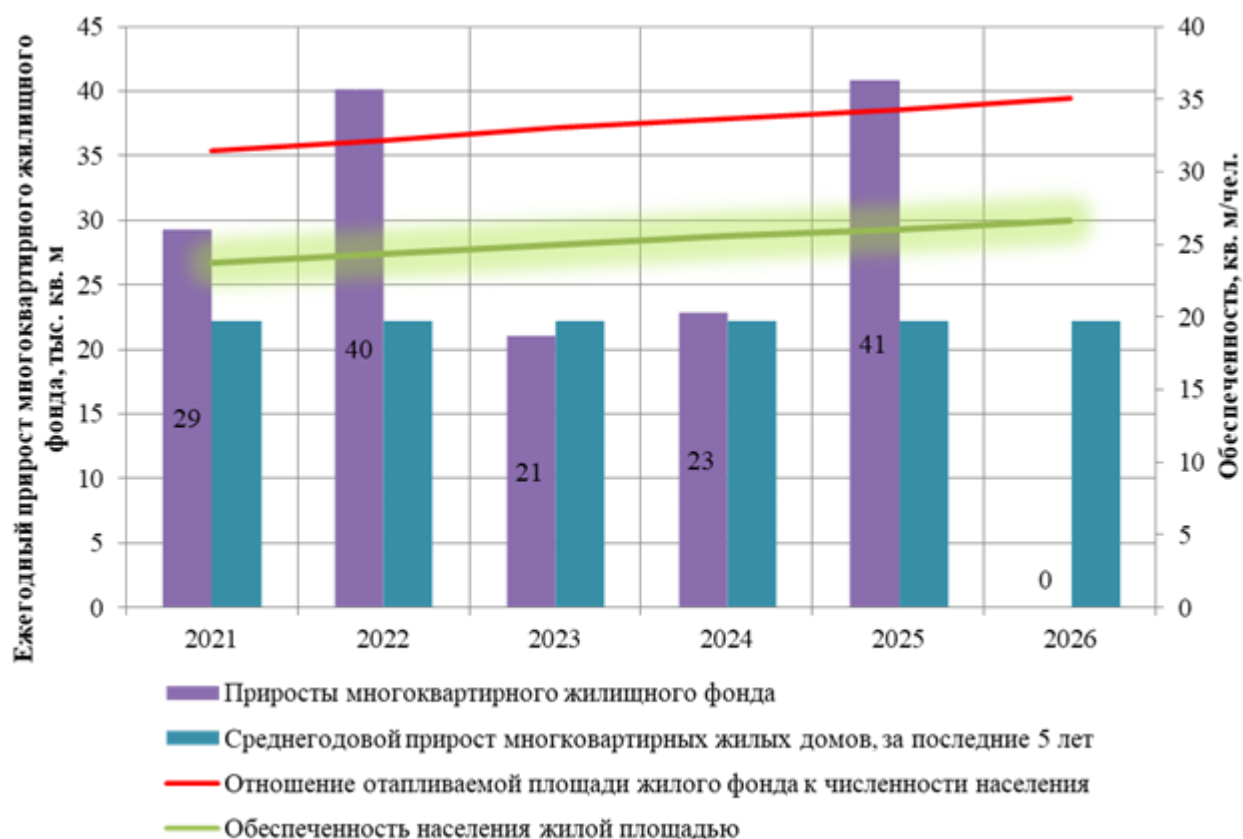


Рисунок 1.6 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем на ближайшую перспективу

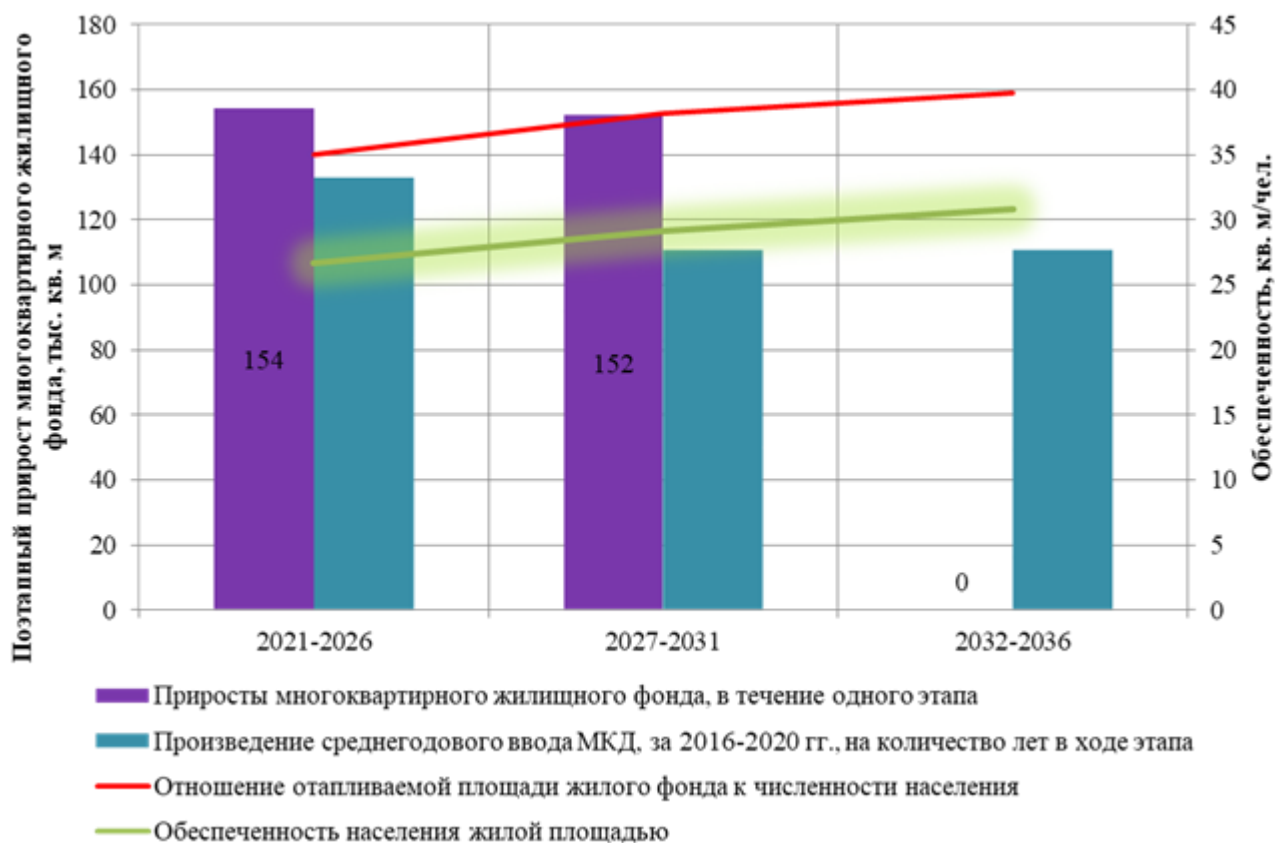


Рисунок 1.7 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем по 3 расчетным этапам

На рисунке ниже представлены модели годовых приростов строительных фондов, в соответствии с МУ.

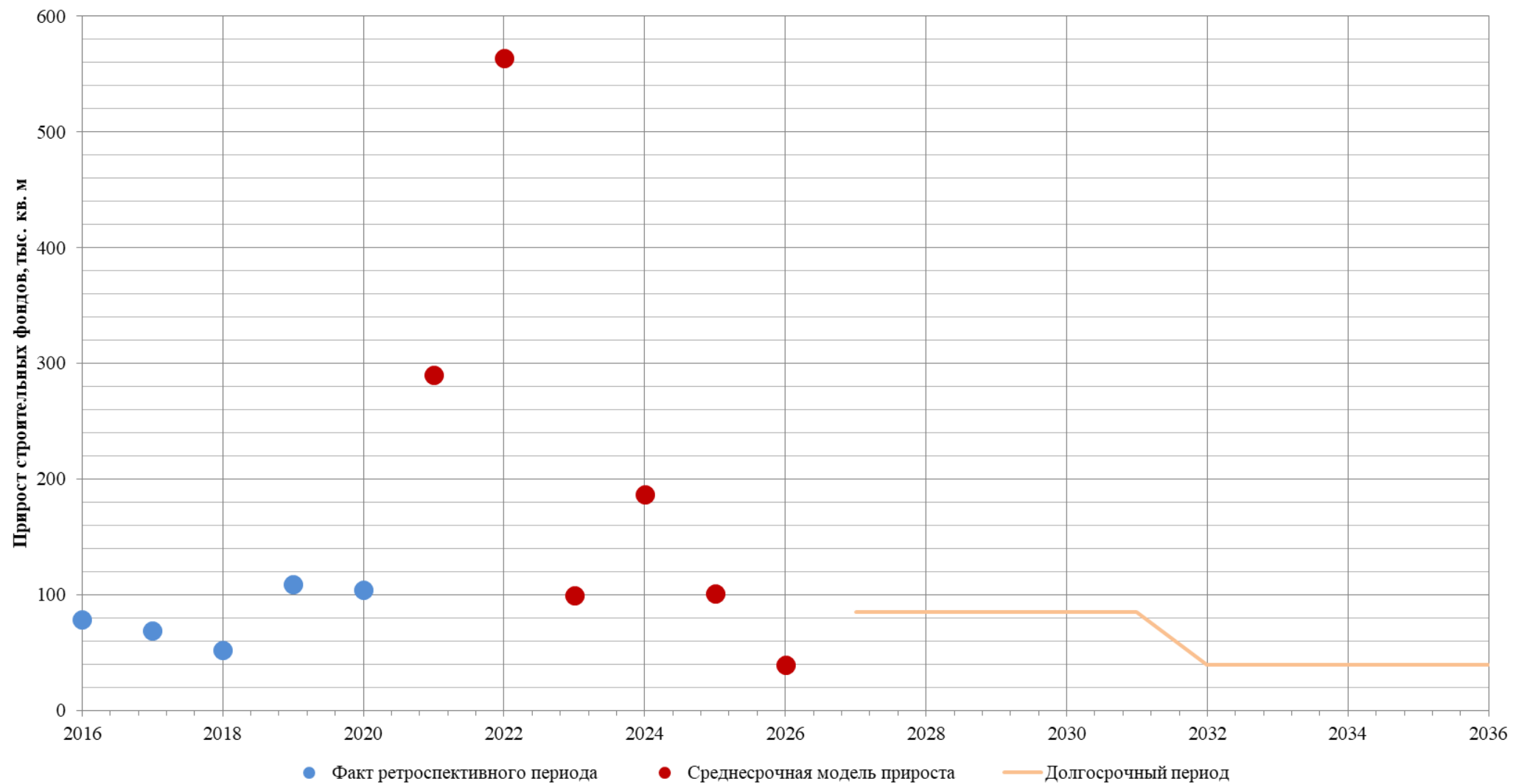


Рисунок 1.8 - Модели годовых приростов строительных фондов (рисунок П28.1 МУ)

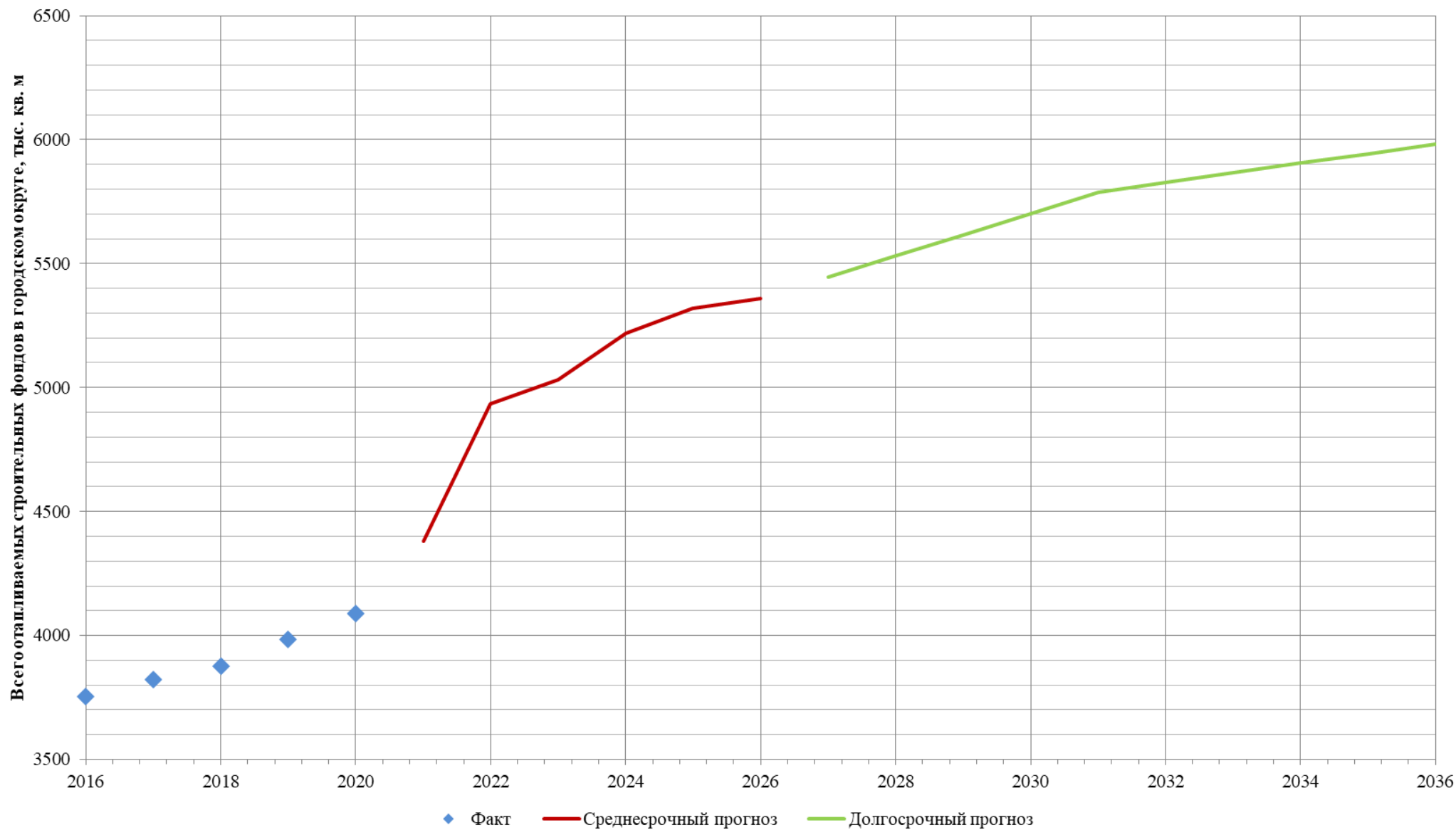


Рисунок 1.9 - Прирост площадей и обеспеченности населения жильем по 3 расчетным этапам (рисунок П28.2 МУ)

Приросты строительных фондов представлены:

- в разрезе планировочных районов;
- в разрезе источников тепловой энергии.

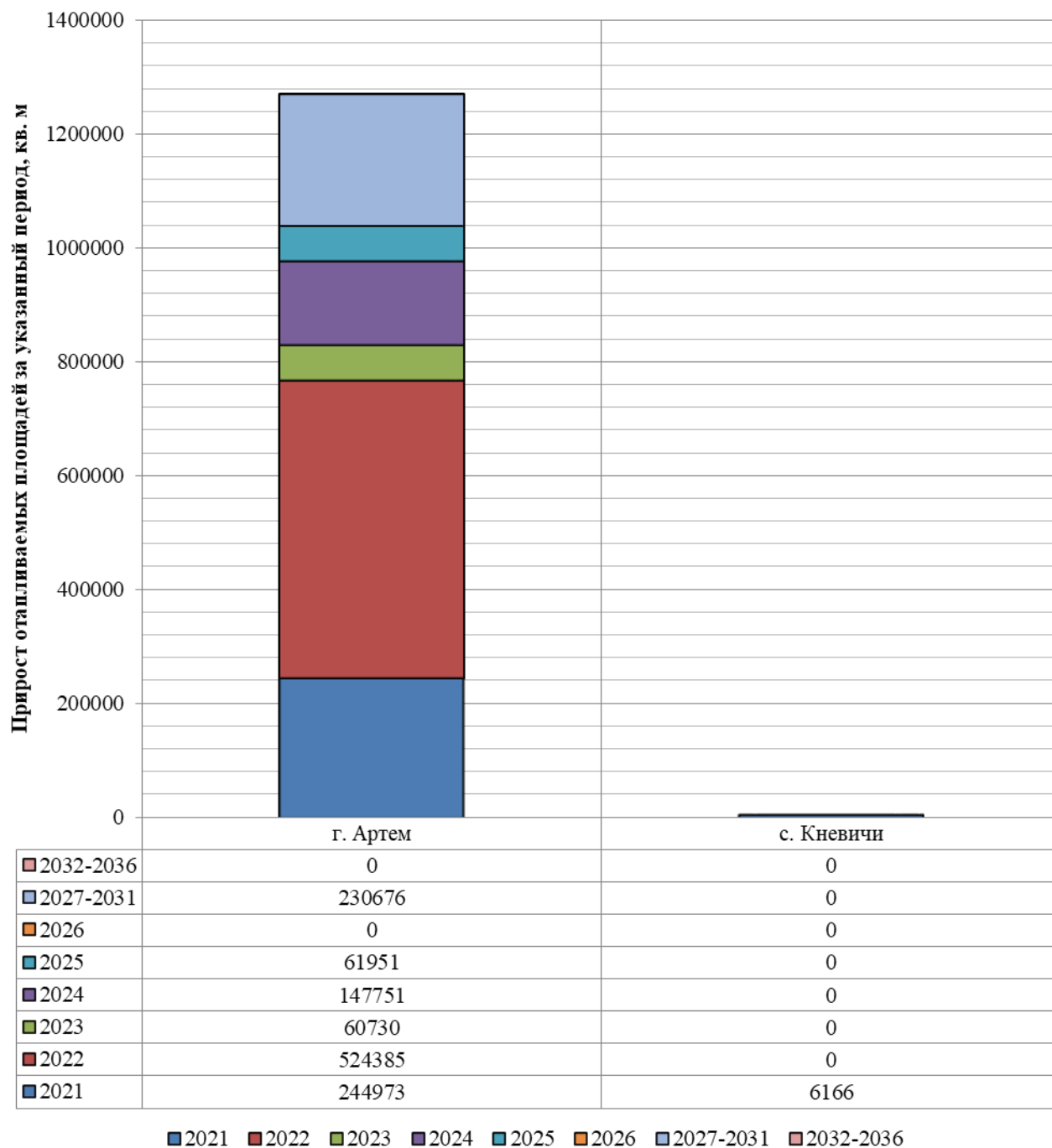


Рисунок 1.10 - Прирост строительных площадей, в разрезе планировочных районов

Существенная доля перспективных потребителей расположена в зоне ТЭЦ.

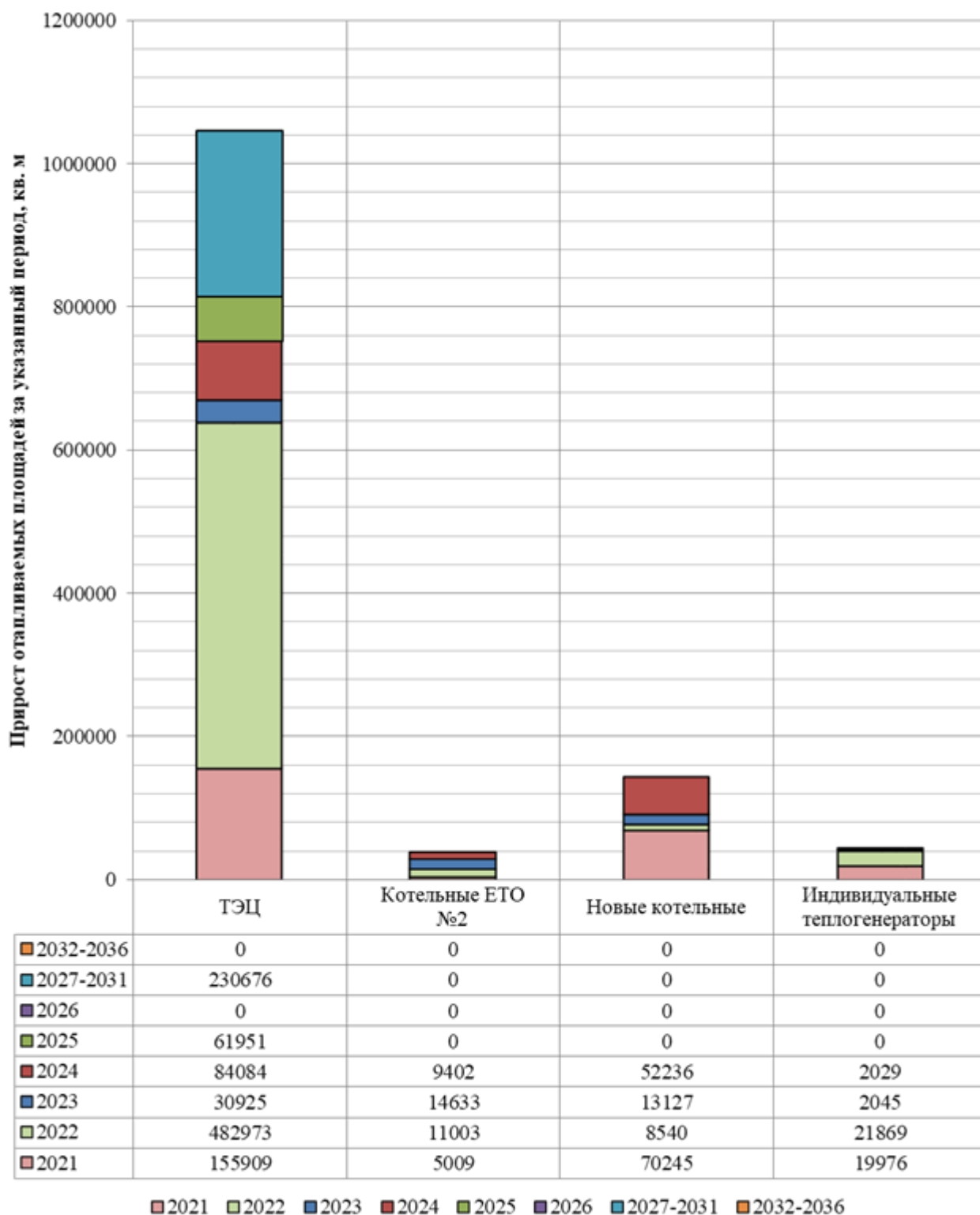


Рисунок 1.11 - Прирост строительных площадей, в зонах действия источников теплоснабжения

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 и перспективные 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 22°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). Снижение фактических нагрузок по сравнению с договорными величинами отчасти вызвано и тем, что некоторые потребители, относящиеся к категории промышленных, отключили часть своих теплопотребляющих 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.

Методология определения и величины расчетных тепловых нагрузок конечных потребителей представлены в разделе 5.3 Главы 1 Обосновывающих материалов.

Таблица 1.3 - Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, принятые для инвестиционного планирования

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч						
		отопление	вентиляция	ГВС _{ср}	ГВС _{макс}	технология в паре	СУММА с учетом ГВС _{ср}	СУММА с учетом ГВС _{макс}
ЕТО №1								
1	ТЭЦ	131,6	5,6	5,3	12,6	0	142,5	149,8
ЕТО №2								
2	№4	1,22	0,00	0,00	0,00	0,00	1,22	1,22
3	Амурская	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00	5,03	5,03
4	№4/1	1,27	0,00	0,00	0,00	0,00	1,27	1,27
5	Школа №35	0,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,49	0,49
6	Подгородненка	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62	0,62
7	Силинский	1,37	0,00	0,00	0,00	0,00	1,37	1,37
8	Школа №22	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,85	0,85
9	Молодежная	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	0,44
10	Угловая	2,89	0,00	0,00	0,00	0,00	2,89	2,89
11	Авиационная	3,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3,47	3,47
12	МАЭ	1,06	0,00	0,04	0,10	0,00	1,1	1,16
13	АМК Баумана	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,13
14	АМК ПМК-57	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч						
		отопление	вентиляция	ГВС _{ср}	ГВС _{макс}	технология в паре	СУММА с учетом ГВС _{ср}	СУММА с учетом ГВС _{макс}
15	АМК Металлобаза	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,13
16	АМК Школа №6	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,23
17	АМК Уткинская	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,35
18	АМК Общежитие	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09
19	АМК Сахалинская	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04
20	АМК сш.№20	0,085	0,00	0,00	0,00	0,00	0,085	0,085
ИТОГО по ЕТО №2		19,91	0,00	0,04	0,10	0,00	19,95	20,01
ЕТО №3								
21	Котельная № 7	1,22	0	0	0	0	1,22	1,22
22	Котельная № 116	1,15	0	0	0	0	1,15	1,15
ИТОГО по ЕТО №3		2,37	0	0	0	0	2,37	2,37
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)								
23	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	1,68	0	0	0	0	1,68	1,68
ИТОГО по прочим ЕТО		1,68	0	0	0	0	1,68	1,68
ИТОГО по муниципальному образованию		155,5	5,6	5,3	12,7	0,0	166,5	173,8

В таблице ниже представлено сравнение величины расчетной нагрузки и договорной потребности в тепловой мощности конечных потребителей, по зоне действия каждого источника тепловой энергии.

Таблица 1.4 - Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей (с учетом ГВС _{ср}), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
ЕТО №1				
1	ТЭЦ	184,2	142,5	77%
ЕТО №2				
2	№4	1,44	1,22	85%
3	Амурская	5,8	5,03	87%
4	№4/1	1,63	1,27	78%
5	Школа №35	0,67	0,49	73%
6	Подгородненка	0,62	0,62	100%
7	Силинский	1,8	1,37	76%
8	Школа №22	0,85	0,85	100%
9	Молодежная	0,53	0,44	84%
10	Угловая	4,05	2,89	71%
11	Авиационная	4,7	3,47	74%
12	МАЭ	1,64	1,1	67%
13	АМК Баумана	0,13	0,13	102%
14	АМК ПМК-57	0,14	0,14	99%
15	АМК Металлобаза	0,14	0,13	93%
16	АМК Школа №6	0,33	0,23	70%
17	АМК Уткинская	0,42	0,35	83%
18	АМК Общежитие	0,1	0,09	87%
19	АМК Сахалинская	0,04	0,04	100%
20	АМК сш.№20	0,085	0,085	100%
ИТОГО по ЕТО №2		25,1	19,9	79%

№ п/п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей (с учетом ГВС _{ср}), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
ЕТО №3				
21	Котельная № 7	1,52	1,22	80%
22	Котельная № 116	1,43	1,15	80%
ИТОГО по ЕТО №3		2,95	2,37	80%
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)				
23	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	2,1	1,68	80%
ИТОГО по прочим ЕТО		2,1	1,68	80%
ИТОГО по муниципальному образованию		214,4	166,5	78%

В таблице ниже представлены «приросты» минус «убыль» зоне действия источников тепловой энергии – абсолютные приросты тепловой мощности, принимаемые для инвестиционного планирования и составления Глав проекта

Таблица 1.5 - Абсолютные приросты тепловой мощности, принимаемые для инвестиционного планирования и составления Глав

№ п/п	Наименование теплоисточника	Прирост расчетных нагрузок за указанный период, Гкал/ч									Прирост расчетных нагрузок нарастающим итогом, Гкал/ч						
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023- 2028	2029- 2032	2033- 2036	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2036
ЕТО №1																	
1	ТЭЦ	5,29	19,47	1,01	2,17	1,44	0,00	29,38	9,32	0,00	24,76	25,77	27,94	29,38	29,38	38,70	38,70
отопление и вентиляция		4,79	17,66	0,93	1,84	1,31	0,00	26,53	6,90	0,00	22,45	23,38	25,22	26,53	26,53	33,43	33,43
ГВС (средняя)		0,50	1,33	0,08	0,33	0,13	0,00	2,37	2,42	0,00	1,83	1,91	2,24	2,37	2,37	4,79	4,79
технология		0,00	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,00	0,00	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
ЕТО №2																	
2	№4	0,00	0,39	0,00	0,20	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,39	0,39	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
отопление и вентиляция		0,00	0,39	0,00	0,20	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,39	0,39	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
ГВС (средняя)		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
технология		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
3	Амурская	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
отопление и вентиляция		0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
ГВС (средняя)		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
технология		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
8	Школа №22	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
отопление и вентиляция		0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
ГВС (средняя)		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
технология		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
10	Угловая	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
отопление и вентиляция		0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
ГВС (средняя)		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
технология		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
ИТОГО по ЕТО №2		0,17	0,45	0,31	0,20	0,00	0,00	1,12	0,00	0,00	0,61	0,92	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
отопление и вентиляция		0,17	0,45	0,31	0,20	0,00	0,00	1,12	0,00	0,00	0,61	0,92	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
ГВС (средняя)		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
технология		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
ИТОГО по всем существующим теплоисточникам		5,46	19,92	1,32	2,37	1,44	0,00	30,51	9,32	0,00	25,38	26,69	29,07	30,51	30,51	39,83	39,83
отопление и вентиляция		4,96	18,11	1,24	2,04	1,31	0,00	27,65	6,90	0,00	23,07	24,30	26,34	27,65	27,65	34,56	34,56
ГВС (средняя)		0,50	1,33	0,08	0,33	0,13	0,00	2,37	2,42	0,00	1,83	1,91	2,24	2,37	2,37	4,79	4,79
технология		0,00	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,00	0,00	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Новые котельные (некомбинированная выработка)																	
23	Новая котельная №1	1,55	0,01	0,01	1,06	0,00	0,00	2,62	0,00	0,00	1,56	1,56	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62
отопление и вентиляция		1,55	0,01	0,01	1,06	0,00	0,00	2,62	0,00	0,00	1,56	1,56	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62
ГВС (средняя)		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
технология		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
24	Новая котельная №2	0,00	0,07	0,04	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,07	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10

№ п/п	Наименование теплоисточника	Прирост расчетных нагрузок за указанный период, Гкал/ч									Прирост расчетных нагрузок нарастающим итогом, Гкал/ч						
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023- 2028	2029- 2032	2033- 2036	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2036
	отопление и вентиляция	0,00	0,07	0,04	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,07	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	ГВС (средняя)	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
	технология	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
25	Новая котельная №3	0,01	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,01	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
	отопление и вентиляция	0,01	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,01	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
	ГВС (средняя)	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
	технология	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
26	Новая котельная №4	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	0,00	0,00	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
	отопление и вентиляция	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	0,00	0,00	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
	ГВС (средняя)	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
	технология	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
27	Новая котельная №5	0,00	0,12	0,00	0,05	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,12	0,12	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	отопление и вентиляция	0,00	0,12	0,00	0,05	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,12	0,12	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	ГВС (средняя)	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
	технология	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
28	Новая котельная №6	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	отопление и вентиляция	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	ГВС (средняя)	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
	технология	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
ИТОГО по новым теплоисточникам		1,95	0,25	0,28	1,10	0,00	0,00	3,59	0,00	0,00	2,21	2,49	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59
	отопление и вентиляция	1,95	0,25	0,28	1,10	0,00	0,00	3,59	0,00	0,00	2,21	2,49	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59
	ГВС (средняя)	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
	технология	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
ИТОГО по системам централизованного теплоснабжения		7,41	20,17	1,60	3,48	1,44	0,00	34,10	9,32	0,00	27,58	29,18	32,66	34,10	34,10	43,42	43,42
	отопление и вентиляция	6,91	18,36	1,52	3,15	1,31	0,00	31,24	6,90	0,00	25,27	26,79	29,93	31,24	31,24	38,15	38,15
	ГВС (средняя)	0,50	1,33	0,08	0,33	0,13	0,00	2,37	2,42	0,00	1,83	1,91	2,24	2,37	2,37	4,79	4,79
	технология	0,00	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,00	0,00	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
-	Индивидуальные теплогенераторы	0,64	0,81	0,05	0,04	0,00	0,00	1,5	0,0	0,0	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	отопление и вентиляция	0,64	0,81	0,05	0,04	0,00	0,00	1,5	0,0	0,0	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	ГВС (средняя)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	технология	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО по муниципальному образованию		8,0	21,0	1,6	3,5	1,4	0,0	35,6	9,3	0,0	29,0	30,7	34,2	35,6	35,6	45,0	45,0
	отопление и вентиляция	7,5	19,2	1,6	3,2	1,3	0,0	32,8	6,9	0,0	26,7	28,3	31,5	32,8	32,8	39,7	39,7
	ГВС (средняя)	0,5	1,3	0,1	0,3	0,1	0,0	2,4	2,4	0,0	1,8	1,9	2,2	2,4	2,4	4,8	4,8
	технология	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

1.2.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии

Таблица 1.6 - Балансы тепловой энергии по всем системам теплоснабжения, с учетом реализации выбранного сценария развития

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ЕТО №1																				
Теплоисточник №	1	ТЭЦ, эксплуатирующая организация - АО «ДГК», ЕТО №1 (АО «ДГК»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	720,9	583,692	651,142	662,786	673,718	653,219	665,101	672,09	679,59	683,84	687,80	713,49	713,49	713,49	713,49	713,49	713,49	713,49	713,49
Собственные нужды	тыс. Гкал	68,077	63,651	71,343	73,155	76,152	76,078	76,078	76,078	76,078	76,078	76,078	76,078	76,078	76,078	76,078	76,078	76,078	76,078	76,078
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	649,445	516,719	576,43	586,363	594,32	573,821	585,703	592,696	600,196	604,439	608,406	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	649,445	516,719	576,43	586,363	594,32	573,821	585,703	592,70	600,20	604,44	608,41	634,09	634,09	634,09	634,09	634,09	634,09	634,09	634,09
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	649,445	516,719	576,43	586,363	594,32	573,821	585,703	592,70	600,20	604,44	608,41	634,09	634,09	634,09	634,09	634,09	634,09	634,09	634,09
Хозяйственные нужды ТЭЦ	тыс. Гкал	3,378	3,322	3,369	3,268	3,246	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320
Полезный отпуск АО «ДГК», по регулируемому виду деятельности - производство тепловой энергии (отпуск в сеть)	тыс. Гкал	646,07	513,40	573,06	583,10	591,07	570,50	582,38	589,38	596,88	601,12	605,09	630,77	630,77	630,77	630,77	630,77	630,77	630,77	630,77
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	1,125	1,039	1,09	1,039	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085
Потери в сетях	тыс. Гкал	275,71	202,38	230,94	233,61	194,05	200,46	204,64	207,09	209,73	211,22	212,61	221,64	221,64	221,64	221,64	221,64	221,64	221,64	221,64
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	369,232	309,978	341,031	348,448	395,936	368,956	376,663	381,199	386,063	388,815	391,389	408,048	408,048	408,048	408,048	408,048	408,048	408,048	408,048
ЕТО №2																				
Теплоисточник №	2	№4, организация-производитель - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	3,329	3,169	3,246	3,551	3,419	3,317	3,317	3,317	3,317	3,317	3,317	3,317	3,317	3,317	3,317	3,317	3,317	3,317	3,317
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,230	0,243	0,193	0,239	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	3,099	2,926	3,053	3,312	3,174	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	3,099	2,926	3,053	3,312	3,174	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	3,099	2,926	3,053	3,312	3,174	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072	3,072
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0,064	0,137	0,117	0,41	0,214	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	3,035	2,789	2,936	2,902	2,960	2,881	2,881	2,881	2,881	2,881	2,881	2,881	2,881	2,881	2,881	2,881	2,881	2,881	2,881
Теплоисточник №	3	Амурская, организация-производитель - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	14,503	13,134	13,255	14,075	13,576	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,718	0,739	0,755	0,719	0,747	0,664	0,664	0,664	0,664	0,664	0,664	0,664	0,664	0,664	0,664	0,664	0,664	0,664	0,664
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	13,785	12,395	12,500	13,356	12,829	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	13,785	12,395	12,500	13,356	12,829	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	13,785	12,395	12,500	13,356	12,829	13,337	13,337	13,337	13,337	13,337	13,337	13,337	13,337	13,337	13,337	13,337	13,337	13,337	13,337
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0,425	-0,056	0,051	0,905	0,397	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	13,317	12,408	12,406	12,408	12,389	12,094	12,094	12,094	12,094	12,094	12,094	12,094	12,094	12,094	12,094	12,094	12,094	12,094	12,094
Теплоисточник №	4	№4/1, организация-производитель - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	3,724	3,451	3,342	4,004	3,742	3,479	3,479	3,479	3,479	3,479	3,479	3,479	3,479	3,479	3,479	3,479	3,479	3,479	3,479
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,118	0,117	0,121	0,455	0,193	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	3,606	3,334	3,221	3,549	3,549	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	3,606	3,334	3,221	3,549	3,549	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	3,606	3,334	3,221	3,549	3,549	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374	3,374
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	-0,055	-0,055	-0,055	0,567	0,285	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	3,661	3,389	3,276	2,982	3,264	3,172	3,172	3,172	3,172	3,172	3,172	3,172	3,172	3,172	3,172	3,172	3,172	3,172	3,172
Теплоисточник №	5	Школа №35, организация-производитель - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	1,519	1,374	1,252	1,720	1,394	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,029	0,028	0,030	0,043	0,047	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	1,490	1,346	1,222	1,678	1,347	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	1,490	1,346	1,222	1,678	1,347	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	1,490	1,346	1,222	1,678	1,347	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0,105	0,126	0,051	0,412	0,037	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	1,385	1,220	1,171	1,266	1,310	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193
Теплоисточник №	6	Подгородненка, организация-производитель - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	2,654	2,263	2,026	2,855	2,414	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,068	0,068	0,069	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	2,586	2,195	1,957	2,787	2,346	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	2,586	2,195	1,957	2,787	2,346	1,922	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	2,586	2,195	1,957	2,787	2,346	1,922	1,922	1,922	1,922	1,922	1,922	1,922	1,922	1,922	1,922	1,922	1,922	1,922	1,922
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	1,577	1,148	0,89	1,654	1,198	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	1,009	1,047	1,067	1,133	1,148	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111
Теплоисточник №	7	Силинский, организация-производитель - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	4,700	3,947	3,947	4,410	4,027	4,067	4,067	4,067	4,067	4,067	4,067	4,067	4,067	4,067	4,067	4,067	4,067	4,067	4,067
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,130	0,130	0,130	0,119	0,130	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	4,570	3,817	3,817	4,291	3,897	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	4,570	3,817	3,817	4,291	3,897	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	4,570	3,817	3,817	4,291	3,897	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982	3,982
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0,848	0,504	0,519	0,969	0,715	0,646	0,646	0,646	0,646	0,646	0,646	0,646	0,646	0,646	0,646	0,646	0,646	0,646	0,646
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	3,722	3,313	3,298	3,322	3,182	3,124	3,336	3,336	3,336	3,336	3,336	3,336	3,336	3,336	3,336	3,336	3,336	3,336	3,336
Теплоисточник №	8	Школа №22, организация-производитель - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	2,909	2,345	2,345	2,700	2,400	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	4,671	3,355	3,588	3,747	3,243	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,342	0,318	0,326	0,318	0,296	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	4,329	3,037	3,262	3,429	2,946	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	4,329	3,037	3,262	3,429	2,946	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	4,329	3,037	3,262	3,429	2,946	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712	2,712
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	1,399	0,75	0,906	1,311	1,02	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	2,930	2,287	2,356	2,118	1,926	1,965	1,965	1,965	1,965	1,965	1,965	1,965	1,965	1,965	1,965	1,965	1,965	1,965	1,965
Теплоисточник № 13		АМК Баумана, организация-производитель - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	0,388	0,379	0,389	0,424	0,385	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	0,388	0,379	0,389	0,424	0,385	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	0,388	0,379	0,389	0,424	0,385	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0,388	0,379	0,389	0,424	0,385	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0,065	0,055	0,067	0,1	0,061	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	0,323	0,324	0,322	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324
Теплоисточник № 14		АМК ПМК-57, организация-производитель - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	0,428	0,409	0,371	0,426	0,342	0,39	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	0,428	0,409	0,371	0,426	0,342	0,39	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	0,428	0,409	0,371	0,426	0,342	0,39	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0,428	0,409	0,371	0,426	0,342	0,392	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365	0,365
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0,218	0,2	0,155	0,198	0,1	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	0,210	0,209	0,216	0,228	0,242	0,241	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214
Теплоисточник № 19		АМК сш №20, организация-производитель - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,095	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236
Собственные нужды	тыс. Гкал	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
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,095	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	0	0	0	0	0,095	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0,095	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0	0	0	0	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,094	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ИТОГО по ЕТО №2																				
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	62,996	55,575	55,896	58,325	58,325	59,225	59,811	59,811	59,811	59,811	59,811	59,811	59,811	59,811	59,811	59,811	59,811	59,811	59,811
Собственные нужды	тыс. Гкал	2,792	2,799	2,812	2,488	2,488	2,528	2,567	2,567	2,567	2,567	2,567	2,567	2,567	2,567	2,567	2,567	2,567	2,567	2,567
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	60,204	52,776	53,084	55,837	55,837	56,697	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	60,204	52,776	53,084	55,837	55,837	56,697	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	60,204	52,776	53,084	55,837	55,837	56,697	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245	57,245
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	8,197	5,202	6,172	7,502	7,502	7,565	7,599	7,599	7,599	7,599	7,599	7,599	7,599	7,599	7,599	7,599	7,599	7,599	7,599
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	51,964	47,531	46,87	48,291	48,291	49,09	49,602	49,602	49,602	49,602	49,602	49,602	49,602	49,602	49,602	49,602	49,602	49,602	49,602
ЕТО №3 (ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)																				
Теплоисточник №	20	Котельная № 7 , организация-производитель - ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, ЕТО-3 (ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124	4,124
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439	0,439
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594	3,594
Теплоисточник №	21	Котельная № 116 , организация-производитель - ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, ЕТО-3 (ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192	4,192
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446	0,446
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653	3,653
ИТОГО по ЕТО №3																				
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316	8,316
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247	7,247
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)																				
Теплоисточник №	22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания», организация-производитель - АО «Первая инвестиционная управляющая компания», ЕТО-4 (АО «Первая инвестиционная управляющая компания»)																		
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	5,633	5,633	5,633	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	5,509	5,509	5,509	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	5,509	5,509	5,509	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	5,509	5,509	5,509	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды тепловых сетей	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	5,509	5,509	5,509	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087
ИТОГО по прочим ЕТО																				
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	5,633	5,633	5,633	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212	5,212
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	5,509	5,509	5,509	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087
1) С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-1) в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	5,509	5,509	5,509	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087
2-1) в паре, тыс. Гкал	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-2) в горячей воде, тыс. Гкал	тыс. Гкал	5,509	5,509	5,509	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087	5,087
Потери в сетях ЕТО	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ЕТО	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

1.2.3. Существующие и перспективные объемы 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, требуется перевести открытые системы потребления теплоносителя на нужды ГВС на теплоснабжение по закрытой схеме.

Тепловые пункты потребителей, получающие ГВС непосредственно из трубопроводов тепловых сетей, должны быть оборудованы теплообменниками для нагрева холодной воды. Перечень объектов, подлежащих переводу в закрытую систему теплоснабжения, представлен в Главе 9. Перспективное потребление теплоносителя на источниках тепловой энергии представлено в Главе 6.

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

По данным Администрации города, на ближайшую перспективу строительство новых предприятий с планируемым подключением к системе централизованного теплоснабжения не предусматривается. Информация о развитии и реконструкции существующих предприятий города отсутствует. 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.

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

В соответствии с п. 2 ПП РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 г.):

«...у) "средневзвешенная плотность тепловой нагрузки" - отношение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии к площади территории, на которой располагаются объекты потребления тепловой энергии указанных потребителей, определяемое для каждого расчетного элемента территориального деления, зоны действия каждого источника тепловой энергии, каждой системы теплоснабжения и в целом по поселению, городскому округу, городу федерального значения в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения».

Величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки представлены в таблице ниже (в разрезе источников теплоснабжения).

В разрезе расчетных элементов территориального деления, значения плотности представлены в Приложении 3 Главы 2.

Таблица 1.7 - Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки, в разрезе источников теплоснабжения

№ п/п	Наименование теплоисточника	Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га								
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2032	2036
ЕТО №1										
1	ТЭЦ	0,160	0,167	0,184	0,185	0,188	0,190	0,190	0,196	0,196
	отопление и вентиляция	0,154	0,160	0,176	0,177	0,179	0,180	0,180	0,184	0,184
	ГВС (средняя)	0,006	0,007	0,008	0,008	0,008	0,009	0,009	0,011	0,011
	технология	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
ЕТО №2										
2	№4	0,413	0,413	0,520	0,520	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587
	отопление и вентиляция	0,413	0,413	0,520	0,520	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Амурская	0,187	0,187	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184
	отопление и вентиляция	0,187	0,187	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8	Школа №22	0,146	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174
	отопление и вентиляция	0,146	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	Угловая	0,273	0,273	0,273	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302
	отопление и вентиляция	0,273	0,273	0,273	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ИТОГО по ЕТО №2	0,183	0,185	0,187	0,190	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191
	отопление и вентиляция	0,183	0,184	0,186	0,189	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ИТОГО по всем существующим теплоисточникам	0,167	0,172	0,188	0,189	0,192	0,193	0,193	0,199	0,199
	отопление и вентиляция	0,161	0,166	0,180	0,182	0,184	0,185	0,185	0,188	0,188
	ГВС (средняя)	0,005	0,006	0,007	0,007	0,008	0,008	0,008	0,010	0,010
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Новые котельные (некомбинированная выработка)										
23	Новая котельная №1	0,000	0,808	0,802	0,795	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427
	отопление и вентиляция	0,000	0,808	0,802	0,795	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
24	Новая котельная №2	0,000	0,000	0,692	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581
	отопление и вентиляция	0,000	0,000	0,692	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

№ п/п	Наименование теплоисточника	Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га								
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2032	2036
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
25	Новая котельная №3	0,000	0,833	0,833	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631
	отопление и вентиляция	0,000	0,833	0,833	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
26	Новая котельная №4	0,000	0,833	0,833	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831
	отопление и вентиляция	0,000	0,833	0,833	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27	Новая котельная №5	0,000	0,000	0,338	0,338	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310
	отопление и вентиляция	0,000	0,000	0,338	0,338	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
28	Новая котельная №6	0,000	0,000	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602
	отопление и вентиляция	0,000	0,000	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ИТОГО по новым теплоисточникам		0,000	0,813	0,741	0,718	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459
	отопление и вентиляция	0,000	0,813	0,741	0,718	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459
	ГВС (средняя)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ИТОГО по системам централизованного теплоснабжения		0,167	0,174	0,190	0,191	0,194	0,195	0,195	0,201	0,201
	отопление и вентиляция	0,161	0,168	0,182	0,183	0,186	0,187	0,187	0,190	0,190
	ГВС (средняя)	0,005	0,006	0,007	0,007	0,008	0,008	0,008	0,010	0,010
	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

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

Зоны действия источников тепловой энергии представлены на рисунках ниже.



Рисунок 2.1 - Зоны основных теплоисточников

Границы зоны действия котельной установлены по зданиям конечных потребителей, подключенным к тепловым сетям.

Зоны действия муниципальных и ведомственных котельных преимущественно локализованы друг от друга и от зон действия источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

2.1.2. Перспективные зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

Проектом 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

Наряду со строительством многоэтажного жилищного фонда планируется строительство малоэтажной и индивидуальной жилой застройки.

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.

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

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки представлены в таблицах ниже.

Таблица 2.1 - Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, систем теплоснабжения, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 (таблица П34.1 МУ)

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ТЭЦ, эксплуатирующая организация - АО «ДГК», ЕТО №1 - АО «ДГК», а после 2026 г. - ТЭЦ-2																			
Установленная тепловая мощность, в том числе:	297	300	300	300	300	300	300	300	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448
1) отборы паровых турбин, в том числе:	297	300	300	300	300	300	300	300	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448
1-1) производственных показателей (с учетом противодавления)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2) теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	297	300	300	300	300	300	300	300	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448
2) РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) ПВК	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность станции	297	300	300	300	300	300	300	300	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:	93,6	93,6	93,6	96,3	106,1	106,6	107,7	108,4	101,6	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3
Производственная нагрузка	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Городская застройка	93,6	93,6	93,6	96,3	106,1	106,6	107,7	108,4	101,6	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3	106,3
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	209,9	197,7	185,4	190,7	210,2	211,2	213,4	214,8	201,2	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление и вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Городская застройка	209,9	197,7	185,4	190,7	210,2	211,2	213,4	214,8	201,2	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5
отопление и вентиляция	202,9	190,6	178,4	183,5	202,2	203,2	205,2	206,6	193,6	202,5	202,5	202,5	202,5	202,5	202,5	202,5	202,5	202,5	202,5
горячее водоснабжение	7,1	7,1	7,1	7,3	8	8	8,1	8,2	7,7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	285,9	217,4	231,8	239,7	269	270,5	273,8	276	255,5	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление и вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Городская застройка	285,9	217,4	231,8	239,7	269	270,5	273,8	276	255,5	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6	269,6
отопление и вентиляция	276,3	209,6	223	230,6	258,8	260,3	263,4	265,5	245,8	259,3	259,3	259,3	259,3	259,3	259,3	259,3	259,3	259,3	259,3
горячее водоснабжение	9,6	7,8	8,8	9,1	10,2	10,3	10,4	10,5	9,7	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-23,1	-7,9	4,4	-3,6	-32,9	-34,4	-37,7	-39,8	128,6	114,6	114,6	114,6	114,6	114,6	114,6	114,6	114,6	114,6	114,6
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	-5,5	66	51,6	43,6	14,3	12,8	9,6	7,4	175,8	161,8	161,8	161,8	161,8	161,8	161,8	161,8	161,8	161,8	161,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	147	150	150	150	150	150	150	150	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата (необходимая к обеспечению тепловая нагрузка в соответствии с НТД)	244,5	185,8	198,2	205	230	231,3	234,1	236	218,5	230,5	230,5	230,5	230,5	230,5	230,5	230,5	230,5	230,5	230,5
Зона действия источника тепловой мощности, га	859,9	860,7	861,6	861,7	884,2	884,2	884,2	884,2	884,2	903,4	903,4	903,4	903,4	903,4	903,4	903,4	903,4	903,4	903,4
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,332	0,253	0,269	0,278	0,304	0,306	0,31	0,312	0,289	0,298	0,298	0,298	0,298	0,298	0,298	0,298	0,298	0,298	0,298

Таблица 2.2 - Балансы тепловой мощности котельных в зоне действия ЕТО (таблица П34.2 МУ)

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ЕТО №2																				
№4, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,39	1,39	1,44	1,44	1,76	1,76	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,28	1,28	1,28	1,28	1,61	1,61	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
8	отопление	1,22	1,22	1,22	1,22	1,54	1,54	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,27	1,27	1,22	1,22	0,89	0,89	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,44	1,44	1,44	1,44	1,11	1,11	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,08	1,08	1,08	1,08	1,36	1,36	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,85	2,85	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,428	0,428	0,413	0,413	0,52	0,52	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587
Амурская, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03
2	Располагаемая тепловая мощность станции	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	5,57	5,57	5,8	5,8	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	5,24	5,24	5,24	5,24	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14
8	отопление	5,03	5,03	5,03	5,03	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	5,25	5,25	5,02	5,02	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	5,79	5,79	5,79	5,79	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	4,43	4,43	4,43	4,43	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	25,76	25,76	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,195	0,195	0,187	0,187	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
№4/1, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
2	Располагаемая тепловая мощность станции	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	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
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
8	отопление	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,79	1,79	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	3,56	3,56	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,357	0,357	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355
Школа №35, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,63	0,63	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
8	отопление	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,32	1,32	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,88	0,88	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,557	0,557	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519
Подгородненка, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	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
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,58	0,58	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
8	отопление	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,42	0,42	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	6,1	6,1	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,102	0,102	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095
Силинский, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,73	1,73	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
8	отопление	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,57	0,57	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	6,35	6,35	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,216	0,216	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207
Школа №22, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,81	0,81	0,85	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,94	0,94	0,94	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
8	отопление	0,85	0,85	0,85	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,51	1,51	1,47	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,47	1,47	1,47	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,8	0,8	0,8	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	5,52	5,52	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,154	0,154	0,146	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174
Молодежная, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	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
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,83	0,83	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
8	отопление	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,11	1,11	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла																			
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	11,73	11,73	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,038	0,038	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059
Угловая, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75
2	Располагаемая тепловая мощность станции	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,73	3,73	4,05	4,05	4,05	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65	3,65
8	отопление	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	4,6	4,6	4,28	4,28	4,28	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	9,77	9,77	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,296	0,296	0,273	0,273	0,273	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302
Авиационная, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
2	Располагаемая тепловая мощность станции	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	4,73	4,73	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81
8	отопление	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,95	0,95	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	12,54	12,54	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,277	0,277	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278
МАЭ, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32
2	Располагаемая тепловая мощность станции	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,66	2,66	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
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
8	отопление	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	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
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,89	0,89	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	26,52	26,52	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,041	0,041	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
АМК Баумана, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	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
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	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
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
8	отопление	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
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	станции) при аварийном выводе самого мощного котла																			
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095
АМК ПМК-57, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	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
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,16	0,16	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
8	отопление	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	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
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,13	1,13	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,127	0,127	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136
АМК Металлобаза, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	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
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,18	0,18	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
8	отопление	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
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,32	0,32	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,03	2,03	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,064	0,064	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
АМК Школа №6, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	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
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,27	0,27	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
8	отопление	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,23	0,23	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,91	0,91	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,253	0,253	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208
АМК Уткинская, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	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
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	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
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,44	0,44	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
8	отопление	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,55	0,55	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,65	1,65	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,212	0,212	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
АМК Общежитие, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	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
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
8	отопление	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	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
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146
АМК Сахалинская, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 - КГУП «ПТЭ»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	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
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
8	отопление	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
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	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
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	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
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
ИТОГО по ЕТО №2																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36	52,36
2	Располагаемая тепловая мощность станции	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94	48,94
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	2,15	2,15	2,15	2,17	2,18	2,21	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	25,59	25,59	25,04	25,21	25,42	25,73	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	22,01	22,01	22,01	22,2	22,42	22,76	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97
8	отопление	19,82	19,82	19,82	19,99	20,21	20,51	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	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
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	21,21	21,21	21,75	21,56	21,34	21	20,79	20,79	20,79	20,79	20,79	20,79	20,79	20,79	20,79	20,79	20,79	20,79	20,79
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	26,93	26,93	26,93	26,74	26,52	26,18	25,97	25,97	25,97	25,97	25,97	25,97	25,97	25,97	25,97	25,97	25,97	25,97	25,97
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93	25,93
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	18,62	18,62	18,62	18,78	18,97	19,26	19,43	19,43	19,43	19,43	19,43	19,43	19,43	19,43	19,43	19,43	19,43	19,43	19,43
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	120,19	120,19	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4	108,4
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,165	0,165	0,183	0,185	0,187	0,19	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191	0,191
ЕТО №3																				
Котельная № 7 , эксплуатирующая организация - ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, ЕТО №3 - ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
2	Располагаемая тепловая мощность станции	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
8	отопление	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Котельная № 116 , эксплуатирующая организация - ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, ЕТО №3 - ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
2	Располагаемая тепловая мощность станции	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
8	отопление	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954	0,954
ИТОГО по ЕТО №3																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
2	Располагаемая тепловая мощность станции	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
8	отопление	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53	5,53
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)																				
Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания», эксплуатирующая организация - АО «Первая инвестиционная управляющая компания», ЕТО №4 - АО «Первая инвестиционная управляющая компания»																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83
2	Располагаемая тепловая мощность станции	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
8	отопление	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075
ИТОГО по прочим ЕТО																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83
2	Располагаемая тепловая мощность станции	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83	18,83
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
8	отопление	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15	17,15
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075	2,075
ИТОГО по всем существующим котельным																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99
2	Располагаемая тепловая мощность станции	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57	76,57
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	2,46	2,46	2,46	2,48	2,49	2,52	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	30,64	30,64	30,1	30,26	30,48	30,79	30,99	30,99	30,99	30,99	30,99	30,99	30,99	30,99	30,99	30,99	30,99	30,99	30,99
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	26,37	26,37	26,37	26,55	26,78	27,12	27,33	27,33	27,33	27,33	27,33	27,33	27,33	27,33	27,33	27,33	27,33	27,33	27,33
8	отопление	23,87	23,87	23,87	24,04	24,25	24,56	24,76	24,76	24,76	24,76	24,76	24,76	24,76	24,76	24,76	24,76	24,76	24,76	24,76
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	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
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	43,47	43,47	44,01	43,83	43,6	43,26	43,05	43,05	43,05	43,05	43,05	43,05	43,05	43,05	43,05	43,05	43,05	43,05	43,05
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	50,2	50,2	50,2	50,02	49,79	49,45	49,24	49,24	49,24	49,24	49,24	49,24	49,24	49,24	49,24	49,24	49,24	49,24	49,24
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94	46,94
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	22,31	22,31	22,31	22,46	22,65	22,94	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	123,57	123,57	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78	111,78
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,193	0,193	0,214	0,215	0,217	0,22	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222
Новые котельные																				
Новая котельная №1, эксплуатирующая организация - ТСО не определена, ЕТО №XXX																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:				3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
2	Располагаемая тепловая мощность станции				3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде				0,04	0,04	0,04	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде				0,08	0,08	0,08	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
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде				1,55	1,56	1,56	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:				1,63	1,64	1,64	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76
8	отопление				1,55	1,56	1,56	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62
9	вентиляция				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)				1,87	1,86	1,86	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)				1,87	1,86	1,86	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла				2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла				1,38	1,38	1,39	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
15	Зона действия источника тепловой мощности, га				1,92	1,94	1,97	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га				0,808	0,802	0,795	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427
Новая котельная №2, эксплуатирующая организация - ТСО не определена, ЕТО №XXX																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:				0	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
2	Располагаемая тепловая мощность станции				0	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде				0	0	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
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде				0	0,07	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:				0	0,07	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
8	отопление				0	0,07	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
9	вентиляция				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)				0	0,08	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
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)				0	0,08	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
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла				0	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла				0	0,06	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
15	Зона действия источника тепловой мощности, га				0	0,1	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
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га				0	0,692	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581	0,581
Новая котельная №3, эксплуатирующая организация - ТСО не определена, ЕТО №XXX																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:				0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
2	Располагаемая тепловая мощность станции				0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде				0	0	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
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде				0	0	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

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде				0,01	0,01	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:				0,01	0,01	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
8	отопление				0,01	0,01	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
9	вентиляция				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)				0,34	0,34	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)				0,34	0,34	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла				0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла				0,01	0,01	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
15	Зона действия источника тепловой мощности, га				0,01	0,01	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га				0,833	0,833	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631	0,631
Новая котельная №4, эксплуатирующая организация - ТСО не определена, ЕТО №XXX																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:				0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2	Располагаемая тепловая мощность станции				0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде				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
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде				0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде				0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:				0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
8	отопление				0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
9	вентиляция				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)				0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)				0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла				0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла				0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
15	Зона действия источника тепловой мощности, га				0,47	0,47	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га				0,833	0,833	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831	0,831
Новая котельная №5, эксплуатирующая организация - ТСО не определена, ЕТО №XXX																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:				0	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
2	Располагаемая тепловая мощность станции				0	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде				0	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
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде				0	0,12	0,12	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:				0	0,13	0,13	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
8	отопление				0	0,12	0,12	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
9	вентиляция				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)				0	0,12	0,12	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)				0	0,12	0,12	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла				0	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла				0	0,11	0,11	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
15	Зона действия источника тепловой мощности, га				0	0,36	0,36	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га				0	0,338	0,338	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Новая котельная №6, эксплуатирующая организация - ТСО не определена, ЕТО №XXX																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:				0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	Располагаемая тепловая мощность станции				0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде				0	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:				0	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
8	отопление				0	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
9	вентиляция				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)				0	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
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)				0	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
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла				0	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла				0	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
15	Зона действия источника тепловой мощности, га				0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га				0	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602
ИТОГО по новым котельным																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0	0	0	4,35	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0	0	0	4,35	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0	0	0	0,05	0,05	0,06	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0	0	0	0,1	0,11	0,12	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
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0	0	0	1,95	2,21	2,49	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0	0	0	2,05	2,32	2,61	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77
8	отопление	0	0	0	1,95	2,21	2,49	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0	0	0	2,3	2,53	2,24	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0	0	0	2,3	2,53	2,24	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0	0	0	3,26	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0	0	0	1,73	1,96	2,21	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	0	0	0	2,4	2,98	3,46	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0	0	0	0,813	0,741	0,718	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459	0,459
ИТОГО по системам централизованного теплоснабжения на базе котельных																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	79,99	79,99	79,99	84,34	84,84	84,84	84,84	84,84	84,84	84,84	84,84	84,84	84,84	84,84	84,84	84,84	84,84	84,84	84,84
2	Располагаемая тепловая мощность станции	76,57	76,57	76,57	80,92	81,42	81,42	81,42	81,42	81,42	81,42	81,42	81,42	81,42	81,42	81,42	81,42	81,42	81,42	81,42
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,55	3,55	3,55	3,6	3,61	3,61	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	2,46	2,46	2,46	2,58	2,6	2,64	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	30,64	30,64	30,1	32,22	32,69	33,28	34,58	34,58	34,58	34,58	34,58	34,58	34,58	34,58	34,58	34,58	34,58	34,58	34,58
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	26,37	26,37	26,37	28,6	29,09	29,73	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1
8	отопление	23,87	23,87	23,87	25,99	26,46	27,05	28,35	28,35	28,35	28,35	28,35	28,35	28,35	28,35	28,35	28,35	28,35	28,35	28,35
9	вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	горячее водоснабжение	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
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	43,47	43,47	44,01	46,13	46,14	45,5	44,13	44,13	44,13	44,13	44,13	44,13	44,13	44,13	44,13	44,13	44,13	44,13	44,13
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	50,2	50,2	50,2	52,32	52,33	51,69	50,32	50,32	50,32	50,32	50,32	50,32	50,32	50,32	50,32	50,32	50,32	50,32	50,32
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	46,94	46,94	46,94	50,21	50,58	50,58	50,58	50,58	50,58	50,58	50,58	50,58	50,58	50,58	50,58	50,58	50,58	50,58	50,58
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	22,31	22,31	22,31	24,2	24,61	25,15	26,31	26,31	26,31	26,31	26,31	26,31	26,31	26,31	26,31	26,31	26,31	26,31	26,31
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	123,57	123,57	111,78	114,18	114,76	115,24	119,59	119,59	119,59	119,59	119,59	119,59	119,59	119,59	119,59	119,59	119,59	119,59	119,59
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,193	0,193	0,214	0,228	0,231	0,235	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237

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

Все источники теплоснабжения города находятся в существующих границах города.

2.5. Радиусы эффективного теплоснабжения

Согласно Федеральному закону 190-ФЗ «О теплоснабжении» эффективный радиус теплоснабжения - это максимальное расстояние от теплопотребляющей установки потребителя тепловой энергии до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Методика расчета радиуса эффективного теплоснабжения

Алгоритм расчета радиуса эффективного теплоснабжения следует применять в следующей редакции.

Предельный радиус эффективного теплоснабжения определяется из следующего условия: если дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Для тепловой нагрузки заявителя $Q_{\text{сумм}}^{м.ч} < 0,1$ Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя определяется в соответствии с формулой

$$ДСО_{\text{тс}} = \sum_{t=1}^n \frac{ПДС_t}{\left(1 + \frac{1}{(1+НД)}\right)^t} \geq K_{\text{тс}} \quad (\text{П40.1})$$

где

$ДСО_{\text{тс}}$	—	дисконтированный срок окупаемости инвестиций в строительство тепловой сети, лет;
n	—	число периодов окупаемости, лет;
$ПДС_0$	—	приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. руб.;
$НД$	—	норма доходности инвестированного капитала;

K_{mc} — величина капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения (без НДС);

Для определения капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки присоединения к тепловой сети исполнителя до объекта заявителя следует выполнить следующие действия:

В электронной модели системы теплоснабжения исполнителя устанавливается адресная привязка объекта заявителя, выходящая за существующую зону действия системы теплоснабжения заявителя и увеличивающая радиус теплоснабжения (см. рис. П40.1).

На топооснове города осуществляется привязка объекта заявителя к точке подключение тепловой сети (формируется объект – тепловая камера для подключения и рассчитываются протяжённость и диаметр теплопровода, соединяющего объект заявителя с тепловой камерой тепловой сети).

В электронной модели системы теплоснабжения формируется путь теплоносителя от источника тепловой энергии до абонентского ввода в теплопотребляющей установки объекта заявителя (см. рис. 7.5 – красная пунктирная линия).

В электронной модели системы теплоснабжения рассчитывается пьезометрический график (график давлений и расходов) по пути движения теплоносителя (см. рис. 7.6).

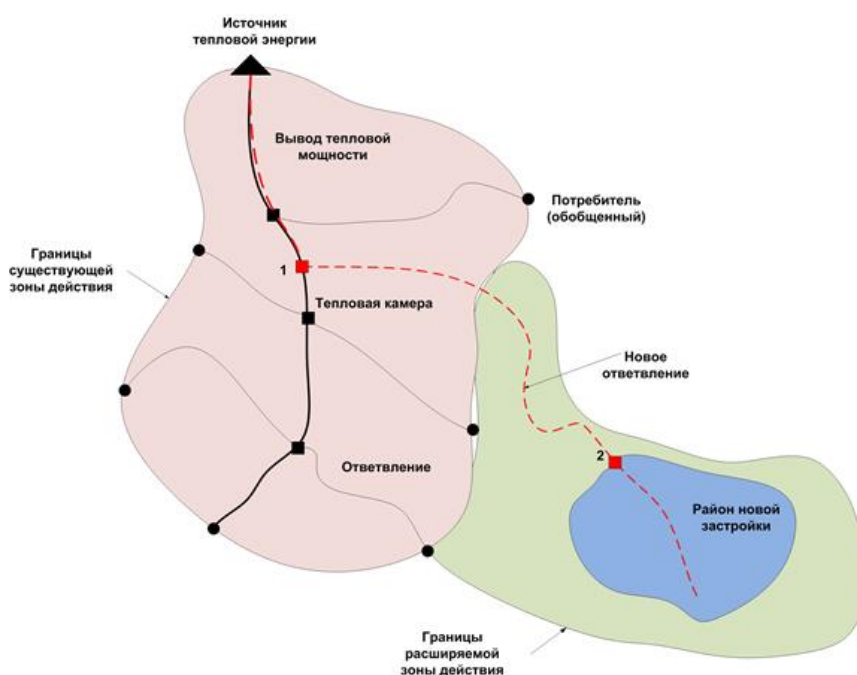


Рисунок 2.2 – Расширение зоны действия существующего источника теплоснабжения

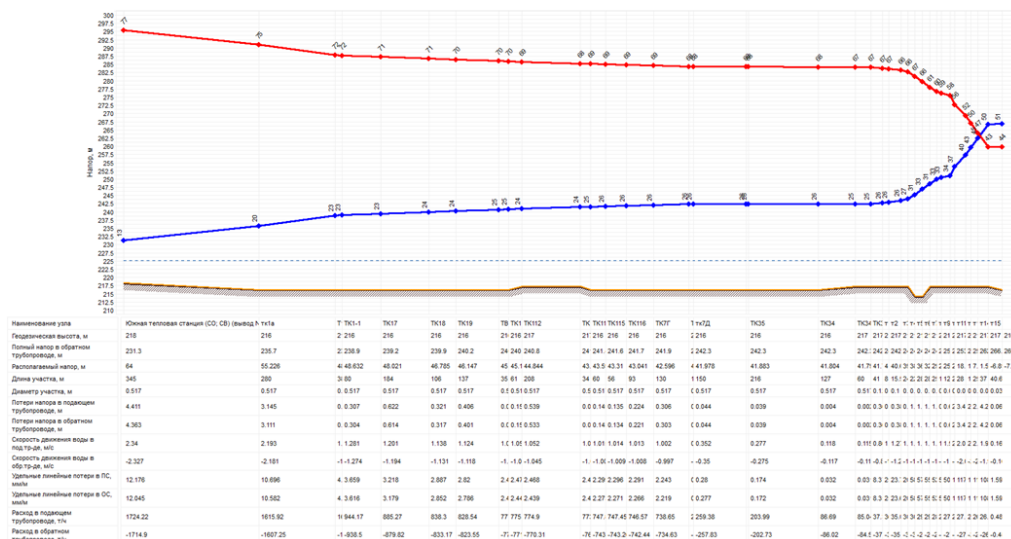


Рисунок 2.3 – Пьезометрический график пути движения теплоносителя

Если в результате анализа пьезометрического графика, устанавливается, что не выполняется условие технической возможности подключения объекта заявителя по причине отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей исполнителя (т.е. в точке подключения к внутридомовым системам отопления заявителя не может быть достигнуто расчетного расхода теплоносителя), то теплоснабжающей организацией предлагаются мероприятия капитального характера (реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра, строительство насосной подстанции), позволяющие обеспечить эту пропускную способность.

Капитальные затраты в строительство тепловой сети $K_{\text{тс}}$ (без НДС) вычисляются по формуле:

$$K_{mc,t} = \left(\sum_{i=1}^{i=N} (l \times k_{\text{Дy}})_i + \sum_{j=1}^{j=M} (l \times k_{\text{Дy}})_j \right) \times \text{ИЦП}_t - \text{ПЗП}_t \times (1 - \text{НДС}_t), \text{ тыс. руб.} \quad (\text{П40.5})$$

где

l_i – протяженность i -того участка проектируемой тепловой сети от объекта заявителя до точки присоединения к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя с условным диаметром Dy_i (мм), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, км;

l_j – протяженность j -того участка реконструируемой тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя с увеличением диаметра Dy_j (мм), необходимой для обеспечения пропускной способности тепловой сети исполнителя в точке подключения к ней объекта заявителя, км;

$k_{\text{Дy},i}, k_{\text{Дy},j}$ – нормативы цены строительства тепловой сети с условным диаметром $Dy_i(Dy_j)$ (мм), определяемые на основании укрупненных нормативов цены строительства (далее - НЦС) для объектов капитального строительства

непроизводственного назначения «Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-13-2021. Сборник № 13. Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации № 150/пр от 17 марта 2021 года., тыс. руб./км;

- N — число участков проектируемой тепловой сети с различными условными диаметрами (Dy_i);
- M — число участков реконструируемой тепловой сети исполнителя с увеличением диаметра участков тепловой сети до Dy_j (мм) для обеспечения пропускной способности, выявленными в результате гидравлических расчетов.
- $ИЦП_t$ — прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -м расчетном периоде, определяемый в соответствии с пунктом П40.6 настоящих методических указаний;
- $ПЗП_t$ — плата за подключение объекта заявителя;
- $НДС_t$ — ставка налога на добавленную стоимость в t -м расчетном периоде.

Прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -м расчетном периоде ($ИЦП_t$) определяется по формуле:

$$ИЦП_t = (1 + ИЦП_{6+1}^п) \times (1 + ИЦП_{6+2}^п) \times K \times (1 + ИЦП_t^п), \quad \text{П40.6)}$$

где $ИЦП_{6+1}^п$, $ИЦП_{6+2}^п$, ..., $ИЦП_t^п$ - индексы цен производителей промышленной продукции (в среднем за год к предыдущему году) в (2017+1)-й, (2017+2)-й, ..., t -й расчетные периоды, указанные на соответствующие годы в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на t -й расчетный период регулирования, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый вариант).

П40.7. Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени t за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснабжения, присоединённому к тепловой сети исполнителя определяется по формуле

$$ПДС_t = B_t - З_t, \text{ тыс. руб./год} \quad \text{(П40.7)}$$

где

- B_t — выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя, тепловой энергии за период t , тыс. руб. в год;
- $З_t$ — затраты, понесённые исполнителем на выработку тепловой энергии и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя для теплоснабжения объекта заявителя за период t , тыс. руб. в год;

Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя, рассчитывается по формуле

$$B_t = Q_3^{\text{пл}} \times C_{\text{тэ},t} \times \text{ИСПГ}_t = Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}} \times \text{ЧЧМ}_{\text{ср.}} \times C_{\text{тэ},t} \times \text{ИСПГ}_t \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год} \quad (\text{П40.8})$$

где

- $Q_3^{\text{пл}}$ — прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год
- $Q_{0,3}^{\text{мч}}$ — максимальная часовая тепловая нагрузка, указанная в условиях подключения, выданных исполнителем вместе с проектом договора о подключении, в соответствии с пунктом 35 Постановления Правительства РФ от 5 июля 2018 г. № 787, Гкал/ч;
- $\text{ЧЧМ}_{\text{ср}}$ — средневзвешенное по видам тепловой нагрузки число часов максимума тепловой нагрузки, час./год;
- $C_{\text{тэ},t}$ — цена на тепловую энергию для теплоснабжения заявителя в t -м расчетном периоде.
- ИСПГ_t — индекс совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, устанавливаемый в соответствии с Основами формирования индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги в Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства РФ от 30 апреля 2014 года №400) t -м расчетном периоде.

Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, рассчитывается по формуле

$$З_t = (З_{\text{т}} + З_{\text{пер}})_t, \text{ тыс. руб./год} \quad (\text{П40.9})$$

где

- $З_{\text{т},t}$ — затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем на отпуск тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, в t -м расчетном периоде, тыс. руб./год;

$З_{пер,t}$ — затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя в t -м расчетном периоде, тыс. руб./год.

Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя, рассчитывается по формуле

$$З_{т,t} = Q_3^{пл} \times b_{ф,t} \times Ц_{т,t} \times (1 + I_t^п) \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год} \quad (\text{П40.10})$$

где

$Q_3^{пл}$ — прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенное из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год

$b_{ф,t}$ — удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя в t -м расчетном периоде, кг/Гкал;

$Ц_{т,t}$ — цена топлива фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя в t -м расчетном периоде в соответствии с требованиями к раскрытию информации, руб./т.у.т.

$I_t^п$ — прогнозный индекс роста цены на k -й вид топлива в t -м расчетном периоде, определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на t -м расчетном периоде, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый вариант).

Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в систем теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существующим и вновь построенным тепловым сетям определяются аналоговым методом, исходя из фактического уровня затрат в данной системе теплоснабжения в перерасчете на единицу материальной характеристики тепловой сети в соответствии с формулой

$$З_{пер,t} = \gamma_{ст} \times M_{нтс} = \gamma_{ст} \times \sum_{i=1}^{i=N} (l \times Dy)_i, \text{ тыс. руб./год}, \quad (\text{П40.11})$$

где

$\gamma_{\text{ст}}$	—	удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются объект заявителя, руб./м ² ;
$M_{\text{нтс}}$	—	материальная характеристика вновь построенной тепловой сети для подключения объекта заявителя, м ² ;
$L_{\text{нтс},i}$	—	протяженность i -того участка вновь построенной тепловой сети с условным диаметром $D_{\text{у,нтс},i}$, м;
$D_{\text{у,нтс},i}$	—	условный диаметр i -того участка вновь построенной тепловой сети, м.

Таблица 2.3 - Эффективный радиус теплоснабжения основных источников теплоснабжения

Наименование котельной	Площадь действия источника, км2	Количество абонентов в зоне действия источника	Суммарная нагрузка потребителей, Гкал/ч	Расчетная температура в подающем трубопроводе, °С	Расчетная температура в обратном трубопроводе, °С	Средняя плотность тепловой нагрузки, Гкал/(ч*м2)	Среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/ км2	Фактический радиус, км	Радиус эффективного теплоснабжения*
АТЭЦ	23,2	841	120,1	115	70	10,2	36,3	14,7	Перспективные потребители входят в зону действия радиуса эффективного теплоснабжения
№4	0,02	6	1,22	95	70	12,1	45,1	0,22	Перспективные потребители входят в зону действия радиуса эффективного теплоснабжения
Амурская	0,35	60	5,03	95	70	17,2	171,4	0,62	-
№4/1	0,02	7	1,27	95	70	12,1	45,1	0,22	-
Сш.№35	0,02	1	0,49	95	70	12,1	45,1	0,22	Перспективные потребители входят в зону действия радиуса эффективного теплоснабжения
Подгородненка	0,54	42	0,62	95	70	5	78,4	0,61	-
Силинский	0,08	11	1,37	95	70	21,4	135,8	0,39	-
Сш. №22	0,15	2	0,85	95	70	5,4	93,3	0,5	-
Молодежная	0,1	31	0,44	95	70	8,4	314,4	0,47	-
Угловое	0,54	42	2,89	95	70	5	78,4	0,61	-
Авиационная	0,17	26	3,47	95	70	27,8	152,9	0,38	-
МАЭ	0,54	15	1,1	95	70	5	78,4	0,61	-
АМК Баумана	0,02	1	0,13	95	70	12,1	45,1	0,22	-
АМК ПМК-57	0,02	5	0,14	95	70	10,1	327,3	0,17	-
АМК Металлобаза	0,04	5	0,13	95	70	4,1	117	0,34	-
АМК сш.№6	0,02	1	0,23	95	70	12,1	45,1	0,22	-

Наименование котельной	Площадь действия источника, км2	Количество абонентов в зоне действия источника	Суммарная нагрузка потребителей, Гкал/ч	Расчетная температура в подающем трубопроводе, °С	Расчетная температура в обратном трубопроводе, °С	Средняя плотность тепловой нагрузки, Гкал/(ч*м2)	Среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/ км2	Фактический радиус, км	Радиус эффективного теплоснабжения*
АМК Уткинская	0,15	4	0,35	95	70	3	27,1	0,48	-
АМК Общежитие	0,02	1	0,09	95	70	12,1	45,1	0,22	-
АМК Сахалинская	0,15	4	0,04	95	70	3	27,1	0,48	-
Котельная № 7	0,54	8	1,22	95	70	5	78,4	0,61	-
Котельная № 116	0,08	11	1,15	95	70	21,4	135,8	0,39	-
Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	0,17	3	1,68	95	70	27,8	152,9	0,38	-

*- Радиус эффективного теплоснабжения определяется для каждого перспективного потребителя в соответствии с изложенной методикой

3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Перспективные балансы теплоносителя приведены в Главе 6.

Перспективные балансы теплоносителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии, прогнозировались исходя из следующих условий:

- Регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительно-вентиляционной нагрузки с качественным методом регулирования и фактическими параметрами теплоносителя;
- Прирост объемов теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя;
- Сверхнормативный расход теплоносителя на компенсацию его потерь при передаче тепловой энергии тепловым сетям будет сокращаться, темп сокращения будет зависеть от темпа работ по реконструкции тепловых сетей;
- Присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения, на базе запланированных к строительству котельных будет осуществляться по независимой схеме присоединения систем отопления потребителей и закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через индивидуальные тепловые пункты.
- Подпитка отопительных систем потребителей, подключенных по независимым схемам, будет осуществляться от источников теплоснабжения.
- Объем воды в системах теплоснабжения потребителей принят на основании значений емкости тепловых сетей, приведенный в Главе 1 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения.
- Прирост объемов теплоносителя определялся с учетом строительства новых тепловых сетей, а также перекладки с увеличением диаметра.

Среднегодовая утечка теплоносителя ($\text{м}^3/\text{ч}$) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Согласно п.11.13. «Норм технологического проектирования тепловых электрических станций ВНТП 81 «Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения».

Также это требование установлено п. 6. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» СП 124.13330.2012.

Расчет технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях всех зон действия источников тепловой энергии выполнен в соответствии с «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом № 325 Минэнерго от 30.12.2008.

Расчет выполнен с разбивкой по годам, начиная с текущего момента на период, определяемый схемой теплоснабжения, с учетом перспективных планов строительства

(реконструкции) тепловых сетей и планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей.

Расчет максимальных затрат воды на подпитку тепловых сетей производится по следующим нормативным документам:

- Актуализированная версия СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» СП 124.13330.2012 пункт 6.17.
- «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения» МДК 4-05.2004, раздел 7.
- «Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденная приказом № 325 Минэнерго от 30.12.2008.
- Методических указаний по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утвержденные приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №278.

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

Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей представлены ниже в таблице.

Таблица 3.1 - Перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельных в зоне деятельности ЕТО на 2018-2036 гг. (П35.5)

Наименование	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Источники тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №1																				
Производительность ВПУ	т/ч	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Срок службы	лет	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	155	146,4	147,8	149,9	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	140,6	146,4	147,8	149,9	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	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
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	599,1	599,1	599,1	599,1	599,1	619,8	585,6	591	599,6	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	310,2	310,2	310,2	310,2	310,2	305	313,6	312,2	310,1	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7
Доля резерва	%	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	66,3	68,2	67,9	67,4	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии																				
АТЭЦ																				
Производительность ВПУ	т/ч	460	460	460	460	460	460	460	460	460	Вывод из эксплуатации - перевод потребителей на работу от новой котельной ТЭЦ-2									
Срок службы	лет	39	40	41	42	43	44	45	46	47										
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2										
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000										
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	160	160	160	160	160	160	160	160	160										
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	155	146,4	147,8	149,9										
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	140,6	146,4	147,8	149,9										
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0										
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	0,0	0,0	0,0										
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	599,1	599,1	599,1	599,1	599,1	619,8	585,6	591	599,6										
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	310,2	310,2	310,2	310,2	310,2	305	313,6	312,2	310,1										
Доля резерва	%	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	66,3	68,2	67,9	67,4										
ТЭЦ-2																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Срок службы	лет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
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	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
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	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3	151,3
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3	605,3
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7	308,7
Доля резерва	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1
Котельные																				
Котельные в зоне деятельности ЕТО №02																				
№4																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,1	0,1	0,1	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,163	0,163	0,163	0,185	0,120	0,284	0,298	0,298	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,260	0,188	0,111	0,105	0,078	0,078
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,032	0,032	0,032	0,112	0,112	0,112	0,139	0,139	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157

Наименование	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,131	0,131	0,131	0,073	0,008	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,137	0,083	0,025	0,020	0,000	0,000
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Амурская																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,55	0,55	0,55	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,704	0,704	0,704	1,677	2,415	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,235	1,027	0,785	0,735	0,697	0,665
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,27	0,27	0,27	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,434	0,434	0,434	1,188	1,927	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,737	0,516	0,259	0,206	0,166	0,132
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
№4/1																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,11	0,11	0,11	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,067	0,067	0,067	0,165	0,176	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,245	0,213	0,173	0,165	0,161	0,157
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,034	0,034	0,034	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,033	0,033	0,033	0,085	0,096	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,156	0,109	0,052	0,040	0,035	0,029
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сш.№35																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,035	0,035	0,035	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,005	0,005	0,005	0,120	0,071	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0044	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,116	0,067	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Подгородненка																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,072	0,072	0,072	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,043	0,043	0,043	0,415	0,453	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293

Наименование	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,043	0,043	0,043	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0	0	0,349	0,387	0,227	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
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Силинский																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,224	0,224	0,224	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,064	0,064	0,064	0,150	0,159	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,064	0,064	0,064	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0,000	0,008	0,057	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
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сп. №22																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,171	0,171	0,171	0,108	0,090	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,206	0,164	0,115	0,105	0,096	0,091
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,046	0,046	0,046	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,125	0,125	0,125	0,038	0,021	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,138	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Молодежная																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,067	0,067	0,067	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,165	0,165	0,165	0,349	0,196	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,269	0,228	0,178	0,121	0,108	0,099	0,091
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,127	0,127	0,127	0,311	0,157	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,185	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Угловое																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,32	0,32	0,32	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421

Наименование	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,14	0,14	0,14	0,441	0,485	0,572	0,572	0,572	0,572	0,572	0,572	0,572	0,572	0,572	0,572	0,572	0,572	0,572	0,572
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,14	0,14	0,14	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0,124	0,168	0,255	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
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Авиационная																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,61	0,61	0,61	0,5	0,5	0,500	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,257	0,257	0,257	0,479	0,487	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824	0,773	0,715	0,645	0,632	0,622	0,612
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,18	0,18	0,18	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,077	0,077	0,077	0,077	0,085	0,422	0,422	0,422	0,422	0,422	0,422	0,422	0,422	0,334	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
МАЭ																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,3	0,3	0,3	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,702	0,702	0,702	1,562	1,357	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443	1,235	0,988	0,699	0,641	0,596	0,559
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,2	0,2	0,2	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,502	0,502	0,502	0,727	0,335	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362	0,289	0,203	0,203	0,203	0,203	0,203
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,494	0,522	0,498	0,481	0,668	0,726	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,502	0,502	0,502	0,727	0,335	0,362	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АМК Баумана																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,13	0,13	0,13	0,010	0,039	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,021	0,015	0,008	0,006	0,005	0,004
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,127	0,127	0,127	0,000	0,029	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,013	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АМК ПМК-57																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,010	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
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,010	0,039	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0033	0,003	0,003	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0,000	0,029	0,016	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
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АМК Металлобаза																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,011	0,011	0,011	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,005	0,005	0,005	0,002	0,003	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0045	0,005	0,005	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0,000	0,001	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АМК сш.№6																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,017	0,017	0,017	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,004	0,003	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0029	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
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0,001	0,000	0,018	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
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АМК Уткинская																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,036	0,036	0,036	0,042	0,042	0,00	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
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,043	0,043	0,043	0,074	0,036	0,01	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,007	0,006	0,004	0,004	0,004	0,003
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,015	0,015	0,015	0,036	0,036	0,00	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,028	0,028	0,028	0,038	0,000	0,00	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АМК Общежитие																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,006	0,006	0,006	0,004	0,004	0,00	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
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,004	0,004	0,01	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,004	0,004	0,00	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0,00	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
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АМК Сахалинская																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,00	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
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,000	0,002	0,01	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0011	0,001	0,001	0,000	0,002	0,00	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0,000	0,00	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АМК Сш №20																				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,006	0,005	0,002	0,002	0,002	0,001
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Среднечасовой расход теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения, м³/час	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельные в зоне деятельности ЕТО №03																				
Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Срок службы	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,566	2,566	2,566	3,821	3,826	3,786	3,786	3,786	3,786	3,786	3,786	3,786	3,786	3,786	3,786	3,786	3,786	3,786	3,786
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	2,667	2,667	2,667	5,754	6,135	5,965	5,979	5,979	5,987	5,987	5,987	5,987	5,987	5,399	4,673	3,837	3,676	3,535	3,437
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,082	1,082	1,082	2,145	2,148	2,122	2,150	2,150	2,168	2,168	2,168	2,168	2,168	2,168	2,168	2,168	2,168	2,168	2,168
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,585	1,585	1,585	3,128	3,320	3,116	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,494	0,522	0,498	0,481	0,668	0,726	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
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,502	0,502	0,502	0,727	0,335	0,362	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
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная № 7																				
Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Срок службы	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
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
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	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
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная № 116																				
Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Срок службы	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0044	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельные в зоне деятельности ЕТО №4																				
Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»																				
Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Срок службы	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по источникам в системе теплоснабжения Артемовского городского округа																				
Производительность ВПУ	т/ч	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Срок службы	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Срок службы	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163
Всего подпитка тепловой сети, в том числе	т/ч	162,8	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6	152,6
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	147	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	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	14,4	14,4	14,4
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	640	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13	599,13
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	297,2	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41	307,41
Доля резерва	%	64,60%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%	66,80%

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

Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения представлены в разделе 7 Главе 6.

4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА

4.1 Описание сценариев развития теплоснабжения города

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

«82. Для описания предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии схемы теплоснабжения и предложений по строительству и реконструкции тепловых сетей» рекомендуется выполнить разработку мастер-плана схемы теплоснабжения. Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания, обоснования отбора и представления заказчику схемы теплоснабжения нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант. Выбор рекомендуемого варианта выполняется на основе анализа тарифных (ценовых) последствий и анализа достижения ключевых показателей развития теплоснабжения.

83. Мастер-план схемы теплоснабжения рекомендуется разрабатывать на основании: решений по строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года N 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики";

➤ решений о теплофикационных турбоагрегатах не прошедших конкурентный отбор мощности в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 года N 437 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности";

➤ решений по строительству объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных в соответствии с договорами поставки мощности;

➤ решений по строительству объектов генерации тепловой энергии, утвержденных в программах газификации поселение, городских округов. По результатам разработки мастер-плана схемы теплоснабжения рекомендуется формировать 2-3 варианта размещения объектов генерации с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии и объектов генерации тепловой энергии на территории поселения, городского округа. В каждом из включенных в мастер-план схемы теплоснабжения вариантов размещения объектов генерации рекомендуется формировать предлагаемый профиль теплоэнергетического оборудования».

Проектом Схемы теплоснабжения предусматривается замещение мощности существующей ТЭЦ, путем строительства новой ТЭЦ-2. Решение закреплено Распоряжением Правительства РФ от 15.07.2019 г. №1544-р – утвержден перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка электрической энергии и мощности.

До ввода в эксплуатацию ТЭЦ-2, необходимо выполнение ряда мероприятий на ТЭЦ, имеющих «поддерживающую» направленность. Такие мероприятия требуются для поддержания существующего оборудования в надлежащем состоянии:

- Нарращивание дамб золоотвала №2 Артемовской ТЭЦ на 4060 тыс. м3.
- Нарращивание дамб золоотвала №1 Артемовской ТЭЦ на 1778 тыс. м3.
- Рекультивация золоотвала №2 Артемовской ТЭЦ, S=44 га.
- Реконструкция охранно-пожарной и тревожной сигнализации СП Артемовская ТЭЦ.
- Техпереворужение турбоагрегата ст.№6 с организацией промотора и теплоприготовительной установки №3 Артемовской ТЭЦ.
- Модернизация АСУ и ТП турбинного и котельного оборудования Артемовской ТЭЦ.
- Установка весов конвейерных Артемовской ТЭЦ, 3 шт.
- Установка аккумуляторной батареи 720 А/ч - 2 шт. СК-20, Артемовской ТЭЦ.
- Установка аккумуляторной батареи 430 А/ч - 1 шт. СК-12, Артемовской ТЭЦ.
- Установка аккумуляторной батареи 215 А/ч - 1 шт. СК-6, Артемовской ТЭЦ.
- Установка автоматических средств измерения и учета выбросов загрязняющих веществ СП Артемовской ТЭЦ.
- Модернизация подогревателя сетевого вертикального ТПУ Артемовской ТЭЦ, 4 шт.
- Техпереворужение комплекса инженерно-технических средств физической защиты СП "Артемовская ТЭЦ".
- Установка устройств АЛАР на блоках генератор-трансформатор Артемовская ТЭЦ.
- Замена паропроводов поперечной связи секции 1,2,3,4 Артемовской ТЭЦ.
- Модернизация системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора Артемовской ТЭЦ.
- Проект 001.01.02.018 «Установка электролизной установки СЭУ-10 Артемовской ТЭЦ»
- Проект 001.01.02.019 «Техпереворужение схемы химводоочистки Артемовской ТЭЦ»
- Проект 001.01.02.020 «Установка локальной системы оповещения на гидротехнических сооружениях, СП Артемовская ТЭЦ»
- Проект 001.01.02.021 «Установка системы для сбора дренажных вод мазутохозяйства, СП Артемовская ТЭЦ»
- Проект 001.01.02.022 «Устройство системы аспирации пыления трактов топливоподачи, СП Артемовской ТЭЦ».
- Проект 001.01.02.023 «Техпереворужение участка Кучелиновского водовода от насосной станции на р. Артемовка до подпорной стенки на ул. Братская, СП Артемовская ТЭЦ»
- Проект 001.01.02.024 «Установка АОПО для ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыкова №1,2. Артемовской ТЭЦ»
- Проект 001.01.02.025 «Разработка проектно-изыскательских работ для строительства Артемовской ТЭЦ №2 с внеплощадочной инфраструктурой»
- Проект 001.01.02.026 «Приобретение многофункционального устройства Артемовская ТЭЦ - 1 шт»
- Проект 001.01.02.027 «Приобретение копировально-множительный аппарата Артемовская ТЭЦ - 15 шт»
- Проект 001.01.02.028 «Покупка системы гарантированного электропитания 20000Кв Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»
- Проект 001.01.02.029 «Приобретение оборудования радиосвязи Артемовская ТЭЦ- 16 шт.»
- Проект 001.01.02.030 «Покупка оборудования для опто-волоконных линий связи Артемовская ТЭЦ- 1 шт.»
- Проект 001.01.02.031 «Покупка стекловых коммутаторов 1, 2 Артемовская ТЭЦ- 6 шт.»

- Проект 001.01.02.032 «Покупка бульдозера ДЭТ-400Б132, СП Артемовская ТЭЦ,, кол-во 5 шт.»
- Проект 001.01.02.033 «Покупка тепловоза ТЭМ -2, СП Артемовская ТЭЦ, кол-во 1 шт.»
- Проект 001.01.02.034 «Покупка делителя роторного ДЛР-4, СП Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»
- Проект 001.01.02.035 «Покупка стенда для испытаний на прочность абразивных кругов Артемовской ТЭЦ 1 шт»
- Проект 001.01.02.036 «Покупка стенда испытания газопламенного оборудования Артемовской ТЭЦ 1 шт»
- Проект 001.01.02.037 «Покупка гидравлической установки сравнительной калибровки с манометром претензионным ДМ5002М Артемовской ТЭЦ 1 шт»
- Проект 001.01.02.038 «Покупка ультразвукового расходомера Panametrics GE TransPort RT878 Артемовской ТЭЦ 1 шт»
- Проект 001.01.02.039 «Покупка установки для термообработки сварных швов УИИТ-50-2,4 Артемовской ТЭЦ 1 шт»
- Проект 001.01.02.040 «Покупка ультразвукового прибора УТ907 для измерения толщины металла Артемовской ТЭЦ 1 шт.»
- Проект 001.01.02.041 «Покупка толщиномера ультразвукового УТ-907 Артемовской ТЭЦ 1 шт.»
- Проект 001.01.02.042 «Покупка дефектоскопа А1214 "EXPERT" Артемовской ТЭЦ 2 шт.»
- Проект 001.01.02.043 «Покупка управляемого видеоэндоскопа jProbe GX Артемовской ТЭЦ 1 шт.»
- Проект 001.01.02.044 «Покупка вихретокового трещиномера ГАЛС ВД-103 Артемовской ТЭЦ 1 шт»
- Проект 001.01.02.045 «Покупка ультразвукового твердомера ТКМ-459 С Артемовской ТЭЦ 1 шт.»
- Проект 001.01.02.046 «Покупка циркуляционного криостата LOIP FT-311-25 Артемовской ТЭЦ 1 шт»
- Проект 001.01.02.047 «Покупка ситового анализатора А-20 Артемовской ТЭЦ 1 шт.»
- Проект 001.01.02.048 «Покупка прибора вакуумного фильтрования ПВФ-47/1 Н Б Артемовской ТЭЦ 1 шт.»
- Проект 001.01.02.049 «Покупка аппарата для определения стабильности масел АПСМ-1М Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»
- Проект 001.01.02.050 «Покупка виброанализатора ViAna-1 Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»
- Проект 001.01.02.051 «Покупка лабораторной электропечи SNOL 7.2/1100 с программным управлением Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»
- Проект 001.01.02.052 «Покупка прибора контроля чистоты жидкости ПКЖ-904А Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»
- Проект 001.01.02.053 «Покупка спектрофотометра UNIKO 1201 Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»
- Проект 001.01.02.054 «Покупка сушильного шкафа BINDER Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»
- Проект 001.01.02.055 «Покупка вытяжного шкафа ЛАБ-PRO ШВЛВЖ-J 1500x750x240 Артемовской ТЭЦ 1 шт.»
- Проект 001.01.02.056 «Покупка автомобиля УАЗ Патриот, СП Артемовской ТЭЦ 1шт»
- Проект 001.01.02.057 «Покупка систем кондиционирования колонного типа, модель LG UP48WC Артемовская ТЭЦ, 5 шт.»
- Проект 001.01.02.058 «Покупка резчика швов HUSQVARNA FS-524 самоходный -2шт (уч. Владивосток, уч. Артем) СП Приморские тепловые сети»

- Проект 001.01.02.059 «Покупка фронтального погрузчика, СП Артемовская ТЭЦ, кол-во 1 шт».

При актуализации Схемы теплоснабжения учтен ряд мероприятий по котельным ЕТО №2:

Разработка ПСД и строительство котельной, работающей на угле взамен существующей №4, п. Угловое, Берзарина, 11

Разработка ПСД и строительство котельной, работающей на природном газе взамен существующей Авиационная, п. Кневичи, ул. Авиационная, 8

Разработка ПСД и строительство котельной, работающей на природном газе взамен существующей Амурская, ул. Полевая, 19

Реконструкция мазутной котельной аэропорт в п. Кневичи, ул. Портовая, 41 с переводом на сжигание угля

Разработка ПСД и строительство котельной, работающей на угле, взамен существующей №4/1, ул. Ангарская, 9

Так как отдельные мероприятия реализуются в настоящее время (Разработка проектной документации на строительство ТЭЦ-2), вариантные решения исключены из проекта Схемы теплоснабжения

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 (в ценовых зонах теплоснабжения - обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей, если реализацию товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии планируется осуществлять по регулируемым ценам (тарифам), и (или) обоснованная анализом индикаторов развития системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, если реализация товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии будет осуществляться по ценам, определяемым по соглашению сторон договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя) и радиуса эффективного теплоснабжения

Согласно МУ, предложения по строительству источников комбинированной выработки для обеспечения перспективных тепловых нагрузок в городском округе, не отнесенном к ценовой зоне теплоснабжения, разрабатываются на основании технико-экономического обоснования в соответствии с Приложением №37.

Технико-экономическое обоснование строительства источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок должно выполняться:

- на вновь осваиваемых территориях городского округа в случае отсутствия возможности обеспечения теплоснабжения потребителей от существующих источников;
- в случае отсутствия объекта строительства в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России.

Оба условия выполняются для 6 вновь осваиваемых территорий, наиболее крупной из которых является застройка в границах кадастрового квартала 25:27:020102 (источник теплоснабжения – новая котельная №1).

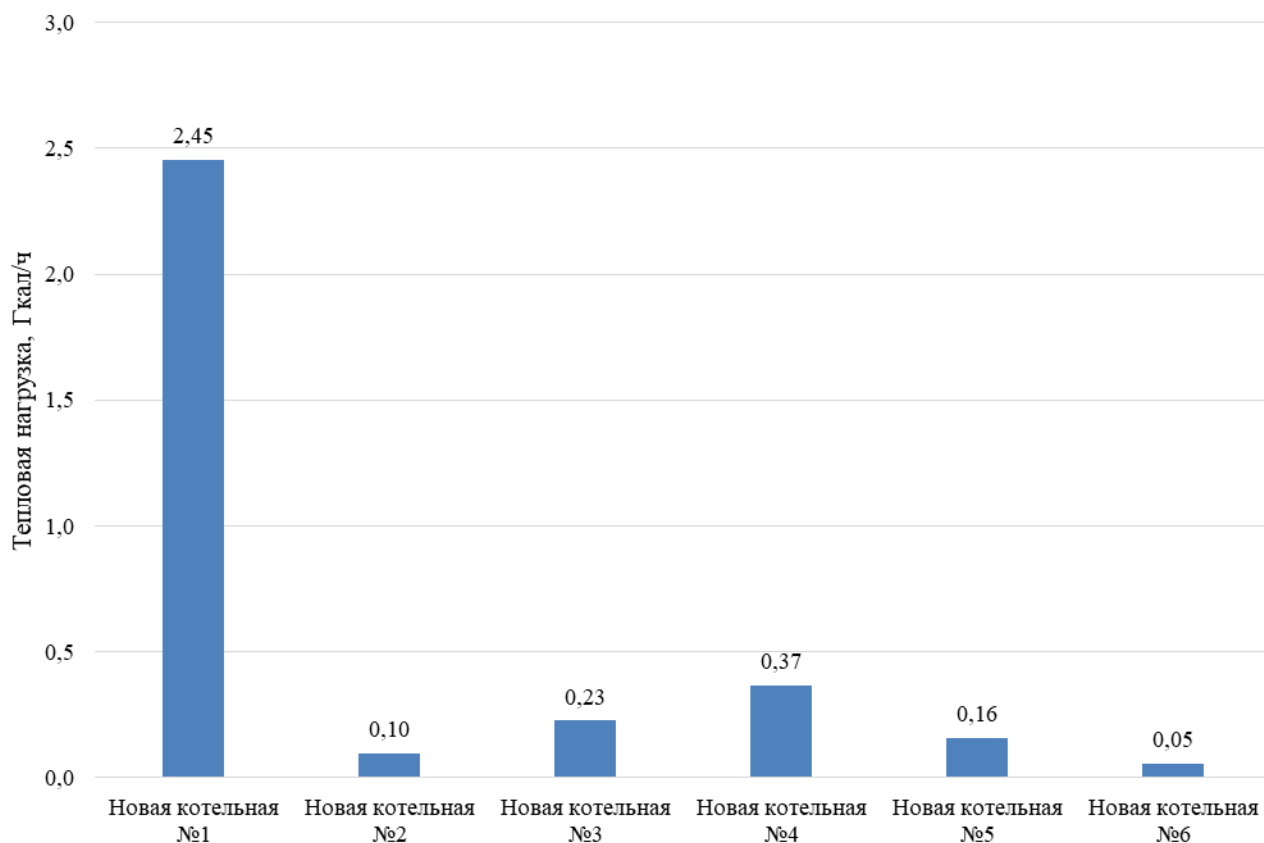


Рисунок 5.1 - Перспективные нагрузки на вновь осваиваемых территориях (на расчетный период)

Представленные величины не позволяют рассматривать строительства источника комбинированной выработки только для подключения перспективы.

5.1.1. Строительство ТЭЦ-2

Проектом Схемы теплоснабжения предусматривается замещение мощности существующей ТЭЦ, путем строительства новой ТЭЦ-2. Решение закреплено Распоряжением Правительства РФ от 15.07.2019 г. №1544-р – утвержден перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка электрической энергии и мощности.

УТВЕРЖДЕН
распоряжением Правительства
Российской Федерации
от 15 июля 2019 г. № 1544-р

П Е Р Е Ч Е Н Ь

**генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции)
или строительству в неценовых зонах оптового рынка электрической энергии и мощности**

Генерирующий объект	Местонахождение генерирующего объекта	Диапазон значений установленной мощности (МВт)	Диапазон значений установленной мощности (Гкал/ч)	Дата начала поставки мощности (не позднее)
Публичное акционерное общество "Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро"				
Объект № 1 Хабаровская ТЭЦ-4	г. Хабаровск, Хабаровский край	300 - 350	1300 - 1400	31 декабря 2025 г.
Объект № 2 Артемовская ТЭЦ-2	Артемовский городской округ, Приморский край	400 - 450	450 - 550	31 декабря 2026 г.
Объект № 3 Якутская ГРЭС-2 (2-я очередь)	г. Якутск, Республика Саха (Якутия)	145 - 165	170 - 220	31 декабря 2025 г.
Объект № 4 Владивостокская ТЭЦ-2 (турбины ст. № 1; ст. № 2; ст. № 3 и котлоагрегаты № 1 - 8)	г. Владивосток, Приморский край, территория Владивостокской ТЭЦ-2	330 - 390	500 - 600	31 декабря 2025 г.

Рисунок 5.2 – Укрупненные параметры ввода генерирующих объектов

Местоположение теплоисточника представлено в Главе 8. Предполагаемый состав оборудования ТЭЦ представлен ниже, согласно Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 гг. (далее по тексту – СиПР ЕЭС РФ 2021-2027 гг.).

Таблица 5.1 - Состав турбинного оборудования ТЭЦ (а после замещения – ТЭЦ-2)

Ст. №	Оборудование	Топливо	Год ввода	Год вывода	Производительность
ТЭЦ					
1	КТ-115-8,8-2	уголь, мазут	2000	2027	100 МВт / 150 Гкал/ч
2	КТ-115-8,8-2	уголь, мазут	2003	2027	100 МВт / 150 Гкал/ч
3	К-100-90-6	уголь	1996	2027	100 МВт / -
4	К-100-90-6	уголь	1967	2027	100 МВт / -
Установленная электрическая/ тепловая мощность					400 МВт / 300 Гкал/ч
ТЭЦ-2					
1	ГТУ 6F.03 + Т-30	газ	2026	-	110 МВт/ 112 Гкал/ч
2	ГТУ 6F.03 + Т-30	газ	2026	-	110 МВт/ 112 Гкал/ч
3	ГТУ 6F.03 + Т-30	газ	2026	-	110 МВт/ 112 Гкал/ч
4	ГТУ 6F.03 + Т-30	газ	2026	-	110 МВт/ 112 Гкал/ч
Установленная электрическая/ тепловая мощность					440 МВт / 448 Гкал/ч

Мощность ТЭЦ-2 принята в соответствии с проектом строительства (по данным АО «ДГК») и подлежит уточнению при последующих актуализациях Схемы теплоснабжения (по мере корректировки перспективного спроса на тепловую мощность и тепловую энергию). При проектировании необходимо принимать во внимание величину достигнутого максимума тепловой нагрузки на коллекторах (за последние 5 лет наибольшее значение зафиксировано в 2018 г. – 285,9 Гкал/ч).

Эффектами от строительства ТЭЦ-2 являются:

- сокращение УРУТ при производстве;
- обновление производственных фондов, повышение надежности выработки;
- оптимизация структуры выдачи теплофикационной мощности.

5.1.2. Переключение нагрузки ООО «АгроПтица» на собственные источники

В балансах тепловой мощности и тепловой энергии предусматривается переключение нагрузки ООО «АгроПтица» на собственные источники тепловой энергии (на основе письма ниже). Затраты на их строительство следует отнести на соответствующее производственное предприятие.

ООО «АгроПтица»

Юридический адрес:
692778, Приморский край г. Артём, ул.
Охотничья, 55
Фактический адрес:
692778, Приморский край г. Артём, ул.
Охотничья, 55 кабинет №1
ИНН 2502061201 КПП 250202001
ОГРН 1192536028915
исх. 189 от «25» ноября 2021 года

Директору
Филиала АО «ДГК»
«Приморская генерация»
Авдееву Е.Н.

*Минишвили Д.А.
Смещенко О.В.
Бережников А.В.*

Уважаемая Евгений Николаевич

Минишвили

Сообщаем Вам, что ООО «АгроПтица» планирует реализовать мероприятия согласно полученным техническим условиям от АО «Газпром газораспределение Дальний Восток» и до начала отопительного периода 2025-2026 перевести теплоснабжение своих объектов на автономное теплоснабжение от вновь построенных газовых котельных.

АО «ДГК» филиал «Приморская генерация»
6518
от 26 ноября 2021

генеральный директор



Корж А.Е.

Исходный № 7511
26.11.21
Приморская генерация АО «ДГК»
ОП «Приморская тепловая сеть»

Рисунок 5.3 – Планы ООО «АгроПтица» по отключению от системы централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ

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

Мероприятий по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии не предусмотрено.

5.3 Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

5.3.1 Реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

До ввода в эксплуатацию ТЭЦ-2, необходимо выполнение ряда мероприятий на ТЭЦ, имеющих «поддерживающую» направленность. Такие мероприятия требуются для поддержания существующего оборудования в надлежащем состоянии.

В соответствии с Методическими указаниями по разработке Схем теплоснабжения, структура необходимых инвестиций должна состоять из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, в следующем порядке:

XXX.XX.XX.XXX, где:

Первые три значащих цифры (XXX.), отражают номер ЕТО;

Вторые две значащих цифры (.XX.), отражают номер группы проектов в составе ЕТО (01 – источники);

Третьи две значащих цифры (.XX.), отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;

Четвертые три значащих цифры (.XXX), отражают номер проекта в составе ЕТО;

Реестр проектов нового строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии (мощности), включенных в Схему теплоснабжения **в ценах на год реализации, без НДС**, представлен в таблице ниже.

Таблица 5.2 - Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1, тыс. руб., без НДС (таблица П50.1 МУ)

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Проекты ЕТО №1, в т.ч.															
Группа проектов 001.01.00.000 «Источники теплоснабжения»															
Всего стоимость проектов	5000	34097	257034	61215858	63619663	37096	26373	19727	19727	17573	17573	17573	17573	17573	17573
Всего смета проектов накопленным итогом	173686	207783	490267	61710860	125330523	125367619	125393992	125413719	125433445	125451018	125468591	125486164	125503737	125521310	125538883
Подгруппа проектов 001.01.01.000 «Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»															
Всего стоимость проектов	0	0	0	60988269	63549776	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов накопленным итогом	0	0	0	60988269	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045
Проект 001.01.01.001 «Строительство ТЭЦ-2, для замещения действующей ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	60988269	63549776	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	60988269	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045	124538045
Подгруппа проектов 001.01.02.000 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»															
Всего стоимость проектов	5000	34097	257034	227589	69887	37096	26373	19727	19727	17573	17573	17573	17573	17573	17573
Всего смета проектов накопленным итогом	173686	207783	490267	722591	792478	829574	855947	875674	895400	912973	930546	948119	965692	983265	1000838
Проект 001.01.02.004 «Рекультивация золоотвала №2 Артемовской ТЭЦ, S=44 га»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проект 001.01.02.006 «Техпереворужение турбоагрегата ст.№6 с организацией промотбора и теплоприготовительной установки №3 Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проект 001.01.02.007 «Модернизация АСУ и ТП турбинного и котельного оборудования Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	2500	28100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	2500	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600	30600
Проект 001.01.02.008 «Установка весов конввейерных Артемовской ТЭЦ, 3 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	5450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	1025	1025	6475	6475	6475	6475	6475	6475	6475	6475	6475	6475	6475	6475	6475
Проект 001.01.02.009 «Установка аккумуляторной батареи 720 А/ч - 2 шт. СК-20, Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	20000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Проект 001.01.02.010 «Установка аккумуляторной батареи 430 А/ч - 1 шт. СК-12, Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	8000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
Проект 001.01.02.011 «Установка аккумуляторной батареи 215 А/ч - 1 шт. СК-6, Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	6000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
Проект 001.01.02.012 «Установка автоматических средств измерения и учета выбросов загрязняющих веществ СП Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	31219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	31219	31219	31219	31219	31219	31219	31219	31219	31219	31219	31219	31219
Проект 001.01.02.013 «Модернизация подогревателя сетевого вертикального ТПУ Артемовской ТЭЦ, 4 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проект 001.01.02.014 «Техпереворужение комплекса инженерно-технических средств физической защиты СП "Артемовская ТЭЦ"»															
Всего стоимость проекта	5000	5000	7000	7000	17573	17573	17573	17573	17573	17573	17573	17573	17573	17573	17573
Всего стоимость проекта накопленным итогом	17982	22982	29982	36982	54555	72128	89701	107274	124847	142420	159993	177566	195139	212712	230285
Проект 001.01.02.015 «Установка устройств АЛАР на блоках генератор-трансформатор Артемовская ТЭЦ»															

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проект 001.01.02.016 «Замена паропроводов поперечной связи секции 1,2,3,4 Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проект 001.01.02.017 «Модернизация системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проект 001.01.02.018 «Установка электролизной установки СЭУ-10 Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проект 001.01.02.019 «Техпереворужение схемы химводоочистки Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	1499	0	17000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	1499	1499	18499	18499	18499	18499	18499	18499	18499	18499	18499	18499	18499
Проект 001.01.02.020 «Установка локальной системы оповещения на гидротехнических сооружениях, СП Артемовская ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	3000	18200	8800	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	3000	21200	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
Проект 001.01.02.021 «Установка системы для сбора дренажных вод мазутохозяйства, СП Артемовская ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	499	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	499	5499	5499	5499	5499	5499	5499	5499	5499	5499	5499	5499	5499	5499
Проект 001.01.02.022 «Устройство системы аспирации пыления тракторов топливоподачи, СП Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	4989	30000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	4989	34989	64989	64989	64989	64989	64989	64989	64989	64989	64989	64989	64989	64989
Проект 001.01.02.023 «Техпереворужение участка Кучелиновского водовода от насосной станции на р. Артемовка до подпорной стенки на ул. Братская, СП Артемовская ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	22248	38779	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	22248	61027	61027	61027	61027	61027	61027	61027	61027	61027	61027	61027	61027
Проект 001.01.02.024 «Установка АОПО для ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная –Кролевцы – Штыкова №1,2. Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	15128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	15128	15128	15128	15128	15128	15128	15128	15128	15128	15128	15128	15128	15128	15128
Проект 001.01.02.025 «Разработка проектно-изыскательских работ для строительства Артемовской ТЭЦ №2 с внеплощадочной инфраструктурой»															
Всего стоимость проекта	0	0	156504	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	74318	74318	230822	230822	230822	230822	230822	230822	230822	230822	230822	230822	230822	230822	230822
Проект 001.01.02.026 «Приобретение multifunctional устройства Артемовская ТЭЦ - 1 шт»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	351	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	351	351	351	351	351	351	351	351	351	351	351	351
Проект 001.01.02.027 «Приобретение копировально-множительный аппарата Артемовская ТЭЦ - 15 шт»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	1269	1323	0	2154	2154	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	1269	2592	2592	4746	6899	6899	6899	6899	6899	6899	6899
Проект 001.01.02.028 «Покупка системы гарантированного электропитания 20000Кв Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	1567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	1567	1567	1567	1567	1567	1567	1567	1567	1567	1567	1567	1567	1567
Проект 001.01.02.029 «Приобретение оборудования радиосвязи Артемовская ТЭЦ- 16 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	808	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	808	808	808	808	808	808	808	808	808	808	808	808
Проект 001.01.02.030 «Покупка оборудования для опто-волоконных линий связи Артемовская ТЭЦ- 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	536	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Проект 001.01.02.031 «Покупка стековых коммутаторов 1, 2 Артемовская ТЭЦ- 6 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	2105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	2105	2105	2105	2105	2105	2105	2105	2105	2105	2105	2105	2105	2105	2105
Проект 001.01.02.032 «Покупка бульдозера ДЭТ-400Б132, СП Артемовская ТЭЦ,, кол-во 5 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	30942	30740	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	30942	61682	61682	61682	61682	61682	61682	61682	61682	61682	61682	61682
Проект 001.01.02.033 «Покупка тепловоза ТЭМ -2, СП Артемовская ТЭЦ, кол-во 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проект 001.01.02.034 «Покупка делителя роторного ДЛР-4, СП Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440
Проект 001.01.02.038 «Покупка ультразвукового расходомера Panametrics GE TransPort PT878 Артемовской ТЭЦ 1 шт»															
Всего стоимость проекта	0	0	1324	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	1324	1324	1324	1324	1324	1324	1324	1324	1324	1324	1324	1324	1324
Проект 001.01.02.039 «Покупка установки для термообработки сварных швов УИИТ-50-2,4 Артемовской ТЭЦ 1 шт»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555
Проект 001.01.02.041 «Покупка толщиномера ультразвукового УТ-907 Артемовской ТЭЦ 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
Проект 001.01.02.042 «Покупка дефектоскопа А1214 "EXPERT" Артемовской ТЭЦ 2 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	402	0	432	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	402	402	834	834	834	834	834	834	834	834	834	834	834	834
Проект 001.01.02.044 «Покупка вихретокового трещиномера ГАЛС ВД-103 Артемовской ТЭЦ 1 шт»															
Всего стоимость проекта	0	0	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
Проект 001.01.02.045 «Покупка ультразвукового твердомера ТКМ-459 С Артемовской ТЭЦ 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	111	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111
Проект 001.01.02.046 «Покупка циркуляционного криостата LOIP FT-311-25 Артемовской ТЭЦ 1 шт»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
Проект 001.01.02.047 «Покупка ситового анализатора А-20 Артемовской ТЭЦ 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	156	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156
Проект 001.01.02.048 «Покупка прибора вакуумного фильтрования ПВФ-47/1 Н Б Артемовской ТЭЦ 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Проект 001.01.02.049 «Покупка аппарата для определения стабильности масел АПСМ-1МАртемовская ТЭЦ, 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	513	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	513	513	513	513	513	513	513	513	513	513	513	513	513
Проект 001.01.02.050 «Покупка виброанализатора ViAna-1 Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	145	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
Проект 001.01.02.051 «Покупка лабораторной электропечи SNOL 7.2/1100 с программным управлением Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	221	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221
Проект 001.01.02.052 «Покупка прибора контроля чистоты жидкости ПКЖ-904А Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	228	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228
Проект 001.01.02.053 «Покупка спектрофотометра UNIKO 1201Артемовская ТЭЦ, 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
Проект 001.01.02.054 «Покупка сушильного шкафа BINDERАртемовская ТЭЦ, 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
Проект 001.01.02.055 «Покупка вытяжного шкафа ЛАБ-PRO ШВЛВЖ-Ј 1500х750х240 Артемовской ТЭЦ 1 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	305	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305
Проект 001.01.02.056 «Покупка автомобиля УАЗ Патриот, СП Артемовской ТЭЦ 1шт »															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проект 001.01.02.057 «Покупка систем кондиционирования колонного типа, модель LG UP48WC Артемовская ТЭЦ, 5 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	1508	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508	1508
Проект 001.01.02.058 «Покупка резчика швов HUSQVARNA FS-524 самоходный -2шт (уч. Владивосток, уч. Артем) СП Приморские тепловые сети»															
Всего стоимость проекта	0	0	303	314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	303	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617
Проект 001.01.02.059 «Покупка фронтального погрузчика, СП Артемовская ТЭЦ, кол-во 1 шт»															
Всего стоимость проекта	0	3474	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	3474	3474	3474	3474	3474	3474	3474	3474	3474	3474	3474	3474	3474	3474
Проект 001.01.02.060 «Техпереворужение турбоагрегата ст.№6 с организацией промотбора и теплоприготовительной установки №3 Артемовской ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	78366	78366	78366	78366	78366	78366	78366	78366	78366	78366	78366	78366	78366	78366	78366
Проект 001.01.02.061 «Установка системы автоматического пожаротушения ЛК, подщитовых помещений, кабельных тоннелей, СП Артемовская ТЭЦ»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	72213	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	72213	72213	72213	72213	72213	72213	72213	72213	72213	72213	72213	72213
Проект 001.01.02.062 «Покупка серверного оборудования, СП Артемовская ТЭЦ 2 шт.»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	5545	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	5545	5545	5545	5545	5545	5545	5545	5545	5545	5545	5545	5545
Подгруппа проектов 001.01.03.000 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»															
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов 001.01.04.000 «Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»															
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

5.3.2 Реконструкция действующих котельных, в связи с физическим износом оборудования и с целью повышения эффективности производства тепловой энергии

5.3.2.1 Реконструкция котельных КГУП «ПТЭ»

При актуализации Схемы теплоснабжения учтен ряд мероприятий по котельным ЕТО №2:

- строительство новых для замещения существующих котельных (в том числе со сменой вида топлива;
- реконструкция существующих котельных.

Основными эффектами от реализации мероприятий являются:

- 1) Переход на более эффективный вид топлива;
- 2) Сокращение УРУТ при производстве;
- 3) Обновление производственных фондов;
- 4) Оптимизация численности обслуживающего персонала.

Таблица 5.3 - Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №2, тыс. руб., без НДС (таблица П50.1 МУ)

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Проекты ЕТО №2, в т.ч.															
Группа проектов 002.01.00.000 «Источники теплоснабжения»															
Всего стоимость проектов	0	2575	205258	2067	44792	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов накопленным итогом	0	2575	207833	209900	254691	254691	254691	254691	254691	254691	254691	254691	254691	254691	254691
Подгруппа проектов 002.01.01.000 «Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»															
Всего стоимость проектов	0	1258	84950	2067	44792	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов накопленным итогом	0	1258	86208	88275	133066	133066	133066	133066	133066	133066	133066	133066	133066	133066	133066
Проект 002.01.01.001 «Разработка ПСД и строительство котельной, работающей на угле взамен существующей №4, п. Угловое, Берзарина, 11»															
Всего стоимость проекта	0	1258	51617	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	1258	52875	52875	52875	52875	52875	52875	52875	52875	52875	52875	52875	52875	52875
Проект 002.01.01.002 «Разработка ПСД и строительство котельной, работающей на природном газе взамен существующей Авиационная, п. Кневичи, ул. Авиационная, 8»															
Всего стоимость проекта	0	0	33333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	33333	33333	33333	33333	33333	33333	33333	33333	33333	33333	33333	33333	33333
Проект 002.01.01.003 «Разработка ПСД и строительство котельной, работающей на природном газе взамен существующей Амурская, ул. Полевая, 19»															
Всего стоимость проекта	0	0	0	2067	44792	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	0	2067	46858	46858	46858	46858	46858	46858	46858	46858	46858	46858	46858
Подгруппа проектов 002.01.02.000 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»															
Всего стоимость проектов	0	1317	120308	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов накопленным итогом	0	1317	121625	121625	121625	121625	121625	121625	121625	121625	121625	121625	121625	121625	121625
Проект 002.01.02.004 «Реконструкция мазутной котельной аэропорт в п. Кневичи, ул. Портовая, 41 с переводом на сжигание угля»															
Всего стоимость проекта	0	0	61050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	0	61050	61050	61050	61050	61050	61050	61050	61050	61050	61050	61050	61050	61050
Проект 002.01.02.003 «Разработка ПСД и строительство котельной, работающей на угле, взамен существующей №4/1, ул. Ангарская, 9»															
Всего стоимость проекта	0	1317	59258	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта накопленным итогом	0	1317	60575	60575	60575	60575	60575	60575	60575	60575	60575	60575	60575	60575	60575
Подгруппа проектов 002.01.03.000 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»															
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов 002.01.04.000 «Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»															
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего смета проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

В настоящее время и на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения совместная работа источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с котельными не предусматривается.

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

Согласно МУ, предложения по реконструкции котельных с увеличением их зоны действия путем включения в ее состав зон действия существующих источников тепловой энергии, должны разрабатываться на основании технико-экономического обоснования в соответствии с Приложением №39.

Перераспределение нагрузок в настоящей актуализации не рассматривается, т.к.:

- 1) Необходимо окончательно сформировать площадку новой ТЭЦ-2, а затем определить перечень котельных, которые возможно включить в зону действия источника комбинированной выработки;
- 2) Объемы финансирования мероприятий по зоне ЕТО №2 в настоящее время ограничены и предельный уровень отражен в утвержденной программе. В связи с чем, возможно перераспределение нагрузок не является приоритетной задачей. В настоящее время, в первую очередь, реализуются мероприятия по реконструкции котельных, с сохранением существующих зон.

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

Согласно МУ, предложения по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки с выработкой электрической энергии на собственные нужды ТСО, должны разрабатываться на основе 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 котельной для ценовых зон теплоснабжения. В настоящее время город не отнесен к ценовой зоне теплоснабжения, в связи с чем, технико-экономическое обоснование по форме Приложения №38 в настоящей актуализации не выполняется.

Мощности действующих котельных не позволяют обеспечить высокую загрузку потенциального источника комбинированной выработки, в связи с чем теплоснабжающие организации в настоящее время не имеют планов по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды

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

Перевод в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии 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 оценку затрат при необходимости его изменения

Оптимальным температурным графиком отпуска тепловой энергии для источника в зоне ЕТО №001 (АТЭЦ) является график 115/70°C.

В целом можно отметить, что фактические температурные графики отпуска тепловой энергии на нужды отопления имеют меньший наклон по сравнению с утвержденным графиком. При положительных значениях температуры наружного воздуха имеет место превышение значений температуры обратного теплоносителя.

Фактическая температура подающего трубопровода на всех источниках практически всегда ниже утвержденных значений. Тенденция наблюдается при снижении температуры наружного воздуха. Однако температура наружного воздуха за рассматриваемый период не достигала расчетных значений, в связи с чем определить реальный температурный график невозможно.

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

Согласно требованиям СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 для расчетной температуры наружного воздуха минус 32°C при отказе наибольшего по мощности теплогенератора требуется обеспечить выдачу тепловой мощности на уровне не ниже 88% от расчетной нагрузки. При этом учитывается возможность резервирования теплоснабжения потребителей за счет других теплоисточников, имеющих доступ к тепловым сетям потребителя.

Исходя из перечня существующего оборудования, приведенного в Главе 1 и перечня оборудования после реконструкции, согласно Главе 7, а также перспективным балансам тепловой мощности, можно сделать однозначный вывод о том, что требуемый уровень надежности обеспечивается на всем периоде действия Схемы теплоснабжения.

Перспективный баланс тепловой мощности с указанием перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии представлен 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

Мероприятий по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива не предусмотрено.

6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Общие положения

При разработке актуализации схемы теплоснабжения Артемовского городского округа на период до 2036 года за базовый принят 2020 год.

Для анализа системы теплоснабжения разработана электронная модель, отражающая существующее положение системы теплоснабжения на 2020 год, а также перспективный вариант развития до 2036 г. (ГИС «Zulu»).

Основные положения для разработки предложений по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, и сооружений на них выглядят следующим образом:

- В электронной модели системы теплоснабжения создаются новые модельные базы, которые отражают предложения по модернизации, реконструкции источников тепловой энергии, разработанные в Главе 7;
- В электронную модель вносятся изменения, отражающие предложения по модернизации, реконструкции и новому строительству, выводу из эксплуатации источников тепловой энергии, в том числе с расширением (изменением) зон действия источников тепловой энергии;
- В электронной модели разрабатываются трассировки тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии от существующих, модернизированных, реконструированных и проектируемых источников тепловой энергии, в том числе трассировки, обеспечивающие объединение зон действия от нескольких источников (перемычки или строительство новых тепловых сетей, обеспечивающих работу источников тепловой энергии на единую тепловую сеть);
- Для каждой зоны действия источников тепловой энергии выбирается принцип регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети с коллекторов источников (качественный по отопительно-вентиляционной тепловой нагрузке, качественный по совмещенной тепловой нагрузке отопления и горячего водоснабжения, качественно-количественный или количественный);
- Выполняются расчеты гидравлических режимов передачи теплоносителя по тепловым сетям с перспективной тепловой нагрузкой;
- Определяются участки тепловых сетей, ограничивающих пропускную способность тепловых сетей;

- Разрабатываются предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра для увеличения их пропускной способности;
- Выполняются поверочные расчеты гидравлических режимов тепловых сетей с учетом выполненных предложений по реконструкции тепловых сетей для выбранных графиков регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети;
- Определяются финансовые потребности для реализации предложений по реконструкции тепловых сетей с целью установления устойчивого гидравлического режима циркуляции теплоносителя с перспективными тепловыми нагрузками, для выбранных графиков регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети.

Разрабатываются предложения по реконструкции тепловых сетей без увеличения диаметра его уменьшением для обеспечения большей эффективности и надежности теплоснабжения.

Группа проектов 02 по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей образуют восемь подгрупп:

- Подгруппа проектов 02.01 «Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки»;
- Подгруппа проектов 02.02 «Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных»;
- Подгруппа проектов 02.03 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»;
- Подгруппа проектов 02.04 «Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки»;
- Подгруппа проектов 02.05 «Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов»;
- Подгруппа проектов 02.06 «Строительство новых насосных станций»;
- Подгруппа проектов 02.07 «Реконструкция насосных станций»;
- Подгруппа проектов 02.08 «Строительство и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей».

В качестве обоснования технического решения, включаемого в планы по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, представляются теплогидравлические расчеты, выполненные с использованием разработанной электронной модели Схемы теплоснабжения города.

Предложения по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей приведены в Главе 8 и Главе 11. Решения принимались на основе расчетов, выполненных с использованием электронной модели системы теплоснабжения, описание которой приведено в Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения» и соответствующих приложениях.

6.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).

Мероприятия, рассматриваемые в данном разделе, включаются в Подгруппу проектов 02.02 «Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных».

Схемой теплоснабжения не предусматривается прокладка новых и реконструкция существующих тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности.

6.2 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения под жилищную, комплексную или производственную застройку

6.3.1 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения под жилищную, комплексную или производственную застройку

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей, входящих в состав группы проектов № 02.01 и направлены на обеспечение присоединения перспективных потребителей к существующим и вновь построенным тепловым сетям от тепловых камер тепломагистралей до границы участка присоединяемого объекта.

В электронной модели системы теплоснабжения поселения, городского округа созданы новые модельные базы, которые отражают предложения по модернизации и реконструкции источников тепловой энергии, а также разработаны трассировки тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источников к новым потребителям.

Состав группы проектов № 02.01 «Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения» для магистральных и распределительных сетей существующих и перспективных источников тепловой энергии, приведён в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Объемы строительства тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей) (П43.1 МУ)

Источник	Наименование участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год реализации ПИР и ПСД	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.
ЕТО №01 (АО «ДГК»)																		
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: 16 этажный многоквартирный жилой дом в районе ул. Хасанская, в г. Артеме	Перспективный потребитель: 16 этажный многоквартирный жилой дом в районе ул. Хасанская, в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,265 Гкал/ч	120	2023	2024	70	Канальная	ППУ	252,9	2348,2	1011,5	3612,6	4335,1	265,8	2598,5	1119,4	3983,6	4780,4
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Административное здание по ул. Фрунзе, 34 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Административное здание по ул. Фрунзе, 34 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,05 Гкал/ч	24	2023	2023	50	Канальная	ППУ	47,7	443,1	190,9	681,6	818,0	50,1	465,7	200,6	716,4	859,7
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Жилой микрорайон в границах улиц Лазо, Горького, Куйбышева в г. Артеме. Жилой многоквартирный дом. Тип 2-1	Перспективный потребитель: Жилой микрорайон в границах улиц Лазо, Горького, Куйбышева в г. Артеме. Жилой многоквартирный дом. Тип 2-1 с тепловой нагрузкой - 2,4 Гкал/ч	580	2023	2024	200	Канальная	ППУ	1832,2	17013,4	7328,8	26174,4	31409,3	1925,7	18826,9	8110,0	28862,6	34635,1
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Реконструкция офисного здания по адресу: Приморский край, г. Артем, ул. Кирова, 64В	Перспективный потребитель: Реконструкция офисного здания по адресу: Приморский край, г. Артем, ул. Кирова, 64В с тепловой нагрузкой - 0,01 Гкал/ч	5	2023	2024	50	Канальная	ППУ	10,4	96,4	41,5	148,3	177,9	10,9	106,7	45,9	163,5	196,2
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Кафе расположенное в районе дома № 62 по ул. Кирова в г. Артеме	Перспективный потребитель: Кафе расположенное в районе дома № 62 по ул. Кирова в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,006 Гкал/ч	3	2023	2023	50	Канальная	ППУ	6,0	55,9	24,1	86,0	103,2	6,3	58,8	25,3	90,4	108,5
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Реконструкция здания Артемовского городского суда со строительством пристройки г. Артем, ул. Октябрьская, 11	Перспективный потребитель: Реконструкция здания Артемовского городского суда со строительством пристройки г. Артем, ул. Октябрьская, 11 с тепловой нагрузкой - 0,055 Гкал/ч	28	2023	2024	50	Канальная	ППУ	55,5	515,6	222,1	793,2	951,8	58,4	570,5	245,8	874,6	1049,6
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Закусочная на 12 посадочных мест в районе ул. Херсонская, 38 в г. Артеме (повторно)	Перспективный потребитель: Закусочная на 12 посадочных мест в районе ул. Херсонская, 38 в г. Артеме (повторно) с тепловой нагрузкой - 0,001 Гкал/ч	1	2023	2024	50	Канальная	ППУ	1,3	12,0	5,2	18,5	22,2	1,4	13,3	5,7	20,4	24,5
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Офисное здание в районе ул. Фрунзе, 45/1 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Офисное здание в районе ул. Фрунзе, 45/1 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,1 Гкал/ч	49	2024	2025	50	Канальная	ППУ	95,4	886,1	381,7	1363,3	1635,9	105,6	1034,1	445,5	1585,2	1902,2
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Реконструкция административного здания по ул. Лазо, 44 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Реконструкция административного здания по ул. Лазо, 44 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,056 Гкал/ч	29	2023	2023	50	Канальная	ППУ	57,0	528,9	227,8	813,7	976,5	59,9	555,9	239,5	855,2	1026,3
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Станция технического обслуживания автомобилей на два машино-места в районе дома 56а по ул. Советская в г. Артеме (повторно)	Перспективный потребитель: Станция технического обслуживания автомобилей на два машино-места в районе дома 56а по ул. Советская в г. Артеме (повторно) с тепловой нагрузкой - 0,004 Гкал/ч	2	2023	2023	50	Канальная	ППУ	3,6	33,8	14,5	51,9	62,3	3,8	35,5	15,3	54,6	65,5
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Склад в районе ул. Михайловская, 12 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Склад в районе ул. Михайловская, 12 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,03 Гкал/ч	16	2023	2023	50	Канальная	ППУ	30,7	284,8	122,7	438,2	525,8	32,2	299,3	129,0	460,5	552,6
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Кафе на 20 человек в г. Артеме в районе ул. Куйбышева, 11А	Перспективный потребитель: Кафе на 20 человек в г. Артеме в районе ул. Куйбышева, 11А с тепловой нагрузкой - 0,003 Гкал/ч	1	2023	2023	50	Канальная	ППУ	2,6	24,4	10,5	37,6	45,1	2,8	25,7	11,1	39,5	47,4
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Завод по производству метизов в районе ул. Стрельникова, д. 50В	Перспективный потребитель: Завод по производству метизов в районе ул.	99	2023	2024	70	Канальная	ППУ	210,0	1950,2	840,1	3000,4	3600,4	220,7	2158,1	929,7	3308,5	3970,2

Источник	Наименование участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год реализации ПИР и ПСД	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.
		Стрельникова, д. 50В с тепловой нагрузкой - 0,209 Гкал/ч																
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Станция технического обслуживания в районе ул. Куйбышева, 11А в г. Артем	Перспективный потребитель: Станция технического обслуживания в районе ул. Куйбышева, 11А в г. Артем с тепловой нагрузкой - 0,041 Гкал/ч	21	2023	2024	50	Канальная	ППУ	41,7	387,0	166,7	595,4	714,5	43,8	428,3	184,5	656,6	787,9
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Здание магазина в районе ул. Кирова, 28 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Здание магазина в районе ул. Кирова, 28 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,024 Гкал/ч	13	2023	2023	50	Канальная	ППУ	24,5	227,2	97,9	349,5	419,4	25,7	238,8	102,8	367,3	440,8
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Реконструкция здания профессионального училища (АБК), расположенного по ул. Кирова, 191 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Реконструкция здания профессионального училища (АБК), расположенного по ул. Кирова, 191 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,071 Гкал/ч	37	2023	2024	50	Канальная	ППУ	71,8	666,3	287,0	1025,1	1230,1	75,4	737,4	317,6	1130,4	1356,5
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Супермаркет в районе ул. Фрунзе, 8 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Супермаркет в районе ул. Фрунзе, 8 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,129 Гкал/ч	67	2023	2023	50	Канальная	ППУ	130,4	1210,5	521,5	1862,4	2234,9	137,0	1272,3	548,1	1957,4	2348,9
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Проектирование объекта капитального строительства с привязкой проектной документации повторного применения для строительства объекта детский сад на 230 мест, расположенного по адресу: г. Артем, ул. Кирова, 99	Перспективный потребитель: Проектирование объекта капитального строительства с привязкой проектной документации повторного применения для строительства объекта детский сад на 230 мест, расположенного по адресу: г. Артем, ул. Кирова, 99 с тепловой нагрузкой - 0,219 Гкал/ч	106	2023	2023	70	Канальная	ППУ	222,9	2070,0	891,7	3184,6	3821,5	234,3	2175,6	937,2	3347,0	4016,4
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Предприятие общественного питания в районе ул. Кирова, 97 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Предприятие общественного питания в районе ул. Кирова, 97 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,003 Гкал/ч	2	2023	2023	50	Канальная	ППУ	3,2	29,6	12,8	45,6	54,7	3,4	31,2	13,4	47,9	57,5
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Жилой микрорайон в границах улиц Лазо, горького, Куйбышева в г. Артеме. Девятиэтажный жилой дом.Тип5	Перспективный потребитель: Жилой микрорайон в границах улиц Лазо, горького, Куйбышева в г. Артеме. Девятиэтажный жилой дом.Тип5 с тепловой нагрузкой - 0,352 Гкал/ч	216	2023	2024	80	Канальная	ППУ	469,1	4356,2	1876,5	6701,8	8042,2	493,1	4820,5	2076,5	7390,1	8868,2
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Жилой комплекс "Восход" по ул. Вокзальная в г. Артеме Приморского края. Многоквартирный жилой дом 1	Перспективный потребитель: Жилой комплекс "Восход" по ул. Вокзальная в г. Артеме Приморского края. Многоквартирный жилой дом 1 с тепловой нагрузкой - 0,312 Гкал/ч	141	2023	2024	70	Канальная	ППУ	297,4	2761,7	1189,7	4248,8	5098,6	312,6	3056,1	1316,5	4685,2	5622,2
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Жилой комплекс "Восход" по ул. Вокзальная в г. Артеме Приморского края. Многоквартирный жилой дом 2	Перспективный потребитель: Жилой комплекс "Восход" по ул. Вокзальная в г. Артеме Приморского края. Многоквартирный жилой дом 2 с тепловой нагрузкой - 0,312 Гкал/ч	141	2023	2024	70	Канальная	ППУ	297,4	2761,7	1189,7	4248,8	5098,6	312,6	3056,1	1316,5	4685,2	5622,2
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Жилой комплекс "Восход" по ул. Вокзальная в г. Артеме Приморского края. Многоквартирный жилой дом 3	Перспективный потребитель: Жилой комплекс "Восход" по ул. Вокзальная в г. Артеме Приморского края. Многоквартирный жилой дом 3 с тепловой нагрузкой - 0,312 Гкал/ч	141	2023	2024	70	Канальная	ППУ	297,4	2761,7	1189,7	4248,8	5098,6	312,6	3056,1	1316,5	4685,2	5622,2
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Склад расположенный в районе ул. Лазо, 3 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Склад расположенный в районе ул. Лазо, 3 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,001 Гкал/ч	0	2023	2024	50	Канальная	ППУ	0,6	5,6	2,4	8,7	10,4	0,6	6,2	2,7	9,5	11,5
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Здание бытового обслуживания в районе ул. Октябрьской, г. Артем, Приморский край	Перспективный потребитель: Здание бытового обслуживания в районе ул. Октябрьской, г. Артем, Приморский край с тепловой нагрузкой - 0,109 Гкал/ч	56	2023	2024	50	Канальная	ППУ	110,2	1023,5	440,9	1574,6	1889,5	115,8	1132,6	487,9	1736,3	2083,6

Источник	Наименование участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год реализации ПИР и ПСД	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Жилой микрорайон в границах улиц Лазо, Горького, Куйбышева в г. Артем. Девятиэтажный жилой дом. Тип 3	Перспективный потребитель: Жилой микрорайон в границах улиц Лазо, Горького, Куйбышева в г. Артем. Девятиэтажный жилой дом. Тип 3 с тепловой нагрузкой - 0,27 Гкал/ч	181	2025	2026	70	Канальная	ППУ	381,9	3546,3	1527,6	5455,8	6547,0	445,7	4370,4	1882,6	6698,7	8038,5
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Магазин товаров первой необходимости, расположенный в районе: г. Артем, ул. 2-я Западная, д. 1	Перспективный потребитель: Магазин товаров первой необходимости, расположенный в районе: г. Артем, ул. 2-я Западная, д. 1 с тепловой нагрузкой - 0,011 Гкал/ч	6	2023	2023	50	Канальная	ППУ	11,3	105,4	45,4	162,1	194,6	11,9	110,8	47,7	170,4	204,5
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Два многоквартирных четырехэтажных жилых дома по адресу: Приморский край, г. Артем, ул. Полтавская, 2А (1-й)	Перспективный потребитель: Два многоквартирных четырехэтажных жилых дома по адресу: Приморский край, г. Артем, ул. Полтавская, 2А (1-й) с тепловой нагрузкой - 0,25 Гкал/ч	113	2023	2024	70	Канальная	ППУ	238,6	2215,3	954,3	3408,1	4089,8	250,7	2451,4	1056,0	3758,2	4509,8
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Два многоквартирных четырехэтажных жилых дома по адресу: Приморский край, г. Артем, ул. Полтавская, 2А (2-й)	Перспективный потребитель: Два многоквартирных четырехэтажных жилых дома по адресу: Приморский край, г. Артем, ул. Полтавская, 2А (2-й) с тепловой нагрузкой - 0,25 Гкал/ч	113	2023	2024	70	Канальная	ППУ	238,6	2215,3	954,3	3408,1	4089,8	250,7	2451,4	1056,0	3758,2	4509,8
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Склад для логистических целей и оказания услуг хранения на территории г. Артема в районе ул. Володарского, 11	Перспективный потребитель: Склад для логистических целей и оказания услуг хранения на территории г. Артема в районе ул. Володарского, 11 с тепловой нагрузкой - 0,013 Гкал/ч	7	2024	2025	50	Канальная	ППУ	13,8	128,3	55,3	197,4	236,8	15,3	149,7	64,5	229,5	275,4
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Склад в поселке Заводской Артемовского ГО Приморского края	Перспективный потребитель: Склад в поселке Заводской Артемовского ГО Приморского края с тепловой нагрузкой - 0,022 Гкал/ч	11	2023	2024	50	Канальная	ППУ	22,1	205,4	88,5	316,0	379,2	23,2	227,3	97,9	348,5	418,2
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Жилой комплекс в районе ул. Кирова, Красина, Пржевальского, г. Артем, Приморский край. 2-й этап строительства. Многоквартирный жилой дом 3, автостоянка	Перспективный потребитель: Жилой комплекс в районе ул. Кирова, Красина, Пржевальского, г. Артем, Приморский край. 2-й этап строительства. Многоквартирный жилой дом 3, автостоянка с тепловой нагрузкой - 0,371 Гкал/ч	215	2025	2026	100	Канальная	ППУ	524,8	4872,7	2099,0	7496,4	8995,7	612,4	6005,0	2586,8	9204,2	11045,1
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Строительство специализированного магазина Фермер для организации розничной торговли экологически чистыми пищевыми продуктами, произведенными крестьянско-фермерскими хозяйствами и сопутствующими товарами для фермерских хозяйств и дачников-огородников в районе ул. Фрунзе, 4 в г. Артем Приморского к	Перспективный потребитель: Строительство специализированного магазина Фермер для организации розничной торговли экологически чистыми пищевыми продуктами, произведенными крестьянско-фермерскими хозяйствами и сопутствующими товарами для фермерских хозяйств и дачников-огородников в районе ул. Фрунзе, 4 в г. Артем Приморского к с тепловой нагрузкой - 0,01 Гкал/ч	5	2024	2025	50	Канальная	ППУ	10,6	98,5	42,4	151,5	181,8	11,7	115,0	49,5	176,2	211,5
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Многоквартирный жилой дом по ул. Первомайская, 9 в г. Артем, Приморского края	Перспективный потребитель: Многоквартирный жилой дом по ул. Первомайская, 9 в г. Артем, Приморского края с тепловой нагрузкой - 0,1 Гкал/ч	49	2025	2026	50	Канальная	ППУ	95,4	886,1	381,7	1363,3	1635,9	111,4	1092,0	470,4	1673,8	2008,6
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Многоквартирный жилой дом с встроенными объектами социально-бытового обслуживания в районе ул. Партизанской, 4 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Многоквартирный жилой дом с встроенными объектами социально-бытового обслуживания в районе ул. Партизанской, 4 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,332 Гкал/ч	204	2023	2023	80	Канальная	ППУ	441,8	4102,4	1767,2	6311,4	7573,6	464,3	4311,6	1857,3	6633,3	7959,9
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: «Здание бытового	Перспективный потребитель: «Здание бытового обслуживания в районе ул.	49	2023	2023	50	Канальная	ППУ	95,4	886,1	381,7	1363,3	1635,9	100,3	931,3	401,2	1432,8	1719,3

Источник	Наименование участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год реализации ПИР и ПСД	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.
	обслуживания в районе ул. Севастопольская,12/4 в г. Артеме	Севастопольская,12/4 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,1 Гкал/ч																
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: «Административное здание по ул. Севастопольская,12/1 в г. Артеме	Перспективный потребитель: «Административное здание по ул. Севастопольская,12/1 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,085 Гкал/ч	41	2023	2024	50	Канальная	ППУ	81,1	753,2	324,5	1158,8	1390,5	85,3	833,5	359,0	1277,8	1533,3
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: «Административное здание по ул. Дзержинского,29а в г. Артеме	Перспективный потребитель: «Административное здание по ул. Дзержинского,29а в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,05 Гкал/ч	24	2023	2024	50	Канальная	ППУ	47,7	443,1	190,9	681,6	818,0	50,1	490,3	211,2	751,6	902,0
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: «Административное здание, магазин продовольственных товаров по ул. Кирова, 73 в г. Артеме»	Перспективный потребитель: «Административное здание, магазин продовольственных товаров по ул. Кирова, 73 в г. Артеме» с тепловой нагрузкой - 0,09 Гкал/ч	44	2025	2026	50	Канальная	ППУ	85,9	797,5	343,5	1226,9	1472,3	100,2	982,8	423,4	1506,4	1807,7
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Автозаправочная станция в районе ул. Куйбышева, 11а г. Артеме	Перспективный потребитель: Автозаправочная станция в районе ул. Куйбышева, 11а г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,09 Гкал/ч	49	2024	2025	50	Канальная	ППУ	96,7	898,0	386,8	1381,5	1657,8	107,0	1048,0	451,4	1606,4	1927,7
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: "Многоквартирный жилой дом "Атлант" в районе ул. Дзержинского, 35/1 в г. Артеме	Перспективный потребитель: "Многоквартирный жилой дом "Атлант" в районе ул. Дзержинского, 35/1 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,352 Гкал/ч	179	2024	2025	70	Канальная	ППУ	378,2	3512,1	1512,9	5403,3	6483,9	418,5	4098,7	1765,6	6282,9	7539,4
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Адм-бытовой корпус - столярная мастерская, по адресу: г. Артем, ул. Фрунзе, 82	Перспективный потребитель: Адм-бытовой корпус - столярная мастерская, по адресу: г. Артем, ул. Фрунзе, 82 с тепловой нагрузкой - 0,09 Гкал/ч	49	2023	2023	50	Канальная	ППУ	96,7	898,0	386,8	1381,5	1657,8	101,6	943,8	406,6	1452,0	1742,4
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Административное здание в районе ул. Фрунзе, 54 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Административное здание в районе ул. Фрунзе, 54 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,234 Гкал/ч	119	2023	2024	70	Канальная	ППУ	251,4	2334,8	1005,7	3591,9	4310,3	264,3	2583,6	1113,0	3960,8	4753,0
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Административное здание, магазин по ул.Кирова, 73 в г.Артеме	Перспективный потребитель: Административное здание, магазин по ул.Кирова, 73 в г.Артеме с тепловой нагрузкой - 0,3 Гкал/ч	153	2023	2023	70	Канальная	ППУ	322,4	2993,3	1289,4	4605,1	5526,1	338,8	3146,0	1355,2	4840,0	5807,9
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: База АО "Артемовская экспедиция" по ул.Фрунзе, 45 в г.Артеме"	Перспективный потребитель: База АО "Артемовская экспедиция" по ул.Фрунзе, 45 в г.Артеме" с тепловой нагрузкой - 0,365 Гкал/ч	186	2023	2024	70	Канальная	ППУ	392,3	3642,8	1569,2	5604,4	6725,2	412,3	4031,1	1736,5	6179,9	7415,9
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: КГБОУ "Коррекционная школа интернат" по ул. Фрунзе,4 в г. Артеме	Перспективный потребитель: КГБОУ "Коррекционная школа интернат" по ул. Фрунзе,4 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,39 Гкал/ч	193	2024	2025	80	Канальная	ППУ	419,1	3891,3	1676,2	5986,6	7183,9	463,7	4541,2	1956,2	6961,1	8353,4
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Кинологический центр ДВТУ в комплексе служебно-производственного здания таможни по ул. Фрунзе,41 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Кинологический центр ДВТУ в комплексе служебно-производственного здания таможни по ул. Фрунзе,41 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,16 Гкал/ч	88	2025	2026	50	Канальная	ППУ	171,5	1592,4	686,0	2449,9	2939,9	200,1	1962,5	845,4	3008,0	3609,6
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Магазин автотоваров по ул. Кирова,65	Перспективный потребитель: Магазин автотоваров по ул. Кирова,65 с тепловой нагрузкой - 0,096 Гкал/ч	47	2025	2026	50	Канальная	ППУ	91,6	850,7	366,4	1308,7	1570,5	106,9	1048,4	451,6	1606,9	1928,2
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: частный ж.д. Пушкина 3а	Перспективный потребитель: частный ж.д. Пушкина 3а с тепловой нагрузкой - 0,006 Гкал/ч	3	2024	2025	50	Канальная	ППУ	6,4	59,9	25,8	92,1	110,5	7,1	69,9	30,1	107,1	128,5

Источник	Наименование участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год реализации ПИР и ПСД	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Жилой дом со встроенными помещениями в р-не Кирова, 48	Перспективный потребитель: Жилой дом со встроенными помещениями в р-не Кирова, 48 с тепловой нагрузкой - 1,1 Гкал/ч	466	2023	2023	125	Канальная	ППУ	1182,0	10975,4	4727,9	16885,2	20262,3	1242,3	11535,2	4969,0	17746,5	21295,8
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Жилая застройка в в районе ул. Тихоокеанская (Девятиэтажный жилой дом по ул. Гоголя,7 (взамен торгового центра) в г.Артеме	Перспективный потребитель: Жилая застройка в в районе ул. Тихоокеанская (Девятиэтажный жилой дом по ул. Гоголя,7 (взамен торгового центра) в г.Артеме с тепловой нагрузкой - 0,099 Гкал/ч	54	2023	2024	50	Канальная	ППУ	106,4	987,8	425,5	1519,7	1823,6	111,8	1093,1	470,9	1675,7	2010,9
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Жилой частный дом ул. Парковая, 11а	Перспективный потребитель: Жилой частный дом ул. Парковая, 11а с тепловой нагрузкой - 0,03 Гкал/ч	16	2023	2024	50	Канальная	ППУ	32,2	299,3	128,9	460,5	552,6	33,9	331,2	142,7	507,8	609,4
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Магазин в р-не Кирова, 92 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Магазин в р-не Кирова, 92 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,03 Гкал/ч	16	2025	2026	50	Канальная	ППУ	32,2	299,3	128,9	460,5	552,6	37,6	368,9	158,9	565,4	678,5
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Частный жилой дом по ул. Володарского,70 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Частный жилой дом по ул. Володарского,70 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,043 Гкал/ч	25	2024	2025	50	Бесканальная	ППУ	14,1	131,0	56,4	201,5	241,8	15,6	152,9	65,9	234,3	281,2
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Закусочная по ул. Фрунзе,48/2 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Закусочная по ул. Фрунзе,48/2 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,015 Гкал/ч	8	2023	2023	50	Канальная	ППУ	16,1	149,7	64,5	230,3	276,3	16,9	157,3	67,8	242,0	290,4
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Стадион "Угольщик" по адресу пл. Ленина,15а	Перспективный потребитель: Стадион "Угольщик" по адресу пл. Ленина,15а с тепловой нагрузкой - 0,25 Гкал/ч	127	2023	2023	70	Канальная	ППУ	268,6	2494,4	1074,5	3837,5	4605,1	282,3	2621,6	1129,3	4033,3	4840,0
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Детский сад по адресу: г.Артем, в районе ул.Кирова 99	Перспективный потребитель: Детский сад по адресу: г.Артем, в районе ул.Кирова 99 с тепловой нагрузкой - 0,12 Гкал/ч	66	2023	2023	50	Канальная	ППУ	128,9	1197,3	515,8	1842,0	2210,4	135,5	1258,4	542,1	1936,0	2323,2
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Школа на 825 мест в р-не ул. Светлогорская, 1А в г. Артеме	Перспективный потребитель: Школа на 825 мест в р-не ул. Светлогорская, 1А в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 2,4 Гкал/ч	816	2023	2023	200	Канальная	ППУ	2578,8	23946,3	10315,3	36840,5	44208,6	2710,4	25167,8	10841,5	38719,7	46463,6
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Многоквартирные жилые дома по ул. Херсонская,29	Перспективный потребитель: Многоквартирные жилые дома по ул. Херсонская,29 с тепловой нагрузкой - 1,44 Гкал/ч	569	2026	2027	150	Канальная	ППУ	1547,3	14367,8	6189,2	22104,3	26525,1	1906,9	18468,1	7955,5	28330,5	33996,6
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Административное здание в районе ул. Октябрьской	Перспективный потребитель: Административное здание в районе ул. Октябрьской с тепловой нагрузкой - 0,63 Гкал/ч	278	2025	2026	100	Канальная	ППУ	676,9	6285,9	2707,8	9670,6	11604,7	790,0	7746,7	3337,0	11873,7	14248,5
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Магазин по ул. Кирова, 19 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Магазин по ул. Кирова, 19 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,4 Гкал/ч	198	2025	2026	80	Канальная	ППУ	429,8	3991,1	1719,2	6140,1	7368,1	501,6	4918,5	2118,8	7538,9	9046,7
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Жилой 17-этажный дом по ул. Сахалинская, д. 4	Перспективный потребитель: Жилой 17-этажный дом по ул. Сахалинская, д. 4 с тепловой нагрузкой - 0,31 Гкал/ч	140	2024	2025	70	Канальная	ППУ	295,4	2742,8	1181,5	4219,7	5063,6	326,9	3200,9	1378,8	4906,6	5887,9
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Торговое здание, расположенного по адресу: г. Артем, ул. Вахрушева в районе дома 9	Перспективный потребитель: Торговое здание, расположенного по адресу: г. Артем, ул. Вахрушева в районе дома 9 с тепловой нагрузкой - 0,062 Гкал/ч	30	2023	2024	50	Канальная	ППУ	59,2	549,4	236,7	845,2	1014,3	62,2	608,0	261,9	932,0	1118,4
АТЭЦ	Прокладка тепловой сети от УТ01114/9 до границы земельного участка поликлиники по ул. Партизанская,13 Дн 133 L=2х250м.п. в г. Артеме	Перспективный потребитель: поликлиника по ул. Партизанская,13 с тепловой нагрузкой - 0,31 Гкал/ч	250	2022	2022	125	Канальная	ППУ	499,1	4634,5	1996,4	7130,0	8556,0	499,1	4634,5	1996,4	7130,0	8556,0
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Группа многоквартирных жилых домов,	Перспективный потребитель: Группа многоквартирных жилых домов, расположенных по адресу: г. Артем, в районе	22	2025	2026	50	Канальная	ППУ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,5	495,0	213,2	758,7	910,4

Источник	Наименование участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год реализации ПИР и ПСД	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.
	расположенных по адресу: г. Артем, в районе ул. Тигровая. Жилой дом 1, тип1	ул. Тигровая. Жилой дом 1, тип1 с тепловой нагрузкой - 0,045 Гкал/ч																
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Группа многоквартирных жилых домов, расположенных по адресу: г. Артем, в районе ул. Тигровая. Жилой дом 2, тип1.1	Перспективный потребитель: Группа многоквартирных жилых домов, расположенных по адресу: г. Артем, в районе ул. Тигровая. Жилой дом 2, тип1.1 с тепловой нагрузкой - 0,06 Гкал/ч	29	2023	2024	50	Канальная	ППУ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	60,6	592,6	255,3	908,5	1090,2
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Группа многоквартирных жилых домов, расположенных по адресу: г. Артем, в районе ул. Тигровая. Жилой дом 3, тип2	Перспективный потребитель: Группа многоквартирных жилых домов, расположенных по адресу: г. Артем, в районе ул. Тигровая. Жилой дом 3, тип2 с тепловой нагрузкой - 0,062 Гкал/ч	30	2023	2024	50	Канальная	ППУ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	61,9	605,5	260,8	928,3	1114,0
АТЭЦ	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта ООО "Агроптица"	Перспективный потребитель: ООО "Агроптица" с тепловой нагрузкой - 13,583 Гкал/ч	3246	2023	2024	300	Канальная	ППУ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13622,6	133185,5	57372,2	204180,3	245016,4
АТЭЦ	Строительство тепловых сетей для подключения объекта Жилой микрорайон в районе ул. Тигровая	Перспективный потребитель: Жилой микрорайон в районе ул. Тигровая с тепловой нагрузкой - 9,322 Гкал/ч	2411	2028	2029	250	Канальная	ППУ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11914,6	115171,4	49612,3	176698,3	212038,0
Итого по ЕТО-1			12827						16954	157435	67818	242207	290648	44147	427069	183968	655184	786221
ЕТО №02 (КГУП «ПТЭ»)																		
№4	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Многоквартирный жилой дом в районе ул. Берзарина, 11 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Многоквартирный жилой дом в районе ул. Берзарина, 11 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,286 Гкал/ч	187	2025	2026	80	Канальная	ППУ	404,6	3756,6	1618,2	5779,3	6935,2	472,1	4629,6	1994,3	7096,0	8515,2
№4	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Физкультурно-оздоровительный комплекс, по ул. Берзарина, д. 6	Перспективный потребитель: Физкультурно-оздоровительный комплекс, по ул. Берзарина, д. 6 с тепловой нагрузкой - 0,385 Гкал/ч	169	2023	2024	80	Канальная	ППУ	367,4	3411,5	1469,6	5248,5	6298,2	386,1	3775,2	1626,2	5787,6	6945,1
Сш. №22	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Склад в районе пер. Рижского, 14 в г. Артеме с. Кневичи	Перспективный потребитель: Склад в районе пер. Рижского, 14 в г. Артеме с. Кневичи с тепловой нагрузкой - 0,161 Гкал/ч	83	2023	2023	50	Канальная	ППУ	162,3	1507,4	649,4	2319,1	2783,0	170,6	1584,3	682,5	2437,4	2924,9
Итого по ЕТО-2			439						934,29	8675,55	3737,16	13346,99	16016,39	1028,88	9989,08	4302,99	15320,95	18385,13
ЕТО-XXX (ТСО не определена)																		
Новая котельная -1	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Первая очередь строительства игровой зоны «Приморье» Приморский Энте́ртейнмент Резорт Сити»	Перспективный потребитель: Первая очередь строительства игровой зоны «Приморье» Приморский Энте́ртейнмент Резорт Сити» с тепловой нагрузкой - 0,286 Гкал/ч	547	2023	2023	150	Канальная	ППУ	1486,9	13807,0	5947,6	21241,5	25489,8	1562,8	14511,3	6251,0	22325,0	26790,1
Новая котельная -1	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Интегрированный гостиничный комплекс с казино SUN	Перспективный потребитель: Интегрированный гостиничный комплекс с казино SUN с тепловой нагрузкой - 0,385 Гкал/ч	682	2025	2026	200	Канальная	ППУ	2155,4	20014,7	8621,7	30791,8	36950,1	2515,4	24665,9	10625,3	37806,6	45367,9
Новая котельная -1	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 5), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11	Перспективный потребитель: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 5), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11 с тепловой нагрузкой - 0,161 Гкал/ч	7	2023	2024	50	Канальная	ППУ	13,9	129,5	55,8	199,2	239,0	14,7	143,3	61,7	219,6	263,6
Новая котельная -1	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 4), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11	Перспективный потребитель: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 4), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11 с тепловой нагрузкой - 1,473 Гкал/ч	6	2024	2025	50	Канальная	ППУ	12,2	112,8	48,6	173,6	208,3	13,4	131,7	56,7	201,9	242,3

Источник	Наименование участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год реализации ПИР и ПСД	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, <u>без НДС</u> , тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с <u>НДС</u> , тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, <u>без НДС</u> , тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с <u>НДС</u> , тыс. руб.
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.
Новая котельная -1	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 6), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11	Перспективный потребитель: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 6), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11 с тепловой нагрузкой - 1,523 Гкал/ч	7	2023	2023	50	Канальная	ППУ	13,9	129,5	55,8	199,2	239,0	14,7	136,1	58,6	209,3	251,2
Новая котельная -1	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 3), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11	Перспективный потребитель: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 3), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11 с тепловой нагрузкой - 0,01 Гкал/ч	7	2023	2023	50	Канальная	ППУ	13,9	129,5	55,8	199,2	239,0	14,7	136,1	58,6	209,3	251,2
Новая котельная -1	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 8), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11	Перспективный потребитель: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 8), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11 с тепловой нагрузкой - 0,009 Гкал/ч	4	2023	2023	50	Канальная	ППУ	7,6	70,4	30,3	108,4	130,0	8,0	74,0	31,9	113,9	136,7
Новая котельная -1	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 7), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11	Перспективный потребитель: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 7), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11 с тепловой нагрузкой - 0,01 Гкал/ч	4	2023	2023	50	Канальная	ППУ	7,6	70,4	30,3	108,4	130,0	8,0	74,0	31,9	113,9	136,7
Новая котельная -1	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 1), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11	Перспективный потребитель: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 1), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11 с тепловой нагрузкой - 0,01 Гкал/ч	4	2023	2023	50	Канальная	ППУ	8,6	79,5	34,3	122,3	146,8	9,0	83,6	36,0	128,6	154,3
Новая котельная -1	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 2), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11	Перспективный потребитель: Застройка малоэтажными зданиями общественного назначения (гостиничный корпус 2), расположенная согласно ориентира Приморский край, г. Артем, побережье бухты Пионерской, 11 с тепловой нагрузкой - 0,006 Гкал/ч	4	2023	2023	50	Канальная	ППУ	7,1	65,7	28,3	101,0	121,2	7,4	69,0	29,7	106,2	127,4
Новая котельная -2	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Строительство склада и оказания услуг складского хранения по ул. Бийская в районе д. 2а в г. Артеме	Перспективный потребитель: административное здание в районе ул. Бийской, 2А в г. Артеме Приморского края с тепловой нагрузкой - 0,006 Гкал/ч	18	2023	2024	50	Канальная	ППУ	34,3	318,4	137,1	489,8	587,8	36,0	352,3	151,8	540,1	648,1
Новая котельная -2	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: административное здание в районе ул. Бийской, 2А в г. Артеме Приморского края	Перспективный потребитель: Строительство склада и оказания услуг складского хранения по ул. Бийская в районе д. 2а в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,006 Гкал/ч	16	2023	2024	50	Канальная	ППУ	30,7	285,1	122,8	438,6	526,3	32,3	315,4	135,9	483,6	580,3
Новая котельная -2	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Станция технического обслуживания автомобилей в районе ул. Бийской, 2а	Перспективный потребитель: Станция технического обслуживания автомобилей в районе ул. Бийской, 2а с тепловой нагрузкой - 0,005 Гкал/ч	19	2024	2025	50	Канальная	ППУ	37,4	347,7	149,8	534,9	641,9	41,4	405,8	174,8	622,0	746,4

Источник	Наименование участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год реализации ПИР и ПСД	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, <u>без НДС</u> , тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с <u>НДС</u> , тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, <u>без НДС</u> , тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с <u>НДС</u> , тыс. руб.
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.
Новая котельная -3	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Кафе в районе ул. 1-я Западная в г. Артеме	Перспективный потребитель: Здание кафе, местоположение которого установлено относительно ориентира, расположенного за пределами участка, ориентир южный угол здания, участок находится примерно в 300м от ориентира по направлению на юго-запад. Адрес: Приморский край, г. Артем, ул. 1-я Западная, 26 с тепловой нагрузкой - 0,03 Гкал/ч	3	2023	2023	50	Канальная	ППУ	5,1	47,2	20,3	72,6	87,1	5,3	49,6	21,4	76,3	91,5
Новая котельная -3	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Реконструкция здания по ул. Западная 1-я, д. 24 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Кафе в районе ул. 1-я Западная в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,034 Гкал/ч	112	2024	2025	70	Канальная	ППУ	235,6	2187,8	942,4	3365,9	4039,1	260,7	2553,2	1099,9	3913,8	4696,6
Новая котельная -3	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Здание кафе, местоположение которого установлено относительно ориентира, расположенного за пределами участка, ориентир южный угол здания, участок находится примерно в 300м от ориентира по направлению на юго-запад. Адрес: Приморский край, г. Артем, ул. 1-я Западная, 26	Перспективный потребитель: Реконструкция здания по ул. Западная 1-я, д. 24 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,037 Гкал/ч	2	2023	2023	50	Канальная	ППУ	3,7	34,8	15,0	53,5	64,2	3,9	36,6	15,8	56,3	67,5
Новая котельная -4	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Торговый комплекс в районе ул. 1-я Деповская, 2 в г. Артеме	Перспективный потребитель: Торговый комплекс в районе ул. 1-я Деповская, 2 в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,004 Гкал/ч	167	2023	2023	80	Канальная	ППУ	361,0	3352,5	1444,2	5157,7	6189,2	379,5	3523,5	1517,8	5420,8	6504,9
Новая котельная -4	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Предприятие общественного питания, расположенное в районе ул. Анатолия Ганжи в г. Артеме	Перспективный потребитель: Предприятие общественного питания, расположенное в районе ул. Анатолия Ганжи в г. Артеме с тепловой нагрузкой - 0,005 Гкал/ч	12	2023	2023	50	Канальная	ППУ	22,6	210,0	90,4	323,0	387,6	23,8	220,7	95,1	339,5	407,4
Новая котельная -4	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Строительство административного здания в районе ул. Фрунзе, 2а в г. Артеме Приморского края	Перспективный потребитель: Строительство административного здания в районе ул. Фрунзе, 2а в г. Артеме Приморского края с тепловой нагрузкой - 0,229 Гкал/ч	2	2024	2025	50	Канальная	ППУ	3,3	30,6	13,2	47,1	56,5	3,6	35,7	15,4	54,7	65,7
Новая котельная -6	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Здание склада, расположенное по адресу: Приморский край, г. Артем, ул. Урбанского, в районе д. 5	Перспективный потребитель: Здание склада, расположенное по адресу: Приморский край, г. Артем, ул. Урбанского, в районе д. 5 с тепловой нагрузкой - 0,065 Гкал/ч	20	2023	2024	50	Канальная	ППУ	39,9	370,1	159,4	569,4	683,3	41,9	409,6	176,4	627,9	753,5
Новая котельная -6	Строительство участка тепловой сети для подключения объекта: Центр сервисного обслуживания автомобилей в районе ул. Урбанского, 5 в г. Артем	Перспективный потребитель: Центр сервисного обслуживания автомобилей в районе ул. Урбанского, 5 в г. Артем с тепловой нагрузкой - 0,079 Гкал/ч	8	2023	2024	50	Канальная	ППУ	16,5	153,1	65,9	235,5	282,6	17,3	169,4	73,0	259,7	311,6
Итого по ЕТО-XXX			1649						4517,28	41946,15	18069,11	64532,54	77439,05	5013,79	48096,67	20718,57	73829,03	88594,84
Итого по Артемовскому ГО			14915						22406,1	208056,2	89624,2	320086,5	384103,8	50190,2	485154,6	208989,7	744334,4	893201,3

6.3.2 Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения под жилищную, комплексную или производственную застройку

Мероприятия, рассматриваемые в данном разделе, включаются в подгруппу проектов 02-04 «Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки».

Для определения возможности подключения перспективной тепловой нагрузки в период с 2021 по 2036 гг. выполнен наладочный и поверочный гидравлический расчет тепловых сетей от АТЭЦ. Результаты приведены ниже на графиках, а также в электронной модели системы теплоснабжения.

Мероприятия в зоне ЕТО №001:

Мероприятия на тепловых сетях от АТЭЦ:

- 1) *Реконструкция участка тепловой сети с увеличением диаметра с 2Ду500 на 2Ду 700 мм от ВР 01097Б до ТК 01110Б длиной 1250 м (надземная прокладка) в 2023 году;*
- 2) *Реконструкция участка тепловой сети с увеличением диаметра с 2Ду500 на 2Ду 700 мм от ВР 01097Б до ТК 01110Б длиной 250 м (канальная прокладка) в 2023 году;*
- 3) *Техпереворужение тепловой сети АТЭЦ – Мазутохозяйство» в районе жилого дома по ул. Володарского, 40, с увеличением диаметров трубопроводов 2Ду 50 мм до 2Ду 80 мм ориентировочной протяженностью 30 метров (в двухтрубном исполнении) в целях подключения объекта «Частный жилой дом по ул. Володарского, 70 в г. Артеме» с тепловой нагрузкой 0,043 Гкал/ч (по запросу Загуменного Ю.В.)*
- 4) *Техпереворужение внутриквартальной тепловой сети от УТ-01095А с 2Ду200 мм на 2Ду250 мм протяженностью 125 метров (в двухтрубном исполнении) в целях подключения объекта «Здание административно-бытового назначения в районе ул. Октябрьской, г. Артём» с тепловой нагрузкой 0,63 Гкал/ч (по запросу Шауфлера И.В.)*
- 5) *Техпереворужение внутриквартальной тепловой сети в районе жилого дома по ул. Дзержинского, 20 с 2Ду150 мм на 2Ду200 мм протяженностью 175 метров (в двухтрубном исполнении) в целях подключения объекта «Здание административно-бытового назначения в районе ул. Октябрьской, г. Артём» с тепловой нагрузкой 0,63 Гкал/ч (по запросу Шауфлера И.В.).*
- 6) *Техпереворужение тепловой сети от УТ-01097 в сторону УТ-01101 с 2Ду 500 мм на 2Ду 700 мм протяженностью 150 метров (в двухтрубном исполнении) в целях подключения объекта Школа на 825 мест в районе ул. Светлогорская, 1А (по запросу МКУ УСКР г. Артёма).*

- 7) *Техпереворужение тепловой сети от УТ в районе ул. Кооперативная, 4а в направлении ул. Кирова, 15 с 2Ду 50 мм на 2Ду125 мм протяженностью 70 метров (в двухтрубном исполнении) в целях подключения объекта «Магазин, расположенный по адресу: г. Артём, ул. Кирова, 19» с тепловой нагрузкой 0,4 Гкал/ч (по запросу Сулеевой Л.Т.)*

Ниже приведены пьезометрические графики для наиболее проблемных направлений, где требуются значительные перекладки тепловых сетей.

На пьезометрических графиках, отражающих существующее положение, яркими цветами (красный – давление в подаче, синий – давление в обратке) обозначено существующее положение, бледным цветом отмечено перспективное положение без проведения мероприятий на тепловых сетях.

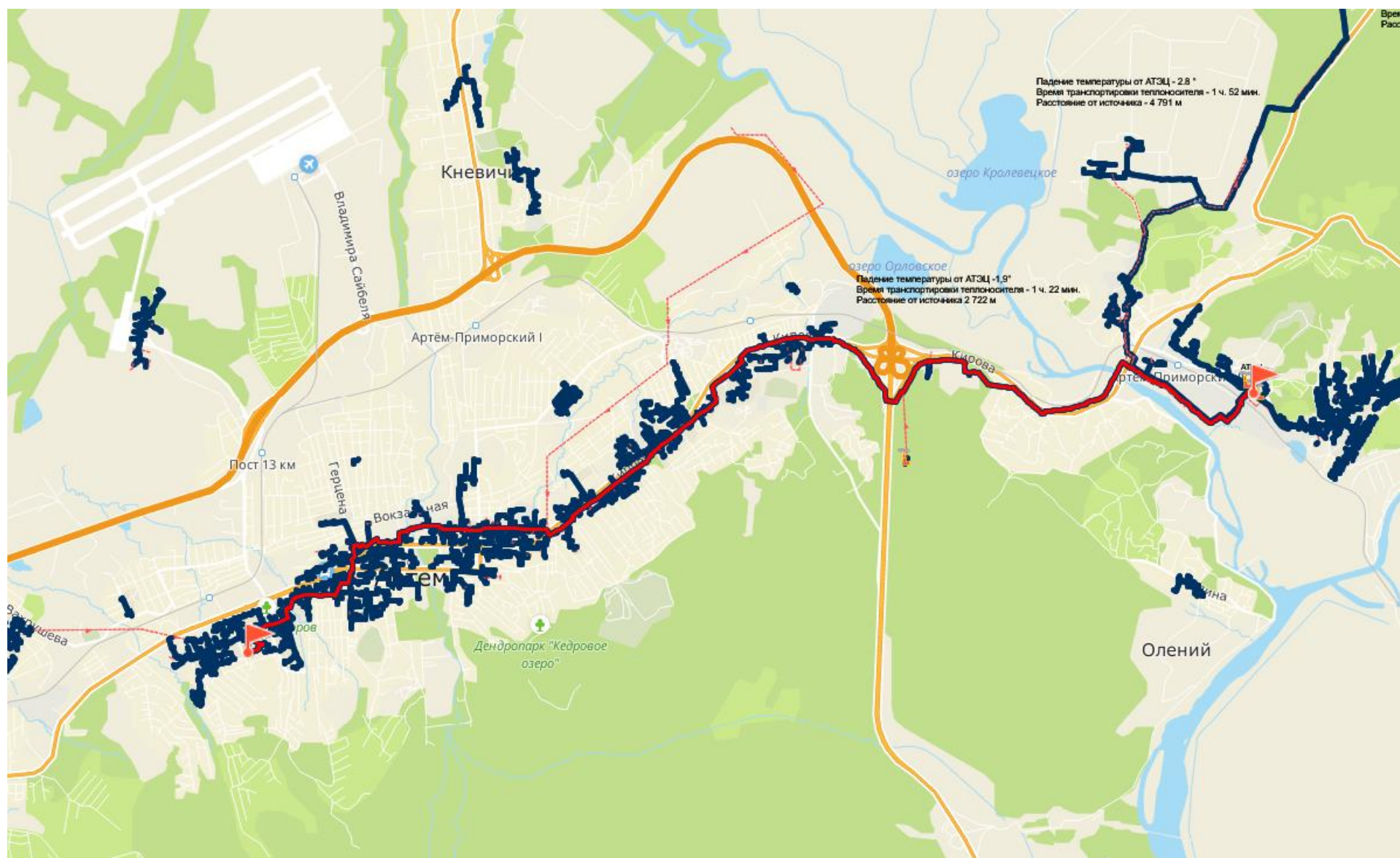


Рисунок 6.1 – Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от АТЭЦ до потребителя

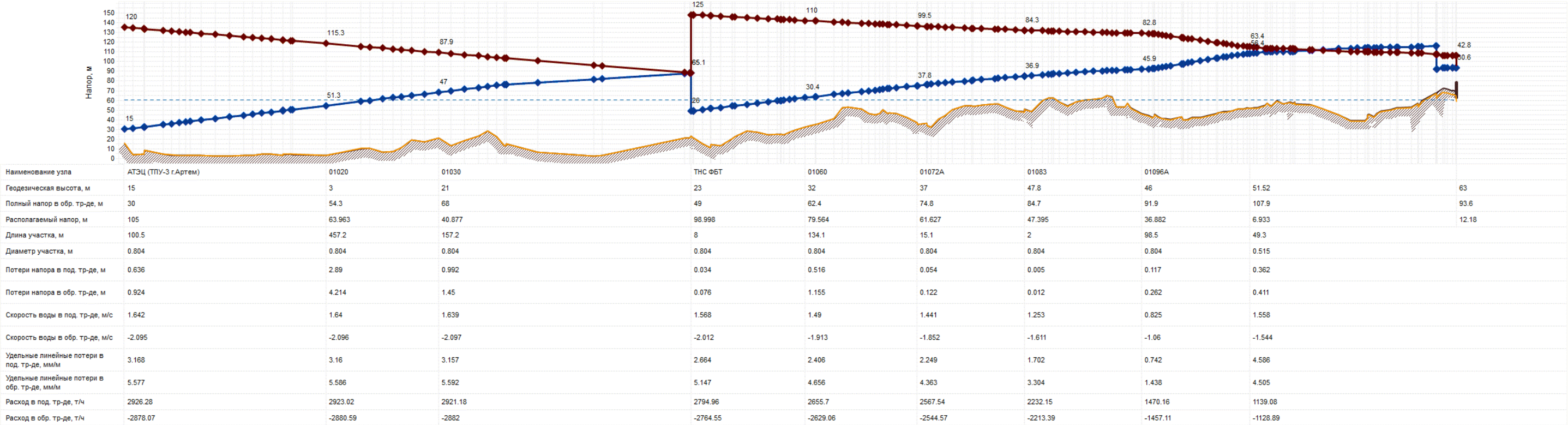


Рисунок 6.2 – Пьезометрический график участка тепловой сети от АТЭЦ до потребителя без учета реконструкции тепловой сети

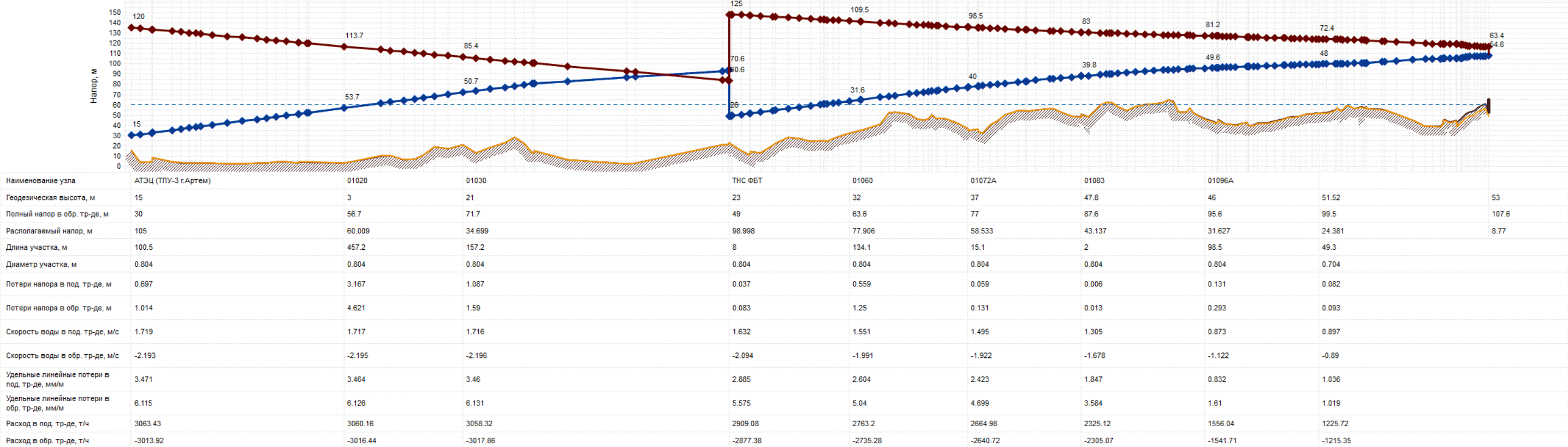


Рисунок 6.3 – Пьезометрический график участка тепловой сети от АТЭЦ до потребителя (Перспективное положение с учетом мероприятий)

Таблица 6.2 - Состав группы проектов №02.04

Источник	Наименование участка	Длина участка, м	Год реализации ПИР и ПСД	Год строительства/ реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.
ЕТО №01 (АО «ДГК»)																		
АТЭЦ	Реконструкция участка тепловой сети с увеличением диаметра с 2Ду500 на 2Ду 700 мм от ВР 01097Б до ТК 01110Б	1250	2024	2025	500	700	Надземная	ППУ	10747,7	99799,7	42990,6	153537,9	184245,5	11893,3	116468,3	50171,0	178532,6	214239,1
АТЭЦ	Реконструкция участка тепловой сети с увеличением диаметра с 2Ду500 на 2Ду 700 мм от ВР 01097Б до ТК 01110Б	250	2024	2025	500	700	Канальная	ППУ	3178,1	29510,7	12712,3	45401,0	54481,2	3516,8	34439,6	14835,5	52791,9	63350,3
АТЭЦ	Техпереворужение тепловой сети УТ01111Б - УТ01114/1 по ул.Ульяновская с 2Ду 500мм на 2Ду 700мм г. Артем		2023	2024	500	700	Канальная	ППУ	105,0	975,0	420,0	1500,0	1800,0	105,0	975,0	420,0	1500,0	1800,0
АТЭЦ	Реконструкция тепловой сети от УП-2 до П-1 с увеличением диаметра обратного трубопровода на Ду800 мм	644	2023	2024	700	800	Надземная	ППУ	6185,0	57431,8	24739,9	88356,6	106027,9	6500,5	63553,7	27377,0	97431,1	116917,3
АТЭЦ	Реконструкция тепловой сети от П-1 до ТНС-1 с увеличением диаметров с 2Ду700 мм на 2Ду800 мм	537	2024	2025	700	800	Надземная	ППУ	5157,3	47889,6	20629,3	73676,2	88411,5	5420,4	52994,3	22828,3	81243,0	97491,6
АТЭЦ	Техпереворужение тепловой сети АТЭЦ – Мазутохозяйство» в районе жилого дома по ул. Володарского, 40, с увеличением диаметров трубопроводов 2Ду 50 мм до 2Ду 80 мм ориентировочной протяженностью 30 метров (в двухтрубном исполнении) в целях подключения объекта «Частный жилой дом по ул. Володарского,70 в г. Артеме» с тепловой нагрузкой 0,043 Гкал/ч (по запросу Загуменного Ю.В.)	30	2024	2025	50	80	Бесканальная	ППУ	23,3	216,7	93,4	333,4	400,1	25,8	252,9	108,9	387,7	465,2
АТЭЦ	Техпереворужение внутриквартальной тепловой сети от УТ-01095А с 2Ду200 мм на 2Ду250 мм протяженностью 125 метров (в двухтрубном исполнении) в целях подключения объекта «Здание административно-бытового назначения в районе ул. Октябрьской, г. Артём» с тепловой нагрузкой 0,63 Гкал/ч (по запросу Шауфлера И.В.)	125	2024	2025	200	250	Канальная	ППУ	551,8	5123,8	2207,2	7882,8	9459,4	644,0	6314,6	2720,1	9678,6	11614,4
АТЭЦ	Техпереворужение внутриквартальной тепловой сети в районе жилого дома по ул. Дзержинского, 20 с 2Ду150 мм на 2Ду200 мм протяженностью 175 метров (в двухтрубном исполнении) в целях подключения объекта «Здание административно-бытового назначения в районе ул. Октябрьской, г. Артём» с тепловой нагрузкой 0,63 Гкал/ч (по запросу Шауфлера И.В.).	175	2023	2023	150	200	Канальная	ППУ	661,3	6140,5	2645,1	9446,9	11336,2	771,7	7567,4	3259,8	11599,0	13918,8
АТЭЦ	Техпереворужение тепловой сети от УТ-01097 в сторону УТ-01101 с 2Ду 500 мм на 2Ду 700 мм протяженностью 150 метров (в двухтрубном исполнении) в целях подключения объекта Школа на 825 мест в районе ул. Светлогорская, 1А (по запросу МКУ УСКР г. Артёма)	150	2023	2024	500	700	Надземная	ППУ	1289,7	11976,0	5158,9	18424,6	22109,5	1355,5	12586,8	5422,0	19364,4	23237,2
АТЭЦ	Техпереворужение тепловой сети от УТ в районе ул. Кооперативная, 4а в направлении ул. Кирова, 15 с 2Ду 50 мм на 2Ду125 мм протяженностью 70 метров (в двухтрубном исполнении) в целях подключения объекта «Магазин, расположенный по адресу: г. Артём, ул. Кирова, 19» с тепловой нагрузкой 0,4 Гкал/ч (по запросу Сулеевой Л.Т.)	70	2024	2025	50	125	Надземная	ППУ	75,5	701,4	302,1	1079,1	1294,9	88,2	864,4	372,4	1324,9	1589,9
Итого по ЕТО-1		3231							27975	259765	111899	399639	479566	30321	296017	127515	453853	544624
Итого по Артемовскому ГО		3231							27975	259765	111899	399639	479566	30321	296017	127515	453853	544624

6.3 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Схемой теплоснабжения не предусматривается строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

6.4 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

В данном разделе рассматриваются мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.

Проектом Схемы теплоснабжения предусматривается замещение мощности существующей ТЭЦ, путем строительства новой ТЭЦ-2. Решение закреплено Распоряжением Правительства РФ от 15.07.2019 г. №1544-р – утвержден перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка электрической энергии и мощности.

Для выдачи тепловой мощности от новой ТЭЦ требуется строительство ряда магистральных тепловых сетей:

- 1) Строительство участка магистральной тепловой сети от границы АТЭЦ-2 до узла врезки в существующие магистрали 1 (УВ-1) в направлении города (Магистральный трубопровод проходит вдоль автодороги «Владивосток-Находка») диаметром 2Ду 800 мм протяженностью 2400 м.
- 2) Строительство участка магистральной тепловой сети от границы АТЭЦ-2 до узла врезки в существующие магистрали 2 (УВ-2) в направлении поселка (Магистральный трубопровод проходит вдоль автодороги «Владивосток-Находка») диаметром 2Ду 800 мм протяженностью 2400 м.
- 3) Строительство участка магистральной тепловой сети от ут-02003 к ЦТП "Артемовский" диаметром 2Ду 400 мм протяженностью 1040 м.

Результаты гидравлического расчета после проведения мероприятий по строительству новой ТЭЦ и магистральных трубопроводов от нее приведены ниже на пьезометрических графиках.

Объемы строительства тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения приведены в таблице ниже.

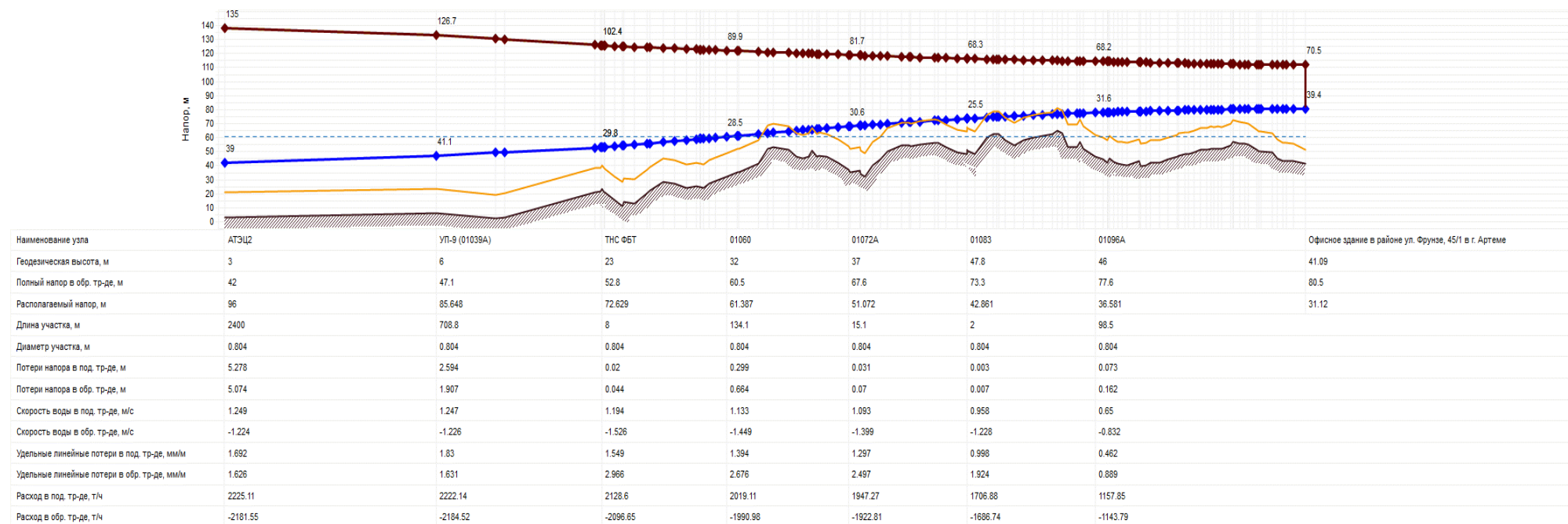


Рисунок 6.5 – Пьезометрический график участка от новой АТЭЦ-2 в направлении города



Рисунок 6.6 – Путь для построения пьезометрического графика участка от новой АТЭЦ-2 в направлении п. Артемовский

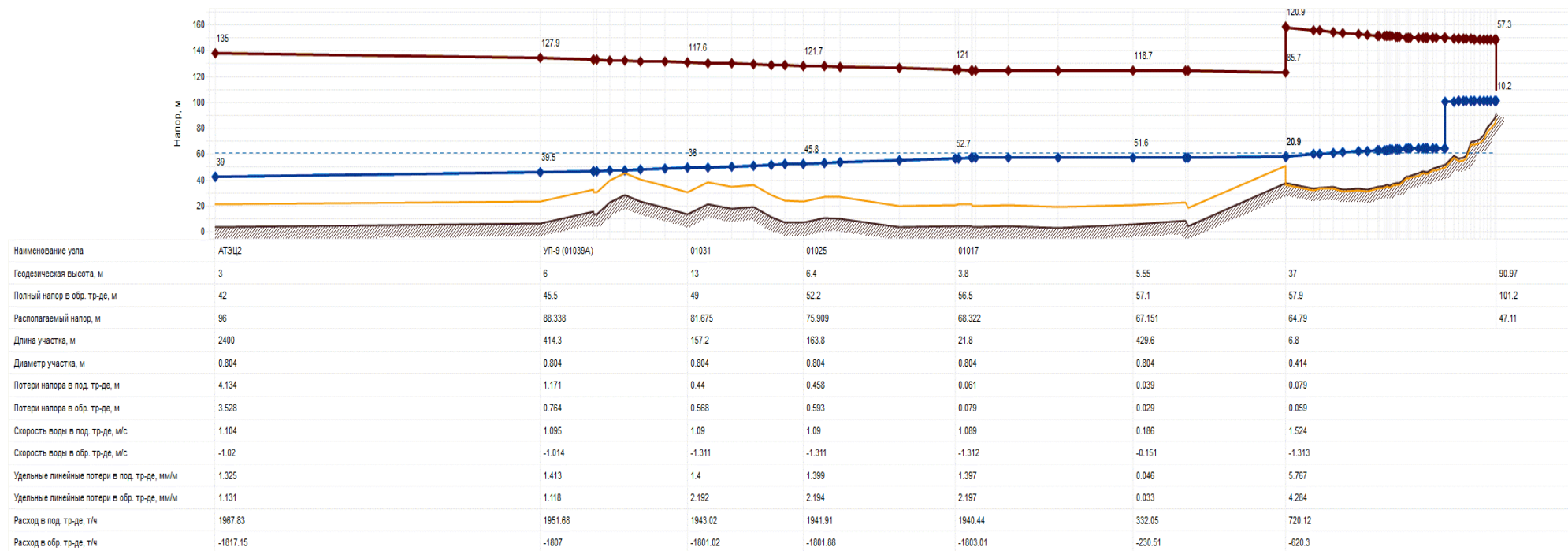


Рисунок 6.7 – Пьезометрический график участка от новой АТЭЦ-2 в направлении п. Артемовский

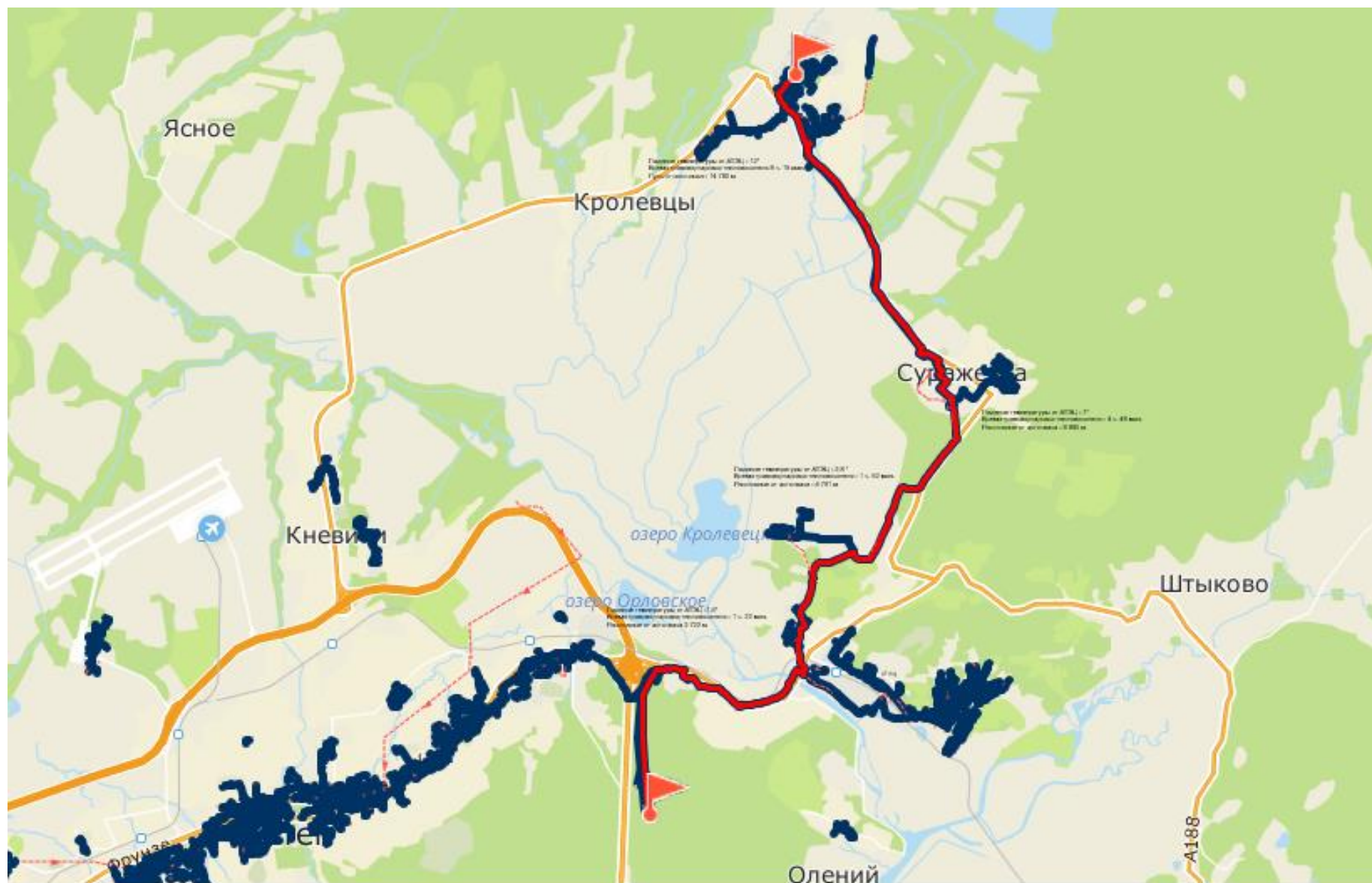


Рисунок 6.8 – Путь для построения пьезометрического графика участка от новой АТЭС-2 в направлении п. Заводской

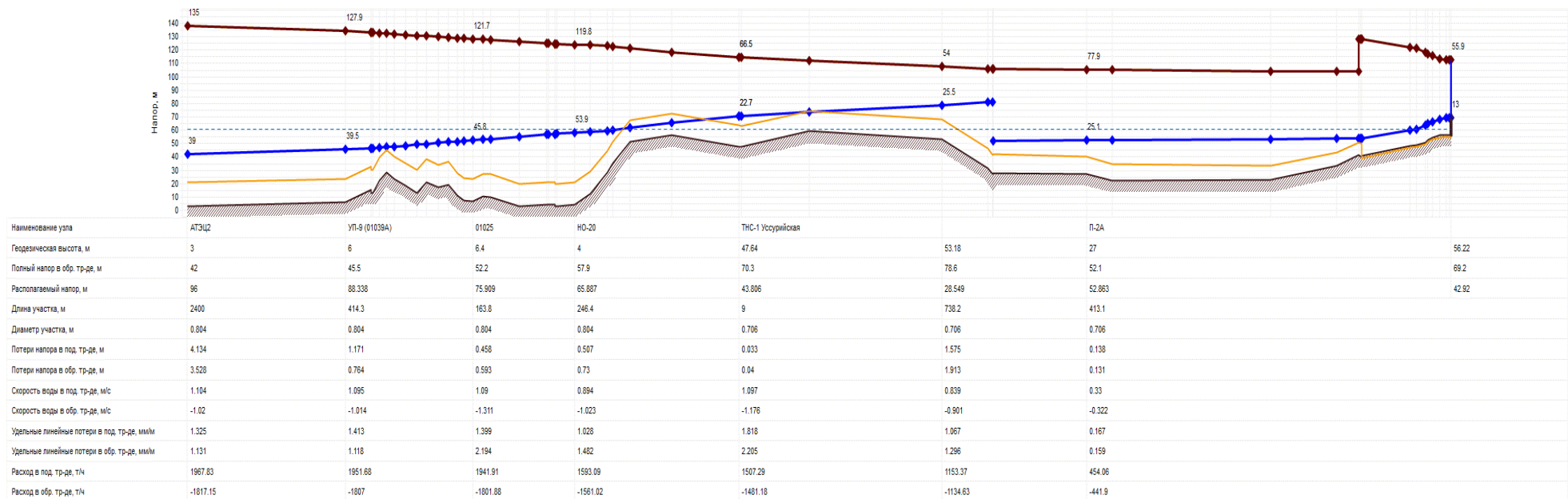


Рисунок 6.9 – Пьезометрический график участка от новой АТЭЦ-2 в направлении п. Заводской

Таблица 6.3 - Состав группы проектов №02.02

Источник	Наименование участка	Длина участка, м	Год реализации ПИР и ПСД	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, <u>без НДС</u> , тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, <u>с НДС</u> , тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, <u>без НДС</u> , тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, <u>с НДС</u> , тыс. руб.	Источник финансирования
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	
ЕТО-1 (АО «ДГК»)																			
АТЭЦ	Граница АТЭЦ-2 - узел врезки в существующие магистрали 1 (УВ-1) (Магистральные трубопроводы вдоль автодороги «Владивосток-Находка»)	2400	2024	2025		800	Надземная	ППУ	21195,0	196810,6	84780,0	302785,6	363342,7	26120,5	252977,0	108974,7	388072,2	465686,6	Прибыль, направленная на инвестиции
АТЭЦ	Граница АТЭЦ-2 - узел врезки в существующие магистрали 2 (УВ-2) (Магистральные трубопроводы вдоль автодороги «Владивосток-Находка»)	2400	2025	2026		800	Надземная	ППУ	21195,0	196810,6	84780,0	302785,6	363342,7	27243,7	263602,0	113551,6	404397,3	485276,8	Прибыль, направленная на инвестиции
АТЭЦ	Магистральные трубопроводы от ут-02003 к ЦТП "Артемовский - От ут-02003 до ЦТП	1040	2024	2025		400	Канальная	ППУ	6431,8	59723,7	25727,1	91882,6	110259,1	7926,5	76767,8	33069,2	117763,4	141316,1	Прибыль, направленная на инвестиции
Итого по ЕТО-1		5840,0							42390,0	393621,2	169559,9	605571,1	726685,3	53364,2	516579,0	222526,3	792469,5	950963,4	
Итого по Артемовскому ГО		5840							42390,0	393621,2	169559,9	605571,1	726685,3	53364,2	516579,0	222526,3	792469,5	950963,4	

6.5 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса

Мероприятия, рассматриваемые в данном разделе, включаются в Группу проектов 02-03.

Нормативный срок службы трубопроводов тепловых сетей, в соответствии с требованиями п. 1.13 типовой инструкции по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации РД 153-34.0-20.522.99, соответствует 25 годам эксплуатации. Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации более 25 лет, подлежат реконструкции (капитальному ремонту с заменой трубопроводов), экспертизе промышленной безопасности и техническому диагностированию.

Указанный перечень составлен по данным из электронной модели системы теплоснабжения Артемовского ГО.

Оценка необходимых объемов реконструкции проведена по существующему и перспективному положению системы теплоснабжения Артемовского ГО, то есть учитывает перспективные мероприятия на тепловых сетях, которые рассмотрены в текущей главе и требуют изменения диаметров трубопроводов. При планировании реконструкции ветхих тепловых сетей эти мероприятия должны быть учтены и должны, при необходимости, предусматривать изменение диаметра трубопроводов для повышения эффективности их функционирования, исходя из загруженности тепловых сетей (в том числе уменьшение диаметра трубопроводов, если скорость теплоносителя по тепловым сетям меньше 0,3 м/с, или вывод из эксплуатации тепловых сетей с незначительной тепловой нагрузкой).

Ориентировочный объем затрат на реконструкцию ветхих сетей в зоне деятельности прочих ЕТО принят, исходя из срока их эксплуатации, и по тем же причинам может быть ограничен величиной ежегодной амортизации в тарифе.

В таблице ниже представлен перечень реконструкции тепловых сетей с истечением эксплуатационного ресурса для КГУП «ПТЭ», а также согласно инвестиционной программе ПАО «ДГК». Дополнительный перечень реконструкции тепловых сетей с истечением эксплуатационного ресурса для ПАО «ДГК» после 2024 года приведен в Приложении 1 к Главе 8

Таблица 6.4 - Реконструкция тепловых сетей с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Источник	Наименование участка	Длина участка, м	Год реализации и ПИР и ПСД	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладк и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	
ЕТО-1 (АО «ДГК»)																			
АТЭЦ	Техпереворужение теплотрассы УТ01128-УТ01131 ул. Севастопольская Дн 530 L=797 ул. Севастопольская, Артем	797	2024	2025	500	500	Канальная	ППУ	3514,0	32630,0	14056,0	50200,0	60240,0	3888,6	38079,9	16403,6	58372,1	70046,5	Прибыль, направленная на инвестиции
АТЭЦ	Техпереворужение тепловой сети от УТ-01097 в сторону УТ-01101 ул.Лазо г.Артем с 2Ду 500 на 2Ду 700		2023	2023	500	700	Канальная	ППУ	602,0	5590,0	2408,0	8600,0	10320,0	602,0	5590,0	2408,0	8600,0	10320,0	Прибыль, направленная на инвестиции
АТЭЦ	Техпереворужение тепловой сети от УТ-01097 в сторону УТ-01101 ул.Лазо г.Артем с 2Ду 500 на 2Ду 700		2023	2024	500	700	Канальная	ППУ	9,1	84,5	36,4	130,0	156,0	9,6	88,8	38,3	136,6	164,0	Прибыль, направленная на инвестиции
АТЭЦ	Техпереворужение теплотрассы УТ 01095А - УТ 01094 ул.Лазо, Артем Дн 720/820 L=600м.п. Приморские тепловые сети	600	2023	2024	700/800	700/800	Канальная	ППУ	4550,0	42250,0	18200,0	65000,0	78000,0	5309,9	52068,5	22429,5	79807,9	95769,5	Прибыль, направленная на инвестиции
АТЭЦ	Техпереворужение теплотрассы УТ 01095А - УТ 01097 ул.Лазо, Артем Дн 820/720 L=630м.п. Приморские тепловые сети	630	2023	2023	800/700	800/700	Канальная	ППУ	4477,9	41580,5	17911,6	63970,0	76764,0	4706,3	46012,7	19820,9	70539,9	84647,9	Прибыль, направленная на инвестиции
АТЭЦ	Техпереворужение тепловой сети АТЭЦ - "Мазутохозяйство" в районе жилого дома по ул. Володарского,40, с увеличением диаметров трубопроводов 2Ду 50 мм до 2Ду 80 мм, г. Артем		2023	2023	50	80	Канальная	ППУ	134,4	1248,0	537,6	1920,0	2304,0	141,3	1311,7	565,0	2017,9	2421,5	Прибыль, направленная на инвестиции
АТЭЦ	Техпереворужение тепловой сети №01 от УТ-01095А с 2Ду200 мм на 2Ду250 мм по ул. Кирова, г. Артем		2024	2025	200	250	Канальная	ППУ	567,0	5265,0	2268,0	8100,0	9720,0	595,9	5533,6	2383,7	8513,2	10215,8	Прибыль, направленная на инвестиции
Итого по ЕТО-1		2027							13854	128648	55418	197920	237504	15254	148685	64049	227988	273585	

Источник	Наименование участка	Длина участка, м	Год реализации и ПИР и ПСД	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладк и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	
ЕТО-2 (КГУП «ПТЭ»)																			
№4	Замена тепловых сетей котельной №4 в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду50 мм)	19	2028	2029	50	50	Канальная	ППУ	44,5	412,8	177,8	635,0	762,0	64,5	622,5	268,1	955,1	1146,1	Амортизационные отчисления
№4	Замена тепловых сетей котельной №4 в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду100 мм)	44	2029	2030	100	100	Канальная	ППУ	128,2	1190,8	513,0	1832,0	2198,4	193,4	1867,6	804,5	2865,5	3438,6	Амортизационные отчисления
№4	Замена тепловых сетей котельной №4 в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду125 мм)	57	2030	2031	125	125	Канальная	ППУ	173,1	1607,6	692,5	2473,2	2967,8	271,5	2622,1	1129,5	4023,2	4827,8	Амортизационные отчисления
№4	Замена тепловых сетей котельной №4 в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду150 мм)	34	2031	2032	150	150	Канальная	ППУ	110,6	1027,4	442,6	1580,6	1896,7	180,5	1742,8	750,8	2674,1	3208,9	Амортизационные отчисления
Амурская	Замена тепловых сетей котельной Амурская в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 32 мм)	25	2028	2029	32	32	Канальная	ППУ	53,0	492,3	212,1	757,4	908,9	76,9	742,4	319,8	1139,2	1367,0	Амортизационные отчисления
Амурская	Замена тепловых сетей котельной Амурская в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 50 мм)	89	2029	2030	50	50	Канальная	ППУ	208,2	1933,5	832,9	2974,6	3569,5	314,0	3032,4	1306,3	4652,7	5583,3	Амортизационные отчисления
Амурская	Замена тепловых сетей котельной Амурская в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 70 мм)	1	2030	2031	70	70	Канальная	ППУ	2,5	23,4	10,1	36,1	43,3	4,0	38,2	16,5	58,7	70,4	Амортизационные отчисления
Амурская	Замена тепловых сетей котельной Амурская в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 80 мм)	429	2031	2032	80	80	Канальная	ППУ	1112,8	10333,0	4451,1	15896,9	19076,3	1815,1	17528,4	7550,7	26894,2	32273,0	Амортизационные отчисления
Амурская	Замена тепловых сетей котельной Амурская в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 100 мм)	296	2032	2033	100	100	Канальная	ППУ	862,7	8010,7	3450,8	12324,2	14789,0	1463,4	14132,6	6087,9	21683,9	26020,7	Амортизационные отчисления

Источник	Наименование участка	Длина участка, м	Год реализации и ПИР и ПСД	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладк и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	
Амурская	Замена тепловых сетей котельной Амурская в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 125 мм)	38	2033	2034	125	125	Канальная	ППУ	115,4	1071,7	461,7	1648,8	1978,5	203,6	1966,4	847,0	3017,0	3620,4	Амортизационные отчисления
Амурская	Замена тепловых сетей котельной Амурская в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 150 мм)	283	2034	2035	150	150	Канальная	ППУ	920,9	8551,6	3683,8	13156,4	15787,6	1689,7	16165,8	6963,7	24819,3	29783,1	Амортизационные отчисления
Амурская	Замена тепловых сетей котельной Амурская в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 200 мм)	163	2035	2036	200	200	Канальная	ППУ	615,9	5719,4	2463,7	8799,1	10558,9	1164,3	11139,4	4798,5	17102,3	20522,7	Амортизационные отчисления
Подгородненка	Замена тепловых сетей котельной Подгородненка в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 25 мм)	473	2029	2030	25	25	Канальная	ППУ	967,1	8980,2	3868,4	13815,6	16578,7	1458,4	14084,3	6067,1	21609,8	25931,8	Амортизационные отчисления
Подгородненка	Замена тепловых сетей котельной Подгородненка в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 45 мм)	54	2030	2031	50	50	Канальная	ППУ	121,8	1131,1	487,2	1740,1	2088,1	191,0	1844,9	794,7	2830,7	3396,8	Амортизационные отчисления
Подгородненка	Замена тепловых сетей котельной Подгородненка в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 50 мм)	45	2031	2032	50	50	Канальная	ППУ	105,3	977,6	421,1	1504,0	1804,8	171,7	1658,4	714,4	2544,5	3053,4	Амортизационные отчисления
Подгородненка	Замена тепловых сетей котельной Подгородненка в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 70 мм)	3	2032	2033	70	70	Канальная	ППУ	7,6	70,3	30,3	108,2	129,9	12,9	124,1	53,5	190,4	228,5	Амортизационные отчисления
Подгородненка	Замена тепловых сетей котельной Подгородненка в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 80 мм)	111	2033	2034	80	80	Канальная	ППУ	287,9	2673,6	1151,7	4113,2	4935,8	508,0	4905,4	2113,1	7526,5	9031,8	Амортизационные отчисления

Источник	Наименование участка	Длина участка, м	Год реализации и ПИР и ПСД	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладк и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	
АМК Уткинская	Замена тепловых сетей котельной Уткинская в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 80 мм)	69	2034	2035	80	80	Канальная	ППУ	179,0	1661,9	715,9	2556,8	3068,2	328,4	3141,7	1353,3	4823,4	5788,1	Амортизационные отчисления
АМК Уткинская	Замена тепловых сетей котельной Уткинская в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 150 мм)	140	2035	2036	150	150	Канальная	ППУ	455,6	4230,5	1822,4	6508,4	7810,1	861,2	8239,5	3549,3	12650,1	15180,1	Амортизационные отчисления
АМК ПМК-57	Замена тепловых сетей котельной ПМК-57 в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 80 мм)	36	2028	2029	80	80	Канальная	ППУ	93,4	867,1	373,5	1334,0	1600,8	135,4	1307,6	563,3	2006,3	2407,6	Амортизационные отчисления
АМК ПМК-57	Замена тепловых сетей котельной ПМК-57 в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 50 мм)	57	2029	2030	50	50	Канальная	ППУ	133,4	1238,3	533,4	1905,1	2286,1	201,1	1942,1	836,6	2979,8	3575,8	Амортизационные отчисления
Силинский	Замена тепловых сетей котельной Силинский в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 50 мм)	78	2030	2031	50	50	Канальная	ППУ	182,5	1694,5	729,9	2607,0	3128,3	286,2	2764,0	1190,6	4240,8	5088,9	Амортизационные отчисления
Силинский	Замена тепловых сетей котельной Силинский в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 80 мм)	217	2031	2032	80	80	Канальная	ППУ	562,9	5226,7	2251,5	8041,1	9649,3	918,1	8866,4	3819,4	13603,8	16324,6	Амортизационные отчисления
Силинский	Замена тепловых сетей котельной Силинский в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 150 мм)	7	2032	2033	150	150	Канальная	ППУ	22,8	211,5	91,1	325,4	390,5	38,6	373,2	160,8	572,6	687,1	Амортизационные отчисления
АМК Металлобаза	Замена тепловых сетей котельной Металлобаза в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 25 мм)	2	2033	2034	25	25	Канальная	ППУ	4,1	38,0	16,4	58,4	70,1	7,2	69,7	30,0	106,9	128,3	Амортизационные отчисления
АМК Металлобаза	Замена тепловых сетей котельной Металлобаза в связи с истощением	7	2034	2035	32	32	Канальная	ППУ	14,8	137,8	59,4	212,1	254,5	27,2	260,6	112,3	400,1	480,1	Амортизационные отчисления

Источник	Наименование участка	Длина участка, м	Год реализации и ПИР и ПСД	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладк и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	
	эксплуатационного ресурса (Ду 32 мм)																		
АМК Металлобаза	Замена тепловых сетей котельной Металлобаза в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (Ду 50 мм)	19	2035	2036	50	50	Канальная	ППУ	44,5	412,8	177,8	635,0	762,0	84,0	803,9	346,3	1234,3	1481,1	Амортизационные отчисления
АМК Металлобаза	Замена тепловых сетей котельной Металлобаза в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (Ду 100 мм)	13	2028	2029	100	100	Канальная	ППУ	37,9	351,8	151,6	541,3	649,5	54,9	530,6	228,6	814,1	976,9	Амортизационные отчисления
Сш. №22	Замена тепловых сетей котельной СШ №22 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (Ду 25 мм)	18	2029	2030	25	25	Канальная	ППУ	36,8	341,7	147,2	525,8	630,9	55,5	536,0	230,9	822,4	986,8	Амортизационные отчисления
Сш. №22	Замена тепловых сетей котельной СШ №22 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (Ду 32 мм)	20	2030	2031	32	32	Канальная	ППУ	42,4	393,9	169,7	605,9	727,1	66,5	642,4	276,7	985,7	1182,8	Амортизационные отчисления
Сш. №22	Замена тепловых сетей котельной СШ №22 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (Ду 100 мм)	711	2031	2032	100	100	Канальная	ППУ	2072,2	19241,9	8288,8	29602,9	35523,5	3380,0	32641,2	14060,8	50082,0	60098,4	Амортизационные отчисления
Сш. №22	Замена тепловых сетей котельной СШ №22 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (Ду 125 мм)	14	2032	2033	125	125	Канальная	ППУ	42,5	394,8	170,1	607,4	728,9	72,1	696,6	300,1	1068,8	1282,5	Амортизационные отчисления
Молодежная	Замена тепловых сетей котельной Молодежная в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (Ду 32 мм)	226	2028	2029	32	32	Канальная	ППУ	479,3	4450,6	1917,2	6847,1	8216,5	695,0	6711,7	2891,2	10297,9	12357,5	Амортизационные отчисления
Молодежная	Замена тепловых сетей котельной Молодежная в связи с исчерпанием	247	2029	2030	50	50	Канальная	ППУ	557,2	5173,6	2228,6	7959,4	9551,2	840,2	8114,1	3495,3	12449,7	14939,6	Амортизационные отчисления

Источник	Наименование участка	Длина участка, м	Год реализации и ПИР и ПСД	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладк и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	
	эксплуатационного ресурса (Ду 45 мм)																		
Молодежная	Замена тепловых сетей котельной Молодежная в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 50 мм)	101	2030	2031	50	50	Канальная	ППУ	236,3	2194,2	945,2	3375,7	4050,8	370,6	3579,0	1541,7	5491,3	6589,5	Амортизационные отчисления
Молодежная	Замена тепловых сетей котельной Молодежная в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 70 мм)	218	2031	2032	70	70	Канальная	ППУ	550,5	5112,0	2202,1	7864,6	9437,5	898,0	8671,7	3735,5	13305,2	15966,2	Амортизационные отчисления
Молодежная	Замена тепловых сетей котельной Молодежная в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 80 мм)	96	2032	2033	80	80	Канальная	ППУ	249,0	2312,3	996,1	3557,3	4268,8	422,4	4079,3	1757,3	6259,0	7510,8	Амортизационные отчисления
Молодежная	Замена тепловых сетей котельной Молодежная в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 100 мм)	168	2033	2034	100	100	Канальная	ППУ	489,6	4546,6	1958,5	6994,8	8393,7	863,8	8342,0	3593,5	12799,4	15359,2	Амортизационные отчисления
Угловое	Замена тепловых сетей котельной Угловая в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 50 мм)	14	2034	2035	50	50	Канальная	ППУ	32,8	304,1	131,0	467,9	561,5	60,1	574,9	247,7	882,7	1059,3	Амортизационные отчисления
Угловое	Замена тепловых сетей котельной Угловая в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 70 мм)	5	2035	2036	70	70	Канальная	ППУ	12,6	117,2	50,5	180,4	216,5	23,9	228,4	98,4	350,6	420,7	Амортизационные отчисления
Угловое	Замена тепловых сетей котельной Угловая в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 80 мм)	18	2030	2031	80	80	Канальная	ППУ	46,7	433,6	186,8	667,0	800,4	73,2	707,2	304,6	1085,0	1302,0	Амортизационные отчисления
Угловое	Замена тепловых сетей котельной Угловая в связи с истощением эксплуатационного ресурса (Ду 100 мм)	87	2031	2032	100	100	Канальная	ППУ	253,6	2354,5	1014,2	3622,3	4346,8	413,6	3994,1	1720,5	6128,2	7353,8	Амортизационные отчисления

Источник	Наименование участка	Длина участка, м	Год реализации и ПИР и ПСД	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладк и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	
	ресурса (Ду 100 мм)																		
Угловое	Замена тепловых сетей котельной Угловая в связи с истечением эксплуатационного ресурса (Ду 125 мм)	23	2032	2033	125	125	Канальная	ППУ	69,9	648,7	279,4	997,9	1197,5	118,5	1144,4	493,0	1755,9	2107,0	Амортизационные отчисления
Угловое	Замена тепловых сетей котельной Угловая в связи с истечением эксплуатационного ресурса (Ду 150 мм)	131	2035	2036	150	150	Канальная	ППУ	426,3	3958,5	1705,2	6090,0	7308,1	805,9	7709,8	3321,2	11836,9	14204,3	Амортизационные отчисления
Авиационная	Замена тепловых сетей котельной Авиационная в связи с истечением эксплуатационного ресурса (Ду 200 мм)	77	2028	2029	200	200	Канальная	ППУ	291,0	2701,8	1163,9	4156,6	4987,9	421,9	4074,5	1755,2	6251,5	7501,9	Амортизационные отчисления
Авиационная	Замена тепловых сетей котельной Авиационная в связи с истечением эксплуатационного ресурса (Ду 80 мм)	52	2029	2030	80	80	Канальная	ППУ	134,9	1252,5	539,5	1926,9	2312,3	203,4	1964,4	846,2	3014,0	3616,8	Амортизационные отчисления
Авиационная	Замена тепловых сетей котельной Авиационная в связи с истечением эксплуатационного ресурса (Ду 100 мм)	15	2032	2033	100	100	Канальная	ППУ	43,7	405,9	174,9	624,5	749,4	74,2	716,2	308,5	1098,8	1318,6	Амортизационные отчисления
Авиационная	Замена тепловых сетей котельной Авиационная в связи с истечением эксплуатационного ресурса (Ду 125 мм)	96	2033	2034	125	125	Канальная	ППУ	291,6	2707,5	1166,3	4165,3	4998,4	514,4	4967,6	2139,9	7621,9	9146,3	Амортизационные отчисления
Авиационная	Замена тепловых сетей котельной Авиационная в связи с истечением эксплуатационного ресурса (Ду 250 мм)	152	2034	2035	250	250	Канальная	ППУ	671,0	6230,6	2683,9	9585,5	11502,6	1231,1	11778,1	5073,7	18082,9	21699,5	Амортизационные отчисления

Источник	Наименование участка	Длина участка, м	Год реализации и ПИР и ПСД	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладк и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты в ценах 2021 года, без НДС, тыс. руб.				Затраты в ценах 2021 года, с НДС, тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, без НДС, тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
									Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	
Авиационная	Замена тепловых сетей котельной Авиационная в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (Ду 300 мм)	206	2035	2036	300	300	Канальная	ППУ	983,9	9136,4	3935,7	14056,0	16867,1	1860,0	17794,5	7665,3	27319,8	32783,7	Амортизационные отчисления
Итого по ЕТО-2		5504							15582,1	144690,8	62328,3	222601,2	267121,4	26189,7	252185,2	108633,6	387008,5	464410,2	
Итого по Артемовскому ГО		7531							29436,5	273338,8	117745,9	420521,2	504625,4	41443,3	400870,3	172682,6	614996,2	737995,5	

6.6 Строительство и реконструкция насосных станций

Мероприятия по строительству насосных станций, рассматриваемые в данном разделе, включаются в подгруппу проектов 02-06 «Строительство новых насосных станций», мероприятия по реконструкции насосных станций – в подгруппу 02-07 «Реконструкция насосных станций». В подгруппу 02-08 «Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей» включены мероприятия по строительству и реконструкции ЦТП.

Схемой теплоснабжения предусмотрено строительство центрального теплового пункта «Артемовский» (городской округ Артемовский, поселок Артёмовский, пересечение ул. Днепростроевская и ул. Каширская, координаты 43.368559, 132.309311) для снабжения сетевой водой для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилищно-коммунальных и промышленных потребителей пос. Артемовский по графику 95/70 °С:

- Строительство ЦТП «Артемовский» 2026 году;

Перечень мероприятий раздела представлен в таблице ниже.

Таблица 6.5 - Объемы Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей в зоне деятельности ЕТО (П43.3 МУ)

Наименование насосной станции, место установки	Источник	Год реализации ПИР и ПСД	Год строительства/реконструкции	Затраты в ценах 2020 года, <u>без НДС</u> , тыс. руб.				Затраты в ценах 2020 года, <u>с НДС</u> , тыс. руб.	Затраты в прогнозных ценах, <u>без НДС</u> , тыс. руб.				Затраты в прогнозных ценах, <u>с НДС</u> , тыс. руб.	Источник финансирования	
				Стоимость ПИР и ПСД в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость оборудования в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость СМР в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость в ценах 2021 года, тыс. руб.	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, тыс. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.	ВСЕГО Стоимость на дату реализации, тыс. руб.		
ЕТО-1 (АО «ДГК»)															
Строительство центрального теплового пункта «Артемовский» (городской округ Артемовский, поселок Артёмовский, пересечение ул. Днепростроевская и ул. Каширская, координаты 43.368559, 132.309311)	АТЭЦ	2025	2026	5950,0	55250,0	23800,0	85000,0	102000,0	7648,0	74000,1	31877,0	113525,1	136230,2	Прибыль, направленная на инвестиции	
Итого по ЕТО-1				5950,0	55250,0	23800,0	85000,0	102000,0	7648,0	74000,1	31877,0	113525,1	136230,2		
Итого Артемовскому ГО				5950,0	55250,0	23800,0	85000,0	102000,0	7648,0	74000,1	31877,0	113525,1	136230,2		

6.7 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей

Мероприятия, рассматриваемые в данном разделе, включаются в подгруппу проектов 02-03 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса».

Повышение уровня надежности и безопасности теплоснабжения существующих и перспективных потребителей запланировано за счет осуществления следующих мероприятий:

- реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов во избежание превышения допустимой величины давления в обратном трубопроводе систем теплоснабжения потребителей;
- мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса теплоснабжения;

Данные мероприятия рассмотрены в разделах 8 и 9 Главы 8 Обосновывающих материалов.

7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

7.1 Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

Организация горячего водоснабжения по закрытой схеме в зоне действия источников тепловой энергии может быть осуществлена двумя способами:

- применение центральных тепловых пунктов (далее по тексту ЦТП);
- установка теплообменников ГВС непосредственно в зданиях (индивидуальных тепловых пунктах).

Применение новых ЦТП для организации закрытой схемы ГВС в кварталах сложившейся застройки не рассматривается в связи с рядом технических проблем:

- необходимости выделения земельного участка для нового строительства ЦТП в зоне сложившейся застройки;
- необходимости инженерного обеспечения нового ЦТП (подвод холодного водоснабжения, канализации, электроснабжения, телекоммуникаций и пр.);
- необходимости реконструкции тепловых сетей после ЦТП и организации четырехтрубной схемы в условиях высокой плотности существующих коммуникаций

Схемой теплоснабжения, предусматривается установка в индивидуальных тепловых пунктах потребителей теплообменного оборудования для обеспечения ГВС.

Современный ИТП должен обеспечивать решение следующих задач:

- регулировать количество тепловой энергии, подаваемой на отопление, не по температуре в подающем трубопроводе, а по температуре в «обратке» с настройкой под конкретное здание (качество отопления);
- регулировать циркуляцию ГВС (снижение теплосодержания до уровня утверждённого норматива);
- минимизировать погрешность коммерческих приборов учёта;
- снять проблему появления накипи в теплообменниках.

При этом тепловой пункт должен быть по стоимости существенно ниже применяемых сегодня, не занимать полезную площадь на уровне пола и быть дешёвым в эксплуатации за счёт дистанционного контроля или даже управления работой

Представленная стоимость мероприятий составлена на основании собственных исследований рынка оборудования. В актуализированном проекте Схемы теплоснабжения предлагается организация ИТП с оборудованием марки «Danfoss». В ИТП предлагается установить скоростной водоподогреватель со встроенной линией циркуляции ГВС, обеспечивающий нагрев воды в паяном пластинчатом теплообменном аппарате. Контроль ГВС осуществляется термостатическим регулирующим клапаном Danfoss AVTB. Клапан будет поддерживать постоянный расход через теплообменный аппарат для поддержания заданной температуры ГВС, что обеспечивает минимальную циркуляцию теплоносителя через теплообменник в случае отсутствия потребления ГВС.

Тип оборудования подобран в соответствии с тепловой нагрузкой потребителя.

У потребителей с тепловой нагрузкой ГВС 0,01 Гкал/ч и менее, предлагается устанавливать индивидуальные водонагреватели ГВС и сохранять существующую схему подачи отопления и вентиляции по следующим причинам:

- 1) Низкая плотность тепловой нагрузки и низкий уровень теплопотребления на нужды ГВС (суммарная тепловая нагрузка ГВС таких потребителей не превышает 4 Гкал/ч);
- 2) Высокая удельная величина капитальных вложений на реконструкцию ИТП (тыс. руб./Гкал/ч).

Мероприятия по каждому потребителю (зданию), необходимые для обеспечения перевода на закрытую схему ГВС включают в себя:

- 1) Составление пообъектных технических решений и формирование проектно-сметной документации (принято в соответствии с усредненными предложениями проектных организаций 10÷15% от суммарной стоимости ИТП + внутренних коммуникаций);
- 2) Мероприятия по подготовке помещений для проведения строительно-монтажных работ (ликвидация подтоплений, очистка техподполья от мусора);
- 3) Закупка оборудования, принятая в соответствии с ценами производителя,
- 4) Доставка оборудования, принятая в соответствии с п. 4.60 МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации»;
- 5) Реконструкция внутридомовой разводки коммуникаций. Прогноз по данной статье затруднителен, ввиду отсутствия общедоступных проектов-аналогов, а также сметных нормативов. В настоящем расчете предусматривается усредненная оценка о стоимости систем в размере 15% от стоимости оборудования ИТП. При этом на этапе составления проектной документации в домах с несколькими ИТП необходимо включить в смету дополнительные трубопроводы ГВС от одного ИТП, в котором будет осуществляться подготовка горячей воды на весь дом;
- 6) Выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ (принято в соответствии с усредненными предложениями проектных организаций 30÷60% от суммарной стоимости ИТП + внутренних коммуникаций).

Для оценки капитальных вложений в проекты реконструкции существующих ИТП применен метод аналогов, с учетом коммерческих предложений организаций-производителей теплотехнического оборудования.

В соответствии с требованиями действующего законодательства, переход на закрытую схему ГВС должен быть осуществлен до 2022 г. Пока не узаконен регламент перехода на закрытые схемы, проектом актуализированной Схемы теплоснабжения предусматривается ПИР, ПСД, закупка оборудования, СМР и прочие виды работ в период с 2021 по 2025 гг:

Для сравнения рассмотрен вариант комплексной реконструкции ИТП путем организации независимой схемы отопления, вентиляции, а также закрытия ГВС. Достоинства данной схемы представлены в разделе 3.2, основным ее недостатком является дороговизна мероприятий, относительно организации закрытой схемы ГВС путем установки теплообменников ГВС почти в 2 раза, средняя цена реконструкции составит 20,643 млн. руб. за единицу суммарной нагрузки (отопление + вентиляция + средняя ГВС).

Таблица 7.1 - Капитальные затраты на мероприятия по организации закрытой схемы ГВС и план-график реализации по варианту №1 – ОРГАНИЗАЦИЯ НЕЗАВИСИМОЙ СХЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ, ЗАКРЫТИЕ ГВС

№ п/п	Наименование теплоисточника	Зона ЕТО	Затраты за период, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)								Затраты нарастающим итогом, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)						
			2023	2024	2025	2026	2027	2022- 2027	2028- 2032	2033- 2036	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии																	
1	АТЭЦ	01	0	15167	0	0	0	15167	0	0	15167	15167	15167	15167	15167	15167	15167
а) проектирование ИТП			0	1190	0	0	0	1190	0	0	1190	1190	1190	1190	1190	1190	1190
б) подготовка помещений			0	300	0	0	0	300	0	0	300	300	300	300	300	300	300
в) оборудование ИТП			0	6398	0	0	0	6398	0	0	6398	6398	6398	6398	6398	6398	6398
г) доставка оборудования			0	384	0	0	0	384	0	0	384	384	384	384	384	384	384
д) реконструкция внутридомовой разводки			0	1916	0	0	0	1916	0	0	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916
е) установка ВПУ у потребителей			0	576	0	0	0	576	0	0	576	576	576	576	576	576	576
ж) обеспечение создаваемых ИТП ХВС и ЭС по 1-й категории надежности			0	320	0	0	0	320	0	0	320	320	320	320	320	320	320
з) строительно-монтажные работы, тыс. руб.			0	4085	0	0	0	4085	0	0	4085	4085	4085	4085	4085	4085	4085
ИТОГО по муниципальному образованию			0	15167	0	0	0	15167	0	0	15167	15167	15167	15167	15167	15167	15167
а) проектирование ИТП			0	1190	0	0	0	1190	0	0	1190	1190	1190	1190	1190	1190	1190
б) подготовка помещений			0	300	0	0	0	300	0	0	300	300	300	300	300	300	300
в) оборудование ИТП			0	6398	0	0	0	6398	0	0	6398	6398	6398	6398	6398	6398	6398
г) доставка оборудования			0	384	0	0	0	384	0	0	384	384	384	384	384	384	384
д) реконструкция внутридомовой разводки			0	1916	0	0	0	1916	0	0	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916
е) установка ВПУ у потребителей			0	576	0	0	0	576	0	0	576	576	576	576	576	576	576
ж) обеспечение создаваемых ИТП ХВС и ЭС по 1-й категории надежности			0	320	0	0	0	320	0	0	320	320	320	320	320	320	320
з) строительно-монтажные работы, тыс. руб.			0	4085	0	0	0	4085	0	0	4085	4085	4085	4085	4085	4085	4085

Таблица 7.2 - Капитальные затраты на мероприятия по организации закрытой схемы ГВС и план-график реализации по варианту №2 – ЗАКРЫТИЕ ГВС

№ п/п	Наименование теплоисточника	Зона ЕТО	Затраты за период, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)								Затраты нарастающим итогом, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)						
			2023	2024	2025	2026	2027	2022- 2027	2028- 2032	2033- 2036	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии																	
1	АТЭЦ	01	0	27064	0	0	0	27064	0	0	27064	27064	27064	27064	27064	27064	27064

№ п/п	Наименование теплоисточника	Зона ЕТО	Затраты за период, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)							Затраты нарастающим итогом, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)							
			2023	2024	2025	2026	2027	2022- 2027	2028- 2032	2033- 2036	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
а) проектирование ИТП			0	1939	0	0	0	1939	0	0	1939	1939	1939	1939	1939	1939	1939
б) подготовка помещений			0	300	0	0	0	300	0	0	300	300	300	300	300	300	300
в) оборудование ИТП			0	12770	0	0	0	12770	0	0	12770	12770	12770	12770	12770	12770	12770
г) доставка оборудования			0	766	0	0	0	766	0	0	766	766	766	766	766	766	766
д) реконструкция внутридомовой разводки			0	1916	0	0	0	1916	0	0	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916
е) установка ВПУ у потребителей			0	691	0	0	0	691	0	0	691	691	691	691	691	691	691
ж) обеспечение создаваемых ИТП ХВС и ЭС по 1-й категории надежности			0	511	0	0	0	511	0	0	511	511	511	511	511	511	511
з) строительно-монтажные работы, тыс. руб.			0	8171	0	0	0	8171	0	0	8171	8171	8171	8171	8171	8171	8171
ИТОГО по муниципальному образованию			0	27064	0	0	0	27064	0	0	27064	27064	27064	27064	27064	27064	27064
а) проектирование ИТП			0	1939	0	0	0	1939	0	0	1939	1939	1939	1939	1939	1939	1939
б) подготовка помещений			0	300	0	0	0	300	0	0	300	300	300	300	300	300	300
в) оборудование ИТП			0	12770	0	0	0	12770	0	0	12770	12770	12770	12770	12770	12770	12770
г) доставка оборудования			0	766	0	0	0	766	0	0	766	766	766	766	766	766	766
д) реконструкция внутридомовой разводки			0	1916	0	0	0	1916	0	0	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916
е) установка ВПУ у потребителей			0	691	0	0	0	691	0	0	691	691	691	691	691	691	691
ж) обеспечение создаваемых ИТП ХВС и ЭС по 1-й категории надежности			0	511	0	0	0	511	0	0	511	511	511	511	511	511	511
з) строительно-монтажные работы, тыс. руб.			0	8171	0	0	0	8171	0	0	8171	8171	8171	8171	8171	8171	8171

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

Мероприятий по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения не предусмотрено.

8 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

Разработка перспективных топливных балансов выполнена в следующем порядке:

- для принятых в главе «Мастер-план» вариантов сценариев развития системы теплоснабжения был принят перспективный отпуск тепловой энергии;
- для источников комбинированной выработки были приняты перспективные значения годовой выработки электрической энергии и удельные расходы топлива на основании представленных данных;
- установлена перспективная тепловая нагрузка на коллекторах каждого источника тепловой энергии по периодам планирования (Глава 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»);
- рассчитано значение перспективной выработки тепловой энергии на каждом источнике тепловой энергии;
- рассчитан перспективный средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии с шин источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;
- рассчитан средневзвешенный перспективный годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии на котельных, приняв для реконструированных и проектируемых котельных номинальные значения удельного расхода условного топлива на выработку тепловой энергии;
- рассчитан перспективный годовой расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов котельных;
- рассчитан перспективный годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии во всех зонах действия источников тепловой энергии.

Все расчеты выполнены для базового варианта развития, установленного в «Мастер-план» развития системы теплоснабжения города.

8.1 Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе

Топливные балансы для ключевых источников централизованного теплоснабжения на период разработки Схемы теплоснабжения (ЕТО №1 и 2) приведены в таблицах ниже.

Топливные балансы по остальным источникам тепловой энергии (в том числе и с соблюдением всех форм Приложения 45 МУ) представлены в Главе 10.

Таблица 8.1 - Топливоно-энергетический баланс источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне действия ЕТО №1 (таблица П45.1 МУ)

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ЕТО №1																	
Теплоисточник №	ТЭЦ, эксплуатирующая организация - АО «ДГК», ЕТО №1 - АО «ДГК», а после 2026 г. - ТЭЦ-2																
Отпуск тепловой энергии, в том числе	576,430	586,363	594,320	573,821	585,703	592,696	600,196	604,439	608,406	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091
хозяйственные нужды	3,369	3,268	3,246	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320	3,320
Выработка электрической энергии всего, в том числе	2157,44	2066,57	2177,99	2177,99	2177,99	2177,99	2177,99	2764,47	2764,47	2764,47	2764,47	2764,47	2764,47	2764,47	2764,47	2764,47	2764,47
1) на тепловом потреблении	312,452	314,804	311,667	301,939	306,537	310,072	311,979	306,617	311,793	316,968	316,968	316,968	316,968	316,968	316,968	316,968	316,968
2) в конденсационном режиме	1844,99	1751,77	1866,32	1855,499	1850,9	1847,366	1845,458	2457,853	2452,677	2447,502	2447,502	2447,502	2447,502	2447,502	2447,502	2447,502	2447,502
Затрачено условного топлива всего, в том числе	940,65	904,19	957,99	947	948,9	950,3	951	648,3	650,5	652,7	652,7	652,7	652,7	652,7	652,7	652,7	652,7
1) на выработку электрической энергии	843,07	807,20	855,04	847,9	847,6	847,4	847,3	553,6	553,6	553,6	553,6	553,6	553,6	553,6	553,6	553,6	553,6
2) на выработку тепловой энергии	97,59	97,00	102,94	99,2	101,2	102,8	103,7	94,7	96,9	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1
УРУТ на выработку электрической энергии	390,8	390,6	392,6	389,3	389,2	389,1	389,0	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3
УРУТ на выработку тепловой энергии	149,9	146,3	152,8	151,9	152,2	153,0	152,6	138,5	140,9	138,9	138,9	138,9	138,9	138,9	138,9	138,9	138,9
УРУТ на отпуск электрической энергии	440,6	442,5	444,8	443,1	443	442,9	442,8	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9
УРУТ на отпуск тепловой энергии	169,3	165,42	173,21	167,8	167,8	167,8	167,8	156,9	156,9	156,9	156,9	156,9	156,9	156,9	156,9	156,9	156,9

Таблица 8.2 - Топливоно-энергетический баланс по котельным зоны ЕТО №1

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)												
Теплоисточник №	2	№4, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	3329	3169	3246	3551	3419	3317	3864	3864	3864	3864	3864
Отпуск с коллекторов	Гкал	3099	2926	3053	3312	3174	3072	3608	3608	3608	3608	3608
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	666	608	614	653	629	629	631	631	631	631	631
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	631	631	631	631	631
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	666	608	614	653	629	629	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	0	0	0	0	0	0	1015	1015	1015	1015	1015
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	483	441	445	473	456	456	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	200,2	192	189	184	184	192,0	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	215	207,9	201	197	198	205,6	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	4355	4355	4355	4355	4355
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	9659	9660	9660	9660	9660	9660	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	3	Амурская, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	14503	13134	13255	14075	13576	14856	14856	14856	14856	14856	14856
Отпуск с коллекторов	Гкал	13785	12395	12500	13356	12829	14193	14193	14193	14193	14193	14193
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у,т}	2433	2193	2214	2351	2267	2481	2481	2481	2214	2214	2214
1) природный газ	Т _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	2214	2214	2214
2) уголь	Т _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) электроэнергия	Т _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у,т}	2433	2193	2214	2351	2267	2481	2481	2481	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	1937	1937	1937
2) уголь	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	1763	1589	1604	1703	1643	1798	1798	1798	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у,т} /Гкал	167,8	167	167	167	167	167,0	167,0	167,0	149,0	149,0	149,0
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у,т} /Гкал	176,5	177	177,1	176	177	174,8	174,8	174,8	156,0	156,0	156,0
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%
2) уголь	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	8000	8000	8000
2) уголь	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	4	№4/1, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	3724	3451	3342	4004	3742	3724	3451	3342	4004	3742	3724
Отпуск с коллекторов	Гкал	3606	3334	3221	3887	3624	3606	3334	3221	3887	3624	3606

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	683	621	624	764	692	683	621	624	764	692	683
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	683	621	624	764	692	683	621	624	764	692	683
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0		0	0	0	0		0
2) уголь	т	0	0	0	0		0	0	0	0		0
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0		0	0	0	0		0
4) мазут	т	495	450	452	554	501	495	450	452	554	501	495
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0		0	0	0	0		0
6) СУГ	тыс. м³	0	0	0	0		0	0	0	0		0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	183,5	180	186,8	191	185	183,5	180	186,8	191	185	183,5
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	189,5	186,3	193,8	197	191	189,5	186,3	193,8	197	191	189,5
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4355	4355
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	9659	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	5	Школа №35, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	1519	1374	1252	1720	1394	1519	1374	1252	1720	1394	1519
Отпуск с коллекторов	Гкал	1490	1346	1222	1678	1347	1490	1346	1222	1678	1347	1490
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	381	376	379	453	345	381	376	379	453	345	381
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	381	376	379	453	345	381	376	379	453	345	381

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	533	554	555	658	525	533	554	555	658	525	533
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	250,9	273,8	302,2	263	248	250,9	273,8	302,2	263	248	250,9
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	255,8	279,5	309,6	270	256	255,8	279,5	309,6	270	256	255,8
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	5003	4755	4773	4817	4606	5060	5060	5060	5060	5060	5060
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	6	Подгородненка, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	2654	2263	2026	2855	2414	1930	1930	1930	1930	1930	1930
Отпуск с коллекторов	Гкал	2586	2195	1957	2787	2346	1862	1862	1862	1862	1862	1862
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	573	473	427	616	529	406	406	406	406	406	406
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	573	473	427	616	529	406	406	406	406	406	406
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	979	843	787	1014	937	696	696	696	696	696	696
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	216	208,8	210,6	216	219	210,6	210,6	210,6	210,6	210,6	210,6
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	221,7	215,3	218,1	221	226	218,3	218,3	218,3	218,3	218,3	218,3
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	4099	3923	3798	4253	3956	4090	4090	4090	4090	4090	4090
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	7	Силинский, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	4700	3947	3947	4410	4027	4067	4067	4067	4067	4067	4067
Отпуск с коллекторов	Гкал	4570	3817	3817	4291	3897	3982	3982	3982	3982	3982	3982
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	932	813	813	914	847	830	830	830	830	830	830
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	932	813	813	914	847	830	830	830	830	830	830
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	1302	1192	1192	1339	1356	1148	1148	1148	1148	1148	1148

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	198,2	206,1	206,1	207	210	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	203,9	213,1	213,1	213	217	208,3	208,3	208,3	208,3	208,3	208,3
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	5010	4778	4778	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	8	Школа №22, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	2909	2345	2345	2700	2400	2266	2266	2266	2266	2266	2266
Отпуск с коллекторов	Гкал	2818	2254	2254	2617	2309	2207	2207	2207	2207	2207	2207
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	627	478	478	565	490	462	462	462	462	462	462
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	627	478	478	565	490	462	462	462	462	462	462
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	1058	899	899	900	881	788	788	788	788	788	788
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
6) СУГ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	215,5	204	204	209	204	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	222,4	212,2	212,2	216	212	209,5	209,5	209,5	209,5	209,5	209,5
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	4146	3726	3726	4395	3891	4105	4105	4105	4105	4105	4105
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	9	Молодежная, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	2413	2142	2142	2477	2006	2013	2013	2013	2013	2013	2013
Отпуск с коллекторов	Гкал	2355	2083	2083	2420	1947	1975	1975	1975	1975	1975	1975
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	500	437	437	553	460	411	411	411	411	411	411
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	500	437	437	553	460	411	411	411	411	411	411
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	845	731	731	702	702	702	702	702	702	702	702
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	207,4	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	212,5	209,7	209,7	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	4144	4183	4183	4098	4098	4098	4098	4098	4098	4098	4098
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	10	Угловая, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	9039	7804	8208	10067	9683	10037	10037	10037	10037	10037	10037
Отпуск с коллекторов	Гкал	8606	7364	7751	9621	9234	9600	9600	9600	9600	9600	9600
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	T _{у,т}	1615	1323	1482	1877	1720	1701	1701	1701	1701	1701	1701
1) природный газ	T _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	T _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) электроэнергия	T _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	T _{у,т}	1615	1323	1482	1877	1720	1701	1701	1701	1701	1701	1701
5) дизельное топливо	T _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	T _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	1170	958	1074	1360	1247	1233	1233	1233	1233	1233	1233
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у,т} /Гкал	178,7	169,5	180,6	186	178	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у,т} /Гкал	187,7	179,6	191,3	195	186	177,2	177,2	177,2	177,2	177,2	177,2
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
4) мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	11	Авиационная, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	10260	9481	9576	10510	9924	9231	9231	9231	9231	9231	9231
Отпуск с коллекторов	Гкал	9685	8915	8995	9949	9350	8721	8721	8721	8721	8721	8721
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у,т}	1733	1593	1609	1828	1707	1360	1360	1360	1360	1360	1360
1) природный газ	Т _{у,т}	0	0	0	0	0	1360	1360	1360	1360	1360	1360
2) уголь	Т _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) электроэнергия	Т _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у,т}	1733	1593	1609	1828	1707	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м ³	0	0	0	0	1190	1190	1190	1190	1190	1190	1190
2) уголь	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	1255	1154	1166	1124	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у,т} /Гкал	168,9	168,0	168,0	168,0	147,4	147,4	147,4	147,4	147,4	147,4	147,4
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у,т} /Гкал	178,9	178,7	178,8	177,8	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
2) уголь	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
2) уголь	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	9666	9660	9660	9660	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	12	МАЭ, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	4671	3355	3588	3747	3243	3380	3380	3380	3380	3380	3380
Отпуск с коллекторов	Гкал	4329	3037	3262	3429	2946	3067	3067	3067	3067	3067	3067
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	795	571	612	696	645	537	537	537	537	537	537
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	537	537	537	537	537	537
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	795	571	612	696	645	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	0	0	0	0	0	863	863	863	863	863	863
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	576	414	444	504	467	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	170,1	170,1	170,6	186	199	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	183,6	187,9	187,6	203	219	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	-	-	-	-	-	4355	4355	4355	4355	4355	4355
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	9660	9660	9660	9660	9660	-	-	-	-	-	-

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	13	АМК Баумана, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	388	379	389	424	385	377	377	377	377	377	377
Отпуск с коллекторов	Гкал	388	379	389	424	385	377	377	377	377	377	377
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	88	90	88	92	83	79	79	79	79	79	79
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	88	90	88	92	83	79	79	79	79	79	79
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	123	136	130	133	122	110	110	110	110	110	110
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	226	237,3	227,5	216,4	216,4	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	226	237,3	227,5	216,4	216,4	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	5010	4639	4767	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	14	АМК ПМК-57, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
Выработка тепловой энергии	Гкал	428	409	371	426	342	365	365	365	365	365	365
Отпуск с коллекторов	Гкал	428	409	371	426	342	365	365	365	365	365	365
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	84	80	78	89	72	77	77	77	77	77	77
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	84	80	78	89	72	77	77	77	77	77	77
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	117	120	114	106	106	106	106	106	106	106	106
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	195,2	195,7	210,1	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	195,2	195,7	210,1	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	5012	4673	4772	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	15	АМК Металлобаза, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	445	393	367	402	382	435	435	435	435	435	435
Отпуск с коллекторов	Гкал	445	393	367	402	382	435	435	435	435	435	435

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	88	75	77	84	78	91	91	91	91	91	91
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	88	75	77	84	78	91	91	91	91	91	91
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	123	112	113	122	116	126	126	126	126	126	126
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	197,8	191	210	210,0	204,5	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	197,8	191	210	210,0	204,5	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	5010	4691	4775	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	16	АМК Школа №6, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	630	563	576	696	608	592	592	592	592	592	592
Отпуск с коллекторов	Гкал	630	563	576	696	608	592	592	592	592	592	592
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	142	132	132	149	125	124	124	124	124	124	124
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	142	132	132	149	125	124	124	124	124	124	124

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	198	194	193	217	184	172	172	172	172	172	172
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	224,7	233,8	228,7	214,3	205,2	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	224,7	233,8	228,7	214,3	205,2	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	5010	4744	4775	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	17	АМК Уткинская, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	993	985	912	1010	887	1019	1019	1019	1019	1019	1019
Отпуск с коллекторов	Гкал	993	985	912	1010	887	1019	1019	1019	1019	1019	1019
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	202	201	189	212	174	214	214	214	214	214	214
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	202	201	189	212	174	214	214	214	214	214	214
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	282	299	277	310	258	296	296	296	296	296	296
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	203,6	204,2	206,8	209,5	196,5	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	203,6	204,2	206,8	209,5	196,5	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	5010	4713	4775	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	18	АМК Общежитие, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	261	254	226	274	266	288	288	288	288	288	288
Отпуск с коллекторов	Гкал	261	254	226	274	266	288	288	288	288	288	288
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	51	48	44	51	50	61	61	61	61	61	61
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	51	48	44	51	50	61	61	61	61	61	61
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	100%	100%	100%	100%	100%	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	0%	0%	0%	0%	0%	84	84	84	84	84	84

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0%	0%	0%	0%	0%	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0%	0%	0%	0%	0%	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0%	0%	0%	0%	0%	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м³	100%	100%	100%	100%	100%	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	0%	0%	0%	0%	0%	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	0%	0%	0%	0%	0%	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	5009	4647	4767	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	19	АМК Сахалинская, эксплуатирующая организация - КГУП «ПТЭ», ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	130	126	128	142	127	129	129	129	129	129	129
Отпуск с коллекторов	Гкал	130	126	128	142	127	129	129	129	129	129	129
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	32	33	30	37	32	27	27	27	27	27	27
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	32	33	30	37	32	27	27	27	27	27	27
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	45	48	44	53	47	37	37	37	37	37	37
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
6) СУГ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	248,7	260,1	232,8	257,6	250,2	210,2	210,2	210,2	210,2	210,2	210,2
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	248,7	260,1	232,8	257,6	250,2	210,2	210,2	210,2	210,2	210,2	210,2
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	5010	4792	4771	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО по ЕТО №2												
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	62996	55575	55896	58325	58325	59225	59811	59811	59811	59811	59811
Отпуск в сеть	Гкал	60204	52776	53084	55837	55837	56697	57245	57245	57245	57245	57245
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	11626	10145	10327	10527	10337	10451	10453	10453	10186	10135	10135
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	1360	1360	1360	1360	3574	3574	3574
2) уголь	Т _{у.т}	3700	3236	3172	3070	3070	3606	4238	4238	4238	4859	4859
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	7926	6909	7155	7458	5907	5484	4855	4855	2374	1701	1701
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м ³	0	0	0	0	1190	1190	1190	1190	3128	3128	3128
2) уголь	т	5677	5199	5099	4662	4662	5525	6540	6540	6540	7538	7538
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	5743	5007	5184	5404	4280	3974	3518	3518	1720	1233	1233
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	184,5	182,6	184,7	180,5	177,2	176,5	174,8	174,8	170,3	169,4	169,4
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	193,1	192,2	194,5	188,5	185,1	184,3	182,6	182,6	177,9	177,0	177,0

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	13%	13%	13%	13%	35%	35%	35%
2) уголь	%	32%	32%	31%	29%	30%	35%	41%	41%	42%	48%	48%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	68%	68%	69%	71%	57%	52%	46%	46%	23%	17%	17%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
2) уголь	ккал/кг	4562	4357	4355	4609	4609	4569	4536	4536	4536	4512	4512
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	9661	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЕТО №3 (ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)												
Теплоисточник №	20	Котельная № 7, эксплуатирующая организация - ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, ЕТО №3 (ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	4124	4124	4124	4124	4124	4124	4124	4124	4124	4124	4124
Отпуск с коллекторов	Гкал	4033	4033	4033	4033	4033	4033	4033	4033	4033	4033	4033
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	2108	2108	2108	2108	2108	2108	2108	2108	2108	2108	2108
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Теплоисточник №	21	Котельная № 116 , эксплуатирующая организация - ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, ЕТО-3 (ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	4192	4192	4192	4192	4192	4192	4192	4192	4192	4192	4192
Отпуск с коллекторов	Гкал	4099	4099	4099	4099	4099	4099	4099	4099	4099	4099	4099
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	T _{у,т}	1001	1001	1001	1001	1001	1001	1001	1001	1001	1001	1001
1) природный газ	T _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	T _{у,т}	1001	1001	1001	1001	1001	1001	1001	1001	1001	1001	1001
3) электроэнергия	T _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	T _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	T _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	T _{у,т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	2142	2142	2142	2142	2142	2142	2142	2142	2142	2142	2142
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у,т} /Гкал	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у,т} /Гкал	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО по ЕТО №3												
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	8316	8316	8316	8316	8316	8316	8316	8316	8316	8316	8316
Отпуск в сеть	Гкал	8132	8132	8132	8132	8132	8132	8132	8132	8132	8132	8132
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985	1985
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7	238,7
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1	244,1
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269	3269
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЕТО №4 (АО «Первая инвестиционная управляющая компания»)												
Теплоисточник №	22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания», эксплуатирующая организация - АО «Первая инвестиционная управляющая компания», ЕТО-4 (АО «Первая инвестиционная управляющая компания»)										
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	5633	5633	5633	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212
Отпуск с коллекторов	Гкал	5509	5509	5509	5087	5087	5087	5087	5087	5087	5087	5087
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	956	956	956	854	854	854	854	854	854	854	854
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	956	956	956	854	854	854	854	854	854	854	854
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м³	609	609	609	544	544	544	544	544	544	544	544
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	169,6	169,6	169,6	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	173,5	173,5	173,5	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
6) СУГ	ккал/кг	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990
ИТОГО по прочим ЕТО												
Перспективный топливный баланс												
Выработка тепловой энергии	Гкал	5633	5633	5633	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212
Отпуск в сеть	Гкал	5509	5509	5509	5087	5087	5087	5087	5087	5087	5087	5087
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	956	956	956	854	854	854	854	854	854	854	854
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	956	956	956	854	854	854	854	854	854	854	854
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) уголь	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м ³	609	609	609	544	544	544	544	544	544	544	544
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	169,6	169,6	169,6	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	173,5	173,5	173,5	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2) уголь	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3) электроэнергия	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4) мазут	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5) дизельное топливо	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6) СУГ	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) уголь	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990
ИТОГО по всем котельным муниципального образования												
Перспективный топливный баланс												

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
Выработка тепловой энергии	Гкал	76946	69524	69846	71853	71853	72753	73339	73339	73339	73339	73339
Отпуск в сеть	Гкал	73845	66417	66725	69057	69057	69917	70464	70464	70464	70464	70464
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	Т _{у.т}	14566	13086	13267	13366	13176	13290	13292	13292	13025	12973	12973
1) природный газ	Т _{у.т}	0	0	0	0	1360	1360	1360	1360	3574	3574	3574
2) уголь	Т _{у.т}	5685	5221	5157	5055	5055	5591	6223	6223	6223	6844	6844
3) электроэнергия	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	Т _{у.т}	7926	6909	7155	7458	5907	5484	4855	4855	2374	1701	1701
5) дизельное топливо	Т _{у.т}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	Т _{у.т}	956	956	956	854	854	854	854	854	854	854	854
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:												
1) природный газ	тыс. м ³	0	0	0	0	1190	1190	1190	1190	3128	3128	3128
2) уголь	т	9927	9449	9349	8913	8913	9775	10790	10790	10790	11789	11789
3) электроэнергия	тыс. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4) мазут	т	5743	5007	5184	5404	4280	3974	3518	3518	1720	1233	1233
5) дизельное топливо	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6) СУГ	тыс. м ³	609	609	609	544	544	544	544	544	544	544	544
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	186,0	186,0	186,0	186,0	183,4	182,7	181,2	181,2	177,6	176,9	176,9
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	197,3	197,0	198,8	193,6	190,8	190,1	188,6	188,6	184,8	184,1	184,1
Доля в топливном балансе												
1) природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	10,3%	10,2%	10,2%	10,2%	27,4%	27,6%	27,6%
2) уголь	%	39,0%	39,9%	38,9%	37,8%	38,4%	42,1%	46,8%	46,8%	47,8%	52,8%	52,8%
3) электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4) мазут	%	54,4%	52,8%	53,9%	55,8%	44,8%	41,3%	36,5%	36,5%	18,2%	13,1%	13,1%
5) дизельное топливо	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6) СУГ	%	6,6%	7,3%	7,2%	6,4%	6,5%	6,4%	6,4%	6,4%	6,6%	6,6%	6,6%
Низшая теплота сгорания топлива												
1) природный газ	ккал/кг	-	-	-	-	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
2) уголь	ккал/кг	4009	3868	3861	3970	3970	4004	4037	4037	4037	4064	4064
3) электроэнергия	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) мазут	ккал/кг	9661	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660	9660
5) дизельное топливо	ккал/кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) СУГ	ккал/кг	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990	10990

8.2 Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии

Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии представлены в таблице ниже. На перспективу смена топлива будет произведена на следующих источниках:

- ТЭЦ (в ближайшей перспективе предусматривается строительство ТЭЦ-2, работающей на газе, мощность существующей ТЭЦ будет полностью замещена генерацией на газе)
- котельные Амурская и Авиационная (планируется перевод с мазута на газ);
- котельные №4, 4/1, МАЭ (планируется перевод с мазута на уголь).

Таблица 8.3 - Виды основного топлива по каждому источнику тепловой энергии (существующее положение)

№ п/п	Наименование теплоисточника	Вид топлива	
		основной	резервный / аварийный
ЕТО №1			
1	ТЭЦ	уголь	мазут
ЕТО №2			
2	№4	мазут	-
3	Амурская	мазут	-
4	№4/1	мазут	-
5	Школа №35	уголь	-
6	Подгородненка	уголь	-
7	Силинский	уголь	-
8	Школа №22	уголь	-
9	Молодежная	уголь	-
10	Угловая	мазут	-
11	Авиационная	мазут	-
12	МАЭ	мазут	-
13	АМК Баумана	уголь	-
14	АМК ПМК-57	уголь	-
15	АМК Металлобаза	уголь	-
16	АМК Школа №6	уголь	-
17	АМК Уткинская	уголь	-
18	АМК Общежитие	уголь	-
19	АМК Сахалинская	уголь	-
20	АМК сш №20	уголь	-
ЕТО №3			
20	Котельная № 7	бурый уголь	-
21	Котельная № 116	бурый уголь	-
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)			
22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	газ сжиженный	-

8.3 Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

На ТЭЦ в настоящее время сжигается преимущественно уголь различных марок. Расходы топлива по ТЭЦ и средневзвешенная теплота сгорания каждого из видов топлива, представлены в таблице ниже.

Таблица 8.4 – Параметры сжигаемого топлива на ТЭЦ

Вид угля	Ед. изм.	Потребление за базовый период актуализации
Уголь, в т.ч. (пример)	т	1371957,95
Кузбасский Д (МТК -ДГ - Ресурс, КТК)	т	123626,2
Кузбасский ДГ (МТК-ДГ - Ресурс)	т	124101,6
Красноярский ДМСШ (р-з Кирбинский)	т	9399,8
Степной ДСШ	т	66300,1
Красноярский ДОМСШ (р-з Кирбинский)	т	87217,9
Красноярский ДР (р-з Кирбинский)	т	10922,9
Тугнуйский ДОМСШ обогащ.	т	106925,9
Тугнуйский ДСШ	т	3532,3
Шихта угольная 0-100	т	7950,65
Каменный Г (КВУ)	т	125961
Промпродукт Г 050	т	48821
Хакасский ДМСШ обогащ.	т	91469
Хакасский ДР (Восточно-Бейский р-з)	т	10822,4
Ургальский ГОМСШ	т	99448,9
Огоджинский Д	т	58933,3
Каменный Д (ГДК Универсал)	т	179920
Кузбасский ДР	т	174125,4
Кузбасский ДОМСШ	т	40093,2
Хакасский ДМС обогащ.	т	2386,4

На котельных сжигается уголь и мазут, низшая теплота сгорания по каждому источнику представлена в разделе 8.1.

8.4 Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городском округе

Основным видом топлива, используемым ТЭЦ и котельными, входящими в систему централизованного теплоснабжения города, является уголь. В перспективе, в связи со строительством ТЭЦ-2, работающей на газе, доля потребления природного газа будет близка к 100%. Принципиального отличия от общероссийской практики в этом нет – все современные мегаполисы для целей теплоснабжения и комбинированной выработки используют газ в качестве основного топлива.

8.5 Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа

Приоритетным направлением в использовании топливных ресурсов является:

- снижение доли жидкого топлива в балансе (как следует из таблицы Приложения 1, по котельным сокращается с 53,9% до 12,1%);
- использование газообразного топлива для перспективных энергоисточников (в частности для ТЭЦ и нескольких котельных).

9 ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

9.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе

Объем финансовых потребностей на реализацию плана развития схемы теплоснабжения

определен посредством суммирования финансовых потребностей на реализацию каждого мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и модернизацию.

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главах 7 и 16

Оценка стоимости капитальных вложений в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии выполнена на основании проектов, анализа стоимостей проектов реконструкции, строительства трубопроводов тепловых сетей с применением метода проектов-аналогов.

Структура необходимых инвестиций состоит из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, в следующем порядке:

- номер мероприятий (проектов) "XXX.XX.XX.XXX", в котором:
- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО;
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны учитываться следующие показатели:

".01" - группа проектов на источниках тепловой энергии, в том числе подгруппы:

"01" - подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"02" - подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"03" - подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"04" - подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

Таблица 9.1 - Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и модернизации, в разрезе ЕТО и теплоснабжающих организаций, млн. руб. (в ценах на год реализации, без НДС)

№ подгруппы	Наименование подгруппы проектов	ЕТО №1	ЕТО №2	Итого в АСТ на 2024 год
		АО «ДГК»	КГУП «ПТЭ»	
Группа 01. Источники тепловой энергии				
01.01	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	133,066	133,066
01.02	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	716,057	121,655	837,712
01.03	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	0,000	0,000
01.04	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	0,000	0,000
ИТОГО по группе проектов 01 - источники теплоснабжения		716,057	121,655	970,778

Таблица 9.2 - Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды, в разрезе каждой ЕТО, а также в целом по городскому округу, млн. руб. (в ценах на год реализации, без НДС)

№ подгруппы	Наименование группы проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2022-2027	2028-2031	2032-2036	Итого
АО «ДГК»											
Группа 01. Источники тепловой энергии											
01.01	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
01.02	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	143285	129716	150564	94881	17573	19727	555746	72446	87865	716,057
01.03	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
01.04	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ИТОГО по группе проектов 01 - источники теплоснабжения		143285	129716	150564	94881	17573	19727	555746	72446	87865	716,057
КГУП «ПТЭ»											
Группа 01. Источники тепловой энергии											
01.01	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	1258	84950	2067	44792	0,000	133,066	0,000	0,000	133,066
01.02	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	1317	120308	0,000	0,000	0,000	121,625	0,000	0,000	121,625
01.03	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
01.04	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ИТОГО по группе проектов 01 - источники теплоснабжения		0	2575	205258	2067	44792	0	266,403	0	0	266,403
ВСЕГО ПО МУНИЦИПАЛЬНОМУ ОБРАЗОВАНИЮ											
Группа 01. Источники тепловой энергии											
01.01	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	1,392	61,774	73,029	2,656	59,993	0,000	0,000	0,000	198,845
01.02	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	166,338	98,505	28,698	35,122	41,999	23,537	0,000	0,000	0,000	626,090
01.03	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
01.04	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ИТОГО по группе проектов 01 - источники теплоснабжения		166,338	99,898	90,473	108,151	44,656	83,529	0,000	0,000	0,000	824,935

9.2 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главах 8 и 16.

Все затраты, реализация которых намечена на период 2020-2034 гг., рассчитаны в ценах соответствующих лет с использованием прогнозных индексов удорожания материалов, работ и оборудования в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.

Структура необходимых инвестиций состоит из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, в следующем порядке:

- номер мероприятий (проектов) "XXX.XX.XX.XXX", в котором:
- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО;
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны учитываться следующие показатели:

".02" - группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них, в том числе подгруппы:

"01" - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки;

"02" - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;

"03" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

"04" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

"05" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов;

"06" - подгруппа проектов строительства новых насосных станций;

"07" - подгруппа проектов реконструкции насосных станций;

"08" - подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.

Таблица 9.3 - Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и модернизации, в разрезе ЕТО и теплоснабжающих организаций, млн. руб. (в ценах на год реализации, без НДС)

№ подгруппы	Наименование подгруппы проектов	ЕТО №1	ЕТО №2	Итого в АСТ на 2024 год
		АО «ДГК»	КГУП «ПТЭ»	
Группа 02. Тепловые сети				
02.01	Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки	648,054	15,321	663,375
02.02	Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных	910,233	0,000	910,233
02.03	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	4663,513	388,731	5052,245
02.04	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	452,353	0,000	452,353
02.05	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов	0,000	0,000	0,000
02.06	Строительство новых насосных станций	0,000	0,000	0,000
02.07	Реконструкция насосных станций	0,000	0,000	0,000
02.08	Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей	113,525	0,000	113,525
ИТОГО по группе проектов 02 - тепловые сети		6787,679	404,052	7191,731
ВСЕГО		7346,211	670,455	8016,666

Таблица 9.4 - Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды, в разрезе каждой ЕТО, а также в целом по городскому округу, млн. руб. (в ценах на год реализации, без НДС)

№ подгруппы	Наименование группы проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2022-2027	2028-2031	2032-2036	Итого
АО «ДГК»											
Группа 02. Тепловые сети											
02.01	Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки	104,581	273,392	23,574	43,385	26,424	11,915	483,271	164,784	0,000	648,054
02.02	Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных	0,000	0,000	0,000	34,047	499,032	377,154	910,233	0,000	0,000	910,233
02.03	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	15,374	69,722	59,793	77,876	56,082	138,016	416,864	1807,609	2439,041	4663,513
02.04	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	31,285	182,189	217,780	21,099	0,000	0,000	452,353	0,000	0,000	452,353
02.05	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.06	Строительство новых насосных станций	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.07	Реконструкция насосных станций	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.08	Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей	0,000	0,000	0,000	0,000	7,648	105,877	113,525	0,000	0,000	113,525
ИТОГО по группе проектов 02 - тепловые сети		151,241	525,303	301,148	176,406	589,186	632,962	2376,246	1972,393	2439,041	6787,679
КГУП «ПТЭ»											
Группа 02. Тепловые сети											
02.01	Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки	2,824	5,401	0,472	6,624	0,000	0,000	15,321	0,000	0,000	15,321
02.02	Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.03	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	96,350	292,381	388,731
02.04	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.05	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.06	Строительство новых насосных станций	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.07	Реконструкция насосных станций	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.08	Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ИТОГО по группе проектов 02 - тепловые сети		2,824	5,401	0,472	6,624	0,000	0,000	15,321	96,350	292,381	404,052
ВСЕГО ПО МУНИЦИПАЛЬНОМУ ОБРАЗОВАНИЮ											
Группа 02. Тепловые сети											
02.01	Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки	107,405	278,793	24,046	50,009	26,424	11,915	498,592	164,784	0,000	663,375
02.02	Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных	0,000	0,000	0,000	34,047	499,032	377,154	910,233	0,000	0,000	910,233
02.03	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	15,374	69,722	59,793	77,876	56,082	138,016	416,864	1903,959	2731,422	5052,245
02.04	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	31,285	182,189	217,780	21,099	0,000	0,000	452,353	0,000	0,000	452,353
02.05	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.06	Строительство новых насосных станций	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.07	Реконструкция насосных станций	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02.08	Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей	0,000	0,000	0,000	0,000	7,648	105,877	113,525	0,000	0,000	113,525
ИТОГО по группе проектов 02 - тепловые сети		154,064	530,705	301,620	183,030	589,186	632,962	2391,567	2068,743	2731,422	7191,731

9.3 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения на каждом этапе

Корректировки утвержденных температурных графиков проектом новой Схемы теплоснабжения не предусматривается.

9.4 Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе

Для сравнения рассмотрен вариант комплексной реконструкции ИТП путем организации независимой схемы отопления, вентиляции, а также закрытия ГВС. Достоинства данной схемы представлены в разделе 3.2 Главы 9 Обосновывающих материалов, основным ее недостатком является дороговизна мероприятий, относительно организации закрытой схемы ГВС путем установки теплообменников ГВС почти в 2 раза, средняя цена реконструкции составит 20,643 млн. руб. за единицу суммарной нагрузки (отопление + вентиляция + средняя ГВС).

Таблица 9.5 - Капитальные затраты на мероприятия по организации закрытой схемы ГВС и план-график реализации по варианту №1 – ОРГАНИЗАЦИЯ НЕЗАВИСИМОЙ СХЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ, ЗАКРЫТИЕ ГВС

№ п/п	Наименование теплоисточника	Зона ЕТО	Затраты за период, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)								Затраты нарастающим итогом, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)						
			2023	2024	2025	2026	2027	2022- 2027	2028- 2032	2033- 2036	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии																	
1	АТЭЦ	01	0	15167	0	0	0	15167	0	0	15167	15167	15167	15167	15167	15167	15167
а) проектирование ИТП			0	1190	0	0	0	1190	0	0	1190	1190	1190	1190	1190	1190	1190
б) подготовка помещений			0	300	0	0	0	300	0	0	300	300	300	300	300	300	300
в) оборудование ИТП			0	6398	0	0	0	6398	0	0	6398	6398	6398	6398	6398	6398	6398
г) доставка оборудования			0	384	0	0	0	384	0	0	384	384	384	384	384	384	384
д) реконструкция внутридомовой разводки			0	1916	0	0	0	1916	0	0	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916
е) установка ВПУ у потребителей			0	576	0	0	0	576	0	0	576	576	576	576	576	576	576
ж) обеспечение создаваемых ИТП ХВС и ЭС по 1-й категории надежности			0	320	0	0	0	320	0	0	320	320	320	320	320	320	320
з) строительно-монтажные работы, тыс. руб.			0	4085	0	0	0	4085	0	0	4085	4085	4085	4085	4085	4085	4085
ИТОГО по муниципальному образованию			0	15167	0	0	0	15167	0	0	15167	15167	15167	15167	15167	15167	15167
а) проектирование ИТП			0	1190	0	0	0	1190	0	0	1190	1190	1190	1190	1190	1190	1190
б) подготовка помещений			0	300	0	0	0	300	0	0	300	300	300	300	300	300	300
в) оборудование ИТП			0	6398	0	0	0	6398	0	0	6398	6398	6398	6398	6398	6398	6398
г) доставка оборудования			0	384	0	0	0	384	0	0	384	384	384	384	384	384	384
д) реконструкция внутридомовой разводки			0	1916	0	0	0	1916	0	0	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916
е) установка ВПУ у потребителей			0	576	0	0	0	576	0	0	576	576	576	576	576	576	576
ж) обеспечение создаваемых ИТП ХВС и ЭС по 1-й категории надежности			0	320	0	0	0	320	0	0	320	320	320	320	320	320	320
з) строительно-монтажные работы, тыс. руб.			0	4085	0	0	0	4085	0	0	4085	4085	4085	4085	4085	4085	4085

Таблица 9.6 - Капитальные затраты на мероприятия по организации закрытой схемы ГВС и план-график реализации по варианту №2 – ЗАКРЫТИЕ ГВС

№ п/п	Наименование теплоисточника	Зона ЕТО	Затраты за период, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)								Затраты нарастающим итогом, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)						
			2023	2024	2025	2026	2027	2022- 2027	2028- 2032	2033- 2036	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии																	
1	АТЭЦ	01	0	27064	0	0	0	27064	0	0	27064	27064	27064	27064	27064	27064	27064

№ п/п	Наименование теплоисточника	Зона ЕТО	Затраты за период, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)							Затраты нарастающим итогом, тыс. руб. (в текущих ценах, без НДС)							
			2023	2024	2025	2026	2027	2022- 2027	2028- 2032	2033- 2036	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2036
а) проектирование ИТП			0	1939	0	0	0	1939	0	0	1939	1939	1939	1939	1939	1939	1939
б) подготовка помещений			0	300	0	0	0	300	0	0	300	300	300	300	300	300	300
в) оборудование ИТП			0	12770	0	0	0	12770	0	0	12770	12770	12770	12770	12770	12770	12770
г) доставка оборудования			0	766	0	0	0	766	0	0	766	766	766	766	766	766	766
д) реконструкция внутридомовой разводки			0	1916	0	0	0	1916	0	0	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916
е) установка ВПУ у потребителей			0	691	0	0	0	691	0	0	691	691	691	691	691	691	691
ж) обеспечение создаваемых ИТП ХВС и ЭС по 1-й категории надежности			0	511	0	0	0	511	0	0	511	511	511	511	511	511	511
з) строительно-монтажные работы, тыс. руб.			0	8171	0	0	0	8171	0	0	8171	8171	8171	8171	8171	8171	8171
ИТОГО по муниципальному образованию			0	27064	0	0	0	27064	0	0	27064	27064	27064	27064	27064	27064	27064
а) проектирование ИТП			0	1939	0	0	0	1939	0	0	1939	1939	1939	1939	1939	1939	1939
б) подготовка помещений			0	300	0	0	0	300	0	0	300	300	300	300	300	300	300
в) оборудование ИТП			0	12770	0	0	0	12770	0	0	12770	12770	12770	12770	12770	12770	12770
г) доставка оборудования			0	766	0	0	0	766	0	0	766	766	766	766	766	766	766
д) реконструкция внутридомовой разводки			0	1916	0	0	0	1916	0	0	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916
е) установка ВПУ у потребителей			0	691	0	0	0	691	0	0	691	691	691	691	691	691	691
ж) обеспечение создаваемых ИТП ХВС и ЭС по 1-й категории надежности			0	511	0	0	0	511	0	0	511	511	511	511	511	511	511
з) строительно-монтажные работы, тыс. руб.			0	8171	0	0	0	8171	0	0	8171	8171	8171	8171	8171	8171	8171

9.5 Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям

В соответствии с МУ:

«161. Базовыми принципами оценки эффективности инвестиций в системы теплоснабжения независимо от их технических, технологических, финансовых, отраслевых или региональных особенностей, должны являться:

- сопоставимость условий сравнения разных проектов (прежде всего энергетическая сопоставимость);*
- рассмотрение проекта на протяжении всего жизненного цикла (расчетного периода);*
- моделирование финансирования проектов, включающее все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и их расход за расчетный период;*
- принцип положительности и максимизации инвестиционного эффекта;*
- учет фактора времени.*

162. Оценка эффективности инвестиций должна осуществляться:

а) для отдельных проектов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью до 5 МВт;

б) для отдельных проектов строительства, технического перевооружения и (или) модернизации котельных, в том числе связанных с переводом на местные виды топлива и использование возобновляемых ресурсов;

в) для отдельных проектов технического перевооружения и (или) модернизации источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью более 5 МВт, если проекты не отобраны в рамках реализации программы модернизации тепловых электростанций;

г) для отдельных проектов строительства и реконструкции транзитных и магистральных теплопроводов при реализации проектов дальнего теплоснабжения;

д) в остальных случаях для ЕТО в составе структуры проектов мастер-плана для источников тепловой энергии и тепловых сетей отдельно.

163. Для оценки эффективности инвестиций должна быть разработана тарифно-балансовая модель ЕТО в соответствии с таблицей приложения N 47 к настоящим Методическим указаниям».

Мероприятия пп. «а», «б», «в», «г» п. 162 проектом актуализированной на 2021 год Схемы теплоснабжения не предусмотрены, следовательно, руководствуясь пп. «д» оценка инвестиций осуществляется для источников тепловой энергии и тепловых сетей отдельно. Подобный подход возможен только при разделении НВВ в тарифно-балансовых моделях между производством и передачей, в соответствии с формами П47.2-47.6. Тарифно-балансовые модели представлены в Приложении 1 Главы 14.

Инвестиции в мероприятия по строительству и реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых включаются в плату за подключение к системе теплоснабжение

Расчет платы за подключение к системе теплоснабжения осуществляется на основании раздела IX.IX Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных Приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э.

Плата за подключение состоит из следующих составляющих:

- расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей

(перспективных потребителей);

- расходы на создание и реконструкцию тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (перспективных потребителей);

- расходы на создание и реконструкцию тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей;

- налог на прибыль.

Согласно п. 167 Методических указаний, расчет платы за подключение в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки производится по представленным в орган регулирования прогнозным данным о планируемых на календарный год расходах на подключение, определенных в соответствии с прогнозируемым спросом на основе представленных заявок на подключение в зонах существующей и будущей застройки на основании утвержденных в установленном порядке схемы теплоснабжения и (или) инвестиционной программы, а также с учетом положений пункта 173 Методических указаний.

Таким образом, при условии корректного расчета размера платы за подключение к системе теплоснабжения инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий, направленных на подключение новых потребителей, будут являться эффективными. Реализация рассматриваемых мероприятий позволит выполнить присоединение перспективных потребителей и обеспечит прирост полезного отпуска тепловой энергии.

Инвестиции в мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых покрываются за счет ежегодных амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления - отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Расчет амортизационных отчислений произведён по линейному способу амортизационных отчислений с учетом прироста в связи с реализацией мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в период 2020-2036 гг.

Мероприятия, финансирование которых обеспечивается за счет амортизационных отчислений, являются обязательными и направлены на повышение надежности работы систем теплоснабжения и обновление основных фондов. Данные затраты необходимы для повышения надежности работы энергосистемы, теплоснабжения потребителей тепловой энергией, так как ухудшение состояния оборудования и теплотрасс, приводит к авариям, а невозможность своевременного и качественного ремонта приводит к их росту. Увеличение аварийных ситуаций приводит к увеличению потерь энергии в сетях при транспортировке, в том числе сверхнормативных, что в свою очередь негативно влияет на качество, безопасность и бесперебойность энергоснабжения населения и других потребителей.

В результате обновления оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей ожидается снижение потерь тепловой энергии при передаче по тепловым сетям, снижение удельных расходов топлива на производство тепловой энергии, в результате чего обеспечивается эффективность инвестиций.

Инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения

Источниками инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения, могут служить прибыль, направленная на инвестиции, а также

амортизация в тарифе на тепловую энергию.

При расчете учитываются следующие показатели:

- расходы на реализацию мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и повышение качества оказываемых услуг;
- экономический эффект от реализации мероприятий.

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
- обеспечение развития инфраструктуры города, в том числе социально-значимых объектов;
- повышение качества и надежности теплоснабжения;
- снижение аварийности систем теплоснабжения;
- снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения;
- снижение уровня потерь тепловой энергии, в том числе за счет снижения сверхнормативных утечек теплоносителя в период ликвидации аварий;
- снижение удельных расходов топлива при производстве тепловой энергии;
- снижение численности ППР (при объединении котельных, выводе котельных из эксплуатации и переоборудовании котельных в ЦТП).

Ниже представлена оценка инвестиций для групп мероприятий, источником финансирования которых являются тарифные источники:

- амортизационные отчисления;
- прибыль, направленная на инвестиции;
- заемные средства (в случае превышения потребностей в инвестициях над максимально допустимой величиной инвестиций по статье «прибыль, направленная на инвестиции»).

9.5.1 Производство тепловой энергии

Основными эффектами от реализации данных мероприятий являются:

- повышение эффективности производства тепловой энергии;
- вывод из эксплуатации устаревшего оборудования ТЭЦ;
- поддержание существующего оборудования в надлежащем состоянии.

Расчёт эффективности инвестиций в энергоисточники АО «ДГК» (только в части тепловой энергии) приведен в таблице ниже. Окупаемость средств от реализации инвестиционных проектов показана на ниже.

Окупаемость мероприятий будет осуществляться в счет теплового бизнеса, с учетом следующих эффектов:

- сокращение УРУТ, за счет замещения старого оборудования ТЭЦ, по которому достигнут или будет достигнут парковый и индивидуальный ресурс современным высокоэффективным оборудованием;
- увеличения необходимой валовой выручки, за счет включения в неё амортизационных отчислений и прибыли, направленной на инвестиции;
- увеличение теплоотпуска, при строительстве новой станции за счет деятельности по производству электроэнергии.

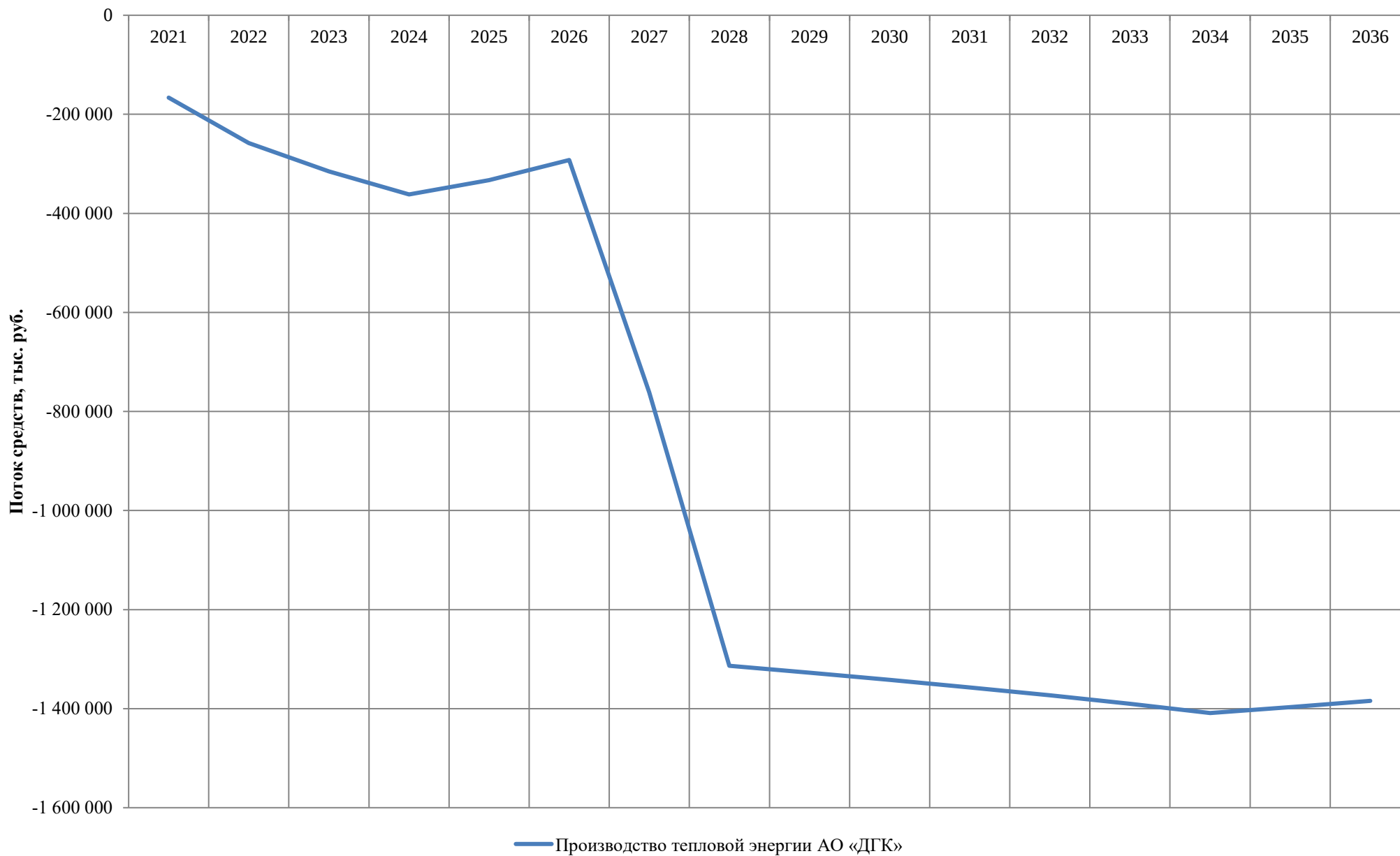


Рисунок 9.1 – Эффективность инвестиционных проектов АО «ДГК»

Таблица 9.7 - Расчет эффективности инвестиционных проектов организаций-производителей в зоне ЕТО №1

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Производство тепловой энергии АО «ДГК»																	
Капитальные затраты на инвестиции из тарифных источников финансирования, в прогнозных ценах	тыс. руб.	-166338	-99898	-90473	-108151	-44656	-83529	-27504	-28605	-26501	-27561	-28664	-29810	-31003	-32243	0	0
Капитальные затраты нарастающим итогом	тыс. руб.	-166338	-266236	-356709	-464860	-509516	-593045	-620549	-649154	-675655	-703216	-731880	-761690	-792692	-824935	-824935	-824935
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	586,38	577,51	587,62	599,97	609,46	614,58	600,18	614,08	627,97	627,97	627,97	627,97	627,97	627,97	627,97	627,97
Ежегодное увеличение НВВ	тыс. руб.	0	8013	33191	70077	106524	194081	-335261	-329021	-322617	-316039	-309260	-302262	-295383	-288557	-283669	-275714
Увеличение НВВ, нарастающим итогом	тыс. руб.	0	8013	41204	103268	176601	300604	-141180	-664282	-651639	-638656	-625299	-611521	-597645	-583940	-572226	-559383
Дисконтированный поток денежных средств нарастающим итогом, в части производства тепловой энергии	тыс. руб.	-166338	-258223	-315505	-361592	-332915	-292441	-761729	-1313436	-1327294	-1341872	-1357178	-1373211	-1390337	-1408875	-1397161	-1384318
NPV только по тепловой энергии	тыс. руб.	-1384318															
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-															

Как следует из результатов расчета, принятый сценарий развития не приведет к окупаемости средств на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения, поскольку большинство мероприятий являются мероприятиями «поддерживающей» направленности – сохранение существующего оборудования в надлежащем состоянии.

9.5.2 Передача тепловой энергии

Мероприятия по реконструкции и развитию тепловых сетей позволяют достичь следующих результатов:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей, обеспечение развития инфраструктуры города;
- повышение качества и надежности теплоснабжения;
- снижение числа инцидентов на тепловых сетях, за счет реконструкции ветхих участков;
- снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения;
- незначительное увеличение условно-постоянных расходов при увеличении объема транспортировки тепловой энергии.

Результаты расчета эффективности инвестиций в развитие тепловых сетей представлен ниже.

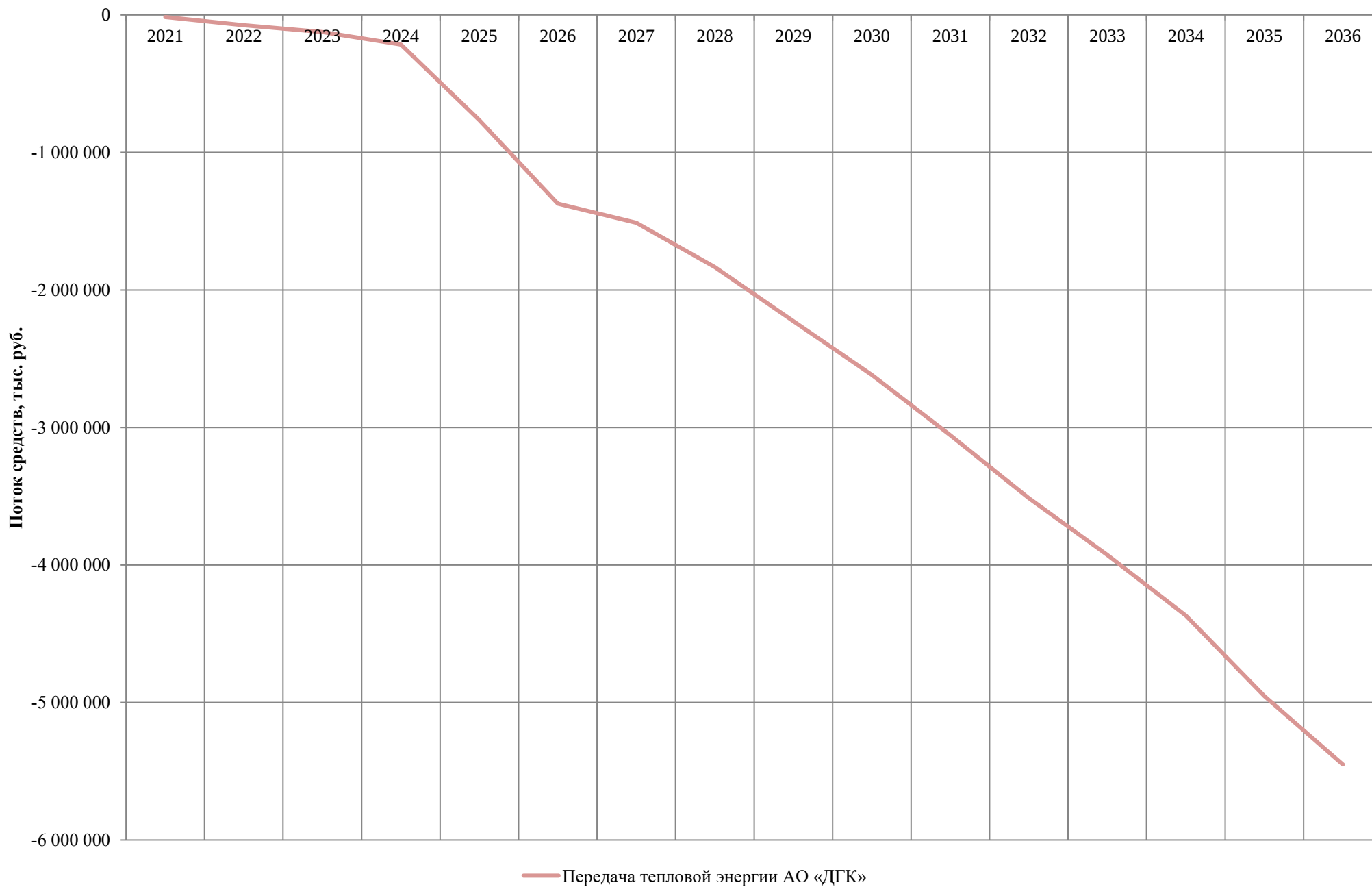


Рисунок 9.2 – Эффективность инвестиционных проектов АО «ДГК»

Таблица 9.8 - Расчет эффективности инвестиционных проектов теплосетевых организаций в зоне ЕТО №1

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Передача тепловой энергии АО «ДГК»																	
Капитальные затраты на инвестиции из тарифных источников финансирования, в прогнозных ценах	тыс. руб.	-15374	-69722	-59793	-111923	-562762	-621047	-155176	-340738	-420574	-422575	-468547	-489315	-447168	-473332	-500216	-529010
Капитальные затраты нарастающим итогом	тыс. руб.	-15374	-85096	-144890	-256812	-819575	-1440622	-1595797	-1936535	-2357109	-2779684	-3248231	-3737546	-4184714	-4658046	-5158262	-5687271
Отпуск теплосетевой организации	тыс. Гкал	384,83	374,88	381,45	389,48	395,65	398,98	389,62	398,66	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69
Ежегодное увеличение НВВ	тыс. руб.	0	10109	10868	21169	12725	13737	16284	18663	26710	31079	30717	32219	33610	31904	-84631	31284
Увеличение НВВ, нарастающим итогом	тыс. руб.	0	10109	20977	42146	54871	68608	84893	103556	130265	161345	192061	224280	257890	289794	205163	236448
Дисконтированный поток денежных средств нарастающим итогом, в части производства тепловой энергии	тыс. руб.	-15374	-74988	-123913	-214667	-764703	-1372013	-1510905	-1832980	-2226844	-2618339	-3056169	-3513266	-3926824	-4368252	-4953098	-5450824
NPV только по тепловой энергии	тыс. руб.	-5450824															
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-															

Анализ представленных выше результатов показывает, что полные инвестиционные затраты АО «ДГК» при формировании выручки за отпущенную тепловую энергию на основании расчетных значений необходимой валовой выручки не окупаются на всем сроке реализации Схемы теплоснабжения. Причиной является следующее: основные затраты в составе полных затрат приходятся на реконструкцию и строительство тепловых сетей для повышения качества и надежности теплоснабжения потребителей – мероприятия, не имеющие существенного экономического эффекта.

9.5.3 В целом по ЕТО

Эффективность инвестиций по объектам производства и передачи тепловой энергии в целом по ЕТО №1 показаны ниже.

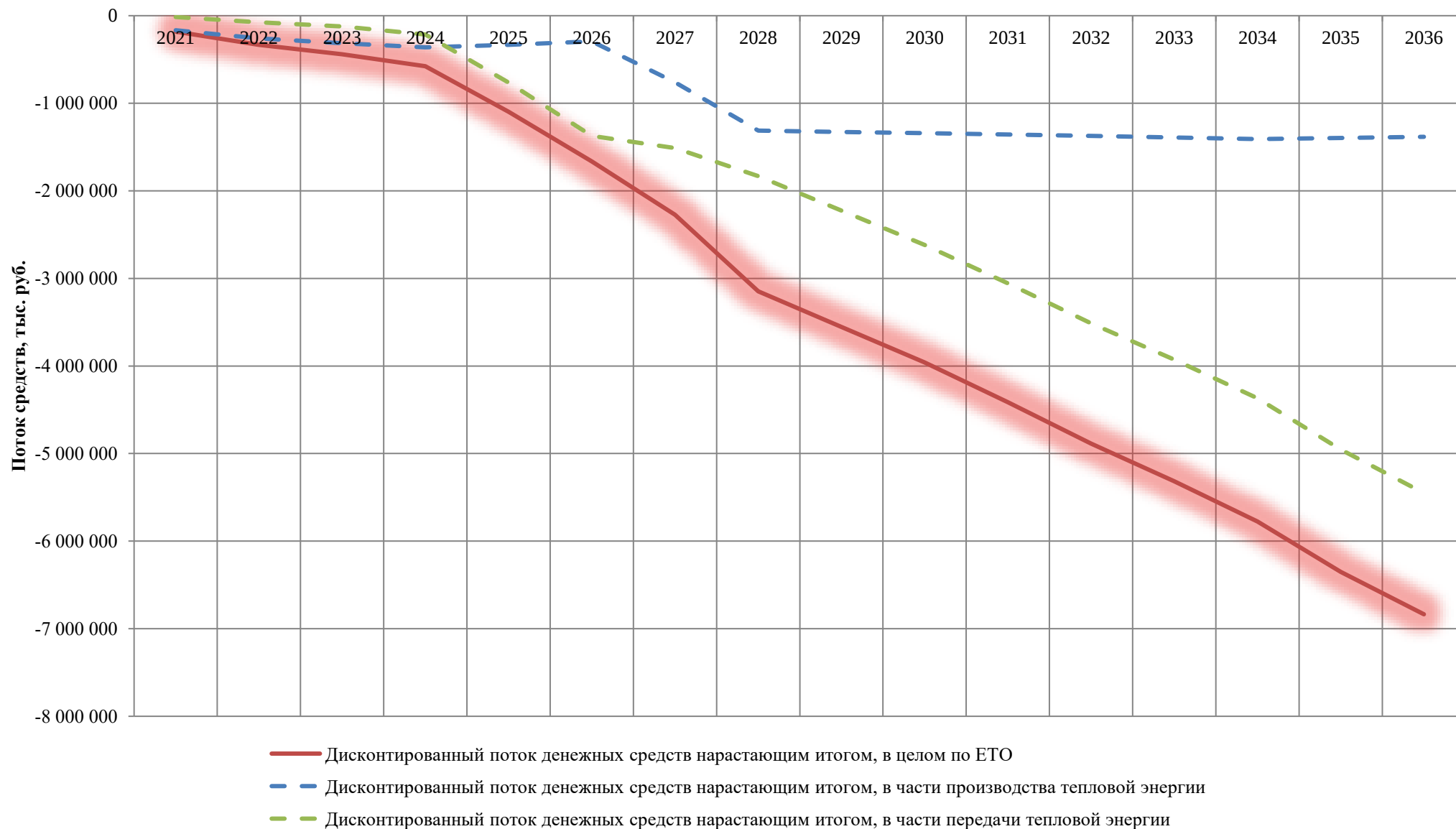


Рисунок 9.3 – Эффективность инвестиционных проектов по ЕТО №1

Таблица 9.9 - Расчет эффективности инвестиционных проектов ЕТО №1

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Производство тепловой энергии + покупка тепловой энергии																	
Капитальные затраты на инвестиции из тарифных источников финансирования, в прогнозных ценах	тыс. руб.	-166338	-99898	-90473	-108151	-44656	-83529	-27504	-28605	-26501	-27561	-28664	-29810	-31003	-32243	0	0
Капитальные затраты нарастающим итогом	тыс. руб.	-166338	-266236	-356709	-464860	-509516	-593045	-620549	-649154	-675655	-703216	-731880	-761690	-792692	-824935	-824935	-824935
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	586,38	577,51	587,62	599,97	609,46	614,58	600,18	614,08	627,97	627,97	627,97	627,97	627,97	627,97	627,97	627,97
Ежегодное увеличение НБВ	тыс. руб.	0	8013	33191	62064	73333	124004	-441784	-523102	12644	12983	13357	13777	13876	13705	11714	12843
Увеличение НБВ, нарастающим итогом	тыс. руб.	0	8013	41204	103268	176601	300604	-141180	-664282	-651639	-638656	-625299	-611521	-597645	-583940	-572226	-559383
Дисконтированный поток денежных средств нарастающим итогом, в части производства тепловой энергии	тыс. руб.	-166338	-258223	-315505	-361592	-332915	-292441	-761729	-1313436	-1327294	-1341872	-1357178	-1373211	-1390337	-1408875	-1397161	-1384318
NPV только по тепловой энергии	тыс. руб.	-1384318															
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-															
Передача и сбыт тепловой энергии																	
Капитальные затраты на инвестиции из тарифных источников финансирования, в прогнозных ценах	тыс. руб.	-15374	-69722	-59793	-111923	-562762	-621047	-155176	-340738	-420574	-422575	-468547	-489315	-447168	-473332	-500216	-529010
Капитальные затраты нарастающим итогом	тыс. руб.	-15374	-85096	-144890	-256812	-819575	-1440622	-1595797	-1936535	-2357109	-2779684	-3248231	-3737546	-4184714	-4658046	-5158262	-5687271
Полезный отпуск	тыс. Гкал	384,83	374,88	381,45	389,48	395,65	398,98	389,62	398,66	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69
Ежегодное увеличение НБВ	тыс. руб.	0	10109	10868	21169	12725	13737	16284	18663	26710	31079	30717	32219	33610	31904	-84631	31284
Увеличение НБВ, нарастающим итогом	тыс. руб.	0	10109	20977	42146	54871	68608	84893	103556	130265	161345	192061	224280	257890	289794	205163	236448
Дисконтированный поток денежных средств нарастающим итогом, в части передачи тепловой энергии	тыс. руб.	-15374	-74988	-123913	-214667	-764703	-1372013	-1510905	-1832980	-2226844	-2618339	-3056169	-3513266	-3926824	-4368252	-4953098	-5450824
NPV только по тепловой энергин	тыс. руб.	-5450824															
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-															
В целом по ЕТО																	
Капитальные затраты на инвестиции из тарифных источников финансирования, в прогнозных ценах	тыс. руб.	-181713	-169620	-150266	-220074	-607418	-704577	-182680	-369342	-447075	-450136	-497210	-519125	-478171	-505575	-500216	-529010
Капитальные затраты нарастающим итогом	тыс. руб.	-181713	-351332	-501598	-721672	-1329090	-2033667	-2216347	-2585689	-3032764	-3482900	-3980110	-4499235	-4977406	-5482981	-5983196	-6512206
Полезный отпуск	тыс. Гкал	384,83	374,88	381,45	389,48	395,65	398,98	389,62	398,66	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69	407,69
Ежегодное увеличение НБВ	тыс. руб.	0	18122	44059	83232	86058	137741	-425500	-504440	39353	44062	44074	45996	47486	45609	-72916	44127
Увеличение НБВ, нарастающим итогом	тыс. руб.	0	18122	62181	145413	231472	369213	-56287	-560727	-521373	-477311	-433237	-387242	-339755	-294146	-367063	-322935
Дисконтированный поток денежных средств нарастающим итогом, в целом по ЕТО	тыс. руб.	-181713	-333211	-439417	-576259	-1097619	-1664454	-2272634	-3146416	-3554137	-3960211	-4413347	-4886477	-5317161	-5777127	-6350259	-6835142
NPV только по тепловой энергии	тыс. руб.	-6835142															
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-															

Анализ представленных выше результатов показывает, что полные инвестиционные затраты теплоснабжающей организации при формировании выручки за отпущенную тепловую энергию на основании расчетных значений необходимой валовой выручки не окупаются на всем сроке реализации Схемы теплоснабжения. Причиной является следующее: основные затраты в составе полных затрат приходятся на реконструкцию и строительство тепловых сетей для повышения качества и надежности теплоснабжения потребителей – мероприятия, не имеющие существенного экономического эффекта. Данные мероприятия имеют «поддерживающую» направленность, т.е. предусмотрены с целью недопущения увеличения средневзвешенного срока службы тепловых сетей.

9.6 Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации

Сведения о фактических инвестициях в системы теплоснабжения за последние 5 лет отражены по информации теплоснабжающих организаций, а также по результатам отчетов об исполнении инвестиционных программ

Таблица 9.10 – Величина фактически осуществленных инвестиций, за последние 5 лет

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020
ЕТО №1 (АО «ДГК»)						
1.	Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности	$I_{j\text{план,ист}}$	млн. руб.	152,6	401,8	283,4
2.	Освоение инвестиций	$I_{j\text{факт,ист}}$	млн. руб.	165,6	238,8	92,1
3.	В процентах от плана	$I_{i,j\text{ист}}$	%	108,5	59,4	32,5
4.	Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети	$I_{i,j\text{план,тс}}$	млн. руб.	43,4	23,3	5,6
5.	Освоение инвестиций в тепловые сети	$I_{i,j\text{факт,тс}}$	млн. руб.	22,0	22,2	8,4
6.	План инвестиций на переход к закрытой системе теплоснабжения	$I_{i,j\text{план,пзс}}$	млн. руб.	0,0	0,0	0,0
7.	Всего накопленным итогом	$I_{i,j\text{план}}$	млн. руб.	0,0	0,0	0,0
8.	Освоение инвестиций в переход к закрытой схеме горячего водоснабжения	$I_{i,j\text{пзс}}$	%	0,0	0,0	0,0
9.	Всего плановая потребность в инвестициях	$I_{j\text{план}}$	млн. руб.	196,0	425,1	289,0
10.	Всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом	$I_{j\text{план}}$	млн. руб.	196,0	621,1	910,0
11.	Источники инвестиций			187,7	261,0	100,5
11.1.	Собственные средства	$I_{j\text{с.с}}$	млн. руб.	27,6	127,0	41,9
11.2.	Средства за счет присоединения потребителей	$I_{j\text{пр}}$	млн. руб.	0,0	0,0	0,0
11.3.	Средства бюджетов	$I_{j\text{бюдж}}$	млн. руб.	0,0	0,0	0,0
11.4.	Кредиты	$I_{j\text{кр}}$	млн. руб.	0,0	0,0	0,0
11.5.	Субсидирование за счет производства электроэнергии	$I_{j\text{эз}}$	млн. руб.	160,1	134,0	58,6

10 РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)

В соответствии с п. 19 Правил организации теплоснабжения, изменение границ зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации (разработке новой Схемы теплоснабжения).

При актуализации Схемы теплоснабжения на 2022 год, в части изменений функциональной структуры теплоснабжения необходимо отметить следующее:

1) В проект добавлена система теплоснабжения от котельной АО «Первая инвестиционная управляющая компания», регулируемая деятельность в сфере теплоснабжения осуществляется, но потребители категории «население» отсутствуют.

В проект добавлены 3 теплосетевые организации, действующие в контуре ЕТО №1 (СЦТ №001)».

10.1 Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)

Реестр существующих изолированных систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа, представлен в таблице ниже.

Таблица 10.1 - Утвержденные единые теплоснабжающие организации в системах теплоснабжения на территории городского округа (таблица П49.1 МУ)

№ системы теплоснабжения	Наименование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
ЕТО №1						
001	ТЭЦ	АО «ДГК»	источник, сети	1	АО «ДГК»	п. 11 Правил (владение в соответствующей зоне деятельности источником тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью)
		ООО «Энергия»	сети			
		АО «Артемовская экспедиция»	сети			
		ФГБУ «ЦЖКУ»	сети			
ЕТО №2						
002	№4	КГУП «ПТЭ»	источник, сети	2	КГУП «ПТЭ»	п. 11 Правил (владение в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью)
003	Амурская	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
004	№4/1	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
005	Школа №35	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
006	Подгородненка	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
007	Силинский	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
008	Школа №22	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
009	Молодежная	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
010	Угловая	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
011	Авиационная	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
012	МАЭ	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
013	АМК Баумана	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
014	АМК ПМК-57	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
015	АМК Металлобаза	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
016	АМК Школа №6	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
017	АМК Уткинская	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
018	АМК Общежитие	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
019	АМК Сахалинская	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
020	АМК сш.№20	КГУП «ПТЭ»	источник, сети			
ЕТО №3						
021	Котельная № 7	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	источник, сети	3	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	п. 11 Правил (владение в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью)
022	Котельная № 116	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	источник, сети			
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)						
023	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	источник, сети	4	АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	п. 11 Правил (владение в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью)

10.2 Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

В графическом виде зоны деятельности единых теплоснабжающих организаций представлены ниже на рисунке.

10.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией

10.3.1 Порядок определения ЕТО

Для присвоения организации статуса ЕТО на территории городского округа организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет" (далее - официальный сайт).

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с пунктами 7 - 10 Правил организации теплоснабжения.

Сбор заявок на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации не осуществляется:

- в случае размещения в установленном порядке органами, указанными в абзаце первом настоящего пункта, проекта актуализированной схемы теплоснабжения;
- в случае изменения границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации, не влекущих за собой возникновение новой зоны (новых зон) деятельности единой теплоснабжающей организации.

10.3.2 Критерии определения ЕТО

Согласно п. 7 Правил организации теплоснабжения устанавливаются следующие критерии определения ЕТО:

- Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны действия ЕТО;
- Размер собственного капитала;
- Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

10.3.3 Обязанности ЕТО

Обязанности ЕТО установлены Правилами организации теплоснабжения. В соответствии п. 12 данного постановления ЕТО обязана:

заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

➤ заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

➤ заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

10.3.4 Утвержденные решения о присвоении статуса ЕТО

Обоснование решений по присвоению статуса ЕТО на территории городского округа представлены в таблице ниже (таблица П49.3 МУ).

Таблица 10.2 - Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системах теплоснабжения на территории городского округа (таблица П49.3 МУ)

№ системы теплоснабжения	Наименование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Размер собственного капитала теплоснабжающей (теплосетевой) организации, тыс. руб.	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	Вид имущественного права	Емкость тепловых сетей, м³	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
ЕТО №1											
001	ТЭЦ	300	АО «ДГК»	23411568	источник, сети	собственность, хоз. ведение	15683,2	нет	1	АО «ДГК»	п. 11 Правил (владение в соответствующей зоне деятельности источником тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью)
		-	ООО «Энергия»	-18719	сети	собственность	23,9	нет			
		-	АО «Артемовская экспедиция»	26912	сети	собственность	8,0	нет			
		-	ФГБУ «ЦЖКУ»	не формируется	сети	собственность	3,3	нет			
ЕТО №2											
002	№4	2,72	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	6,35	нет	2	КГУП «ПТЭ»	п. 11 Правил (владение в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью)
003	Амурская	11,03	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	55,23				
004	№4/1	3,50	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	7,04				
005	Школа №35	1,98	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	0,89				
006	Подгородненка	1,21	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	8,53				
007	Силинский	2,58	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	13,37				
008	Школа №22	2,41	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	9,05				
009	Молодежная	1,98	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	7,81				
010	Угловая	8,75	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	27,82				
011	Авиационная	6,02	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	39,14				
012	МАЭ	3,76	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	42,54				
013	АМК Баумана	0,31	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	0,58				
014	АМК ПМК-57	0,31	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	3,34				
015	АМК Металлобаза	0,52	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	0,87				
016	АМК Школа №6	0,52	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	0,59				
017	АМК Уткинская	1,03	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	3,07				
018	АМК Общежитие	0,24	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	0,31				
019	АМК Сахалинская	0,07	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	хоз. ведение	0,24				
020	АМК сш.№20	0,26	КГУП «ПТЭ»	2422675	источник, сети	аренда	0,18				
ЕТО №3											
021	Котельная № 7	3,20	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	10	источник, сети	собственность	4,57	нет	3	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	п. 11 Правил (владение в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью)
022	Котельная № 116	5,60	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	10	источник, сети	собственность	3,25				
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)											
023	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	18,83	АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	-122765	источник, сети	собственность	1,28	нет	4	АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	п. 11 Правил (владение в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью)

10.4 Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности.

Перечень организаций, с зарегистрированными заявками на присвоение статуса ЕТО, с указанием зоны ее деятельности, представлен в таблице ниже.

В соответствии с пунктом 11 Правил организации теплоснабжения, в случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации в соответствующей зоне деятельности источника, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Таблица 10.3 - Действующие заявки теплоснабжающих организаций для присвоения статуса ЕТО

№ системы теплоснабжения	Наименование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Организация, подавшая заявку	Заявка
ЕТО №1			
001	ТЭЦ	-	-
ЕТО №2			
002	№4	-	-
003	Амурская		
004	№4/1		
005	Школа №35		
006	Подгородненка		
007	Силинский		
008	Школа №22		
009	Молодежная		
010	Угловая		
011	Авиационная		
012	МАЭ		
013	АМК Баумана		
014	АМК ПМК-57		
015	АМК Металлобаза		
016	АМК Школа №6		
017	АМК Уткинская		
018	АМК Общежитие		
019	АМК Сахалинская		
020	АМК сш.№20		
ЕТО №3			
021	Котельная № 7	-	отсутствует
022	Котельная № 116		
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)			
023	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	-	отсутствует

10.5 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения

Реестр существующих изолированных систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа, представлен в таблице ниже.

Таблица 10.4 - Реестр существующих изолированных систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа

№ системы теплоснабжения	Наименование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети	
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание
ЕТО №1						
001	ТЭЦ	ул. Каширская, 23	АО «ДГК»	АО «ДГК»	1) АО «ДГК», УМСААГО 2) ООО «Энергия» 3) АО «Артемовская экспедиция» 4) ФГБУ «ЦЖКУ»	1) АО «ДГК» 2) ООО «Энергия» 3) АО «Артемовская экспедиция» 4) ФГБУ «ЦЖКУ»
ЕТО №2						
002	№4	п. Угловое, ул. Берзарина, 9/1	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
003	Амурская	ул. Полевая, 20/1	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
004	№4/1	ул. Ангарская, 9	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
005	Школа №35	ул. Ремзаводская, 5	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
006	Подгородненка	ул. Есенина, 25/1	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
007	Силинский	п. Олений ориен. ул. Зоологическая, 12	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
008	Школа №22	пер. Русский, 1	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
009	Молодежная	ул. Достоевского, 48	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
010	Угловая	ул. Сахалинская, 11	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
011	Авиационная	р-н ул. Авиационная, 8	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
012	МАЭ	ул. Портовая, 41	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
013	АМК Баумана	в р-не ул.Баумана 3/1	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
014	АМК ПМК-57	ул. Виноградная, 3/1	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
015	АМК Металлобаза	р-н ул. Сапёрная, 4д	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
016	АМК Школа №6	ориентир ул. Серова, 16	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
017	АМК Уткинская	ул. Уткинская, 6	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
018	АМК Общежитие	ул. Рабочая 1-я, в районе д. 83/2	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
019	АМК Сахалинская	ориентир ул. Сахалинская, 52/1	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
020	АМК сш.№20	г.Артем, ул.Гагарина,135	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
ЕТО №3						
021	Котельная № 7	п. Угловое, в/ч 77994	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ
022	Котельная № 116	п. Угловое, в/ч 77994	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)						
023	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	-	АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	АО «Первая инвестиционная управляющая компания»

11 РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Схемой теплоснабжения не предусматривается перераспределение тепловой нагрузки между источниками теплоснабжения

Схема распределения нагрузок сохраняется.

12 РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

Согласно п. 6 ст. 15 «Закона о теплоснабжении» в случае выявления бесхозных тепловых сетей орган местного самоуправления городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных тепловых сетей.

Бесхозные недвижимые вещи принимаются на учет органом, осуществляющим государственную регистрацию прав на недвижимое имущество, по заявлению органа местного самоуправления, на территории которого они находятся, в порядке, определенном «Положением о принятии на учет бесхозных недвижимых вещей», утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 17 сентября 2003 г. № 580.

К заявлению должны быть приложены документы, подтверждающие, что объект не имеет собственника, а также документы, содержащие описание объекта недвижимого имущества. Также в заявлении указывается кадастровый (условный) номер объекта. Постановка на государственный кадастровый учет объекта недвижимости осуществляется на основании заявления о постановке на государственный кадастровый учет объекта недвижимости. Документами, подтверждающими, что объект недвижимого имущества не имеет собственника или его собственник не известен, в том числе являются выданные органами учета государственного и муниципального имущества документы о том, что данный объект недвижимого имущества не учтен в реестрах Федерального имущества.

В соответствии с Федеральным законом от 23.11.2009 г. № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», а также на основании ФЗ № 190 от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении», структурными подразделениями администрации города ведется работа по выявлению, постановке на учет и регистрации права муниципальной собственности на тепловые сети, не имеющие балансодержателя, никем не обслуживаемые на территории города.

Бесхозные тепловые сети на территории Артемовского городского округа отсутствуют.

13 СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ГОРОДСКОГО ОКРУГА, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

13.1 Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии

В настоящем разделе рассматривается синхронизация Актуализируемой схемы теплоснабжения и региональной программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Приморского края на 2020 - 2024 годы, утвержденную Постановлением Губернатора Приморского края от 10 января 2018 года г. №1-пг.

Мероприятия в части газификации Артемовского городского округа, предусмотренных настоящей актуализацией Схемы теплоснабжения и региональной программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Приморского края на 2020 - 2024 годы синхронизированы.

13.2 Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии

Проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии не выявлено.

13.3 Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

Предложения настоящей актуализации Схемы теплоснабжения для корректировки утвержденной программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Приморского края на 2020 - 2024 годы не предусмотрены.

13.4 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения

В связи с наличием на территории городского округа источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии необходимо провести анализ соответствия перспектив развития ТЭЦ действующим программам, регламентирующим развитие объектов электроэнергетики Приморского края:

- Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы;
- Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2021-2025 годы.

В таблице ниже представлен сравнительный анализ.

Таблица 13.1 – Соответствие мероприятий актуализированной Схемы теплоснабжения действующим программам развития электроэнергетики ЕЭС, Приморского края и базовой версии Схемы теплоснабжения

Генерирующий объект	Актуализация Схемы теплоснабжения на 2019 г.	Актуализация Схемы теплоснабжения на 2022 г.	СиПР ЕЭС на 2020 - 2026 годы	СиПР ЕЭС на 2021 - 2027 годы	СиПР ЭПК на 2020-2024 гг.	СиПР ЭПК на 2021- 2025 гг.	Предложения по доработке базовой версии	Корректировка мероприятий при актуализации на 2024 г.
Вводы генерирующих мощностей								
ТЭЦ	Вводы мощности не предусмотрены	Вводы мощности не предусмотрены	Вводы мощности не предусмотрены	Вводы мощности не предусмотрены	Вводы мощности не предусмотрены	Вводы мощности не предусмотрены	Без замечаний	-
ТЭЦ-2	Окончательный вариант развития не был определен	2026 1 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) 2 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) 3 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) 4 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) Итого: 440 МВт	2026 1 Т-140-130 (уголь / мазут) 2 Т-140-130 (уголь / мазут) 3 Т-140-130 (уголь / мазут) Итого: 420 МВт	2026 1 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) 2 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) 3 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) 4 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) Итого: 440 МВт	2026 1 Т-140-130 (уголь / мазут) 2 Т-140-130 (уголь / мазут) 3 Т-140-130 (уголь / мазут) Итого: 420 МВт	2026 1 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) 2 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) 3 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) 4 ГТУ 6F.03 + Т-30 (газ) Итого: 440 МВт	Без замечаний	Синхронизировано с последней версией СиПР
Демонтаж генерирующих мощностей								
ТЭЦ	Окончательный вариант развития не был определен, ввиду чего вывод ТЭЦ из эксплуатации не указывался	2027 1 КТ-115-8,8-2 2 КТ-115-8,8-2 3 К-100-90-6 4 К-100-90-6 Итого: 400 МВт	Демонтаж мощностей не предусмотрен	2027 1 КТ-115-8,8-2 2 КТ-115-8,8-2 3 К-100-90-6 4 К-100-90-6 Итого: 400 МВт	Демонтаж мощностей не предусмотрен	2027 1 КТ-115-8,8-2 2 КТ-115-8,8-2 3 К-100-90-6 4 К-100-90-6 Итого: 400 МВт	Без замечаний	Синхронизировано с последней версией СиПР
ТЭЦ-2	Не предусматривается	Демонтаж мощностей не предусмотрен	Демонтаж мощностей не предусмотрен	Демонтаж мощностей не предусмотрен	Демонтаж мощностей не предусмотрен	Демонтаж мощностей не предусмотрен	Без замечаний	-
Модернизация генерирующих мощностей								
ТЭЦ	Модернизация не предусмотрена	Модернизация не предусмотрена	Модернизация не предусмотрена	Модернизация не предусмотрена	Модернизация не предусмотрена	Модернизация не предусмотрена	Без замечаний	-
ТЭЦ-2	Модернизация не предусмотрена	Модернизация не предусмотрена	Модернизация не предусмотрена	Модернизация не предусмотрена	Модернизация не предусмотрена	Модернизация не предусмотрена	Без замечаний	-

13.5 Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии

Проектом Схемы теплоснабжения предусматривается замещение мощности существующей ТЭЦ, путем строительства новой ТЭЦ-2. Решение закреплено Распоряжением Правительства РФ от 15.07.2019 г. №1544-р – утвержден перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка электрической энергии и мощности.

Местоположение теплоисточника представлено в Главе 8. Предполагаемый состав оборудования ТЭЦ представлен ниже, согласно Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 гг. (далее по тексту – СиПР ЕЭС РФ 2021-2027 гг.).

13.6 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения Артемовского городского округа, утвержденной единой схемы водоснабжения и водоотведения Приморского края) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения

Проектом новой Схемы теплоснабжения решения, оказывающие ключевое влияние на развитие систем водоснабжения и водоотведения городского округа, не предусматриваются.

13.7 Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, единой схемы водоснабжения и водоотведения Республики Крым для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

Предложения по корректировке утвержденной Схемы водоснабжения не предусматриваются, ввиду отсутствия проектов Схемы теплоснабжения, оказывающих ключевое влияние на развитие систем водоснабжения и водоотведения городского округа.

14 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

К индикаторам, характеризующим развитие существующей системы теплоснабжения, должны относиться:

индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения, с учетом перспективного изменения этой зоны за счет ее расширения (сокращения);

индикаторы, характеризующие функционирование источников тепловой энергии в изолированной системе теплоснабжения;

индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям изолированной системы теплоснабжения;

индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития изолированных систем теплоснабжения.

К индикаторам, характеризующим развитие существующих систем теплоснабжения, входящих в зону деятельности ЕТО, должны относиться:

индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне деятельности ЕТО, с учетом перспективного изменения этой зоны за счет ее расширения (сокращения);

индикаторы, характеризующие функционирование источников тепловой энергии ЕТО в системах теплоснабжения;

индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей ЕТО;

индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов ЕТО в части развития систем теплоснабжения.

К индикаторам, характеризующим развитие системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, должны относиться:

индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в поселении, городском округе, городе федерального значения;

индикаторы, характеризующие функционирование источников тепловой энергии в поселениях, городских округах, городах федерального значения;

индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей в поселении, городском округе, городе федерального значения;

индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов ЕТО в части развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

К индикаторам, характеризующим динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения, с учетом перспективного изменения этой зоны, за счет ее расширения (сокращения) по годам расчетного периода схемы теплоснабжения должны относиться:

общая отапливаемая площадь жилых зданий;

общая отапливаемая площадь общественно-деловых зданий;

тепловая нагрузка всего, в том числе:

в жилищном фонде, в том числе, для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;

в общественно-деловом фонде, в том числе, для целей отопления и вентиляции; для целей горячего водоснабжения.

расход тепловой энергии, всего, в том числе:

в жилищном фонде для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;

в общественно-деловом фонде, в том числе для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;

удельная тепловая нагрузка в жилищном фонде;

удельное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;

градус-сутки отопительного периода;

удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;

удельная тепловая нагрузка в общественно-деловом фонде;

удельное приведенное потребление тепловой энергии в общественно-деловом фонде;

средняя плотность тепловой нагрузки;

средняя плотность расхода тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;

средняя тепловая нагрузка на отопление на одного жителя;

средний расход тепловой энергии на отопление на одного жителя.

К индикаторам, характеризующим функционирование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе источника (источников) комбинированной выработки, по годам расчетного периода схемы теплоснабжения должны относиться:

установленная электрическая мощность источника комбинированной выработки;

установленная тепловая мощность источника комбинированной выработки, в том числе, базовая (турбоагрегатов) и пиковая;

присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах;

доля резерва тепловой мощности источника комбинированной выработки;

отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе из отборов турбоагрегатов;

доля тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов к общему количеству тепловой энергии отпущенной с коллекторов источника комбинированной выработки;

удельный расход условного топлива на электрическую энергию, отпущенную с шин источника комбинированной выработки;

удельный расход условного топлива на электрическую энергию, выработанную на базе теплового потребления;

коэффициент полезного использования теплоты топлива на источнике комбинированной выработки;

число часов использования установленной тепловой мощности источника комбинированной выработки;

число часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов источника комбинированной выработки;

удельная установленная тепловая мощность источника комбинированной выработки на одного жителя;

частота отказов с прекращением подачи тепловой энергии от источника комбинированной выработки;

относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс турбоагрегатов.

К индикаторам, характеризующим функционирование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе котельной (котельных), должны относиться:

установленная тепловая мощность котельной;

присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах;

доля резерва тепловой мощности котельной;

отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе на цели отопления и вентиляции, на цели горячего водоснабжения;

удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной;

коэффициент полезного использования теплоты топлива;

число часов использования установленной тепловой мощности;

удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя;

частота отказов с прекращением подачи тепловой энергии от котельной;

относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной;

доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с установленной тепловой мощностью меньше, либо равной 10 Гкал/ч;

доля котельных, оборудованных приборами учета.

К индикаторам, характеризующим динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям системы теплоснабжения, по годам расчетного периода схемы теплоснабжения должны относиться:

протяженность тепловых сетей, в том числе, магистральных и распределительных;

материальная характеристика тепловых сетей, в том числе магистральных и распределительных;

средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей, в том числе магистральных и распределительных;

удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, теплопотребляющая установка которого подключена к системе теплоснабжения;

присоединенная тепловая нагрузка;

относительная материальная характеристика;

нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях магистральных, распределительных;

относительные нормативные потери в тепловых сетях;

линейная плотность передачи тепловой энергии по тепловым сетям;

количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению подачи тепловой энергии потребителям;

удельная повреждаемость тепловых сетей магистральных, распределительных;

тепловая нагрузка потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения));

доля потребителей, присоединенных по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения);

расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепловой энергии в тепловые сети);

фактический расход теплоносителя;

удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде;

нормативная подпитка тепловой сети;

фактическая подпитка тепловой сети;

расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя;

удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии.

К индикаторам, характеризующим реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения по годам расчетного периода схемы теплоснабжения, должны относиться:

плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии;

освоение инвестиций, в процентах от плана;

плановая потребность в инвестициях в тепловые сети;

освоение инвестиций в тепловые сети, в процентах от плана;

план инвестиций на переход к закрытой системе горячего водоснабжения;

всего инвестиций накопленным итогом;

освоение инвестиций в переход к закрытой системе горячего водоснабжения;

всего плановая потребность в инвестициях;

всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом;

источники инвестиций, в том числе собственные средства; средства за счет присоединения потребителей; средства бюджетов бюджетной системы Российской Федерации;

тариф на производство тепловой энергии;

тариф на передачу тепловой энергии;

тариф на теплоноситель;

конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС);

тариф на горячую воду в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения);

индикатор изменения конечного тарифа на тепловую энергию для потребителя.

Вышеприведенные показатели, в разрезе каждой системы теплоснабжения представлены в Главе 13. В таблицах ниже представлены значения в целом по городскому округу.

Таблица 14.1 – Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность в целом по городскому округу (таблица П48.1 МУ)

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	2036
1.	Общая отопливаемая площадь жилых зданий, в том числе:	$F_j^{жф}$	тыс. м²			2568	2613	2666	2698	2730	2792	2792	3023	3023
2.	Общая отопливаемая площадь общественно-деловых зданий	$F_j^{одф}$	тыс. м²			311	320	725	729	735	735	735	735	735
3.	Тепловая нагрузка всего, в том числе:	$Q_j^{р.сумм}$	Гкал/ч			162	168	187	189	191	192	192	202	202
3.1.	в жилищном фонде, в том числе:	$Q_j^{р.жф}$	Гкал/ч			70	71	75	76	77	78	78	87	87
3.1.1	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{о.р.жф}$	Гкал/ч			67	68	72	72	73	74	74	81	81
3.1.2	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{р.гвс.жф}$	Гкал/ч			3	3	3	3	4	4	4	6	6
3.2.	в общественно-деловом фонде в том числе:	$Q_j^{р.одф}$	Гкал/ч			92	96	112	112	114	114	114	114	114
3.2.1	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{р.о.одф}$	Гкал/ч			90	93	108	108	110	110	110	110	110
3.2.2	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{р.гвс.одф}$	Гкал/ч			3	3	4	4	4	4	4	4	4
4.	Расход тепловой энергии, всего, в том числе:	$Q_j^{сумм}$	тыс. Гкал			401	445	436	443	451	458	461	470	470
4.1.	в жилищном фонде	$Q_j^{жф}$	тыс. Гкал			293	307	305	308	311	318	318	308	308
4.1.1	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{о.жф}$	тыс. Гкал			287	299	297	300	303	308	308	301	301
4.1.2	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{гвс.жф}$	тыс. Гкал			6	8	8	8	9	9	9	7	7
4.2.	в общественно-деловом фонде в том числе:	$Q_j^{одф}$	тыс. Гкал			107	139	131	135	140	140	143	161	161
4.2.1	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{о.одф}$	тыс. Гкал			108	140	132	136	141	141	144	162	162
4.2.2	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{гвс.одф}$	тыс. Гкал			-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
5.	Удельная тепловая нагрузка в жилищном фонде	$q_j^{р.жф}$	Гкал/ч/м²			0,0000271	0,0000272	0,0000281	0,0000281	0,0000281	0,0000280	0,0000280	0,0000289	0,0000289
6.	Удельное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	$q_j^{о.жф}$	Гкал/м²/год			0,112	0,114	0,111	0,111	0,111	0,110	0,110	0,100	0,100
7.	Градус-сутки отопительного периода	ГСОП	°С х сут.			5194	4438	4438	4438	4438	4438	4438	4438	4438
8.	Удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	$\bar{q}_j^{о.жф}$	Гкал/м²(°С х сут.)			0,0000215	0,0000258	0,0000251	0,0000251	0,0000250	0,0000249	0,0000249	0,0000225	0,0000225
9.	Удельная тепловая нагрузка в общественно-деловом фонде	$q_j^{р.ов.одф}$	Гкал/ч/м²			0,0002970	0,0003004	0,0001538	0,0001537	0,0001544	0,0001544	0,0001544	0,0001544	0,0001544
10.	Удельное приведенное потребление тепловой энергии в общественно-деловом фонде	$\bar{q}_j^{р.ов.одф}$	Гкал/м²/(°С х сут)			0,0000664	0,0000976	0,0000407	0,0000417	0,0000429	0,0000429	0,0000439	0,0000495	0,0000495
11.	Средняя плотность тепловой нагрузки	ρ_j	Гкал/ч/га			0,1665	0,1721	0,1880	0,1893	0,1917	0,1931	0,1931	0,1987	0,1987
12.	Средняя плотность расхода тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	$\rho_{jA+1}^{о.жф}$	Гкал/га			0,2948	0,3069	0,2982	0,3013	0,3039	0,3095	0,3095	0,2968	0,2968
13.	Средняя тепловая нагрузка на отопление на одного жителя	$\rho_{jA+1}^{р.о.жф}$	Гкал/ч/чел.			0,00144	0,00147	0,00154	0,00155	0,00157	0,00160	0,00160	0,00174	0,00174
14.	Средний расход тепловой энергии на отопление на одного жителя	$\rho_{jA+1}^{о.жф}$	Гкал/чел/год			6,301	6,588	6,542	6,615	6,687	6,819	6,819	6,617	6,616

Таблица 14.2 – Индикаторы, характеризующие источники комбинированной выработки ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО №1 (таблица П48.2 МУ)

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1.	Установленная электрическая мощность ТЭЦ	$W_j^{тэц}$	МВт	400	400	400	400	400	400	400	400	840	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в том числе:	$Q_j^{тэц}$	Гкал/ч	297	300	300	300	300	300	300	300	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448
2.1.	базовая (турбоагрегатов)	$Q_j^{та,тэц}$	Гкал/ч	297	300	300	300	300	300	300	300	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448
2.2.	пиковая	$Q_j^{п.тэц}$	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	$Q_j^{р.тэц}$	Гкал/ч	286	217	232	240	269	271	274	276	256	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
5.	Доля резерва тепловой мощности ТЭЦ	$R_{общj}$	%	4%	28%	23%	20%	10%	10%	9%	8%	43%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
6.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе:	$Q_j^{год.тэц}$	тыс. Гкал	649,445	516,719	576,43	586,363	594,32	573,821	585,703	592,696	600,196	604,439	608,406	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091	634,091
6.1.	из отборов турбоагрегатов	$Q_j^{год.та.тэц}$	тыс. Гкал	612	478	560	571	578	574	586	596	601	587	601	614	614	614	614	614	614	614	614
7	Доля тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов к общему количеству тепловой энергии отпущенной с коллекторов ТЭЦ	$\alpha_j^{год.тэц}$	б/р	94%	92%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
8.	Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную с шин ТЭЦ	$b_j^{э.тэц}$	г/кВт·ч	441,00	442,00	440,60	442,50	444,80	443,1	443,0	442,9	442,8	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9	219,9
9.	Удельный расход условного топлива на электроэнергию,	$b_j^{эт.тэц}$	г/кВт·ч	392,1	394,3	390,8	393,0	393,1	393,0	392,9	392,8	392,8	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3	200,3

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	выработанную на базе теплового потребления																					
10.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива на ТЭЦ	КИТТ	%	40%	37%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	71%	71%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%
11.	Число часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ	ЧЧИТМ	час/год	2187	1722	1921	1966	1936	1970	2011	2043	1379	1347	1378	1409	1409	1409	1409	1409	1409	1409	1409
12.	Число часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов ТЭЦ	ЧЧИТМ	час/год	2290	1805	2103	2153	2119	2157	2204	2239	1512	1476	1511	1546	1546	1546	1546	1546	1546	1546	1546
13.	Удельная установленная тепловая мощность ТЭЦ на одного жителя	$w_j^{ТЭЦ}$	МВт/тыс. чел.	8,483	8,632	8,696	8,694	8,692	8,690	8,687	8,685	12,967	12,964	12,961	12,957	12,954	12,951	12,948	12,945	12,942	12,938	12,935
14.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	$\lambda_j^{ТЭЦ}$	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс турбоагрегатов	r_j	час	0	0	0	0	0	0	0	0	220000	218653	217275	215865	214456	213047	211638	210229	208819	207410	206001

Таблица 14.3 – Индикаторы, характеризующие функционирование котельных в целом по городскому округу (таблица П48.3 МУ)

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1.	Установленная тепловая мощность котельной:	$Q_{ij}^{кот}$	Гкал/ч	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	$Q_{ij}^{р.от}$	Гкал/ч	26	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	$R_{i,j}$	%	67%	67%	67%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	$Q_{ij}^{год,кот}$	тыс. Гкал	67	69	69	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
5.	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	$b_{ij}^{кот}$	кг/Гкал	198,8	193,6	190,8	190,1	188,6	188,6	184,8	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	КИТТ	%	71,9%	73,8%	74,9%	75,2%	75,7%	75,7%	77,3%	77,6%	77,6%	77,6%	77,6%	77,6%	77,6%	77,6%	77,6%	77,6%	77,6%
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	ЧЧИТМ	час/год	834	863	863	874	881	881	881	881	881	881	881	881	881	881	881	881	881
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	$q_j^{кот}$	МВт/тыс. чел	14,528	14,547	14,567	14,587	14,606	14,626	14,646	14,666	14,686	14,706	14,726	14,746	14,766	14,786	14,807	14,827	14,847
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	$\lambda_j^{кот}$	1/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	r_j	час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	α_j	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	u_j	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Таблица 14.4 – Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения, по годам расчетного периода схемы теплоснабжения (таблица П48.5 МУ)

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ЕТО №1 (АО «ДГК»)																						
1.	Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности	$I_j^{план,ист}$	млн. руб.	152,6	401,8	283,4	338,0	143,3	129,7	150,6	61083,1	63567,3	19,7	19,7	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
2.	Освоение инвестиций	$I_j^{факт,ист}$	млн. руб.	165,6	238,8	92,1	338,0	143,3	129,7	150,6	61083,1	63567,3	19,7	19,7	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
3.	В процентах от плана	$I_{i,j}^{ист}$	%	108,5	59,4	32,5	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
4.	Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети	$I_{i,j}^{план,тс}$	млн. руб.	43,4	23,3	5,6	151,2	525,3	301,1	176,4	589,2	633,0	320,0	340,7	420,6	422,6	468,5	489,3	447,2	473,3	500,2	529,0
5.	Освоение инвестиций в тепловые сети	$I_{i,j}^{факт,тс}$	млн. руб.	22,0	22,2	8,4	151,2	525,3	301,1	176,4	589,2	633,0	320,0	340,7	420,6	422,6	468,5	489,3	447,2	473,3	500,2	529,0
6.	План инвестиций на переход к закрытой системе теплоснабжения	$I_{i,j}^{план,пзс}$	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
7.	Всего накопленным итогом	I _{ij} ^{план}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8.	Освоение инвестиций в переход к закрытой схеме горячего водоснабжения	I _{ij} ^{пзс}	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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.	Всего плановая потребность в инвестициях	I _j ^{план}	млн. руб.	196,0	425,1	289,0	489,3	668,6	430,9	327,0	61672,3	64200,3	339,7	360,5	438,1	440,1	486,1	506,9	464,7	490,9	517,8	546,6
10.	Всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом	I _j ^{план}	млн. руб.	196,0	621,1	910,0	1399,3	2067,9	2498,8	2825,7	64498,1	128698,4	129038,1	129398,5	129836,7	130276,8	130762,9	131269,8	131734,6	132225,5	132743,3	133289,8
11.	Источники инвестиций			187,7	261,0	100,5	489,3	668,6	430,9	327,0	61672,3	64200,3	339,7	360,5	438,1	440,1	486,1	506,9	464,7	490,9	517,8	546,6
11.1.	Собственные средства	I _j ^{с.с}	млн. руб.	27,6	127,0	41,9	173,6	97,7	84,4	140,4	579,9	638,6	174,9	360,5	438,1	440,1	486,1	506,9	464,7	490,9	517,8	546,6
11.2.	Средства за счет присоединения потребителей	I _j ^{пр}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	135,9	455,6	241,4	64,5	26,4	11,9	164,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3.	Средства бюджетов	I _j ^{бюдж}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.4.	Кредиты	I _j ^{кр}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.5.	Субсидирование за счет производства электроэнергии	I _j ^{ээ}	млн. руб.	160,1	134,0	58,6	179,8	115,3	105,1	122,1	61066,0	63549,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.	Тариф на производство тепловой энергии	T _j ^{произв}	руб./Гкал	-	-	923,59	975,83	1004,70	1030,25	1070,53	1113,67	1246,85	394,79	396,02	397,46	407,93	418,73	429,87	440,82	451,70	459,48	472,15
13.	Тариф на передачу тепловой энергии	T _j ^{пер}	руб./Гкал	-	-	885,55	911,12	962,28	974,18	1008,45	1024,88	1050,76	1117,80	1139,27	1179,54	1255,77	1331,11	1410,14	1492,58	1570,83	1363,25	1439,98
14.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС)	T _j ^{кон}	руб./Гкал	-	-	1809,15	1886,95	1966,98	2004,43	2078,98	2138,55	2297,61	1512,59	1535,30	1576,99	1663,70	1749,84	1840,01	1933,40	2022,53	1822,73	1912,13
15.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (с НДС)	T _j ^{кон.с.ндс}	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16.	Индикатор изменения конечного тарифа для потребителя	ИРТ	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЕТО №2 (КГУП «ПТЭ»)																						
1.	Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности	I _j ^{план,ист}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	62,3	52,9	59,3	2,1	44,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.	Освоение инвестиций	I _j ^{факт,ист}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	62,3	52,9	59,3	2,1	44,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.	В процентах от плана	I _{ij} ^{ист}	%	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети	I _{ij} ^{план,тс}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	2,8	5,4	0,5	6,6	0,0	0,0	0,0	1,4	23,3	46,4	25,2	109,7	32,5	32,3	51,0	66,9
5.	Освоение инвестиций в тепловые сети	I _{ij} ^{факт,тс}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	2,8	5,4	0,5	6,6	0,0	0,0	0,0	1,4	23,3	46,4	25,2	109,7	32,5	32,3	51,0	66,9
6.	План инвестиций на переход к закрытой системе теплоснабжения	I _{ij} ^{план,пзс}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7.	Всего накопленным итогом	I _{ij} ^{план}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8.	Освоение инвестиций в переход к закрытой схеме горячего водоснабжения	I _{ij} ^{пзс}	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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.	Всего плановая потребность в инвестициях	I _j ^{план}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	2,8	67,7	53,4	65,9	2,1	44,8	0,0	1,4	23,3	46,4	25,2	109,7	32,5	32,3	51,0	66,9
10.	Всего плановая потребность в	I _j ^{план}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	2,8	70,5	123,9	189,8	191,9	236,7	236,7	238,1	261,4	307,8	333,0	442,7	475,2	507,5	558,5	625,4

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	инвестициях накопленным итогом																					
11.	Источники инвестиций			0,0	0,0	0,0	2,8	67,7	53,4	65,9	2,1	44,8	0,0	1,4	23,3	46,4	25,2	109,7	32,5	32,3	51,0	66,9
11.1.	Собственные средства	I _{с.с}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	62,3	52,9	59,3	2,1	44,8	0,0	1,4	23,3	46,4	25,2	109,7	32,5	32,3	51,0	66,9
11.2.	Средства за счет присоединения потребителей	I _п ^{пр}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	2,8	5,4	0,5	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11.3.	Средства бюджетов	I _{бюдж}	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.	Тариф на производство тепловой энергии	T _{произв}	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.	Тариф на передачу тепловой энергии	T _{пер}	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС)	T _{кон}	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (с НДС)	T _{кон.с.ндс}	руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16.	Индикатор изменения конечного тарифа для потребителя	ИРТ	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

15 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

Результаты расчета ценовых последствий как в разрезе ЕТО, так и в разрезе каждой системы теплоснабжения представлены в Главе 14.

При актуализации Схемы теплоснабжения детально уточнены ценовые последствия для потребителей. Ниже представлена оценка ценовых последствий по ЕТО №1.

Ценовые последствия по ЕТО №2 и 3 не составлены по причине необходимости учета всех прогнозных показателей деятельности РСО и предлагаемых инвестиционных проектов для всех муниципальных образований, в границах которых осуществляется теплоснабжения по регулируемому виду деятельности для данных организаций.

По ЕТО №4 проекты строительства, реконструкции, модернизации или технического перевооружения не включены в Схему теплоснабжения, ввиду чего, прогнозная цена на тепловую энергию будет укладываться в рамки максимально допустимого роста тарифов, в соответствии с прогнозами МЭР.

Цена для конечного потребителя, руб./Гкал

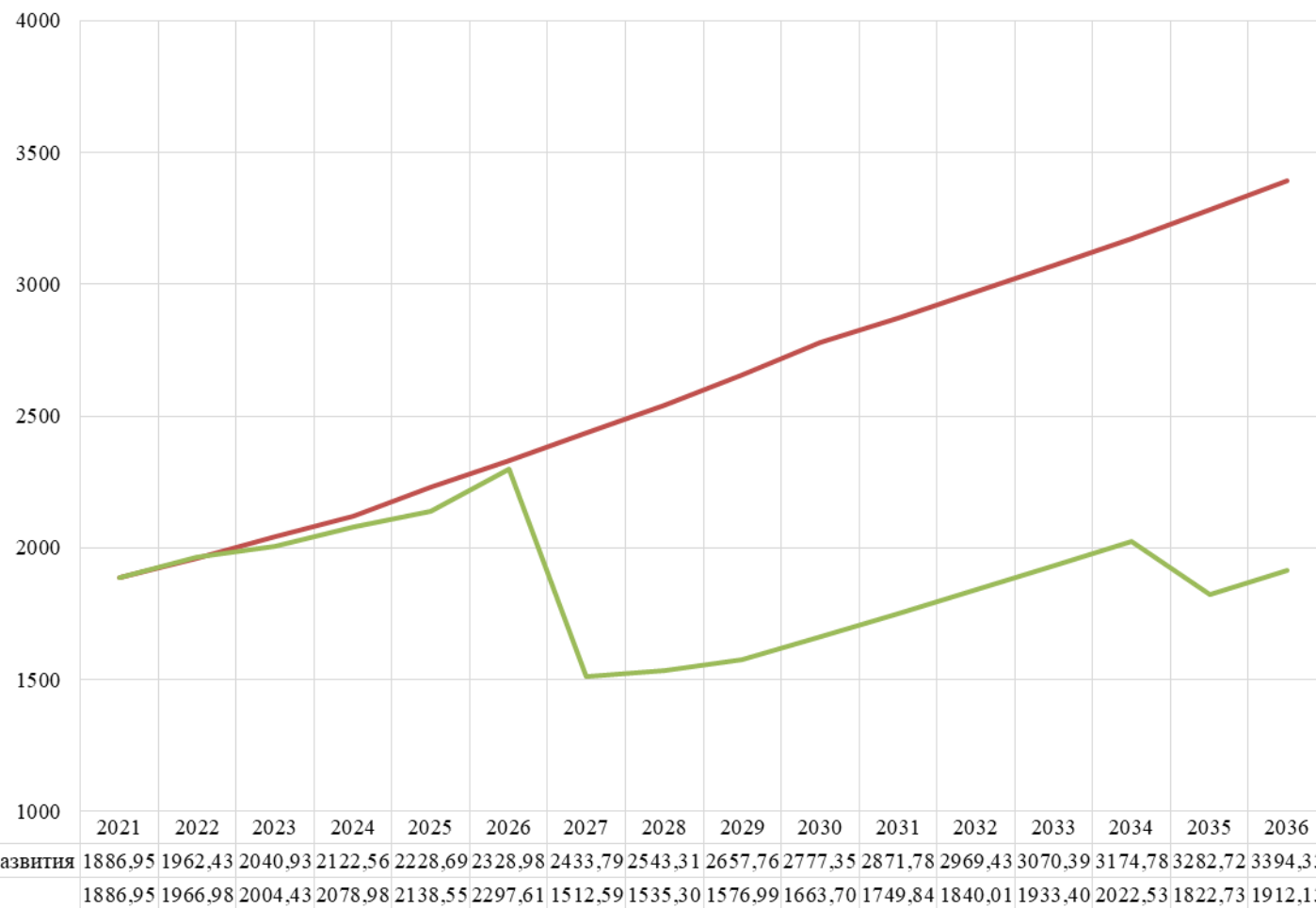


Рисунок 15.1 – Ценовые последствия для потребителей ЕТО-1

Цена на тепловую энергию для конечных потребителей для ЕТО №1 в целом укладывается в максимально допустимый рост, установленный МЭР, что свидетельствует о целесообразности реализации мероприятий. После 2027 года будет прогнозный эффект от снижения потребления условного топлива, в связи со строительством ТЭЦ-2 на газе, а не на угле.