



**АРТЕМОВСКИЙ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ  
ПРИМОРСКИЙ КРАЙ**

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ АРТЕМОВСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА  
НА ПЕРИОД С 2021 ДО 2036 ГОДА**

**(актуализация на 2022 год)**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**ГЛАВА 1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И  
ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

**ТОМ 1**

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,  
2021 г.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ	5
ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ	6
1. Функциональная структура теплоснабжения	8
1.1. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	8
1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации	8
1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО	12
1.4. Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО	15
1.5. Зоны действия производственных котельных	15
1.6. Зоны действия индивидуального теплоснабжения	15
2. Источники тепловой энергии	16
2.1. Источники комбинированной выработки	16
2.1.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	16
2.1.2. Структура и технические характеристики основного оборудования	16
2.1.3. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	18
2.1.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности	18
2.1.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто»	18
2.1.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	19
2.1.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	21
2.1.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	25
2.1.9. Среднегодовая загрузка оборудования	29
2.1.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	29
2.1.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	29
2.1.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	30
2.1.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	30
2.2. Котельные	31

2.2.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	31
2.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования	32
2.2.3. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	36
2.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности;	37
2.2.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто	37
2.2.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	39
2.2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	39
2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования	39
2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	40
2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	40
2.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	41
2.2.12. Проектный и установленный режим котельных	41
3. Тепловые сети, сооружения на них	43
3.1 Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	43
3.2 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения	43
3.3 Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	45
3.4 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки	47
3.5 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	54
3.6 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	54
3.7 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	55
3.8 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	60
3.9 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	62
3.10 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2016-2020 гг.	64
3.11 Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2016-2020 гг.	64
3.12 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	64

3.12.1	Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории Артемовского ГО	65
3.12.2	Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями Артемовского ГО	65
3.13	Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	66
3.14	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	71
3.15	Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	72
3.16	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	74
3.17	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	74
3.18	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	76
3.19	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	76
3.20	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	77
3.21	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	77
3.22	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	77
3.23	Данные энергетических характеристик тепловых сетей	79
4.	Зоны действия источников тепловой энергии	81
4.1	Описание изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	81
4.1	Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	89
5.	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	90
5.1	Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	90
5.2	Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	92
5.3	Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	96
5.4	Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	103
5.5	Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	103

5.6	Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	105
5.7	Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	106

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

<i>Рисунок 1.1 – Зоны деятельности единой теплоснабжающей организации: адресная привязка на карте муниципального образования и зоны действия источников тепловой энергии (рисунок П1.1 МУ).....</i>	<i>11</i>
<i>Рисунок 1-2 – Функциональная структура теплоснабжения города (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями).....</i>	<i>14</i>
<i>Рисунок 2.1 - Принципиальная схема отпуска тепловой энергии ТЭЦ.....</i>	<i>24</i>
<i>Рисунок 2.2 – Температурный график ТПУ-1 .....</i>	<i>26</i>
<i>Рисунок 2.3 – Температурный график ТПУ-2 .....</i>	<i>27</i>
<i>Рисунок 2.4 – Температурный график ТПУ-3 .....</i>	<i>28</i>
<i>Рисунок 3.1 – Схема расположения источников тепловой энергии и тепловых сетей Артемовского городского округа.....</i>	<i>46</i>
<i>Рисунок 3.2 – Температурный график ТПУ-1 .....</i>	<i>57</i>
<i>Рисунок 3.3 – Температурный график ТПУ-2 .....</i>	<i>58</i>
<i>Рисунок 3.4 – Температурный график ТПУ-3 .....</i>	<i>59</i>
<i>Рисунок 3.5 – Сравнение фактического и утвержденного температурного графика по Артемовской ТЭЦ (ТПУ-1) .....</i>	<i>61</i>
<i>Рисунок 3.6 – Сравнение фактического и утвержденного температурного графика по Артемовской ТЭЦ (ТПУ-2) .....</i>	<i>61</i>
<i>Рисунок 3.7 – Сравнение фактического и утвержденного температурного графика по Артемовской ТЭЦ (ТПУ-3) .....</i>	<i>62</i>
<i>Рисунок 3.8 – Схема формирования плана проектирования и переключений .....</i>	<i>66</i>
<i>Рисунок 3.9 – Схема подключения потребителей к двухтрубной тепловой сети (при наличии внутридомовой системы отопления) абоненты, подключенные к сети через ЦТП .....</i>	<i>74</i>
<i>Рисунок 3.10 – Схема подключения потребителей к двухтрубной тепловой сети абоненты, подключенные через элеваторные узлы.....</i>	<i>75</i>
<i>Рисунок 3.11 – Схема подключения потребителей к двухтрубной тепловой сети абоненты, подключенные через ИТП.....</i>	<i>75</i>
<i>Рисунок 4-1 – Зоны действия существующих источников Котельная №4, Котельная Сш №35, Котельная №4/1 .</i>	<i>81</i>
<i>Рисунок 4-2 – Зоны действия источника кот. Подгородненка .....</i>	<i>81</i>
<i>Рисунок 4-3 – Зоны действия существующих источников кот. Металлобаза .....</i>	<i>82</i>
<i>Рисунок 4-4 – Зоны действия источника кот. Молодежная.....</i>	<i>82</i>
<i>Рисунок 4-5 – Зоны действия существующих источников кот. Общежитие .....</i>	<i>83</i>
<i>Рисунок 4-6 – Зоны действия существующих источников кот. ПМК-57 .....</i>	<i>83</i>
<i>Рисунок 4-7 – Зоны действия источника кот. Сахалинская .....</i>	<i>84</i>
<i>Рисунок 4-8 – Зоны действия источника кот. Сш №6.....</i>	<i>84</i>
<i>Рисунок 4-9 – Зоны действия источника кот. Сш №22.....</i>	<i>85</i>
<i>Рисунок 4-10 – Зоны действия источника кот. Угловая .....</i>	<i>85</i>
<i>Рисунок 4-11 – Зоны действия источника кот. Амурская.....</i>	<i>86</i>
<i>Рисунок 4-12 – Зоны действия источника кот. Баумана .....</i>	<i>86</i>
<i>Рисунок 4-13 – Зоны действия источника кот. Силинский.....</i>	<i>87</i>
<i>Рисунок 4-14 – Зоны действия источника кот. Авиационная .....</i>	<i>87</i>
<i>Рисунок 4-15 – Зоны действия источника кот. МАЭ.....</i>	<i>88</i>
<i>Рисунок 4-16 – Зоны действия источника АТЭЦ.....</i>	<i>88</i>
<i>Рисунок 5.1 – Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием планировочных элементов (рисунок П26.1 МУ) .....</i>	<i>93</i>
<i>Рисунок 2 – Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием кадастровых элементов (рисунок П25.1 МУ) .....</i>	<i>94</i>
<i>Рисунок 5.3 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах ТЭЦ за 2020 год .....</i>	<i>98</i>

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	10
Таблица 1.2 - Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории города, по состоянию на 01.01.2021 г. ....	12
Таблица 2.1 - Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов ТЭЦ (таблица П2.1 МУ) .....	17
Таблица 2.2 - Технические характеристики энергетических котлоагрегатов ТЭЦ (таблица П2.2 МУ) .....	17
Таблица 2.3 - Технические характеристики РОУ ТЭЦ (таблица П2.4 МУ) .....	17
Таблица 2.4 - Установленная и располагаемая тепловая мощность ТЭЦ (таблица П3.1 МУ).....	18
Таблица 2.5 - Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» ТЭЦ (таблица П3.2 МУ).....	19
Таблица 2.6 - Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов ТЭЦ за базовый период актуализации (таблица П4.1 МУ) .....	20
Таблица 2.7 - Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин ТЭЦ за базовый период актуализации (таблица П4.2 МУ) .....	20
Таблица 2.8 - Характеристики теплообменников теплофикационных установок ТЭЦ (ТПУ-1) за базовый период актуализации (таблица П5.2 МУ) .....	21
Таблица 2.9 - Характеристики сетевых насосов ТЭЦ (ТПУ-1) за базовый период актуализации (таблица П5.3 МУ) .....	22
Таблица 2.10 - Характеристики теплообменников теплофикационных установок ТЭЦ (ТПУ-2) за базовый период актуализации (таблица П5.2 МУ) .....	22
Таблица 2.11 - Характеристики сетевых насосов ТЭЦ (ТПУ-2) за базовый период актуализации (таблица П5.3 МУ) .....	22
Таблица 2.12 - Характеристики теплообменников теплофикационных установок ТЭЦ (ТПУ-3) за базовый период актуализации (таблица П5.2 МУ) .....	22
Таблица 2.13 - Характеристики сетевых насосов ТЭЦ (ТПУ-3) за базовый период актуализации (таблица П5.3 МУ) .....	23
Таблица 2.14 - Коэффициенты использования установленной электрической и установленной тепловой мощности ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО №1 (таблица П6.1 МУ) .....	29
Таблица 15 –Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов в зоне деятельности ЕТО №1 за базовый период актуализации (таблица П7.1 МУ) .....	30
Таблица 16 –Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО №1 и 2 за 2016-2020 гг. (таблица П7.2 МУ) .....	30
Таблица 2.17 - Нормативно-правовые акты, определяющие работу генерирующего оборудования в вынужденном режиме.....	30
Таблица 2.18 - Реестр изменений в составе оборудования котельных за последние 3 года .....	31
Таблица 2.19 - Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации схемы теплоснабжения (таблица П10.1 МУ).....	33
Таблица 2.20 - Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне ЕТО за базовый год актуализации, Гкал/ч (таблица П10.2 МУ).....	36
Таблица 2.21 - Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации схемы теплоснабжения (таблица П10.3 МУ).....	38
Таблица 2.22 - Температурные режимы отпуска теплоносителя в тепловую сеть после понижения температурного уровня непосредственно на котельных.....	39
Таблица 2.23 - Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации Схемы теплоснабжения (таблица П10.4 МУ) .....	39
Таблица 2.24 - Перечень источников с установленными на головных выводах УУТЭ.....	40
Таблица 2.25 - Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО за базовый период актуализации Схемы теплоснабжения (таблица П10.7 МУ) .....	41
Таблица 3.1 - Сетевые организации в зоне ЕТО №001 .....	43
Таблица 3.2 - Перечень насосных станций Артемовского городского округа .....	44
Таблица 3.3 - Общая характеристика магистральных тепловых сетей ТСО в зонах деятельности ЕТО Артемовского городского округа (П11.1 МУ) .....	47
Таблица 3.4 - Общая характеристика распределительных тепловых сетей ТСО в зонах деятельности ЕТО Артемовского городского округа (П11.3 МУ) .....	47

Таблица 3.5 - Способы прокладки магистральных и распределительных тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО №001 (П11.2 МУ).....	53
Таблица 3.6 - Распределение протяженности и материальной характеристики магистральных и распределительных тепловых сетей по годам прокладки ТСО в зоне деятельности ЕТО №001 .....	54
Таблица 3.7 - Температурные режимы отпуска теплоносителя в тепловую сеть после понижения температурного уровня непосредственно на котельных.....	60
Таблица 3.8 - Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	64
Таблица 3.9 - Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях .....	71
Таблица 3.10 - фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.....	72
Таблица 3.11 - Сведения о наличии коммерческого учета тепловой энергии .....	76
Таблица 5.1 - Изменение тепловых нагрузок в разрезе источников централизованного теплоснабжения за последние 5 лет .....	91
Таблица 5.2 - Потребность в тепловой мощности, в разрезе источников тепловой энергии, по состоянию на начало 2021 г.....	95
Таблица 5.3 - Потребность в тепловой мощности в разрезе расчетных элементов территориального деления, по состоянию на начало 2021 г.....	96
Таблица 5.4 - Сдвиг линейной функции, относительно начала координат ( $b_0$ ) и наклон прямой ( $b_1$ ), для определения нагрузки в горячей воде.....	97
Таблица 5.5 - Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, за последние 5 лет .....	100
Таблица 5.6 - Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии, по состоянию на 1 января 2021 года .....	102
Таблица 5.7 - Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии в период 2018-2020 гг.....	104
Таблица 5.8 - Величина потребления тепловой энергии, в разрезе расчетных элементов территориального деления в период 2018-2020 гг.....	105
Таблица 5.9 - Утвержденные нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению .....	106
Таблица 5.10 - Утвержденные нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению .....	106
Таблица 5.11 - Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	107

## **1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Здесь и в дальнейшем под базовой версией Схемы теплоснабжения принимается актуализированный (на 2019 год) проект, утвержденный Приказ департамента по жилищно-коммунальному хозяйству и топливным ресурсам Приморского края № 19-54/2 от 20.04.2018 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения Артемовского городского округа до 2028 года».

При актуализации схемы теплоснабжения на 2022 год, за базовый год принят 2020 год.

### **1.1. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации 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.
- 2) В проект добавлены 3 теплосетевые организации, действующие в контуре ЕТО №1 (СЦТ №001).

### **1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации**

На 01.01.2021 г. основным поставщиком тепловой энергии. потребителям Артемовского городского округа является Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»).

Источник комбинированной выработки, Артемовская ТЭЦ (далее ТЭЦ), эксплуатируется филиалом «Приморская генерация» АО «ДГК», транспорт тепловой энергии и теплоносителя осуществляется структурным подразделением филиала "Приморские тепловые сети".

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»). Генерирующие мощности эксплуатирует Филиал «Приморская генерация», транспортом тепловой энергии и теплоносителя. Также за АО «ДГК» закреплена функция сбыта тепловой энергии конечным потребителям. Между АО «ДГК» и ПАО «ДЭК» заключен Агентский договор на оказание услуг по расчетам и работе с дебиторской задолженностью юридических и физических лиц за тепловую энергию на территории Приморского края от 21.01.2019 № 14/ПГ-19. Таким образом, ПАО «ДЭК» выполняет для АО «ДГК» роль подрядчика в части формирования квитанций и счетов/фактур, приему граждан и юридических лиц, договорной работе и прочей работе с задолженностью.

Большая часть котельных Артемовского городского округа является муниципальной собственностью и эксплуатируется Краевым государственным унитарным предприятием «Примтеплоэнерго» (далее КГУП «ПТЭ») и, в соответствии со структурой предприятия, обслуживается персоналом эксплуатационного филиала «Артемовский», теплового района «Центральный», производственного участка №1.

Два источника тепловой энергии находятся в управлении Федерального государственного бюджетного учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерство обороны Российской Федерации по Восточному военному округу (далее ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ).



В таблице ниже представлен перечень источников централизованного теплоснабжения городского округа.

Таблица 1.1 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети	
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание
ЕТО №1						
1	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						
2	№4	п. Угловое, ул. Берзарина, 9/1	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
3	Амурская	ул. Полевая, 20/1	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
4	№4/1	ул. Ангарская, 9	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
5	Школа №35	ул. Ремзаводская, 5	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
6	Подгородненка	ул. Есенина, 25/1	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
7	Силинский	п. Олений ориен. ул. Зоологическая, 12	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
8	Школа №22	пер. Русский, 1	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
9	Молодежная	ул. Достоевского, 48	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
10	Угловая	ул. Сахалинская, 11	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
11	Авиационная	р-н ул. Авиационная, 8	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
12	МАЭ	ул. Портовая, 41	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
13	АМК Баумана	в р-не ул.Баумана 3/1	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
14	АМК ПМК-57	ул. Виноградная, 3/1	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
15	АМК Металлобаза	р-н ул. Сапёрная, 4д	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
16	АМК Школа №6	ориентир ул. Серова, 16	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
17	АМК Уткинская	ул. Уткинская, 6	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
18	АМК Общежитие	ул. Рабочая 1-я, в районе д. 83/2	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
19	АМК Сахалинская	ориентир ул. Сахалинская, 52/1	Приморский край	КГУП «ПТЭ»	УМСААГО	КГУП «ПТЭ»
ИТОГО по ЕТО №2						
ЕТО №3						
20	Котельная № 7	п. Угловое, в/ч 77994	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ
21	Котельная № 116	п. Угловое, в/ч 77994	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ
ИТОГО по ЕТО №3						
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)						
22	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»

На рисунке ниже представлено распределение зон теплоснабжения по принадлежности (с адресной привязкой на карте муниципального образования).





### 1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО

Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций представлен ниже.

**Таблица 1.2 - Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории города, по состоянию на 01.01.2021 г.**

№ п/п	Наименование ЕТО
<b>Теплоснабжающие организации, осуществляющие регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения</b>	
1	АО «ДГК»
2	КГУП «ПТЭ»
3	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ*
4	АО «Первая инвестиционная управляющая компания»
<b>Теплосетевые организации, осуществляющие регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения</b>	
1	ООО «Энергия»
2	АО «Артемовская экспедиция»

**\*Выполняет функции ЕТО в зоне ЕТО №3 и функции теплосетевой организации в зоне ЕТО №1**

На 01.01.2021 г. более 90 % всей тепловой энергии теплоснабжающих организаций вырабатывается на источнике с комбинированной выработкой –ТЭЦ.

Сложившаяся в городе функциональная структура теплоснабжения представлена на рисунке ниже.

По структуре договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями следует выделить 4 группы (перечень источников, входящих в указанные группы, представлен в таблице 1.1):

**1) Система теплоснабжения на базе ТЭЦ (ЕТО №1):**

- производство электрической и тепловой энергии осуществляется на ТЭЦ АО «ДГК»;
- транспорт тепловой энергии по магистральным и распределительным сетям осуществляет АО «ДГК», которое выполняет функции ЕТО в данных системах. Кроме того, функции теплосетевой организации осуществляет, ООО «Энергия», АО «Артемовская экспедиция», ФГБУ «ЦЖКУ». ЕТО оплачивает услуги по передаче тепловой энергии;

**2) Системы теплоснабжения на базе муниципальных котельных, эксплуатацию которых осуществляет КГУП «ПТЭ» (ЕТО №2):**

- производство тепловой энергии осуществляется КГУП «ПТЭ» на 18 муниципальных котельных;
- транспорт тепловой энергии по магистральным и распределительным сетям осуществляет КГУП «ПТЭ», которое выполняет функции ЕТО в данных системах.

**3) Системы теплоснабжения на базе муниципальных котельных, эксплуатацию которых осуществляет ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (ЕТО №3):**

- производство тепловой энергии осуществляется ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ на 2 муниципальных котельных;
- транспорт тепловой энергии по магистральным и распределительным сетям осуществляет ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, которое выполняет функции ЕТО в данных системах.

**4) Системы теплоснабжения на базе прочих ведомственных котельных:**

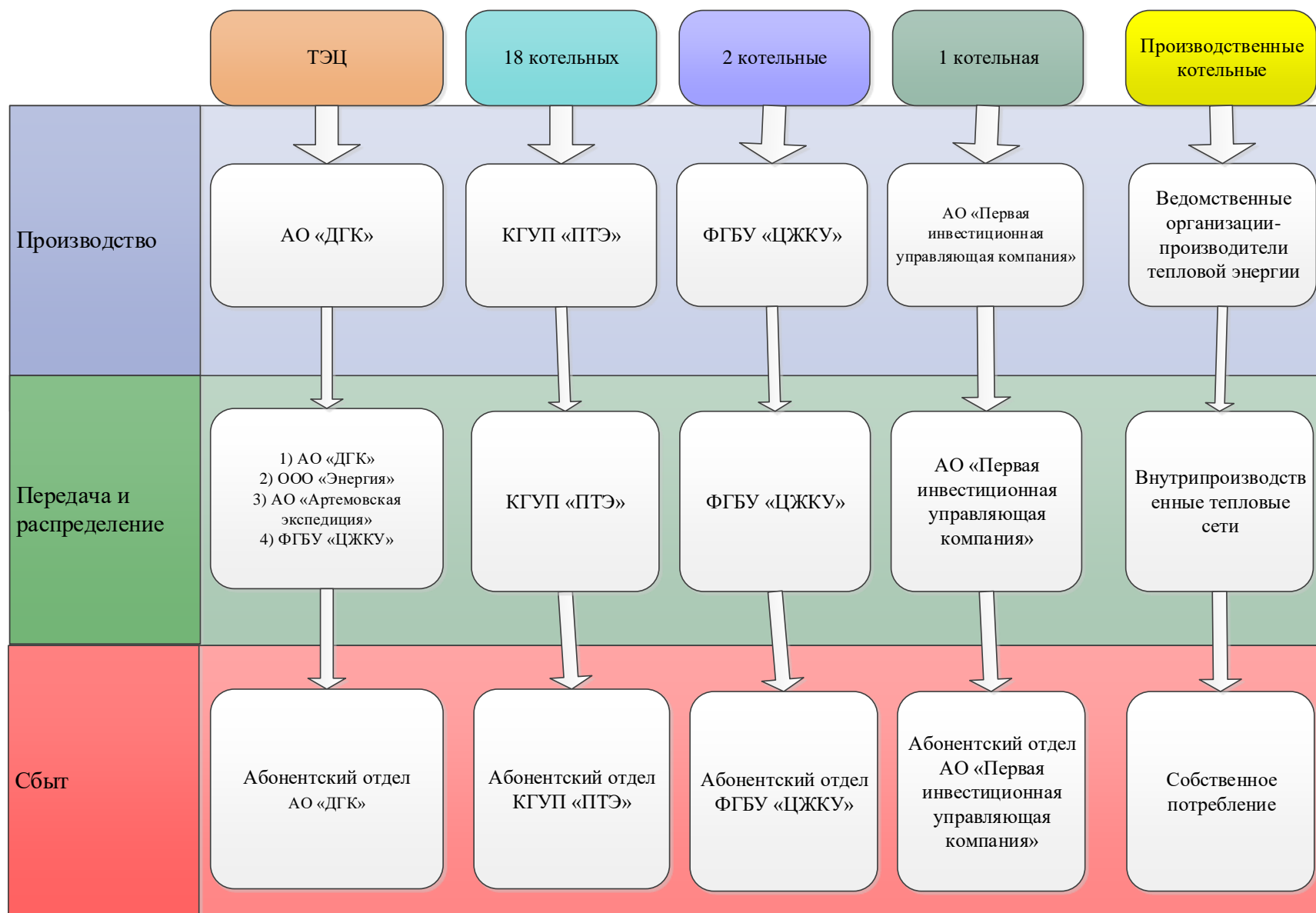
- производство тепловой энергии осуществляется на 1 ведомственной котельной
- транспорт тепловой энергии по магистральным и распределительным сетям осуществляет организация-производитель тепловой энергии

- функции ЕТО в данных системах выполняют организация-производитель тепловой энергии.

ООО «Энергия», АО «Артемовская экспедиция», ФГБУ «ЦЖКУ» имеют договоры с филиалом АО «ДГК» (ЕТО №1), по которым обязуются осуществлять передачу тепловой энергии и теплоносителя от точки приема теплоносителя до точки передачи теплоносителя.

Остальные теплоснабжающие организации на территории города имеют прямые договорные отношения с конечными потребителями и не имеют договорных отношений между собой.

Концессионные соглашения в отношении объектов теплоснабжения, по состоянию на 01.01.2021 г. не заключались.



**Рисунок 1-2 – Функциональная структура теплоснабжения города (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями)**

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

Все системы централизованного теплоснабжения города вошли в состав соответствующих ЕТО.

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

Помимо регулируемых теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории города имеются организации, имеющие в собственности или на ином законном основании котельные производственно-отопительного назначения. Котельные обеспечивают производство тепловой энергии с целью: отопления и вентиляции административных и производственных корпусов, вспомогательных помещений, ГВС и технологических нужд в паре и горячей воде организаций, на балансе которых они находятся. Таким образом, отпуск тепловой энергии «на сторону» не производится, обеспечивается покрытие исключительно собственных нужд предприятия, следовательно, и регулируемая деятельность в сфере теплоснабжения, не осуществляется. Производственные котельные расположены, в основном, в производственных зонах.

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

Здания индивидуальной жилой застройки (одно-, двухэтажные, в большей части - деревянные), как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение индивидуальной жилой застройки осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление или электроотопление.

К индивидуальным согласно действующему законодательству можно отнести и крышные котельные, принадлежащие собственникам многоквартирных домов. Кроме того, индивидуальные котельные или когенерационные установки применяются для теплоснабжения гостиничных и офисных комплексов, торговых комплексов и отдельных промышленных зданий.

## **2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

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

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

За базовый период актуализации изменений технических характеристик основного оборудования ТЭЦ не зафиксировано.

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

Технические характеристики оборудования представлены в таблицах ниже.



**Таблица 2.1 - Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов ТЭЦ (таблица П2.1 МУ)**

Турбоагрегат	Ст. №	Завод-изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см²	Температура острого пара, °С
					всего	отопительных отборов	промышленных отборов		
КТ-115-8,8-2	5	ЛМЗ	2000	100	150	150	0	88	535
КТ-115-8,8-2	6	ЛМЗ	2003	100	150	150	0	88	535
К-100-90-6	7	ЛМЗ	1996	100	0	0	0	90	535
К-100-90-6	8	ЛМЗ	1967	100	0	0	0	90	535
<b>Итого:</b>	<b>4 шт.</b>	—	—	<b>400</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>0</b>	—	—

**Таблица 2.2 - Технические характеристики энергетических котлоагрегатов ТЭЦ (таблица П2.2 МУ)**

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Паропроизводительность котла, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
					давление, кгс/см²	температура, °С	основное	резервное
Вертикально-водотрубный (Комбайшен)	3	1948	—	120	31,36	383	мазут	не предусмотрено
Вертикально-водотрубный (Комбайшен)	4	1951	—	120	32,34	425	уголь	не предусмотрено
БКЗ-220-100Ф	6	1963	—	220	93,1	530	мазут	не предусмотрено
БКЗ-220-100Ф	7	1963	—	220	93,1	530	мазут	не предусмотрено
БКЗ-220-100Ф	8	1964	—	220	93,1	530	мазут	не предусмотрено
БКЗ-220-100Ф	9	1964	—	220	93,1	530	мазут	не предусмотрено
БКЗ-220-100Ф	10	1966	—	220	93,1	530	мазут	не предусмотрено
БКЗ-220-100Ф	11	1967	—	220	93,1	530	мазут	не предусмотрено
БКЗ-220-100Ф	12	1968	—	220	93,1	530	мазут	не предусмотрено
БКЗ-220-100Ф	13	1969	—	220	93,1	530	мазут	не предусмотрено
<b>Итого:</b>	<b>10</b>	—	-	<b>2000</b>	—	—	—	—

Форма таблицы 2.3 не заполняется, поскольку водогрейная часть отсутствует.

**Таблица 2.3 - Технические характеристики РОУ ТЭЦ (таблица П2.4 МУ)**

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
РОУ-2тф (100/13)	100	2000
РОУ 30/13	30	2000

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

В разделе 2.1.2 подробно рассмотрена структура основного теплогенерирующего оборудования ТЭЦ.

В таблице ниже представлены сведения об установленной и располагаемой электрической, а также установленной тепловой мощности, в том числе, теплофикационных отборов паровых турбин городских ТЭЦ.

**Таблица 2.4 - Установленная и располагаемая тепловая мощность ТЭЦ (таблица ПЗ.1 МУ)**

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
<b>ЕТО №1</b>				
2016	400	400	297	297
2017	400	400	297	297
2018	400	400	297	297
2019	400	400	300	300
2020	400	400	300	300

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

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

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

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

За рассматриваемый период ограничений тепловой мощности на ТЭЦ не зафиксировано.

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

Расчетное потребление тепловой мощности по источнику комбинированной выработки и соответствующая тепловая мощность нетто представлены в таблице ниже.

**Таблица 2.5 - Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность «нетто» ТЭЦ (таблица ПЗ.2 МУ)**

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
	турбоагрегатов	прочее	всего				
ЕТО №1							
2016	297	0	297	0	297	16	281
2017	297	0	297	0	297	16	281
2018	297	0	297	0	297	16	281
2019	300	0	300	0	300	16	284
2020	300	0	300	0	300	16	284

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

Нормативный срок службы котлоагрегатов регламентирован РД 10-577-03 «Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций» и принимается для котлов БКЗ с начальным давлением свежего пара 10 МПа на уровне 300 тысяч часов. На сегодняшний день котельное оборудование станции отработало 57 лет.

**Таблица 2.6 - Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов ТЭЦ за базовый период актуализации (таблица П4.1 МУ)**

Ст. №	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2021, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
<b>ЕТО №1</b>								
3	Вертикально-водотрубный (Комбайшен)	1948	300 000	172 963	Выведен из эксплуатации			
4	Вертикально-водотрубный (Комбайшен)	1951	300 000	281 658	Выведен из эксплуатации			
6	БКЗ-220-100Ф	1963	300 000	311 147	2019	-	1	-
7	БКЗ-220-100Ф	1963	300 000	355 352	2010	-	-	-
8	БКЗ-220-100Ф	1964	300 000	353 698	2011	-	-	-
9	БКЗ-220-100Ф	1964	300 000	345 818	2012	-	-	-
10	БКЗ-220-100Ф	1966	300 000	290 621	-	-	1	-
11	БКЗ-220-100Ф	1967	300 000	313 309	2018	-	-	-
12	БКЗ-220-100Ф	1968	300 000	306 535	2020	-	-	-
13	БКЗ-220-100Ф	1969	300 000	322 734	2016	-	-	-

**Таблица 2.7 - Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин ТЭЦ за базовый период актуализации (таблица П4.2 МУ)**

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2021, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
<b>ЕТО №1</b>										
5	КТ-115-8,8-2	2000	200 000	151 999	2027	—	138	—	—	—
6	КТ-115-8,8-2	2003	200 000	130 014	2030	—	91	—	—	—
7	К-100-90-6	1996	270 000	368 163	2006	—	481	375 700	—	2021
8	К-100-90-6	1967	270 000	376 901	2005	—	456	400 000	—	2023

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

ТФУ ТЭЦ разделена на 3 теплоприготовительные установки (ТПУ-1, ТПУ-2, ТПУ-3).

Тепловой вывод ТПУ №1 обеспечивает теплоснабжение в направлении к следующим потребителям:

- птицефабрики "Уссурийская";
- ЗАО "Михайловский бройлер";
- тепличного комплекса "Суражевка";
- поселка Заводской;
- поселка Суражевка.

Системы ГВС всех указанных потребителей подключены по закрытой схеме.

Тепловой вывод ТПУ №2 обеспечивает теплоснабжение в направлении к следующим потребителям:

- поселка Артемовский;
- производственных и служебных помещений Артем ТЭЦ;
- производственных и служебных помещений ДЭР (ОАО Дальэнергоремонт).

Система подключения ГВС – открытая.

ТПУ №3 работает по закрытой схеме, предназначена для горячего водоснабжения г. Артем. Системы ГВС потребителей города Артем, подключенные к тепловому выводу ТПУ №3, подключены по закрытой схеме.

#### ТПУ-1

В нормальном режиме подача пара на ТПУ 1 осуществляется:

- от т/ф отбора Т/А-6 - на основные бойлера ПСВ №1, 2, 3, 4;
- от промышленного отбора турбоагрегатов №5, 6 - на пиковые бойлера ПСВ №5, 6, 7.

Существует возможность использования следующей схемы работы ТПУ №1:

- подача пара на основные бойлера (ПСВ №1, 2, 3, 4) осуществляется от теплофикационного отбора Т/А-6, а также от теплофикационного отбора Т/А-5 через задвижку №3пр, от РОУ-13/3 через задвижки №6пр, 4пр, 3пр;

- подача пара на пиковые бойлера на (ПСВ №5, 6, 7) от РОУ-2тф, РОУ-30/13, промышленного отбора Т/А-5, 6.

Максимальная рабочая температура пара для ПСВ, установленных на ТЭЦ - 270 °С

Сетевые насосы предназначены для подачи сетевой воды в сетевые подогреватели и далее по трубопроводам к потребителям.

Пар, проходя через подогреватели, конденсируется и откачивается четырьмя конденсатными насосами в линию основного конденсата за ПНД-4 Т/А-5, 6.

**Таблица 2.8 - Характеристики теплообменников теплофикационных установок ТЭЦ (ТПУ-1) за базовый период актуализации (таблица П5.2 МУ)**

Стационарный номер	Тип (маркировка)	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры			
1	ПСВ-500-3-23	-	1150
2	ПСВ-500-3-23	-	1150
3	ПСВ-500-3-23	-	1150
4	ПСВ-500-14-23	-	1800
Пиковые бойлеры			
5	ПСВ-500-14-23	-	1800
6	ПСВ-500-14-23	-	1800
7	ПСВ-500-14-23	-	1800

**Таблица 2.9 - Характеристики сетевых насосов ТЭЦ (ТПУ-1) за базовый период актуализации (таблица П5.3 МУ)**

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, м в.ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
1	ЦН-1000-180	1000	180	480	1
2	ЦН-1000-180	1000	180	480	1
3	ЦН-1000-180	1000	180	480	1
4	ЦН-1000-180	1000	180	480	1
5	ЦН-1000-180	1000	180	480	1

## ТПУ-2

Оборудование ТПУ №2 состоит из трех сетевых насосов, двух подогревателей сетевой воды, двух дренажных насосов и трубопроводов.

На ТПУ 2 пар поступает:

- от теплофикационного отбора Т/А-5;
- от теплофикационного отбора Т/А-6, через задвижку №3пр.

**Таблица 2.10 - Характеристики теплообменников теплофикационных установок ТЭЦ (ТПУ-2) за базовый период актуализации (таблица П5.2 МУ)**

Стационарный номер	Тип (маркировка)	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры			
1	ПСВ-500-3-23	-	1800
2	ПСВ-500-3-23	-	1800

**Таблица 2.11 - Характеристики сетевых насосов ТЭЦ (ТПУ-2) за базовый период актуализации (таблица П5.3 МУ)**

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, м в.ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
6	10 НМК х 2	1000	180	480	1
7	10 НМК х 2	1000	180	480	1
8	3В – 200 х 4	500	150	480	1

## ТПУ-3

Пар на ТПУ №3 подается:

- на ПСГ – от теплофикационного отбора Т/А-5, а также через секционную задвижку №3пр от теплофикационного отбора Т/А-6.
- на ПСВ №2,3 пар подается от промышленного отбора Т/А-5,6; РОУ-2тф, РОУ-30/13.

**Таблица 2.12 - Характеристики теплообменников теплофикационных установок ТЭЦ (ТПУ-3) за базовый период актуализации (таблица П5.2 МУ)**

Стационарный номер	Тип (маркировка)	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры			
1	ПСГ 1600-0,6-1,7-1	-	400
2	ПСВ-500-14-23	-	1800
3	ПСВ-500-14-23	-	1800
Охладитель конденсата	ОВ-65-1,4-1,9-1-1	-	400

**Таблица 2.13 - Характеристики сетевых насосов ТЭЦ (ТПУ-3) за базовый период актуализации (таблица П5.3 МУ)**

<b>Наименование механизма, установки</b>	<b>Тип</b>	<b>Производительность, м³/ч</b>	<b>Напор, м в.ст.</b>	<b>Установленная мощность электродвигателя, кВт</b>	<b>Количество механизмов</b>
9	ЦН-1000-180	1000	150	480	1
10	ЦН-1000-180	1000	150	480	1
11	ЦН-1000-180	1000	150	480	1
12	ЦН-1000-180	1000	150	480	1





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

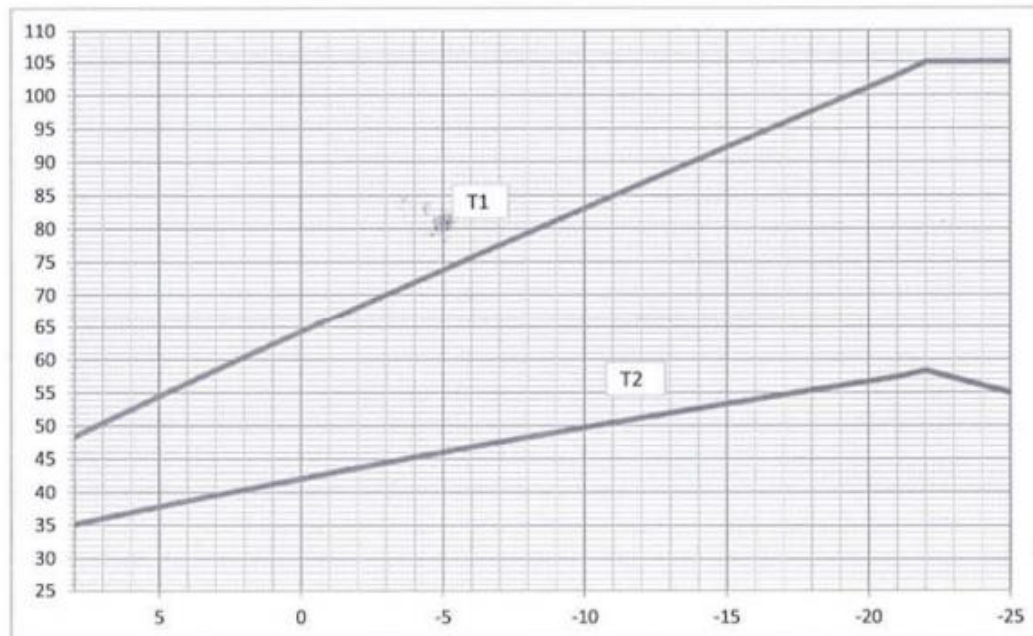
Способ регулирования отпуска тепловой энергии – центральный качественный, по отопительной нагрузке.

Температурный график отпуска тепловой энергии в тепловые сети к потребителям, запитанным от ТПУ1 и ТПУ3 – 110/60°C (со срезкой на 105/55°C), температурный график отпуска тепловой энергии от ТПУ 2 – 88/70°C.

# График среднесуточных температур воды на отопительный период 2020-2021 гг.

Расчетная температура наружного воздуха: -25°C

АТЭЦ ТПУ-1



Линиями на графике обозначены:

T1-температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети от АТЭЦ

T2-температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети к АТЭЦ

T11-температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети после смешения

Примечание: Среднесуточные температуры наружного воздуха принимаются по данным ГУ "Приморское УГМС"

Главный инженер СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Начальник ОПРиТП СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Директор СП "Артемовская ТЭЦ" филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

"УТВЕРЖДАЮ"

Главный инженер филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Е.Л. Новиков

08.09.2020 г.

Среднесуточная температура наружного воздуха, °C	Среднесуточная температура сетевой воды, °C	
	в подающем	в обратном
-25,0	105	55
-24,0	105	56
-23,0	105	57
-22,0	105	58
-21,0	103	57
-20,0	101	57
-19,0	99	56
-18,0	98	55
-17,0	96	55
-16,0	94	54
-15,0	92	53
-14,0	90	53
-13,0	89	52
-12,0	87	51
-11,0	85	51
-10,0	83	50
-9,0	81	49
-8,0	79	48
-7,0	78	48
-6,0	76	47
-5,0	74	46
-4,0	72	45
-3,0	70	45
-2,0	68	44
-1,0	66	43
0,0	64	42
1,0	62	41
2,0	60	40
3,0	59	40
4,0	57	39
5,0	55	38
6,0	53	37
7,0	51	36
8,0	48	35

А.А. Старцев

М.Ю. Власенко 28.08.2020

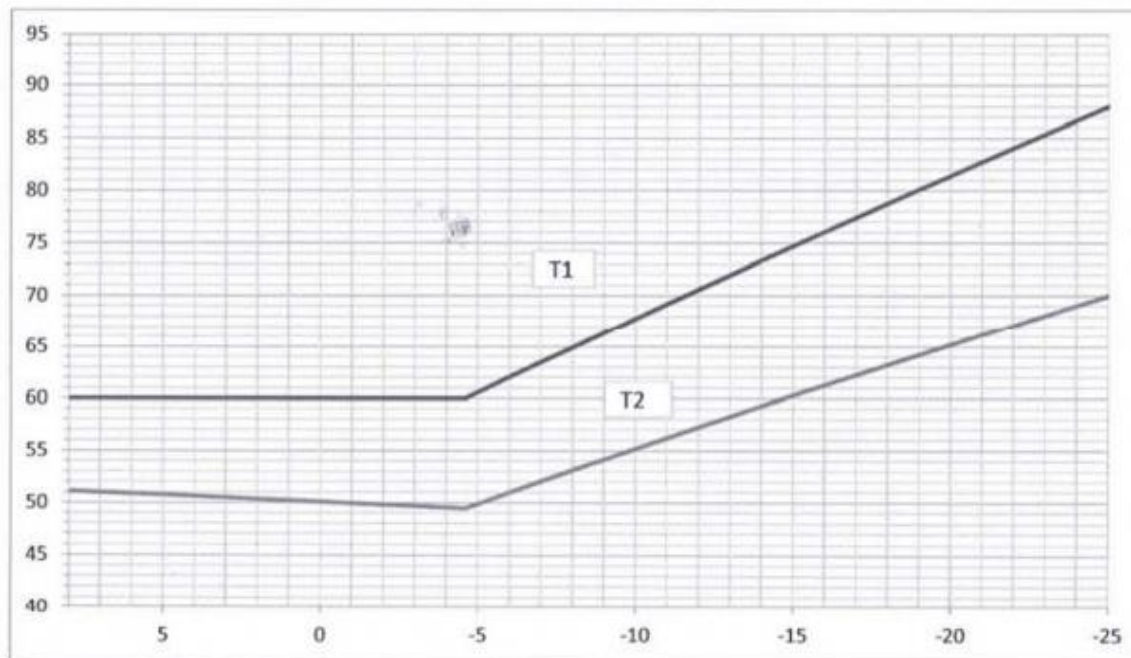
А.В. Гиберт

Рисунок 2.2 – Температурный график ТПУ-1

# График среднесуточных температур воды на отопительный период 2020-2021 гг.

Расчетная температура наружного воздуха: -25°C

Источник тепловой энергии: АТЭЦ "ТПУ-2"



Линиями на графике обозначены:

T1-температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети при фактической циркуляции теплоносителя

T2-температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети при фактической циркуляции теплоносителя

При наличии подогревателей ГВС присоединенных по 2-х ступенчатой схеме, температура в обратном трубопроводе на выходе из теплового пункта должна быть на 15-20°C ниже указанных в графике

Примечание: Среднесуточные температуры наружного воздуха принимаются по данным ГУ "Приморское УГМС"

Главный инженер СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Начальник ОПРиТП СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Директор СП "Артемовская ТЭЦ" филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

"УТВЕРЖДАЮ"

Главный инженер филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Е.Л. Новиков

28.05

2020 г.

Среднесуточная температура наружного воздуха, °C	Среднесуточная температура сетевой воды, °C	
	в подающем	в обратном
-25,0	88	70
-24,0	87	69
-23,0	85	68
-22,0	84	67
-21,0	83	66
-20,0	81	65
-19,0	80	64
-18,0	79	63
-17,0	77	62
-16,0	76	61
-15,0	75	60
-14,0	73	59
-13,0	72	58
-12,0	71	57
-11,0	69	56
-10,0	68	55
-9,0	66	54
-8,0	65	53
-7,0	64	52
-6,0	62	51
-5,0	61	50
-4,6	60	49
-3,0	60	50
-2,0	60	50
-1,0	60	50
0,0	60	50
1,0	60	50
2,0	60	50
3,0	60	51
4,0	60	51
5,0	60	51
6,0	60	51
7,0	60	51
8,0	60	51

А.А. Старцев

М.Ю. Власенко 28.08.2011

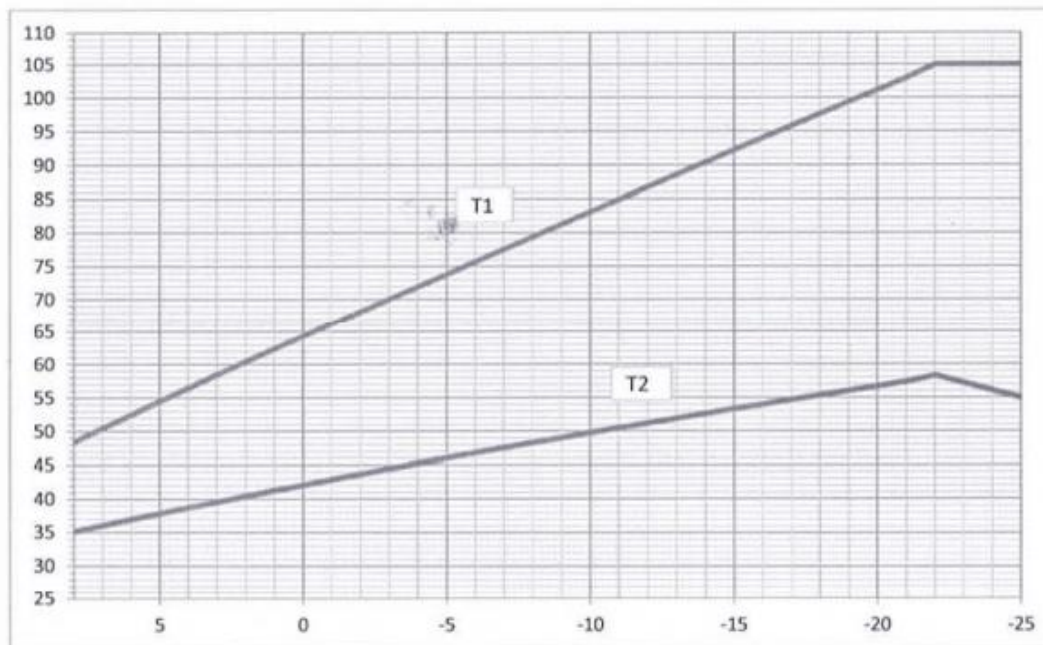
А. В. Гиберт

Рисунок 2.3 – Температурный график ТПУ-2

# График среднесуточных температур воды на отопительный период 2020-2021 гг.

Расчетная температура наружного воздуха: -25°C

АТЭЦ ТПУ-3



Линиями на графике обозначены:

T1-температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети от АТЭЦ

T2-температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети к АТЭЦ

T11-температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети после смешения

Примечание: Среднесуточные температуры наружного воздуха принимаются по данным ГУ "Приморское УГМС"

Главный инженер СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Начальник ОПРиТП СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Директор СП "Артемовская ТЭЦ" филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

"УТВЕРЖДАЮ"

Главный инженер филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Е.Л. Новиков

08.03.2020 г.

Среднесуточная температура наружного воздуха, °C	Среднесуточная температура сетевой воды, °C	
	в подающем	в обратном
-25,0	105	55
-24,0	105	56
-23,0	105	57
-22,0	105	58
-21,0	103	57
-20,0	101	57
-19,0	99	56
-18,0	98	55
-17,0	96	55
-16,0	94	54
-15,0	92	53
-14,0	90	53
-13,0	89	52
-12,0	87	51
-11,0	85	51
-10,0	83	50
-9,0	81	49
-8,0	79	48
-7,0	78	48
-6,0	76	47
-5,0	74	46
-4,0	72	45
-3,0	70	45
-2,0	68	44
-1,0	66	43
0,0	64	42
1,0	62	41
2,0	60	40
3,0	59	40
4,0	57	39
5,0	55	38
6,0	53	37
7,0	51	36
8,0	48	35

А.А. Старцев

М.Ю. Власенко

А.В. Гиберт

28.08.2021

Рисунок 2.4 – Температурный график ТПУ-3



### 2.1.9. Среднегодовая загрузка оборудования

В таблице ниже приведены сведения о среднегодовой загрузке оборудования электростанций.

**Таблица 2.14 - Коэффициенты использования установленной электрической и установленной тепловой мощности ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО №1 (таблица П6.1 МУ)**

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
<b>ЕТО №1</b>		
<b>ТЭЦ</b>		
2018	27,58%	65,54%
2019	22,08%	66,70%
2020	24,65%	61,57%

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

Все тепловые выводы ТЭЦ оборудованы приборами учета тепловой энергии.

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

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

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

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

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

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

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

За последние 5 лет по данным ТСО отказов и аварий на источниках тепловой энергии не происходило.

**Таблица 15 –Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов в зоне деятельности ЕТО №1 за базовый период актуализации (таблица П7.1 МУ)**

№ п/п	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепла, тыс. Гкал
<b>ЕТО №1</b>					
<b>ТЭЦ</b>					
1	нет	-	-	-	-
2	нет	-	-	-	-
3	нет	-	-	-	-
4	нет	-	-	-	-
5	нет	-	-	-	-
6	нет	-	-	-	-
7	нет	-	-	-	-

**Таблица 16 –Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО №1 и 2 за 2016-2020 гг. (таблица П7.2 МУ)**

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
<b>ЕТО №1</b>			
<b>ТЭЦ</b>			
2015	0	-	-
2016	0	-	-
2017	0	-	-
2018	0	-	-
2019	0	-	-

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации ТЭЦ по состоянию на начало 2021 г. не выдавались.

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

В таблице ниже представлены нормативно-правовые акты, регламентирующие отнесение генерирующего оборудования ТЭЦ к объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме.

**Таблица 2.17 - Нормативно-правовые акты, определяющие работу генерирующего оборудования в вынужденном режиме**

Срок отнесения	Нормативно-правовой акт
2021	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 31 июля 2017 г. №1646-р «О генерирующих объектах, мощность которых поставляется в вынужденном режиме»
2022-2024	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 20 июня 2019 г. №1330-р «Об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме»

Срок отнесения	Нормативно-правовой акт
2025	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2019 г. №2689-р «Об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме»
2026	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 г. №3700-р «Об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме»

Ни одним из нормативно-правовых актов не предусматривается эксплуатация ТЭЦ или отдельных турбоагрегатов ТЭЦ в вынужденном режиме.

## 2.2. Котельные

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

С года утверждения базовой версии произошли несущественные изменения в составе оборудования котельных, ретроспектива изменений представлена в таблице ниже.

**Таблица 2.18 - Реестр изменений в составе оборудования котельных за последние 3 года**

Котельная	Увеличение (+)/ снижение (-) тепловой мощности, Гкал/ч		
	2018	2019	2020
<b>ЕТО №2</b>			
№4		<b>+0,99</b>	
описание		котел КВ, ст. №1 заменен на УВКа-2,0	
Амурская		<b>+1,33</b>	
описание	котел 1УКВа-1.75Ж №1 заменен на УКВа-2,3	котел 1УКВа-1.75Ж №2 заменен на УКВа-2,0Ж Котел 1УКВа-1.75Ж №3 заменен на УКВа-2,0Ж Котел 1УКВа-1.75Ж №4 заменен на УКВа-2,0Ж	котел 1УКВа-1.75Ж №5 заменен на УКВа-2,0
Подгородненка		<b>-0,17</b>	
описание		котел КВр-0,8-95 №1 заменен на УВКр-0,8	котел КВр-0,8-95 №2 заменен на КВр-0,6КБ
АМК Сахалинская	<b>-0,12</b>		
описание	установлено 2 котла Прометей - автомат КВм-40 взамен ранее установленного оборудования		
Молодежная	<b>-0,78</b>		
описание	котел КВр-1,25-95 №1 заменен на УВКр-0,8РБ	котел КВр-1,25-95 №2 заменен на УВКр-0,8РБ	
Угловое		<b>+0,58</b>	
описание		установлен котел №2 УВКа-2,5	установлен котел №1 УВКа-2,5
Авиационная		<b>-0,43</b>	
описание		установлены котлы №1 УВКа-2,0 и №2 УВКа-2,5 взамен 2 котлов УВКа-2,5	

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

Состав основного оборудования котельных ТСО на территории муниципального образования представлен в таблице ниже.

Сведения по установленной мощности теплоисточника в целом представлены в разделе 2.2.3.



**Таблица 2.19 - Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации схемы теплоснабжения (таблица П10.1 МУ)**

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котельной, кг <sub>у.т.</sub> /Гкал
ЕТО №2							
Основное топливо – мазут							
1	№4	№1 УВКа-2,0	1	2019	1,72	2,72	200,96
		№2 КВ-1.1	1	2009	0,95		
2	Амурская	№1 УКВа-2,3	1	2018	1,98	11,03	177,08
		№2 УКВа-2,0Ж	1	2019	1,72		
		№3 УКВа-2,0Ж	1	2019	1,72		
		№4 УКВа-2,0Ж	1	2019	1,72		
		№5 УКВа-2,0	1	2020	1,72		
		№6 УКВа-2,5	1	2014	2,15		
3	№4/1	№1 УВКа-2,5	1	2016	2,15	3,5	193,8
		№2 КВ-2	1	1996	1,72		
4	Угловая	№1 УВКа-2,5	1	2020	2,15	8,75	191,27
		№2 УВКа-2,5	1	2019	2,15		
		№3 КВ-2	1	2002	1,72		
		№4 УВКа-3,15	1	2017	2,71		
5	Авиационная	№1 УВКа-2,0	1	2019	1,72	6,02	178,85
		№2 УВКа-2,5	1	2019	2,15		
		№3 КСВ-2.5ЛЖ	1	2004	2,15		
6	МАЭ	№1 ДКВР 4-13ГМ	1	2007	2,11	6,32	187,65
		№2 DL-Z200	1	2009	2,11		
		№3 ДКВР 4-13ГМ	1	2005	2,11		
Основное топливо – уголь							
1	Школа №35	№1 УВКр-1,5ПР	1	2017	1,29	1,98	309,63
		№2 УВКр-0,8ПР	1	2013	0,69		
2	Подгородненка	№1 УВКр-0,8	1	2019	0,69	2,07	218,07
		№2 КВр-0,6КБ	1	2020	0,52		
		№3 УВКр-1,0РБ	1	2017	0,86		
3	Силинский	№1 УВКр-1,5ПР	1	2014	1,29	2,58	213,09
		№2 УВКр-1,5ПР	1	2014	1,29		
4	Школа №22	№1 УВКа-1,0	1	2009	0,86	2,41	212,23
		№2 УВКр-0,8РБ	1	2016	0,69		
		№3 УВКр-1,0РБ	1	2017	0,86		
5	Молодежная	№1 УВКр-0,8РБ	1	2018	0,69	1,98	209,74
		№2 УВКр-0,8РБ	1	2019	0,69		
		№3 КВр-0,6-95	1	2009	0,52		

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котельной, кг <sub>у.т.</sub> /Гкал
6	АМК Баумана	№1 Прометей -автомат КВм-180	1	2015	0,15	0,31	227,51
		№2 Прометей -автомат КВм-180	1	2015	0,15		
7	АМК ПМК-57	№1 Прометей -автомат КВм-180	1	2016	0,15	0,31	210,06
		№2 Прометей -автомат КВм-180	1	2016	0,15		
8	АМК Металлобаза	№1 Прометей -автомат КВм-300	1	2016	0,26	0,52	210,04
		№2 Прометей -автомат КВм-300	1	2016	0,26		
9	АМК Школа №6	№1 Прометей -автомат КВм-300	1	2016	0,26	0,52	228,66
		№2 Прометей -автомат КВм-300	1	2016	0,26		
10	АМК Уткинская	№1 Прометей -автомат КВм-600	1	2016	0,52	1,03	206,75
		№2 Прометей -автомат КВм-600	1	2016	0,52		
11	АМК Общежитие	№1 Прометей -автомат КВм-140	1	2016	0,12	0,24	196,4
		№2 Прометей -автомат КВм-140	1	2016	0,12		
12	АМК Сахалинская	№1 Прометей -автомат КВм-40	1	2018	0,03	0,07	232,79
		№2 Прометей -автомат КВм-40	1	2018	0,03		
ЕТО №3							
Основное топливо – уголь							
1	Котельная № 7	№1 КВТС-1	1	2003	0,86	3,2	244,07
		№2 КВТС-1	1	2005	0,86		
		№3 КВТС-1	1	2003	0,86		
		№4 КВТС-1	1	2005	0,86		
2	Котельная № 116	№1 КВТС-1	1	2000	0,86	5,6	244,07
		№2 КВТС-1	1	2003	0,86		
		№3 КВТС-1	1	2000	0,86		
		№4 КВТС-1	1	2003	0,86		
		№5 КВТС-1	1	2003	0,86		
		№6 КВТС-1	1	2003	0,86		

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котельной, кг <sub>у.т.</sub> /Гкал
		№6 КВр-1,0Б(КВТС-1,0)	1	2021	0,86		

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

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

**Таблица 2.20 - Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне ЕТО за базовый год актуализации, Гкал/ч (таблица П10.2 МУ)**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной «нетто»
<b>ЕТО №2</b>						
2	№4	2,72	0,00	2,72	0,160	2,560
3	Амурская	11,03	0,00	11,03	0,660	10,370
4	№4/1	3,50	0,00	3,50	0,130	3,370
5	Школа №35	1,98	0,00	1,98	0,050	1,930
6	Подгородненка	2,07	0,86	1,21	0,040	1,170
7	Силинский	2,58	0,00	2,58	0,080	2,500
8	Школа №22	2,41	0,00	2,41	0,090	2,320
9	Молодежная	1,98	0,00	1,98	0,920	1,060
10	Угловая	8,75	0,00	8,75	0,490	8,260
11	Авиационная	6,02	0,00	6,02	0,370	5,650
12	МАЭ	6,32	2,56	3,76	0,340	3,420
13	АМК Баумана	0,31	0,00	0,31	0,001	0,309
14	АМК ПМК-57	0,31	0,00	0,31	0,001	0,309
15	АМК Металлобаза	0,52	0,00	0,52	0,010	0,510
16	АМК Школа №6	0,52	0,00	0,52	0,010	0,510
17	АМК Уткинская	1,03	0,00	1,03	0,010	1,020
18	АМК Общежитие	0,24	0,00	0,24	0,001	0,239
19	АМК Сахалинская	0,07	0,00	0,07	0,001	0,069
<b>ИТОГО по ЕТО №2</b>		<b>52,4</b>	<b>3,4</b>	<b>48,9</b>	<b>3,4</b>	<b>45,6</b>
<b>ЕТО №3</b>						
20	Котельная № 7	3,20	0,00	3,20	0,030	3,170
21	Котельная № 116	5,60	0,00	5,60	0,060	5,540
<b>ИТОГО по ЕТО №3</b>		<b>8,8</b>	<b>0,0</b>	<b>8,8</b>	<b>0,1</b>	<b>8,7</b>
<b>Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)</b>						
22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	18,83	0,00	18,83	0,100	18,730
<b>ИТОГО по прочим ЕТО</b>		<b>19</b>	<b>0</b>	<b>19</b>	<b>0</b>	<b>19</b>

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

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

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

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

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

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

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

Величина собственных нужд зависит от многих факторов:

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

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

В общем случае, нормативная величина собственных нужд котельной варьируется от 1% до 5%. Фактически величина собственных нужд может быть значительно больше.

Параметры тепловой мощности «нетто» каждого источника представлены в таблице раздела 2.3.3.

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

**Таблица 2.21 - Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации схемы теплоснабжения (таблица П10.3 МУ)**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т	Расход топлива, т <sub>у.т</sub>
<b>ЕТО №2</b>							
2	№4	3246	193	3053	мазут	445	614
3	Амурская	13255	755	12500	мазут	1604	2214
4	№4/1	3342	121	3221	мазут	452	624
5	Школа №35	1252	30	1222	уголь	555	379
6	Подгородненка	2026	69	1957	уголь	787	427
7	Силинский	3947	130	3817	уголь	1192	813
8	Школа №22	2345	91	2254	уголь	899	478
9	Молодежная	2142	59	2083	уголь	731	437
10	Угловая	8208	457	7751	мазут	1074	1482
11	Авиационная	9576	581	8995	мазут	1166	1609
12	МАЭ	3588	326	3262	мазут	444	612
13	АМК Баумана	389	0	389	уголь	130	88
14	АМК ПМК-57	371	0	371	уголь	114	78
15	АМК Металлобаза	367	0	367	уголь	113	77
16	АМК Школа №6	576	0	576	уголь	193	132
17	АМК Уткинская	912	0	912	уголь	277	189
18	АМК Общежитие	226	0	226	уголь	65	44
19	АМК Сахалинская	128	0	128	уголь	44	30
<b>ИТОГО по ЕТО №2</b>		<b>55896</b>	<b>2812</b>	<b>53084</b>		<b>10284</b>	<b>10327</b>
<b>ЕТО №3</b>							
20	Котельная № 7	4124	91	4033	бурый уголь	2108	984
21	Котельная № 116	4192	93	4099	бурый уголь	2142	1001
<b>ИТОГО по ЕТО №3</b>		<b>8316</b>	<b>184</b>	<b>8132</b>		<b>4250</b>	<b>1985</b>
<b>Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)</b>							
22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	5633	124	5509	газ сжиженный	609	956
<b>ИТОГО по прочим ЕТО</b>		<b>5633</b>	<b>124</b>	<b>5509</b>		<b>609</b>	<b>956</b>

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

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

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – центральный качественный, по отопительной нагрузке.

Котлы, установленные на котельных КГУП «ПТЭ», работают с температурным графиком 95/70°C, температурные режимы отпуска теплоносителя в тепловую сеть после понижения температурного уровня непосредственно на котельных представлены в таблице ниже.

**Таблица 2.22 - Температурные режимы отпуска теплоносителя в тепловую сеть после понижения температурного уровня непосредственно на котельных**

Наименование характерной точки	Температура теплоносителя Т1 / Т2, °С
Котельная Амурская	62/48
Котельная №4	61/55
Котельная №4/1	65/52
Котельная сш.№35	60/50
Котельная Подгородненка	60/50
Котельная Угловое	64/54
Котельная Аэропорт	66/52
Котельная сш.№22	63/51
Котельная Молодежная	68/52

Максимальная температура теплоносителя, отпускаемого от котельных ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ВВО – 80/60°C.

## 2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

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

Среднегодовая загрузка оборудования котельных представлена в таблице ниже.

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

**Таблица 2.23 - Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации Схемы теплоснабжения (таблица П10.4 МУ)**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2020-тый год	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, ч
ЕТО №2				
2	№4	2,72	3246	1193
3	Амурская	11,03	13255	1202
4	№4/1	3,50	3342	955
5	Школа №35	1,98	1252	633
6	Подгородненка	2,07	2026	979

№ п/п	Наименование теплоисточника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2020-тый год	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, ч
7	Силинский	2,58	3947	1530
8	Школа №22	2,41	2345	973
9	Молодежная	1,98	2142	1082
10	Угловая	8,75	8208	938
11	Авиационная	6,02	9576	1591
12	МАЭ	6,32	3588	568
13	АМК Баумана	0,31	389	1254
14	АМК ПМК-57	0,31	371	1198
15	АМК Металлобаза	0,52	367	707
16	АМК Школа №6	0,52	576	1108
17	АМК Уткинская	1,03	912	886
18	АМК Общежитие	0,24	226	940
19	АМК Сахалинская	0,07	128	1828
<b>ИТОГО по ЕТО №2</b>		<b>52,36</b>	<b>55896</b>	<b>1068</b>
<b>ЕТО №3</b>				
20	Котельная № 7	3,20	4124	1289
21	Котельная № 116	5,60	4192	749
<b>ИТОГО по ЕТО №3</b>		<b>8,80</b>	<b>8316</b>	<b>945</b>
<b>Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)</b>				
22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	18,83	5633	299
<b>ИТОГО по прочим ЕТО</b>		<b>19</b>	<b>5633</b>	<b>299</b>

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

Коммерческий учет на головных участках тепловыводов осуществляется только на котельных. Перечень источников с установленными на головных выводах УУТЭ представлен в таблице ниже.

**Таблица 2.24 - Перечень источников с установленными на головных выводах УУТЭ**

Наименование источника	Отпуск тепловой энергии с коллекторов источника за 2020 год, Гкал
Артемовская ТЭЦ	576,430
Амурская г. Артем ориентир ул. Полевая, 19	12,456
АМК Уткинская г. Артем ул. Уткинская, 6	0,902
Силинский г. Артем п. Олений ориентир ул. Зоологическая, 12	3,817
АМК ПМК-57 г. Артем ул. Виноградная, 3/1	0,367
АМК Металлобаза г. Артем ул. Саперная 4д	0,364
АМК Сахалинская г. Артем ул. Сахалинская 52/1	0,127
АМК сш №6 г. Артем ул. Серова, 16	0,570
Угловое г. Артем ул. Сахалинская, 9	7,751
АМК Баумана г. Артем ул. Баумана	0,385
АМК Общежитие г. Артем ул. 1-я Рабочая, 83/2	0,223
Авиационная г. Артем, с. Кневичи ул. Авиационная, 8	8,995
Котельная №116 Угловое	3,422
<b>Итого</b>	<b>615,81</b>

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

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



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

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

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

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

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

За последние 5 лет по данным ТСО аварий на котельных не происходило.

За рассматриваемый период периодически возникали отказы на котельных, при которых недоотпуск тепловой энергии потребителям зафиксирован не был.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных в ни одной из теплоснабжающих организаций по состоянию на начало 2021 г. не выдавались.

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

Данные об установленном топливном режиме, предусмотренные МУ, представлены в таблице ниже.

**Таблица 2.25 - Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО за базовый период актуализации Схемы теплоснабжения (таблица П10.7 МУ)**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2020 год, ккал/кг	Расход условного топлива, Т <sub>у.т</sub> за 2020 год
<b>ЕТО №2</b>				
2	№4	мазут	9660	614
3	Амурская	мазут	9660	2214
4	№4/1	мазут	9660	624
5	Школа №35	уголь	4773	379
6	Подгородненка	уголь	3798	427
7	Силинский	уголь	4778	813
8	Школа №22	уголь	3726	478
9	Молодежная	уголь	4183	437
10	Угловая	мазут	9660	1482
11	Авиационная	мазут	9660	1609
12	МАЭ	мазут	9660	612
13	АМК Баумана	уголь	4767	88
14	АМК ПМК-57	уголь	4772	78
15	АМК Металлобаза	уголь	4775	77
16	АМК Школа №6	уголь	4775	132
17	АМК Уткинская	уголь	4775	189
18	АМК Общежитие	уголь	4767	44
19	АМК Сахалинская	уголь	4771	30
<b>ИТОГО по ЕТО №2</b>			<b>7029</b>	<b>10327</b>

№ п/п	Наименование теплоисточника	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2020 год, ккал/кг	Расход условного топлива, т <sub>у.т</sub> за 2020 год
<b>ЕТО №3</b>				
20	Котельная № 7	бурый уголь	3269	984
21	Котельная № 116	бурый уголь	3269	1001
<b>ИТОГО по ЕТО №3</b>			<b>3269</b>	<b>1985</b>
<b>Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)</b>				
22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	газ сжиженный	10990	956
<b>ИТОГО по прочим ЕТО</b>			<b>10990</b>	<b>956</b>

### 3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ

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

За период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения, за 2019-2020 гг. в зоне ЕТО №001 (АО «ДГК») и в зоне ЕТО №002 (КГУП «ПТЭ») изменилась суммарная протяженность тепловых сетей:

- ЕТО №001 (АО «ДГК») – в базовой (утвержденной) версии Схемы теплоснабжения – 177,522 км (в однострубно́м исчислении), в новом проекте актуализации – 200,973 км (в однострубно́м исчислении).

- ЕТО №002 (КГУП «ПТЭ») – в базовой (утвержденной) версии Схемы теплоснабжения – 19,31 км (в однострубно́м исчислении), в новом проекте актуализации – 20,046 км (в однострубно́м исчислении).

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

К теплосетевым организациям на территории Артемовского городского округа относятся:

– ПАО «ДГК» - организация осуществляет транспортировку и сбыт тепловой энергии от источников ПАО «ДГК» (Артемовская ТЭЦ). На балансе организации находятся магистральные и распределительные сети от Артемовской ТЭЦ общей протяженностью 200,973 км в однострубно́м исчислении;

– КГУП «Примтеплоэнерго» - в границах эксплуатационной ответственности организации находятся тепловые сети от муниципальных котельных, расположенных на территории городского округа общей протяженностью 20,046 км в однострубно́м исчислении;

– Сетевые организации в зоне ЕТО №001 - в границах эксплуатационной ответственности организации находятся незначительная часть распределительных и внутриквартальных тепловых сетей от источника ПАО «ДГК» (Артемовская ТЭЦ):

**Таблица 3.1 - Сетевые организации в зоне ЕТО №001**

№ п/п	наименование ТСО	Контур источника
1	ООО «Сумбаско»	АТЭЦ
2	ООО «Энергия»	АТЭЦ
3	АО «Артемовская экспедиция»	АТЭЦ

– Ведомственные организации - в границах эксплуатационной ответственности организаций находятся тепловые сети соответствующих предприятий.

Муниципальные и ведомственные котельные на территории Артемовского городского округа в основном работают автономно и не резервируют друг друга. Тепловые сети выполнены двухтрубной прокладкой. Регулирование отпуска тепловой энергии от котельных осуществляется по температурному графику 95/70 °С. В системах теплоснабжения от котельных осуществляется качественное регулирование.

Для контроля и регулирования гидравлического и теплового режима тепловой энергии, поступающей к потребителям, на территории Артемовского городского округа тепловые сети ПАО «ДГК» имеют 4 перекачивающих станции и 16 центральных тепловых пунктов.

Протяженность тепловых сетей Артемовского городского округа от ТЭЦ и всех муниципальных и ведомственных котельных составит порядка 223 350 м в однострубно́м исчислении при этом большая часть тепловых сетей проложена диаметром менее 300 мм, что говорит о разветвленной системе распределительных сетей.

Транспорт тепловой энергии от источников тепловой энергии до потребителей осуществляется по магистральным и квартальным тепловым сетям. Магистральные водяные тепловые сети выполнены по радиальной схеме двухтрубными. Квартальные водяные тепловые сети выполнены по радиальной схеме, частично двухтрубными, частично четырехтрубными, циркуляционными (общая характеристика тепловых сетей Артемовского городского округа представлена в таблице 3.4).

Внутренние системы отопления зданий жилого и административно-делового назначения централизованной системы теплоснабжения Артемовского городского округа подключены к тепловым сетям, в основном, по зависимой схеме через элеваторы. Ряд потребителей подключен через автоматизированные ИТП.

Горячее водоснабжение (далее по тексту ГВС) потребителей жилищно-коммунального сектора осуществляется частично по открытой и закрытой схеме. В основном в квартирах установлены подогреватели горячей воды.

Горячее водоснабжение потребителей теплового вывода ТПУ-3 осуществляется по закрытой схеме только в отопительный период при температуре теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети не менее 70°C.

Горячее водоснабжение потребителей теплового вывода ТПУ-2 осуществляется по открытой схеме круглогодично.

Потребители горячего водоснабжения, подключенные от теплового вывода ТПУ-1 в 2020-2021 годах отсутствуют

От АТЭЦ отпуск тепловой энергии осуществляется по трем тепловыводам:

- т/магистраль ТПУ-1 МПТФ диаметром 2Ду 800 мм;
- т/магистраль ТПУ поселок Артемовский диаметром 2Ду 400 мм, работающая на свою локальную зону;
- т/магистраль ТПУ-3 г. Артем диаметром 2Ду 800/700 мм.

На всех источниках принято качественное регулирование отпуска тепла по отопительному графику. Присоединение систем отопления абонентов, в основном, произведено по зависимой схеме через элеваторы или смесительные насосы. Системы горячего водоснабжения либо отсутствуют, либо подключены по открытой и закрытой схеме через теплообменники. Типовые схемы присоединения потребителей см. п.3.17

**Таблица 3.2 - Перечень насосных станций Артемовского городского округа**

Наименование насосной станции (ЦТП). Назначение	Марка насоса (место установки)	Число насосов, одновременно находящихся в работе, шт.	Число часов работы насосного оборудования, ч
ТНС-УПТФ (ТНС-1)	СЭ 1250-70 подающий трубопровод	4	4 776
ТНС 2 - Заводское	СЭ 1250-70 подающий трубопровод	3	4 776
ТНС 3-Суражевка	СЭ 1250-70 обратный трубопровод	2	4 776
	СЭ 1250-65	1	4 776
	СЦН-1250-70	1	4 776
ТНС 4-ФБТ	СЦН 1250-70 подающий трубопровод	4	4 776

Наименование насосной станции (ЦТП). Назначение	Марка насоса (место установки)	Число насосов, одновременно находя-щихся в работе, шт.	Число часов работы насосного оборудования, ч
	СЦН 1250-70 обратный трубопровод	4	4 776

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

Схема расположения источников тепловой энергии и тепловых сетей Артемовского городского округа представлены на рисунке 3.1.





Рисунок 3.1 – Схема расположения источников тепловой энергии и тепловых сетей Артемовского городского округа

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

Наибольшую протяженность и материальную характеристику в Артемовском городском округе имеют тепловые сети от АТЭЦ.

Общая характеристика магистральных и распределительных тепловых сетей Артемовского городского округа в разрезе ЕТО и ТСО представлена в таблицах ниже.

**Таблица 3.3 - Общая характеристика магистральных тепловых сетей ТСО в зонах деятельности ЕТО Артемовского городского округа (П11.1 МУ)**

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>ЕТО:</b>	<b>№001 - ПАО «ДГК»</b>	
350	0,0	0,0
400	2024,9	810,0
450	0,0	0,0
500	16589,5	8294,8
600	0,0	0,0
700	38210,1	26747,1
800	18169,2	14535,3
900	0,0	0,0
1000	0,0	0,0
1100	0,0	0,0
1200	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>74993,7</b>	<b>50387,1</b>

**Таблица 3.4 - Общая характеристика распределительных тепловых сетей ТСО в зонах деятельности ЕТО Артемовского городского округа (П11.3 МУ)**

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>ЕТО:</b>	<b>№001 - ПАО «ДГК»</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	286,8	7,2
32	1027,7	32,9
40	1328,1	53,1
50	16159,7	808,0
70	10010,4	700,7
80	13560,9	1084,9
100	27212,4	2721,2
125	5294,7	661,8
150	25031,2	3754,7
175	0,0	0,0
200	13993,7	2798,7
250	9881,4	2470,3
300	2192,8	657,8
<b>Итого</b>	<b>125979,8</b>	<b>15751,4</b>
<b>ЕТО:</b>	<b>№002 - КГУП «ПТЭ»</b>	
15	25,5	0,4
20	13,3	0,3
25	710,9	17,8
32	695,7	22,3
40	735,2	29,4
50	2878,4	143,9

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
70	1379,6	96,6
80	4061,3	324,9
100	3607,7	360,8
125	863,1	107,9
150	2585,6	387,8
175	0,0	0,0
200	1434,9	287,0
250	979,6	244,9
300	75,5	22,7
<b>Итого</b>	<b>20046,3</b>	<b>2046,5</b>
<b>Котельная</b>	<b>№4</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	0,0	0,0
40	0,0	0,0
50	41,6	2,1
70	99,5	7,0
80	151,5	12,1
100	116,1	11,6
125	57,0	7,1
150	197,5	29,6
175	0,0	0,0
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>663,2</b>	<b>69,5</b>
<b>Котельная</b>	<b>Амурская</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	39,5	1,3
40	101,0	4,0
50	1091,2	54,6
70	244,4	17,1
80	1113,5	89,1
100	1003,0	100,3
125	162,8	20,4
150	685,6	102,8
175	0,0	0,0
200	718,2	143,6
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>5159,2</b>	<b>533,2</b>
<b>Котельная</b>	<b>№4/1</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	0,0	0,0
40	0,0	0,0
50	45,5	2,3
70	122,0	8,5
80	178,5	14,3
100	137,8	13,8
125	0,0	0,0
150	214,9	32,2
175	0,0	0,0
200	20,0	4,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>718,7</b>	<b>75,1</b>



Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>Котельная</b>	<b>Школа №35</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	0,0	0,0
40	0,0	0,0
50	0,0	0,0
70	0,0	0,0
80	0,0	0,0
100	113,0	11,3
125	0,0	0,0
150	0,0	0,0
175	0,0	0,0
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>113,0</b>	<b>11,3</b>
<b>Котельная</b>	<b>Подгородненка</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	591,5	14,8
32	20,0	0,6
40	0,0	0,0
50	280,5	14,0
70	286,6	20,1
80	265,4	21,2
100	83,3	8,3
125	90,6	11,3
150	191,5	28,7
175	0,0	0,0
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>1809,4</b>	<b>119,1</b>
<b>Котельная</b>	<b>Силинский</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	0,0	0,0
40	0,0	0,0
50	80,0	4,0
70	71,0	5,0
80	293,5	23,5
100	70,0	7,0
125	65,0	8,1
150	299,5	44,9
175	0,0	0,0
200	141,5	28,3
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>1020,5</b>	<b>120,8</b>
<b>Котельная</b>	<b>Школа №22</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	15,0	0,4
32	40,0	1,3
40	0,0	0,0
50	127,0	6,4
70	0,0	0,0
80	110,0	8,8
100	1019,5	102,0

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
125	14,0	1,8
150	0,0	0,0
175	0,0	0,0
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>1325,5</b>	<b>120,5</b>
<b>Котельная</b>	<b>Молодежная</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	29,5	0,7
32	316,2	10,1
40	351,2	14,0
50	204,0	10,2
70	94,7	6,6
80	457,4	36,6
100	498,9	49,9
125	0,0	0,0
150	0,0	0,0
175	0,0	0,0
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>1951,9</b>	<b>128,2</b>
<b>Котельная</b>	<b>Угловая</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	12,0	0,4
40	122,0	4,9
50	137,7	6,9
70	1,0	0,1
80	460,7	36,9
100	132,2	13,2
125	96,0	12,0
150	501,0	75,2
175	0,0	0,0
200	295,5	59,1
250	75,0	18,8
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>1833,1</b>	<b>227,3</b>
<b>Котельная</b>	<b>Авиационная</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	0,0	0,0
40	0,0	0,0
50	137,0	6,9
70	109,0	7,6
80	247,0	19,8
100	353,5	35,4
125	377,7	47,2
150	11,5	1,7
175	0,0	0,0
200	140,5	28,1
250	364,0	91,0
300	75,5	22,7
<b>Итого</b>	<b>1815,7</b>	<b>260,3</b>
<b>Котельная</b>	<b>МАЭ</b>	
15	25,5	0,4
20	13,3	0,3

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
25	62,9	1,6
32	268,0	8,6
40	79,8	3,2
50	382,1	19,1
70	89,4	6,3
80	404,4	32,4
100	50,4	5,0
125	0,0	0,0
150	344,1	51,6
175	0,0	0,0
200	119,2	23,8
250	540,6	135,2
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>2379,7</b>	<b>287,3</b>
<b>Котельная</b>	<b>АМК Баумана</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	0,0	0,0
40	0,0	0,0
50	77,0	3,9
70	31,1	2,2
80	60,0	4,8
100	0,0	0,0
125	0,0	0,0
150	0,0	0,0
175	0,0	0,0
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>168,1</b>	<b>10,8</b>
<b>Котельная</b>	<b>АМК ПМК-57</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	0,0	0,0
40	0,0	0,0
50	157,0	7,9
70	48,0	3,4
80	65,0	5,2
100	0,0	0,0
125	0,0	0,0
150	0,0	0,0
175	0,0	0,0
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>270,0</b>	<b>16,4</b>
<b>Котельная</b>	<b>АМК Металлобаза</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	12,0	0,3
32	0,0	0,0
40	81,2	3,2
50	82,8	4,1
70	119,0	8,3
80	10,8	0,9
100	12,6	1,3
125	0,0	0,0
150	0,0	0,0
175	0,0	0,0

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>318,4</b>	<b>18,1</b>
<b>Котельная</b>	<b>АМК Школа №6</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	0,0	0,0
40	0,0	0,0
50	0,0	0,0
70	0,0	0,0
80	112,0	9,0
100	0,0	0,0
125	0,0	0,0
150	0,0	0,0
175	0,0	0,0
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>112,0</b>	<b>9,0</b>
<b>Котельная</b>	<b>АМК Уткинская</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	0,0	0,0
40	0,0	0,0
50	0,0	0,0
70	0,0	0,0
80	87,0	7,0
100	17,4	1,7
125	0,0	0,0
150	140,0	21,0
175	0,0	0,0
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>244,4</b>	<b>29,7</b>
<b>Котельная</b>	<b>АМК Общежитие</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	0,0	0,0
40	0,0	0,0
50	2,0	0,1
70	18,0	1,3
80	44,6	3,6
100	0,0	0,0
125	0,0	0,0
150	0,0	0,0
175	0,0	0,0
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>64,6</b>	<b>4,9</b>
<b>Котельная</b>	<b>АМК Сахалинская</b>	
15	0,0	0,0
20	0,0	0,0
25	0,0	0,0
32	0,0	0,0
40	0,0	0,0

Условный диаметр, мм	Протяженность в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
50	33,0	1,7
70	45,9	3,2
80	0,0	0,0
100	0,0	0,0
125	0,0	0,0
150	0,0	0,0
175	0,0	0,0
200	0,0	0,0
250	0,0	0,0
300	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>78,9</b>	<b>4,9</b>
<b>Итого по Артемовскому городскому округу</b>		
15	25,5	0,4
20	13,3	0,3
25	997,7	24,9
32	1723,4	55,1
40	2063,3	82,5
50	19038,2	951,9
70	11389,9	797,3
80	17622,2	1409,8
100	30820,1	3082,0
125	6157,8	769,7
150	27616,8	4142,5
175	0,0	0,0
200	15428,6	3085,7
250	10861,0	2715,2
300	2268,3	680,5
<b>Итого</b>	<b>146026,0</b>	<b>17798,0</b>

Тепловые сети – двухтрубные, из стальных трубопроводов в тепловой изоляции.

Компенсация температурных расширений трубопроводов – П-образные компенсаторы и самокомпенсация, на новых сетях в стесненных местах устанавливаются сильфонные компенсаторы.

Магистральные трубопроводы больших диаметров вне зоны жилой застройки проложены, в основном, надземно, на отдельно стоящих низких опорах, переходы через проезды и препятствия выполнены на высоких (до 7,0 м) отдельно стоящих опорах или по строительным конструкциям мостовых переходов. Изоляция трубопроводов при наземной прокладке – минераловатные прошитые маты, покровный слой из оцинкованной стали.

В зонах жилой застройки прокладка трубопроводов принята подземная в сборных железобетонных непроходных каналах заводского изготовления. Тепловая изоляция, в основном, из минераловатных матов, имеются незначительные участки в ППУ и ППИМ изоляции, проложенные бесканально.

**Таблица 3.5 - Способы прокладки магистральных и распределительных тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО №001 (П11.2 МУ)**

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
<b>ЕТО:</b>	<b>№001 - ПАО «ДГК»</b>	
надземный	97599,04	49598,1
в канале	102696,2	19480,3
в земле	678,2	73,2
<b>Итого</b>	<b>200973,4</b>	<b>69151,6</b>

В таблице ниже представлена информация о сроке эксплуатации (срок эксплуатации – 25 лет и более) тепловых сетей по АГО.

**Таблица 3.6 - Распределение протяженности и материальной характеристики магистральных и распределительных тепловых сетей по годам прокладки ТСО в зоне деятельности ЕТО №001**

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>ЕТО:</b>	<b>№001 - ПАО «ДГК»</b>	
До 1990	149 062	59 312
С 1991 по 1998	30 200	4 394
С 1999 по 2003	11 416	1 356
С 2004	10 295	4 090
<b>Итого</b>	<b>200973,4</b>	<b>69151,6</b>

Из таблицы видно, что в целом по Артемовскому городскому округу доля ветхих сетей составляет 74,5%, что является довольно высоким показателем.

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

На трубопроводах тепловых сетей от источников тепловой энергии Артемовского городского округа установлена секционирующая арматура (тип – в основном, стальные задвижки с ручным управлением на давление  $P_y=16 \text{ кгс/см}^2$ , по способу присоединения – фланцевые или приварные соединения).

При подземной прокладке запорная арматура на тепловых сетях установлена в тепловых камерах.

### **3.6 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов**

Для выполнения оперативных переключений, ремонта, обслуживания запорных устройств и для установки контрольно-измерительных приборов с целью выполнения измерений режимных параметров теплоносителя тепловые сети от источников тепловой энергии Артемовского городского округа оборудованы павильонами, тепловыми камерами и смотровыми колодцами

В местах установки секционирующих задвижек, а также при установке запорной арматуры, на ответвлениях к потребителям, в местах подключения распределительных тепловых сетей к магистральным построены тепловые камеры - при подземной прокладке тепловых сетей и павильоны при надземной прокладке тепловых сетей.

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены в подземном исполнении и имеют следующую конструкцию:

- основание тепловых камер - монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в железобетонном исполнении из блоков или кирпича; имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона (балки, плиты); имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением перекрытия монолитным железобетоном.

Павильоны на магистральных тепловых сетях выполнены в надземном исполнении из сборного железобетона или выполнены из металлоконструкций

Высота камер тепловых сетей выбрана не менее 1,8 — 2,0 м. Их внутренние габариты зависят от числа и диаметра прокладываемых труб, размеров устанавливаемого оборудования и минимальных расстояний между строительными конструкциями и оборудованием. Камеры тепловых сетей выполнены из кирпича, монолитного бетона и железобетона. В торцевых стенах оставляют проемы для пропуска теплопроводов. Полы в камерах тепловых сетей выполняют из сборных железобетонных плит или монолита. Для стока воды дно выполнено с уклоном не менее 0,02 в сторону приемника, который для удобства откачки воды из камеры тепловых сетей расположен под одним из стоков. Перекрытия выполнены, как монолитным, так и из сборных железобетонных плит, уложенных на железобетонные или металлические балки. Для устройства люков в углах перекрытия уложены плиты с отверстиями. В соответствии с правилами техники безопасности при эксплуатации число люков для камеры тепловых сетей предусматривается не менее двух при внутренней площади камер до 6 м и не менее четырех при площади более 6 м. Для спуска обслуживающего персонала под люком устанавливают скобы, располагаемые в шахматном порядке с шагом по высоте не более 400 мм или лестницы. В случае если габариты оборудования превышают размеры входных люков, предусматривают монтажные проемы, ширина которых равна наибольшему размеру арматуры, оборудования или диаметра труб плюс 0,1 м (но не менее 0,7 м).

Распространены индустриальные камеры тепловых сетей из сборного железобетона, на монтаж которых уходит меньше времени и сокращаются трудозатраты. Применяются также сборные конструкции прямоугольных камер тепловых сетей со стенками из вертикальных блоков, которые бывают двух типов: сплошные и с отверстиями прямоугольной формы для пропуска теплопроводов. При строительстве тепловых сетей небольшого диаметра камеры тепловых сетей могут выполняться из круглых железобетонных колец. Круглые плиты перекрытий имеют два отверстия для устройства смотровых люков.

На магистральных тепловых сетях диаметром 500 мм и более секционирующие задвижки с электроприводом устанавливают, как правило, в камерах тепловых сетей, над которыми надстраиваются надземные сооружения в виде павильонов. Для ремонтных работ в павильонах предусматривают грузоподъемное оборудование. Для гидроизоляционной защиты наружные поверхности днища и стен камер тепловых сетей при наличии высокого уровня грунтовых вод, несмотря на имеющийся попутный дренаж, покрывают оклеечной гидроизоляцией из битумных рулонных материалов в несколько слоев, что определено проектом. В условиях повышенных требований водонепроницаемости кроме наружной оклеечной гидроизоляции применяют дополнительную штукатурную цементно-песчаную гидроизоляцию внутренней поверхности, наносимую при больших объемах работ методом торкретирования.

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

Система централизованного теплоснабжения Артемовского городского округа запроектирована на качественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям. Ежегодно переутверждаются температурные графики отпуска тепла от источников.

Регулирование режима работы систем теплопотребления абонентов осуществляется по температурным графикам для потребителей, разработанных с учетом режима работы различных схем подключения.

Температурный график отпуска тепловой энергии в тепловые сети к потребителям,

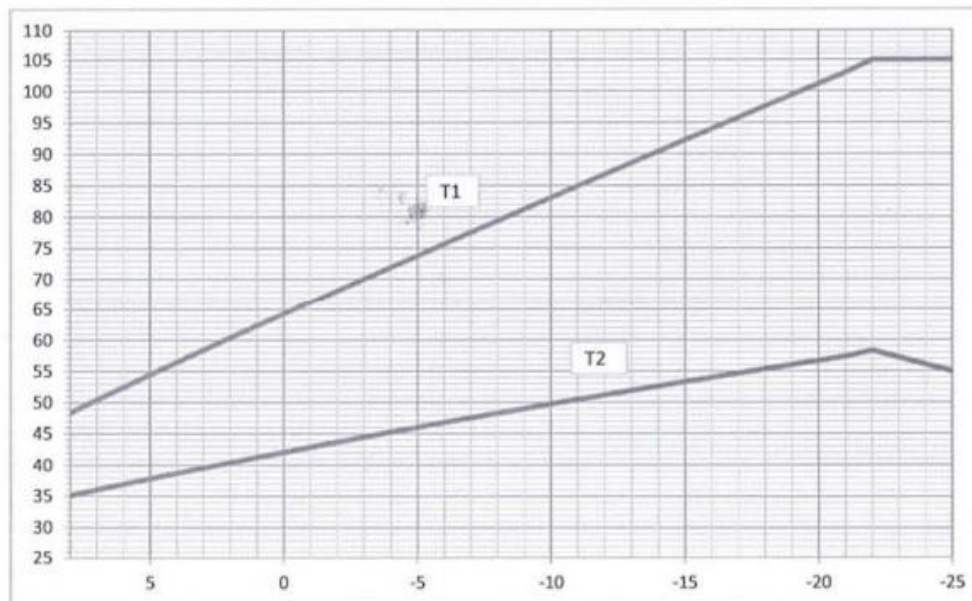
запитанным от ТПУ1 и ТПУ3 – 110/60 °С со срезкой 105/55°С, температурный график от ТПУ-2 - 88-70°С.



# График среднесуточных температур воды на отопительный период 2020-2021 гг.

Расчетная температура наружного воздуха: -25°C

АТЭЦ ТПУ-1



Линиями на графике обозначены:

T1-температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети от АТЭЦ

T2-температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети к АТЭЦ

T11-температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети после смешения

Примечание: Среднесуточные температуры наружного воздуха принимаются по данным ГУ "Приморское УГМС"

Главный инженер СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Начальник ОПРиТП СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Директор СП "Артемовская ТЭЦ" филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

"УТВЕРЖДАЮ"

Главный инженер филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Е.Л. Новиков

08.09.2020 г.

Среднесуточная температура наружного воздуха, °C	Среднесуточная температура сетевой воды, °C	
	в подающем	в обратном
-25,0	105	55
-24,0	105	56
-23,0	105	57
-22,0	105	58
-21,0	103	57
-20,0	101	57
-19,0	99	56
-18,0	98	55
-17,0	96	55
-16,0	94	54
-15,0	92	53
-14,0	90	53
-13,0	89	52
-12,0	87	51
-11,0	85	51
-10,0	83	50
-9,0	81	49
-8,0	79	48
-7,0	78	48
-6,0	76	47
-5,0	74	46
-4,0	72	45
-3,0	70	45
-2,0	68	44
-1,0	66	43
0,0	64	42
1,0	62	41
2,0	60	40
3,0	59	40
4,0	57	39
5,0	55	38
6,0	53	37
7,0	51	36
8,0	48	35

А.А. Старцев

М.Ю. Власенко

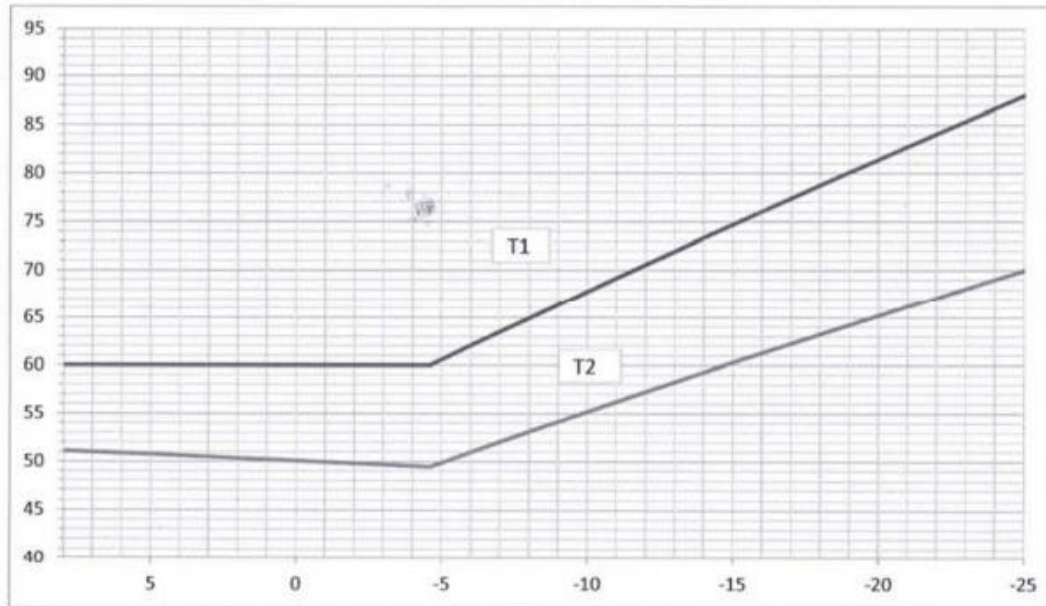
А.В. Гиберт

Рисунок 3.2 – Температурный график ТПУ-1

### График среднесуточных температур воды на отопительный период 2020-2021 гг.

Расчетная температура наружного воздуха: -25°C

Источник тепловой энергии: АТЭЦ "ТПУ-2"



Линиями на графике обозначены:

T1-температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети при фактической циркуляции теплоносителя

T2-температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети при фактической циркуляции теплоносителя

При наличии подогревателей ГВС присоединенных по 2-х ступенчатой схеме, температура в обратном трубопроводе на выходе из теплового пункта должна быть на 15-20°C ниже указанных в графике

Примечание: Среднесуточные температуры наружного воздуха принимаются по данным ГУ "Приморское УГМС"

Главный инженер СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Начальник ОПРиТП СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Директор СП "Артемовская ТЭЦ" филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

"УТВЕРЖДАЮ"

Главный инженер филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

*Е.Л. Новиков*

Е.Л. Новиков

28.05

2020 г.

Среднесуточная температура наружного воздуха, °C	Среднесуточная температура сетевой воды, °C	
	в подающем	в обратном
-25,0	88	70
-24,0	87	69
-23,0	85	68
-22,0	84	67
-21,0	83	66
-20,0	81	65
-19,0	80	64
-18,0	79	63
-17,0	77	62
-16,0	76	61
-15,0	75	60
-14,0	73	59
-13,0	72	58
-12,0	71	57
-11,0	69	56
-10,0	68	55
-9,0	66	54
-8,0	65	53
-7,0	64	52
-6,0	62	51
-5,0	61	50
-4,6	60	49
-3,0	60	50
-2,0	60	50
-1,0	60	50
0,0	60	50
1,0	60	50
2,0	60	50
3,0	60	51
4,0	60	51
5,0	60	51
6,0	60	51
7,0	60	51
8,0	60	51

А.А. Старцев

М.Ю. Власенко 28.08.20

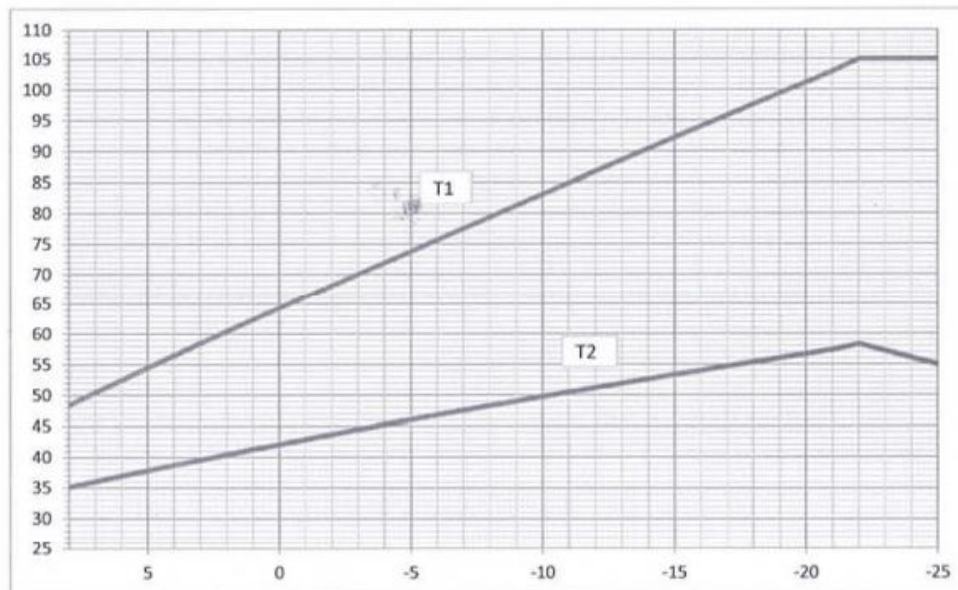
А. В. Гиберт

Рисунок 3.3 – Температурный график ТПУ-2

# График среднесуточных температур воды на отопительный период 2020-2021 гг.

Расчетная температура наружного воздуха: -25°C

АТЭЦ ТПУ-3



Линиями на графике обозначены:

T1-температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети от АТЭЦ

T2-температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети к АТЭЦ

T11-температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети после смешения

Примечание: Среднесуточные температуры наружного воздуха принимаются по данным ГУ "Приморское УГМС"

Главный инженер СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Начальник ОПРиТП СП Приморские тепловые сети филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Директор СП "Артемовская ТЭЦ" филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

"УТВЕРЖДАЮ"

Главный инженер филиала "Приморская генерация" АО "ДГК"

Е.Л. Новиков

08.08.2020 г.

Среднесуточная температура наружного воздуха, °C	Среднесуточная температура сетевой воды, °C	
	в подающем	в обратном
-25,0	105	55
-24,0	105	56
-23,0	105	57
-22,0	105	58
-21,0	103	57
-20,0	101	57
-19,0	99	56
-18,0	98	55
-17,0	96	55
-16,0	94	54
-15,0	92	53
-14,0	90	53
-13,0	89	52
-12,0	87	51
-11,0	85	51
-10,0	83	50
-9,0	81	49
-8,0	79	48
-7,0	78	48
-6,0	76	47
-5,0	74	46
-4,0	72	45
-3,0	70	45
-2,0	68	44
-1,0	66	43
0,0	64	42
1,0	62	41
2,0	60	40
3,0	59	40
4,0	57	39
5,0	55	38
6,0	53	37
7,0	51	36
8,0	48	35

А.А. Старцев

М.Ю. Власенко 28.08.20г.

А.В. Гиберт

Рисунок 3.4 – Температурный график ТПУ-3

Котлы, установленные на котельных КГУП «ПТЭ», работают с температурным графиком 95/70°C, температурные режимы отпуска теплоносителя в тепловую сеть после понижения температурного уровня непосредственно на котельных представлены в таблице ниже.

**Таблица 3.7 - Температурные режимы отпуска теплоносителя в тепловую сеть после понижения температурного уровня непосредственно на котельных**

Наименование характерной точки	Температура теплоносителя T1 / T2, °C
Котельная Амурская	62/48
Котельная №4	61/55
Котельная №4/1	65/52
Котельная сш.№35	60/50
Котельная Подгородненка	60/50
Котельная Угловое	64/54
Котельная Аэропорт	66/52
Котельная сш.№22	63/51
Котельная Молодежная	68/52

Максимальная температура теплоносителя, отпускаемого от котельных ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ВВО – 80/60°C.

Для систем теплоснабжения на базе муниципальных и ведомственных котельных, работающих в соответствии с температурным графиком 95-70°C, принятый температурный график является оптимальным и технически обоснованным по следующим причинам:

- простота конструкций систем теплопотребления (повышения разности температур в прямом и обратном трубопроводе приведет к необходимости внедрения смешивающих устройств, что значительно усложнит схемы теплопотребления);
- приближенность потребителей к источникам тепловой энергии;
- малые подключенные нагрузки потребителей.

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

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

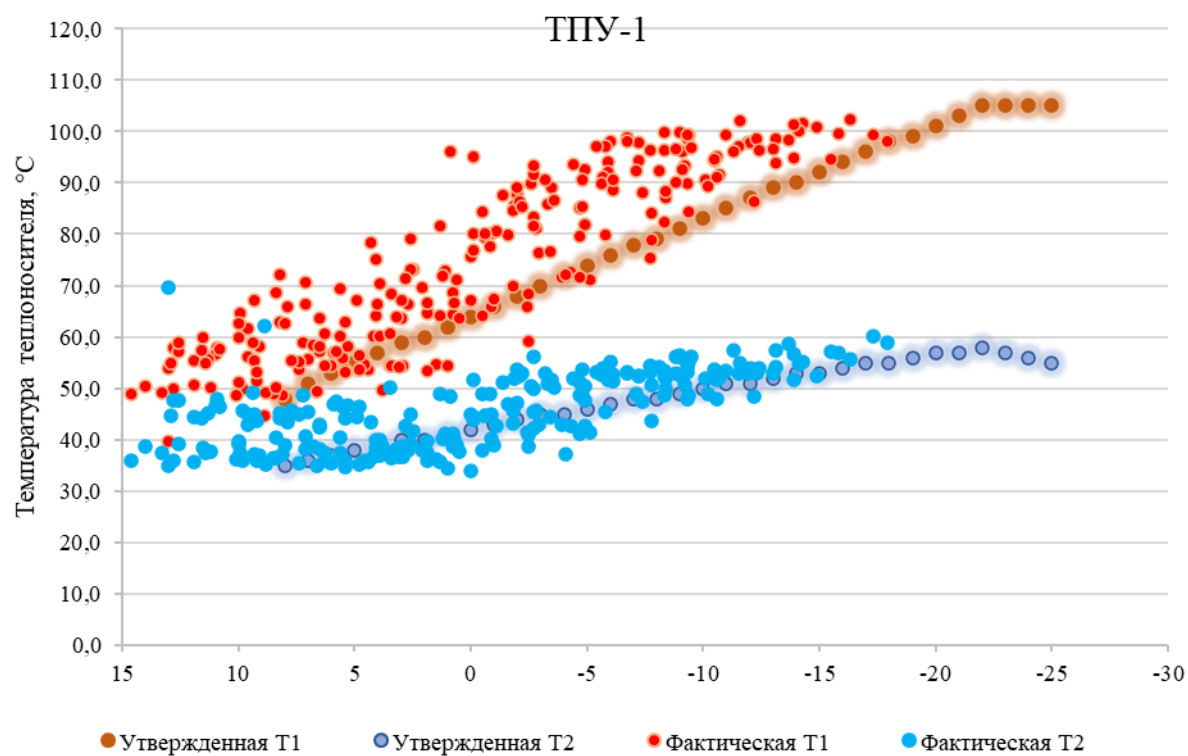
«Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

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

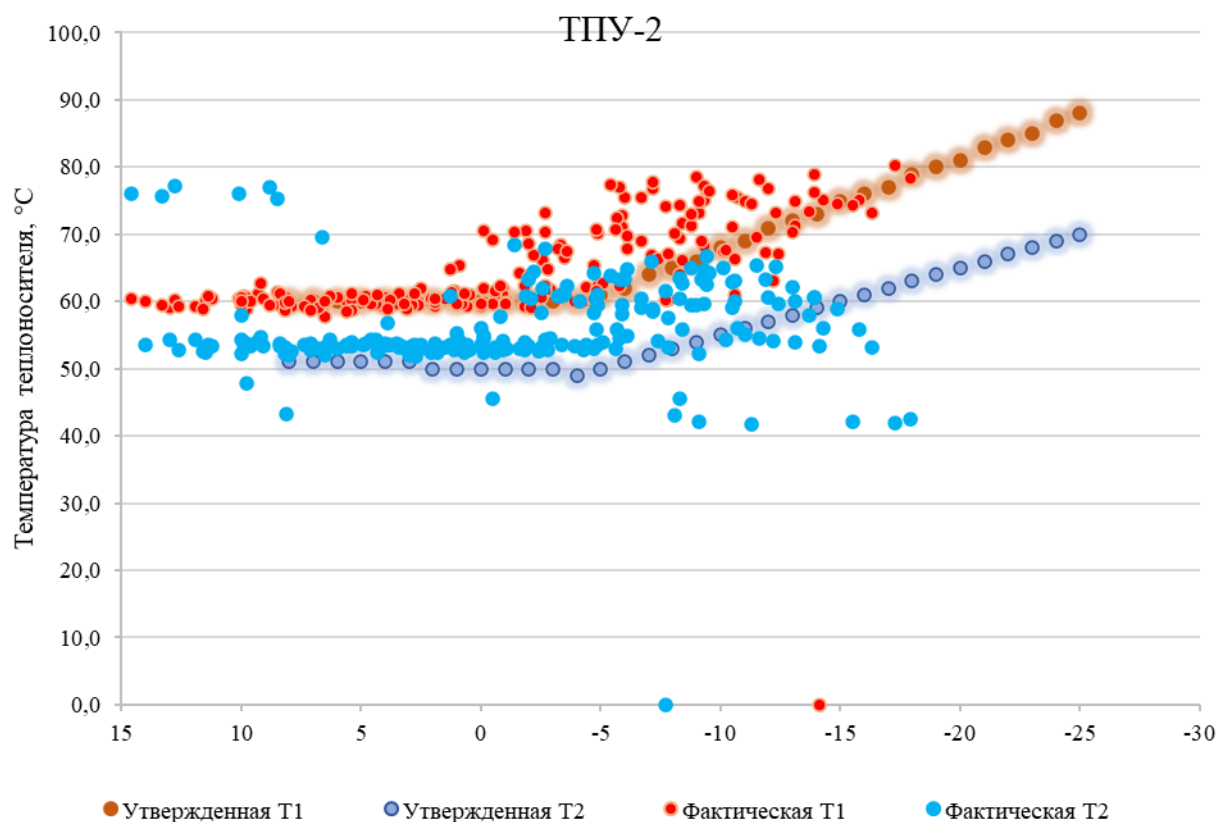
*Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на +5%. Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется».*

Фактические температурные графики основных крупных источников тепловой энергии Артемовского ГО приведены ниже на рисунках:

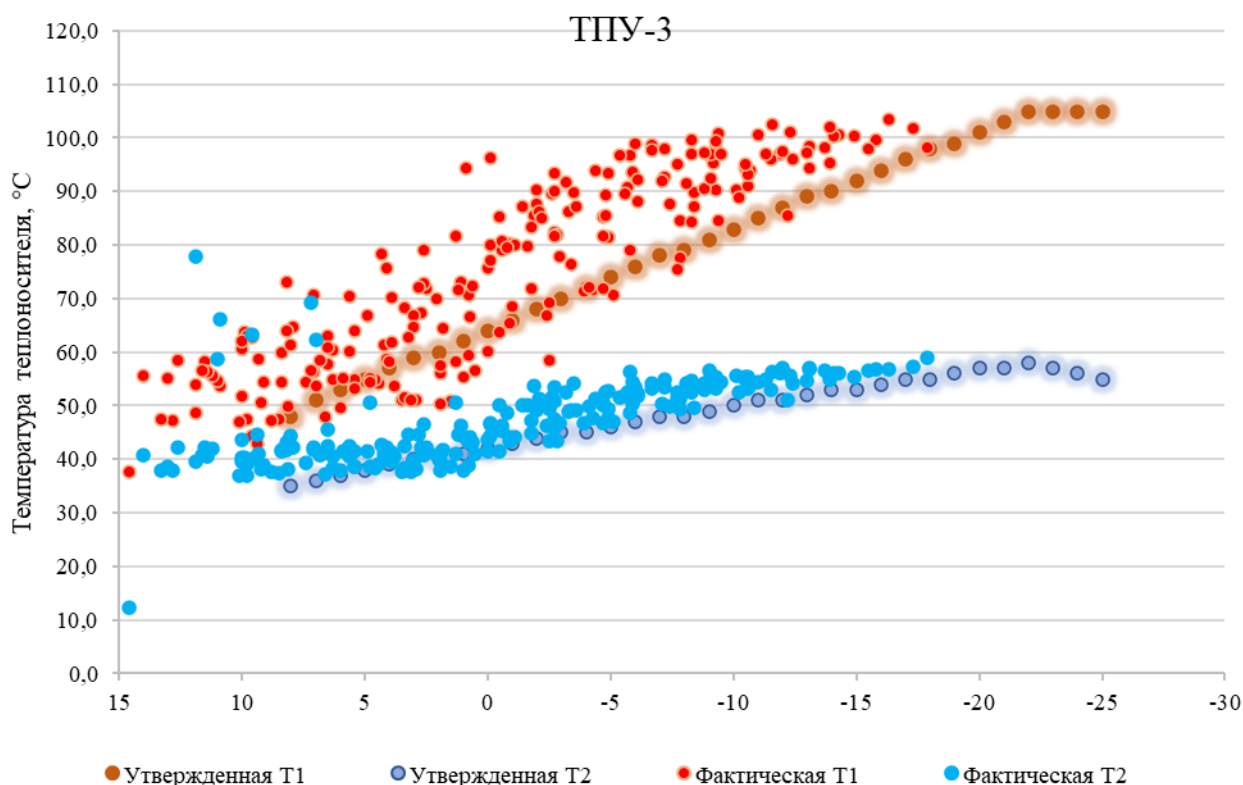




**Рисунок 3.5 – Сравнение фактического и утвержденного температурного графика по Артемовской ТЭЦ (ТПУ-1)**



**Рисунок 3.6 – Сравнение фактического и утвержденного температурного графика по Артемовской ТЭЦ (ТПУ-2)**



**Рисунок 3.7 – Сравнение фактического и утвержденного температурного графика по Артемовской ТЭЦ (ТПУ-3)**

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 и подающего теплоносителя.

Фактическая температура подающего трубопровода на всех источниках практически всегда выше утвержденных значений. Однако температура наружного воздуха за рассматриваемый период не достигала расчетных значений ( $-25^{\circ}\text{C}$ ), в связи с чем определить реальный температурный график невозможно.

### 3.9 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

В соответствии с требованиями статьи 15 п. 8 Федерального Закона Российской Федерации № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении» условия договора теплоснабжения должны соответствовать техническим условиям, в частности, определять параметры качества теплоснабжения. Кроме того, в соответствии с требованиями п. 4.11.1 ПТЭ режим работы теплофикационной установки электростанции или котельной должен быть организован в соответствии с заданием диспетчера тепловой сети. В частности, отклонения давлений сетевой воды в подающих трубопроводах от заданного режима за головными задвижками электростанции должны быть не более  $\pm 5$

%; отклонения давлений сетевой воды в обратных трубопроводах от заданного режима за головными задвижками электростанции или котельной должны быть не более  $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$  ( $\pm 20 \text{ кПа}$ ).

Для оценки работы тепловых сетей, определения параметров насосных подкачивающих и дроселирующих станций, а также гидравлических режимов существующих потребителей от источников централизованного теплоснабжения Артемовского городского округа разработана

электронная модель существующего гидравлического режима работы системы теплоснабжения на базе программно-расчетного комплекса Zulu.

В задачи разработки гидравлических режимов входят следующие требования:

- ✓ поддержание давления обратного трубопровода достаточного для обеспечения залива систем теплоснабжения;
- ✓ осуществление качественного теплоснабжения путем обеспечения требуемого располагаемого напора на абонентских вводах потребителей;
- ✓ максимальный напор обратного трубопровода не должен превышать предельно допустимую величину напора, принятую из условий прочности теплообменного оборудования;
- ✓ Обеспечение невоскипания сетевой воды в подающих трубопроводах.

При внедрении программного комплекса Zulu в тепловые сети Артемовского городского округа и освоении его у эксплуатирующих организаций появилась возможность моделирования ежегодно расчетные режимы, задавая те или иные параметры на источниках теплоснабжения.

Использование ZuluThermo позволяет проводить теплогидравлические расчеты тепловых сетей с получением:

- ✓ расходов сетевой воды, скоростей и потерь напоров в трубопроводах;
- ✓ параметров давления, расхода и температуры на контрольных точках системы, в том числе располагаемых напоров у потребителей;
- ✓ расчетных расходов теплоносителя у потребителей, номеров элеваторов, диаметров сопел и дроссельных шайб, а также мест их установки;
- ✓ нормативных и фактических тепловых потерь в подающих и обратных трубопроводах;
- ✓ утечек сетевой воды и потерь тепловой энергии с утечками из тепловой сети и систем теплоснабжения;
- ✓ минимально-допустимая величина располагаемого напора на источнике для дальнейшего технико-экономического расчета.

Гидравлические расчеты проведены для расчетного режима работы тепловых сетей - при стоянии расчетной температуры наружного воздуха.

Что касается Схемы теплоснабжения города на перспективные 2021-2036 гг., то расчет диаметров трубопроводов выполнен в программе ZuluThermo. Выбор диаметров тепловых сетей на каждом участке обоснован технико-экономическим расчетом при минимуме расчетных затрат.

Пьезометрические графики напоров в тепловой сети по магистралям от источников тепловой энергии приведены в Главе 3 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения.

### 3.10 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2016-2020 гг.

Сводная статистика отказов (инцидентов) на тепловых сетях системы теплоснабжения Артемовского городского округа представлена в таблице ниже. Подробный анализ статистики отказов представлен в разделе 9.2.

Фиксация отказов и восстановлений тепловых сетей Артемовского ГО ведется аварийно-диспетчерской службой (далее по тексту – АДС). На АТЭЦ за 2019-2020 года отказов тепловых сетей не выявлено. В летний период во время гидравлических испытаний количество аварий за 2020 год составило 167 ед.

В эксплуатационных зонах КГУП «ПТЭ» в границах Артемовского ГО за 2020 год аварий в сетях не зафиксировано.

### 3.11 Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2016-2020 гг.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения с момента обнаружения, идентификации дефекта, подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и представлены в таблице ниже.

**Таблица 3.8 - Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений**

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

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

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

В настоящее время не существует единого метода для мониторинга состояния тепловых сетей неразрушающего контроля металла трубопроводов, который бы сочетал в себе одновременно простоту и широкий диапазон применения на тепловых сетях, высокую эффективность и достоверность результатов. В связи с этим используются несколько видов технической диагностики. Их достоверность проверяется путем визуально-измерительного контроля.



### **3.12.1 Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории Артемовского ГО**

**Гидравлические испытания.** Метод был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопроводов в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

Как показывает опыт, метод гидравлических испытаний позволяет выявить около 75-80 % мест утечек на тепловых сетях ПАО «ДГК». Однако существенным недостатком данного метода является выявление значительной части утечек при проведении испытаний, касающихся только внутриквартальных тепловых сетей малых диаметров.

**Испытания на тепловые потери.** Целью испытаний является определение эксплуатационных потерь через тепловую изоляцию водяных тепловых сетей на балансе ТСО. Определение тепловых потерь осуществляется на основании испытаний, проводимых в соответствии с документом «Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях» СО 34.09.255-97. Результаты определения тепловых потерь через теплоизоляцию по данным испытаний сопоставляются с нормами проектирования, выдается качественная и количественная оценка теплоизоляционных свойств испытываемых участков, которая используется при нормировании эксплуатационных тепловых потерь для водяных тепловых сетей ТСО.

**Испытания на гидравлические потери.** Определение фактических гидравлических характеристик трубопроводов тепловых сетей, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Оценка состояния трубопроводов по результатам испытаний проводится путем сравнения фактического коэффициента гидравлического сопротивления с расчетным значением при эквивалентной шероховатости трубопровода для данных диаметров новых трубопроводов, а также фактической и расчетной пропускной способности отдельного участка или испытанных участков сети в целом.

**Испытания на максимальную температуру теплоносителя** проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией. Испытания проводятся не реже одного раза в 5 лет. Испытания проводятся в конце отопительного сезона с отключением внутренних систем детских и лечебных учреждений. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Максимальная испытательная температура соответствует температуре срезки по источнику в предстоящий отопительный сезон. После проведения испытаний составляется Акт.

**Испытания на потенциалы блуждающих токов.** Испытания представляют собой электрические измерения для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей.

### **3.12.2 Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями Артемовского ГО**

В целях повышения качества диагностики тепловых сетей теплоснабжающим организациям предлагается рассмотреть нижеперечисленные методы. Использование различных методов диагностики позволяет с большей точностью выявлять места утечек на тепловых сетях, выявлять участки с наибольшими тепловыми потерями и оптимально планировать ремонты.

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

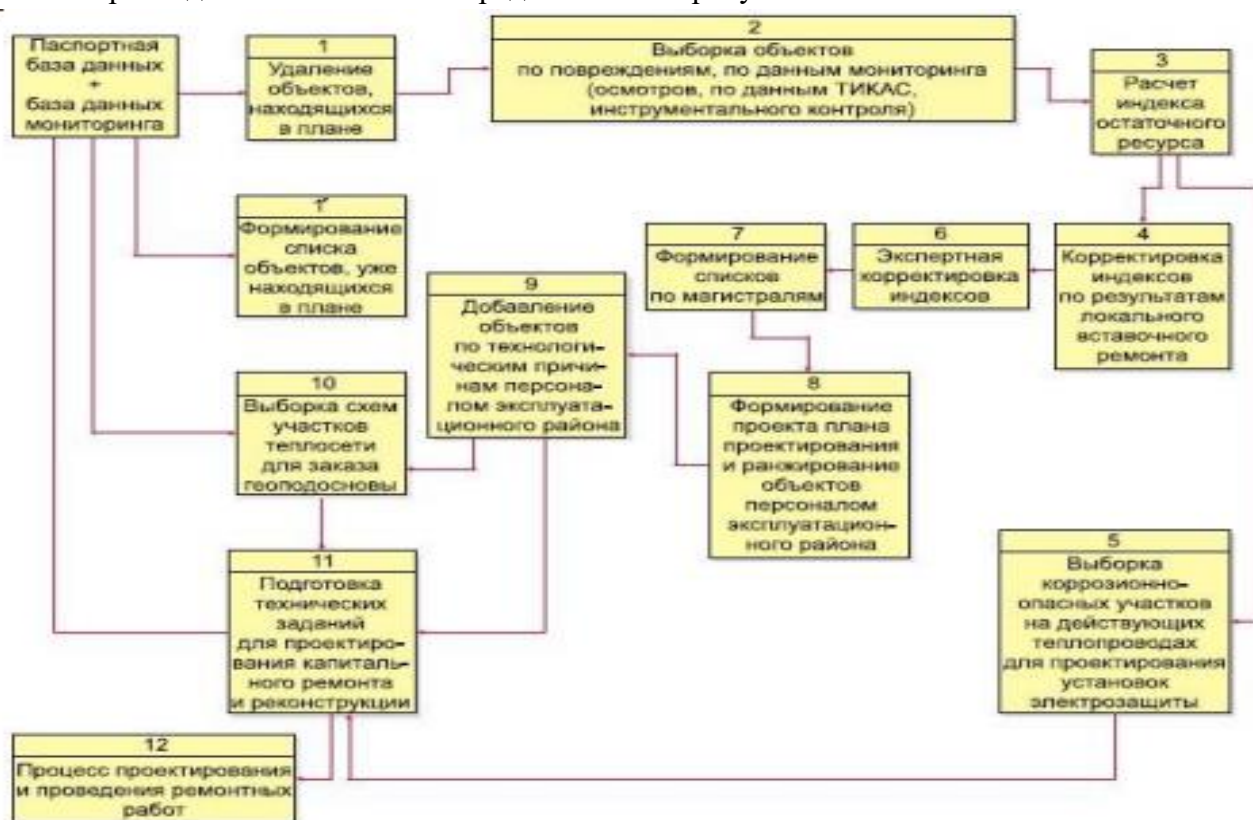
**Метод акустической эмиссии.** Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.

**Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне.** Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет. Недостатком метода является высокая стоимость проведения обследования.

**Метод магнитной памяти металла.** Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловых сетей. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

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

Схема формирования плана проектирования переключок на основе данных мониторинга состояния прокладок тепловых сетей представлена на рисунке ниже.



**Рисунок 3.8 – Схема формирования плана проектирования и переключок**

Для поддержания надежного теплоснабжения Артемовского ГО и обеспечения безопасности необходимо в короткий летний (ремонтный) период находить самые опасные (ненадежные) места и локально производить замену на новые трубопроводы. Помимо этого, нужно пересмотреть данные о состоянии наиболее протяженных трубопроводов и выбрать участки, в первую очередь требующие реконструкции или капитального ремонта. Последнюю операцию необходимо произвести в течение одного месяца после завершения гидравлических испытаний.

### 3.13 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с

## **параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей**

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

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

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

### **Испытания на тепловые и гидравлические потери**

Испытания на тепловые и гидравлические потери производятся на характерных магистральных участках тепловых сетей эксплуатационной ответственности ПАО «ДГК». Все виды испытаний проводятся раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

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

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается отдела эксплуатации тепловых сетей (далее по тексту – ОЭТС) и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Руководитель испытания перед началом испытания выполняет следующие операции:

- проверяет выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организывает проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;

- проверяет отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых пунктов;
- проводит инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

Последние испытания водяных тепловых сетей от АТЭЦ датируются 2020 годом.

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

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

График испытаний устанавливается техническим руководителем отдела эксплуатации тепловых сетей.

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

#### **Гидравлические испытания на прочность и плотность тепловых сетей**

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

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

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

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

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

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

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

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

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

### **Испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя**

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя установлена ПТЭ ТЭ один раз в пять лет.

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

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

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

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

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

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

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

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

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

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

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

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

### **Техническое обслуживание и ремонт**

ОЭТС (отдел эксплуатации тепловых сетей) организует техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает технический руководитель.

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

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

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

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей соответствуют Нормативно-технической документации

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

Технологические потери при передаче тепловой энергии складывается из технически обоснованных значений нормативных энергетических характеристик по следующим показателям работы оборудования тепловых сетей и систем теплоснабжения:

- потери и затраты теплоносителя;
- потери тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции, а также с потерями и затратами теплоносителей;
- расход электроэнергии на передачу тепловой энергии.

Нормативные энергетические характеристики тепловых сетей и нормативы технологических потерь, при передаче тепловой энергии, применяются при проведении объективного анализа работы теплосетевого оборудования, в том числе при выполнении энергетических обследований тепловых сетей и систем теплоснабжения, планировании и определении тарифов на отпускаемую потребителям тепловую энергию и платы за услуги по ее передаче, а также обосновании в договорах теплоснабжения (на пользование тепловой энергией), на оказание услуг по передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, показателей качества тепловой энергии и режимов теплопотребления, при коммерческом учете тепловой энергии.

Утвержденные на 2021 гг. нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях представлены в таблице ниже.

Величина нормативных потерь тепловой энергии для систем теплоснабжения от ведомственных котельных преимущественно не утверждается. Кроме того, организациями, осуществляющими эксплуатацию ведомственных котельных, зачастую не производится формирование и анализ тепловых балансов, в том числе не ведется учет потерь тепловой энергии в тепловых сетях.

**Таблица 3.9 - Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях**

N п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Прогнозный период
			2021
АТЭЦ			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	201,549
№4			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,191
Амурская			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,2
№4/1			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,202
Сш.№35			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,084
Подгородненка			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,811
Силинский			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,646
Сш. №22			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,668
Молодежная			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,876
Угловое			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,631
Авиационная			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,692
МАЭ			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,747
АМК Баумана			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,053
АМК ПМК-57			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,151
АМК Металлобаза			

N п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Прогнозный период
			2021
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,19
АМК сш.№6			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,055
АМК Уткинская			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,155
АМК Общежитие			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,104
АМК Сахалинская			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,045
Котельная № 7			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,439
Котельная № 116			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,446
Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»			
7	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0

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

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

**Таблица 3.10 - фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года**

N п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Ретроспективный период		Базовый год
			2018	2019	2020
			ЕТО №001: АТЭЦ		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	275,71	202,38	230,94
			ЕТО №002: №4		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,117	0,117	0,117
			ЕТО №002: Амурская		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,051	0,051	0,051
			ЕТО №002: №4/1		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	-0,055	-0,055	-0,055
			ЕТО №002: Сш.№35		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,051	0,051	0,051
			ЕТО №002: Подгородненка		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,89	0,89	0,89
			ЕТО №002: Силинский		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,519	0,519	0,519
			ЕТО №002: Сш. №22		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,651	0,651	0,651
			ЕТО №002: Молодежная		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,993	0,993	0,993
			ЕТО №002: Угловое		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,997	0,997	0,997
			ЕТО №002: Авиационная		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,505	0,505	0,505



N п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Ретроспективный период		Базовый год
			2018	2019	2020
			ЕТО №002: МАЭ		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,906	0,906	0,906
			ЕТО №003: АМК Баумана		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,067	0,067	0,067
			ЕТО №002: АМК ПМК-57		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,155	0,155	0,155
			ЕТО №002: АМК Металлобаза		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,12	0,12	0,12
			ЕТО №002: АМК сш.№6		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,035	0,035	0,035
			ЕТО №002: АМК Уткинская		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,082	0,082	0,082
			ЕТО №002: АМК Общежитие		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,042	0,042	0,042
			ЕТО №002: АМК Сахалинская		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,045	0,045	0,045
			ЕТО №003: Котельная № 7		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,439	0,439	0,439
			ЕТО №003: Котельная № 116		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,446	0,446	0,446
			ЕТО №004: Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»		
7	Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0	0

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

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

Присоединение потребителей АГО к тепловым сетям осуществляется по закрытой схеме теплоснабжения.

Схемы присоединения потребителей к тепловым сетям преимущественно элеваторные, также присутствуют схемы присоединения с насосным смещением, с независимым присоединением, через ЦТП и др.

На схемах представлены обозначения:

- СО – система отопления;
- П1СТ и П2СТ - подогреватели первой и второй ступени соответственно;
- ЦНСГВ – циркуляционный насос системы ГВС;
- РТ – регулятор температуры;
- ХВ – холодное водоснабжение.

Схемы с наиболее распространенным присоединением потребителей к тепловым сетям приведены на рисунках ниже

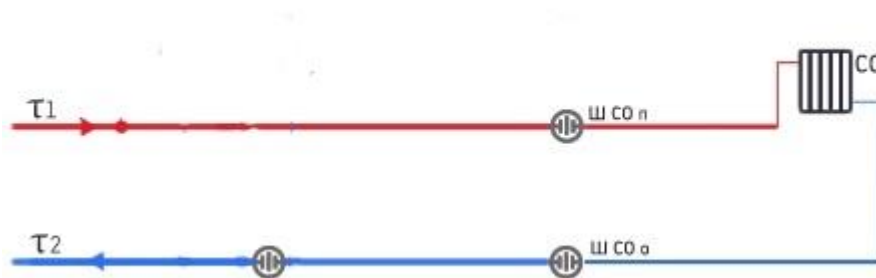
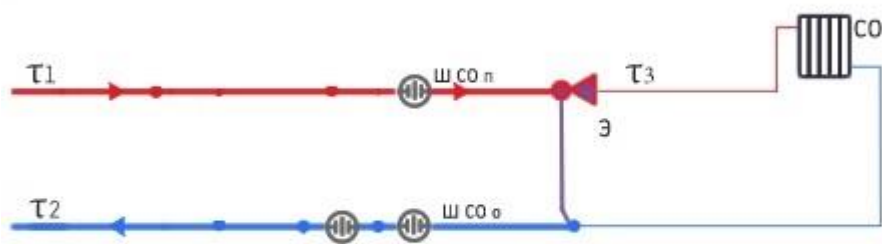
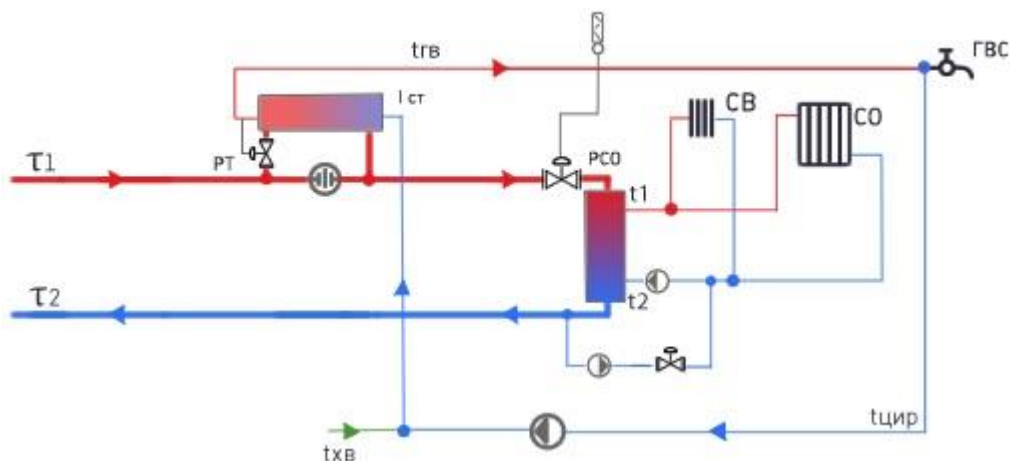


Рисунок 3.9 – Схема подключения потребителей к двухтрубной тепловой сети (при наличии внутридомовой системы отопления) абоненты, подключенные к сети через ЦТП



**Рисунок 3.10 – Схема подключения потребителей к двухтрубной тепловой сети абоненты, подключенные через элеваторные узлы**



**Рисунок 3.11 – Схема подключения потребителей к двухтрубной тепловой сети абоненты, подключенные через ИТП**

Наибольшее распространение на территории АГО (85%) получила зависимая схема с элеваторным присоединением, что объясняется простотой схемы. Однако у данной схемы существует ряд недостатков:

- отсутствие возможности автоматического регулирования параметров тепловой энергии, передаваемой потребителям;
- значительные гидравлические потери в системе отопления, обусловленные конструкцией элеватора;
- пониженное качество циркуляционной воды в системе отопления, которое влечет за собой увеличения интенсивности загрязнения внутренних систем отопления у потребителей.

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

В соответствии с Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении...», собственники зданий, строений, сооружений, собственники жилых домов, собственники жилых помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона, обязаны обеспечить оснащение таких зданий и домов приборами учета тепловой энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета тепловой энергии, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета горячей воды.

С момента принятия закона не допускается ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений без оснащения их приборами учёта тепловой энергии.

Информация о наличии приборов учета тепловой энергии у потребителей АО «ДГК» на территории Артемовского ГО представлена в таблицах ниже.

**Таблица 3.11 - Сведения о наличии коммерческого учета тепловой энергии**

Наименование	Всего точек учета	Установлено приборов учета на 01.10.2021	Не установлено приборов учета на 01.10.2021	Оснащенность
	штук	штук	штук	%
ПУ на границах раздела балансовой принадлежности между АО «ДГК» и предприятиями-транспортниками	6	0	6	0%
Юридические лица (в том числе, отдельно стоящие объекты, здания, сооружения)	307	224	83	73%
Многоквартирные жилые дома	710	280	430*	78%
Частные жилые дома	548	50	498	9%
Физические лица (индивидуальные (квартирные) приборы учета в МКД)	2 812	1 476	1 336	52%
<b>ИТОГО</b>	<b>4 383</b>	<b>2 030</b>	<b>2 353*</b>	<b>50%</b>

\* - из 430 МКД с неустановленными общедомовыми приборами учета, в 351 МКД – отсутствует техническая возможность установки ОДПУ.

Проектирование и монтаж узлов учета осуществляется организациями, имеющими соответствующие допуски и опыт выполнения аналогичных работ. Сохранность узла учета, предотвращение несанкционированного доступа к средствам измерений в узле учета обеспечивает владелец узла учета (потребитель тепловой энергии).

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

В целях обеспечения надежного и качественного теплоснабжения дежурный персонал осуществляет контроль над параметрами температурных и гидравлических режимов работы оборудования.

Прием жалоб и заявок от потребителей, проведения после аварийных работ производится каждой из ресурсоснабжающей организацией в границах своей эксплуатационной зоны.

Круглосуточная единая диспетчерская служба работает в г. Артем, обеспечивающая оперативный приём обращений и выполнение ответных мер

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

Большая часть центральных тепловых пунктов и насосных станций проектировалась и строилась в прошлом веке. Средства автоматизации, имевшее место во время их проектирования и строительства, уже не отвечают современным требованиям.

Все 16 ЦТП и 4 перекачивающих насосных станции, находящихся в эксплуатационной ответственности ПАО «ДГК», не оснащены системами автоматизации и регулирования.

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

В зоне действия АТЭЦ в павильонах П1 на т/т № 01 и П1 на т/т № 02 установлены защитные устройства.

Иная предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления, отсутствует.

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

Согласно п. 6 ст. 15 «Закона о теплоснабжении» в течение шестидесяти дней с даты выявления бесхозного объекта теплоснабжения орган местного самоуправления поселения, городского округа или муниципального округа либо уполномоченный орган исполнительной власти города федерального значения Москвы, Санкт-Петербурга или Севастополя обязан обеспечить проведение проверки соответствия бесхозного объекта теплоснабжения требованиям промышленной безопасности, экологической безопасности, пожарной безопасности, требованиям безопасности в сфере теплоснабжения, требованиям к обеспечению безопасности в сфере электроэнергетики (далее в настоящей статье - требования безопасности), проверки наличия документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, обратиться в орган, осуществляющий государственную регистрацию права на недвижимое имущество (далее - орган регистрации прав), для принятия на учет бесхозного объекта теплоснабжения, а также обеспечить выполнение кадастровых работ в отношении такого объекта теплоснабжения. Датой выявления бесхозного объекта теплоснабжения считается дата составления акта выявления бесхозного объекта теплоснабжения по форме, утвержденной органом местного самоуправления поселения, городского округа или муниципального округа либо уполномоченного органа исполнительной власти города федерального значения Москвы, Санкт-Петербурга или Севастополя.

До даты регистрации права собственности на бесхозный объект теплоснабжения орган местного самоуправления поселения, городского округа или муниципального округа либо уполномоченный орган исполнительной власти города федерального значения Москвы, Санкт-Петербурга или Севастополя организует содержание и обслуживание такого объекта теплоснабжения.

При несоответствии бесхозного объекта теплоснабжения требованиям безопасности и (или) при отсутствии документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, орган местного самоуправления поселения, городского округа или муниципального округа либо уполномоченный орган исполнительной власти города федерального значения Москвы, Санкт-Петербурга или Севастополя организует приведение бесхозного объекта теплоснабжения в соответствие с требованиями безопасности и (или) подготовку и утверждение документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, в том числе с привлечением на возмездной основе третьих лиц.

До определения организации, которая будет осуществлять содержание и обслуживание бесхозного объекта теплоснабжения, орган местного самоуправления поселения, городского округа или муниципального округа либо уполномоченный орган исполнительной власти города федерального значения Москвы, Санкт-Петербурга или Севастополя уведомляет орган государственного энергетического надзора о выявлении такого объекта теплоснабжения и направляет в орган государственного энергетического надзора заявление о выдаче разрешения на допуск в эксплуатацию бесхозного объекта теплоснабжения.

В течение тридцати дней с даты принятия органом регистрации прав на учет бесхозного объекта теплоснабжения, но не ранее приведения его в соответствие с требованиями безопасности, подготовки и утверждения документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, и до даты регистрации права собственности на бесхозный объект теплоснабжения орган местного самоуправления поселения, городского округа или муниципального округа либо уполномоченный орган исполнительной власти города федерального значения Москвы, Санкт-Петербурга или Севастополя обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с тепловой сетью, являющейся бесхозным объектом теплоснабжения, либо единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят тепловая сеть и (или) источник тепловой энергии, являющиеся бесхозными объектами теплоснабжения, и которая будет осуществлять содержание и обслуживание указанных объектов теплоснабжения (далее - организация по содержанию и обслуживанию), если органом государственного энергетического надзора выдано разрешение на допуск в эксплуатацию указанных объектов теплоснабжения. Бесхозный объект теплоснабжения, в отношении которого принято решение об определении организации по содержанию и обслуживанию, должен быть включен в утвержденную схему теплоснабжения.

С даты выявления бесхозного объекта теплоснабжения и до определения организации по содержанию и обслуживанию орган местного самоуправления поселения, городского округа или муниципального округа либо уполномоченный орган исполнительной власти города федерального значения Москвы, Санкт-Петербурга или Севастополя отвечает за соблюдение требований безопасности при техническом обслуживании бесхозного объекта теплоснабжения. После определения организации по содержанию и обслуживанию за соблюдение требований безопасности при техническом обслуживании бесхозного объекта теплоснабжения отвечает такая организация. Датой определения организации по содержанию и обслуживанию считается дата вступления в силу решения об определении организации по содержанию и обслуживанию, принятого органом местного самоуправления поселения, городского округа или муниципального округа либо уполномоченным органом исполнительной власти города федерального значения Москвы, Санкт-Петербурга или Севастополя.

Договор теплоснабжения является публичным для единой теплоснабжающей организации. Единая теплоснабжающая организация не вправе отказать потребителю тепловой энергии в заключении договора теплоснабжения при условии соблюдения указанным

потребителем технических условий подключения (технологического присоединения) объекта капитального строительства к системе теплоснабжения, являющихся обязательным приложением к договору на подключение (технологическое присоединение) (далее - технические условия)

Бесхозные объекты систем централизованного теплоснабжения не выявлены.

### **3.23 Данные энергетических характеристик тепловых сетей**

Согласно требованиям «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (СО 153-34.20.501-2003) для тепловых сетей должны составляться показатели функционирования - энергетические характеристики (режимные и энергетические).

К режимным энергетическим характеристикам тепловых сетей относятся такие показатели, как:

- среднечасовой расход сетевой воды в подающем трубопроводе, отнесенный к единице расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей (удельный расход сетевой воды);
- разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах или температура сетевой воды в обратном трубопроводе (при заданной температуре сетевой воды в подающем трубопроводе).

К энергетическим характеристикам тепловых сетей относятся следующие показатели:

- тепловые потери (тепловая энергетическая характеристика);
- удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии (гидравлическая энергетическая характеристика);
- потери (затраты) сетевой воды.

Энергетические характеристики должны разрабатываться для каждой системы транспорта и распределения тепловой энергии с суммарной присоединенной расчетной тепловой нагрузкой 10 Гкал/ч и более на основании «Методических указаний по составлению энергетических характеристик для систем транспорта по показателям...» (СО 153-34.20.523-2003 части 1 - 4).

Энергетические характеристики тепловых сетей предназначены для анализа состояния оборудования тепловых сетей и режимов работы систем теплоснабжения, а также для оценки эффективности мероприятий, проводимых организациями, эксплуатирующими тепловые сети, в целях повышения уровня эксплуатации систем теплоснабжения.

Энергетические характеристики позволяют определить нормируемые показатели работы системы теплоснабжения за прошедший отчетный период.

Нормируемое значение каждого из показателей определяется на основании режимов работы системы теплоснабжения, соответствующих принятому графику центрального регулирования отпуска тепловой энергии в ней (графику температур сетевой воды в подающем трубопроводе) и расчетным значениям давлений сетевой воды в трубопроводах на выводах источников тепловой энергии.

Нормируемые значения показателей режима системы теплоснабжения определяются при фактических значениях температуры наружного воздуха с учетом фактических значений температуры сетевой воды в подающем трубопроводе, имевших место на протяжении прошедшего отчетного периода.

Фактические значения показателей режима системы теплоснабжения определяются на основании показаний контрольно-измерительных приборов источника тепловой энергии и насосных станций за прошедший отчетный период, с помощью которых находятся температура и расход сетевой воды на источнике тепловой энергии и расход электроэнергии на насосных станциях.

Технический уровень эксплуатации систем теплоснабжения и оборудования тепловой сети определяется сопоставлением соответствующих фактических показателей их работы с нормативными за отчетный период.

Организация, эксплуатирующая тепловые сети, периодически не реже 1 раза в год должна проводить сопоставление нормативных энергетических характеристик, выявлять резервы тепловой и электрической энергии и сетевой воды, разрабатывать мероприятия по повышению эффективности работы тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом.

Организация, эксплуатирующая тепловые сети, на основе экономической эффективности разработанных мероприятий и сроков их выполнения для каждого последующего года в течение 5 лет после разработки (пересмотра) энергетических характеристик устанавливает задание по степени использования резерва по показателям, для которых выявлены несоответствия нормативных и фактических значений



## 4. Зоны действия источников тепловой энергии

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

Существующие зоны действия источников тепловой энергии в границах Артемовского ГО представлены на рисунках ниже. Полномасштабная карта теплосетевого хозяйства представлены в разработанной электронной модели.



Рисунок 4-1 – Зоны действия существующих источников Котельная №4, Котельная СШ №35, Котельная №4/1

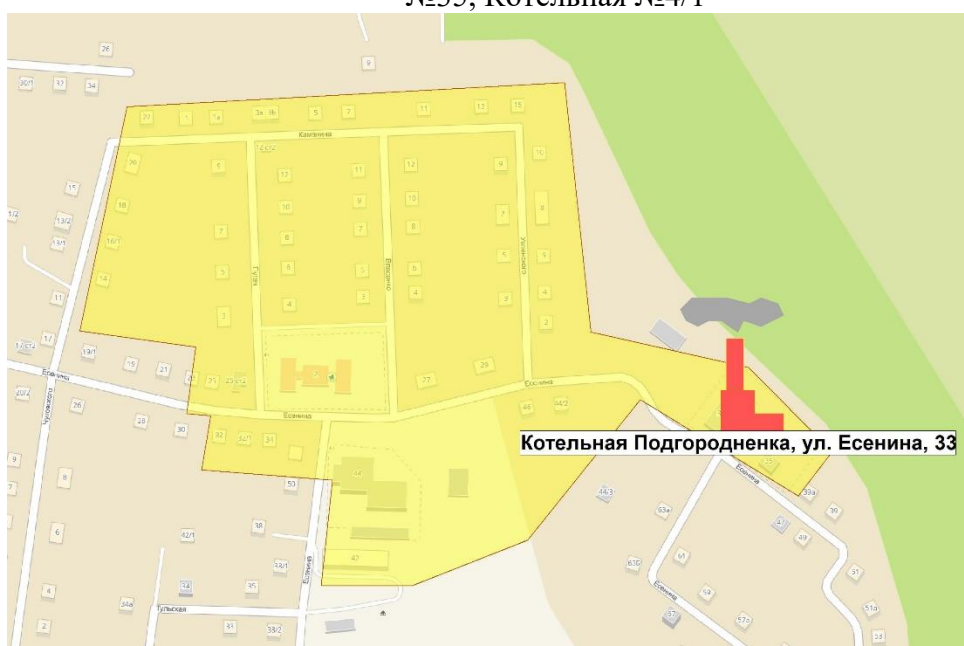
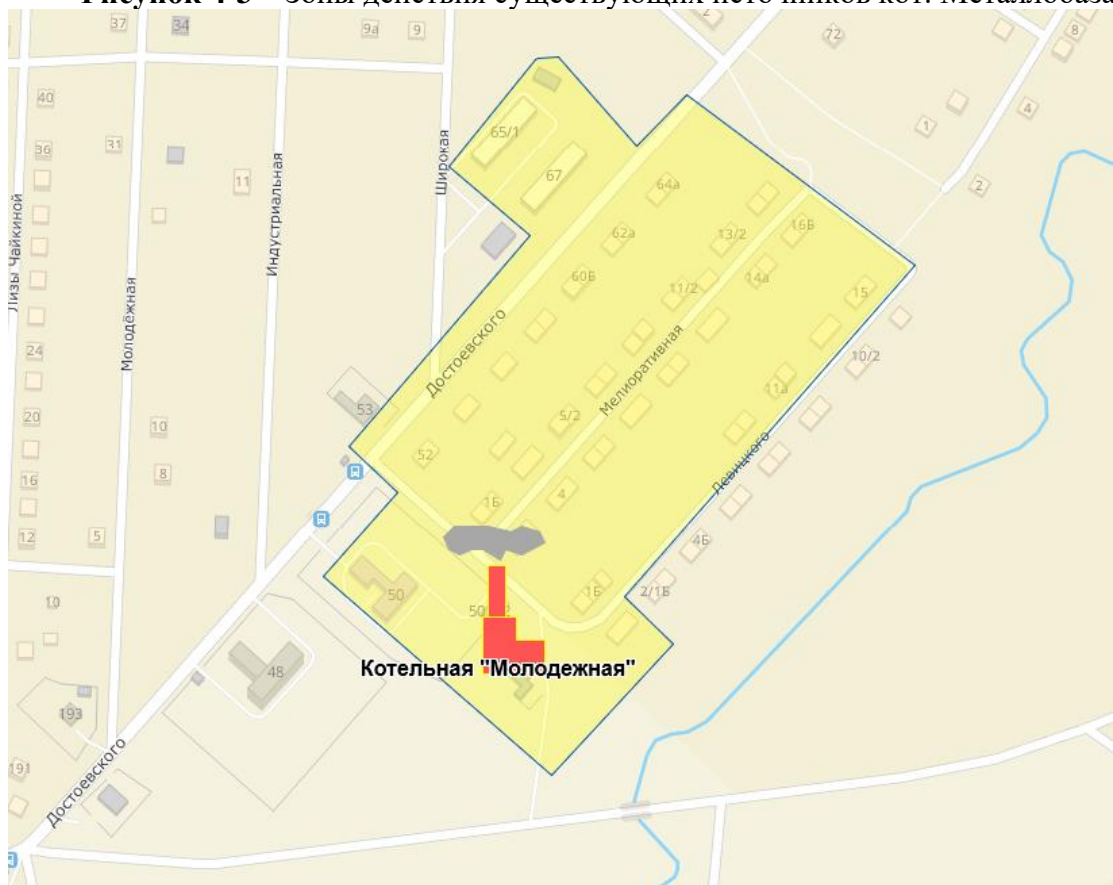


Рисунок 4-2 – Зоны действия источника кот. Подгородненка



**Рисунок 4-3 – Зоны действия существующих источников кот. Металлобаза**



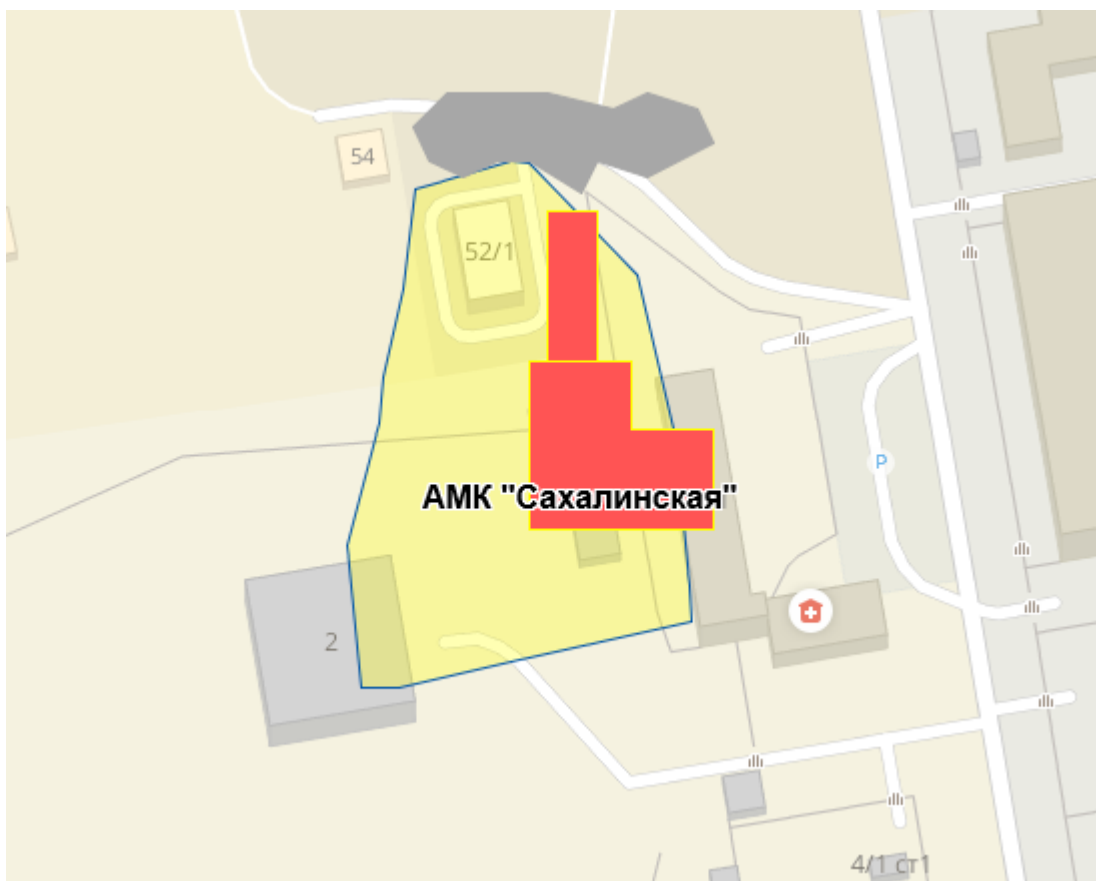
**Рисунок 4-4 – Зоны действия источника кот. Молодежная**



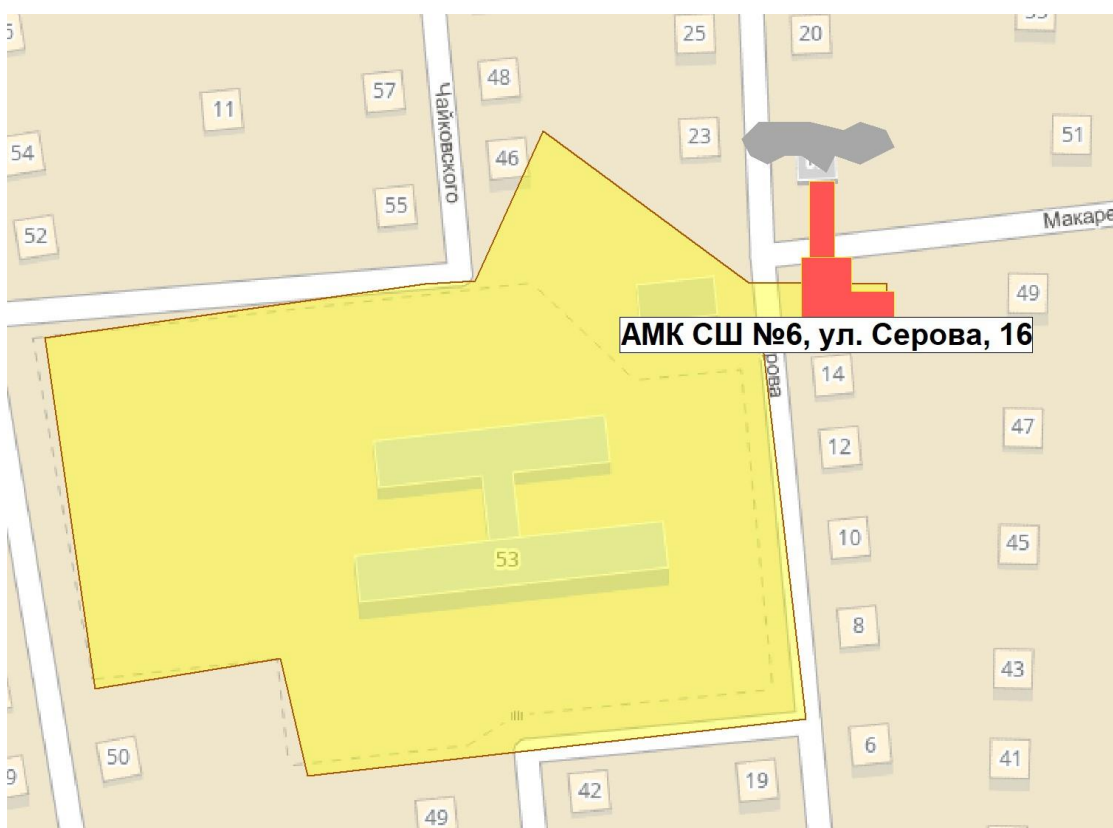
**Рисунок 4-5** – Зоны действия существующих источников кот. Общежитие



**Рисунок 4-6** – Зоны действия существующих источников кот. ПМК-57



**Рисунок 4-7 – Зоны действия источника кот. Сахалинская**



**Рисунок 4-8 – Зоны действия источника кот. СШ №6**



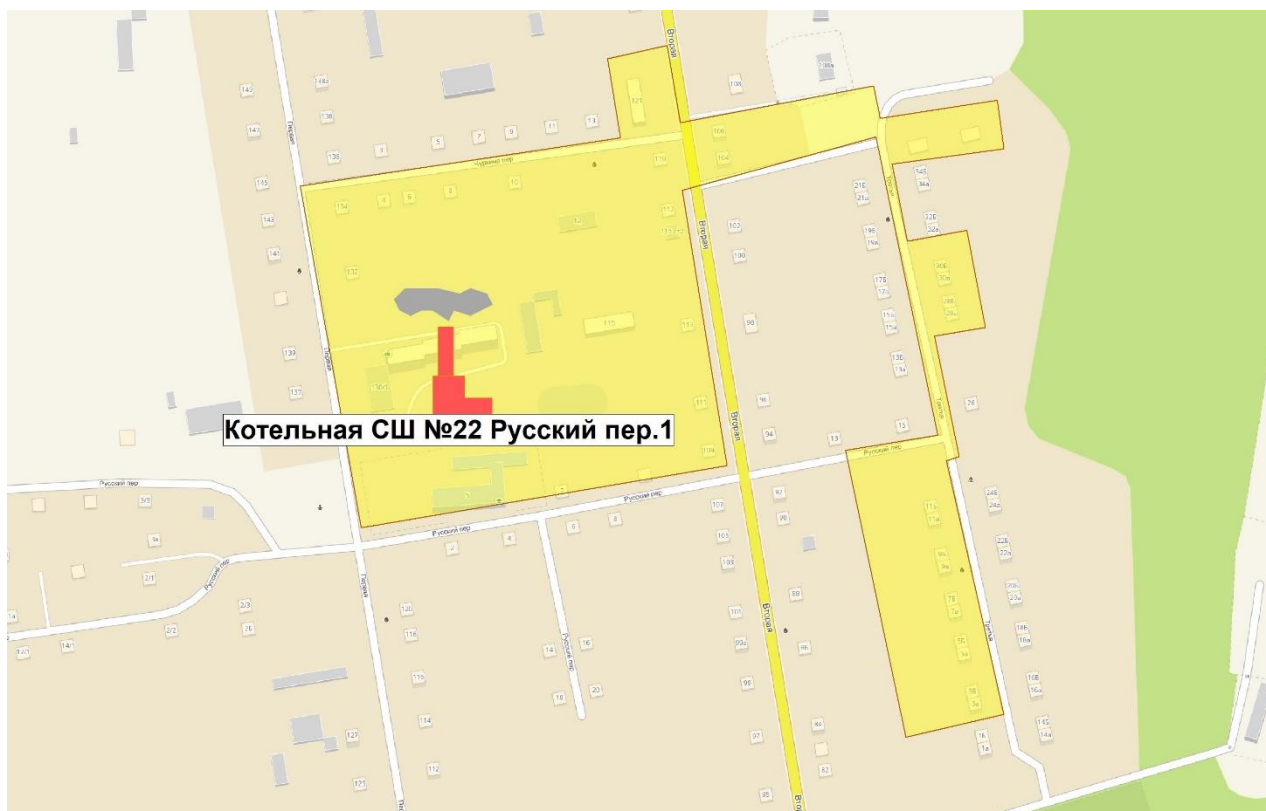


Рисунок 4-9 – Зоны действия источника кот. СШ №22

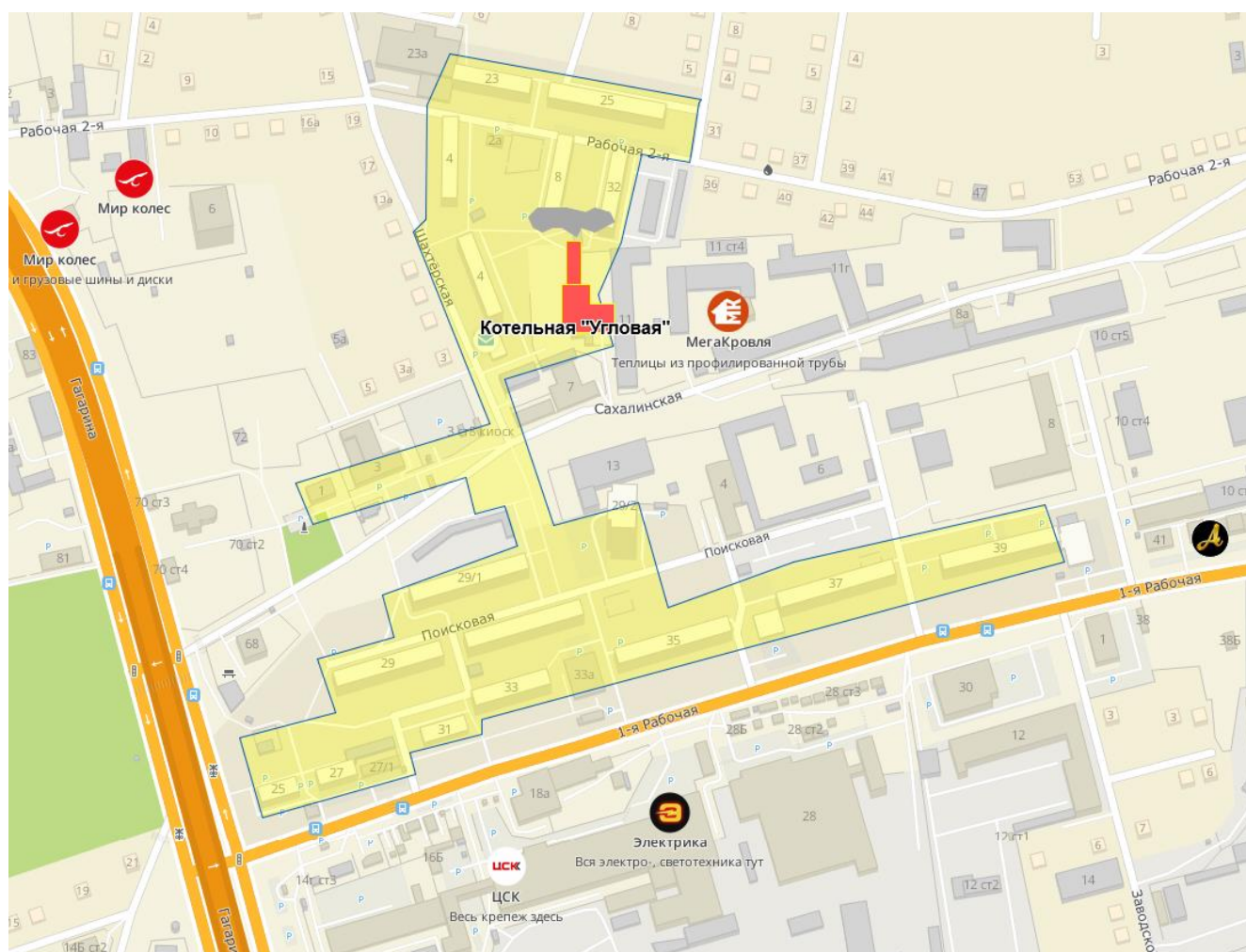
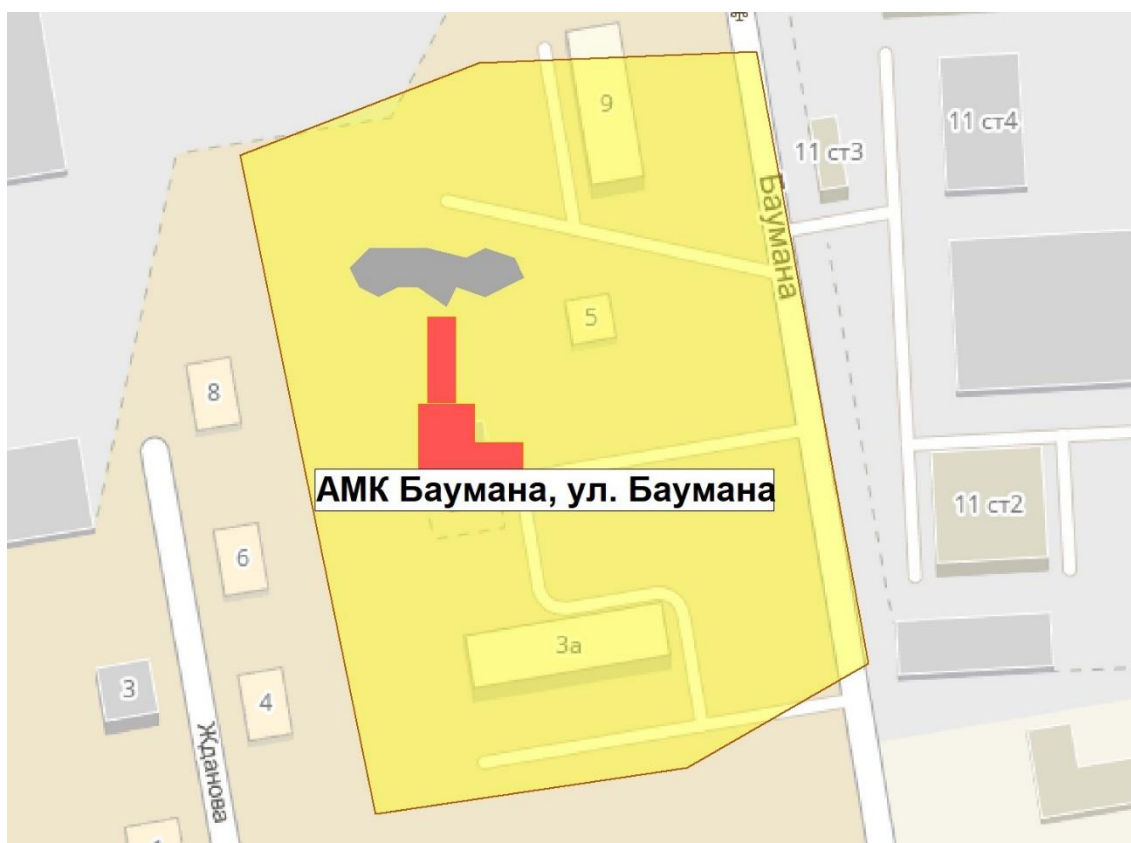


Рисунок 4-10 – Зоны действия источника кот. Угловая

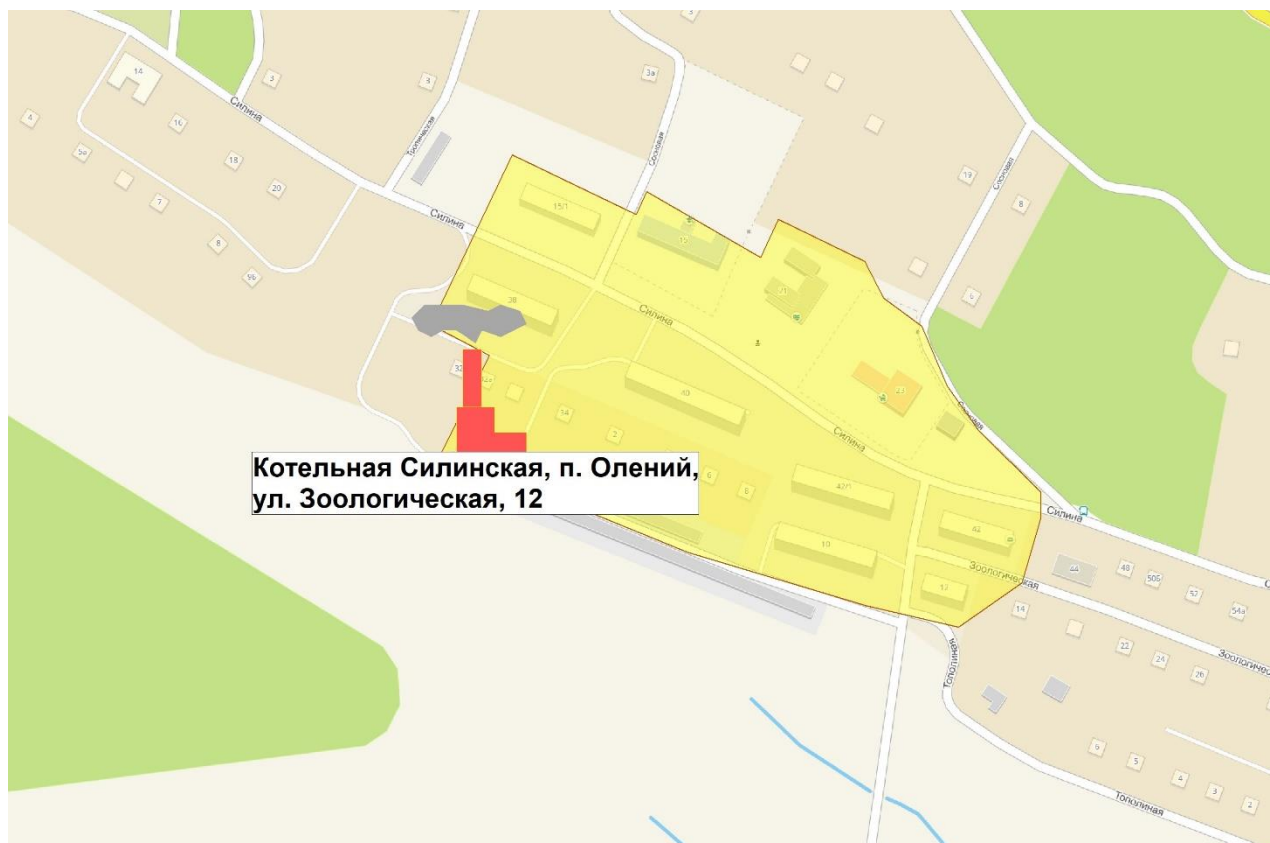


**Рисунок 4-11 – Зоны действия источника кот. Амурская**

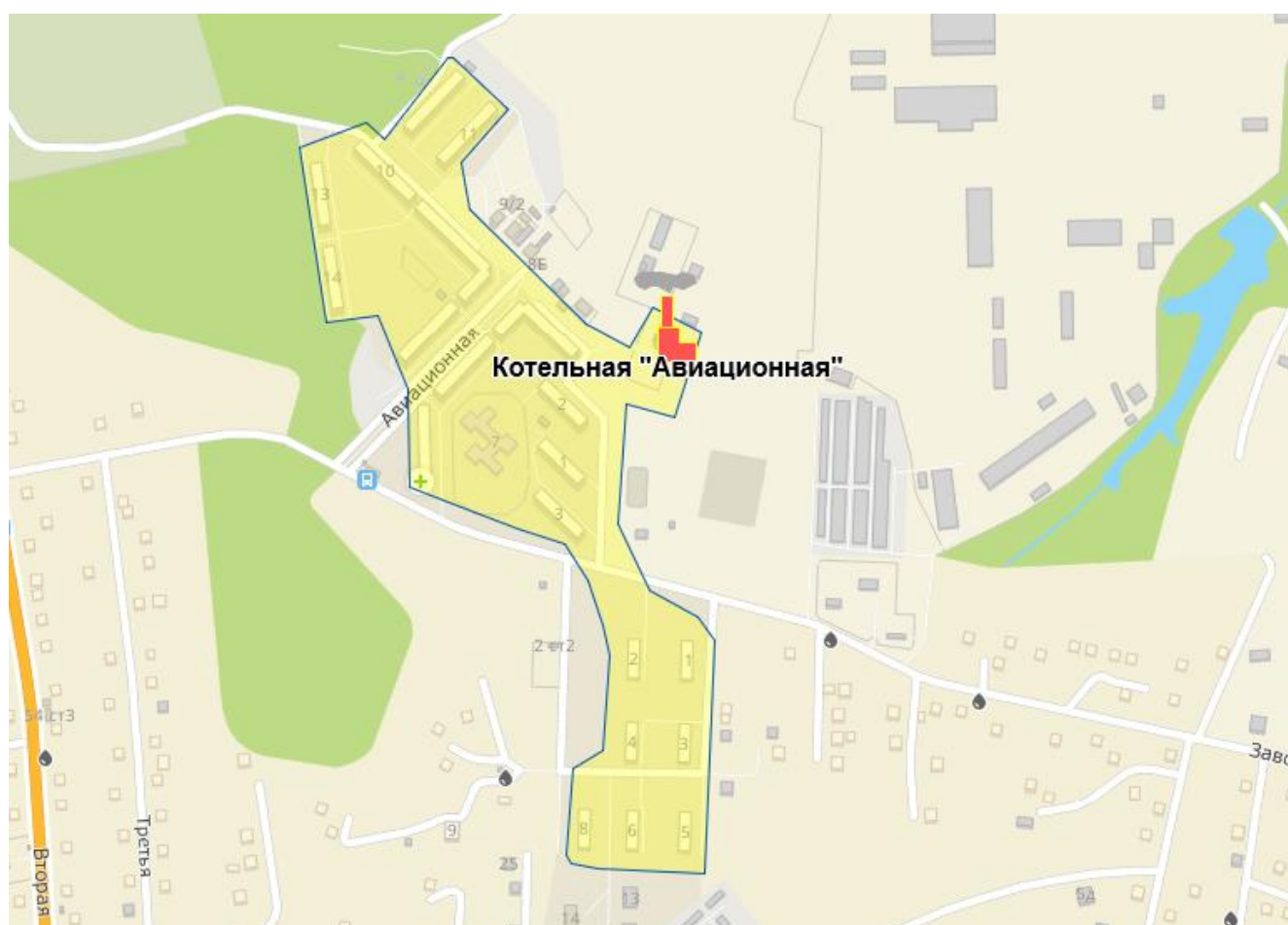


**Рисунок 4-12 – Зоны действия источника кот. Баумана**

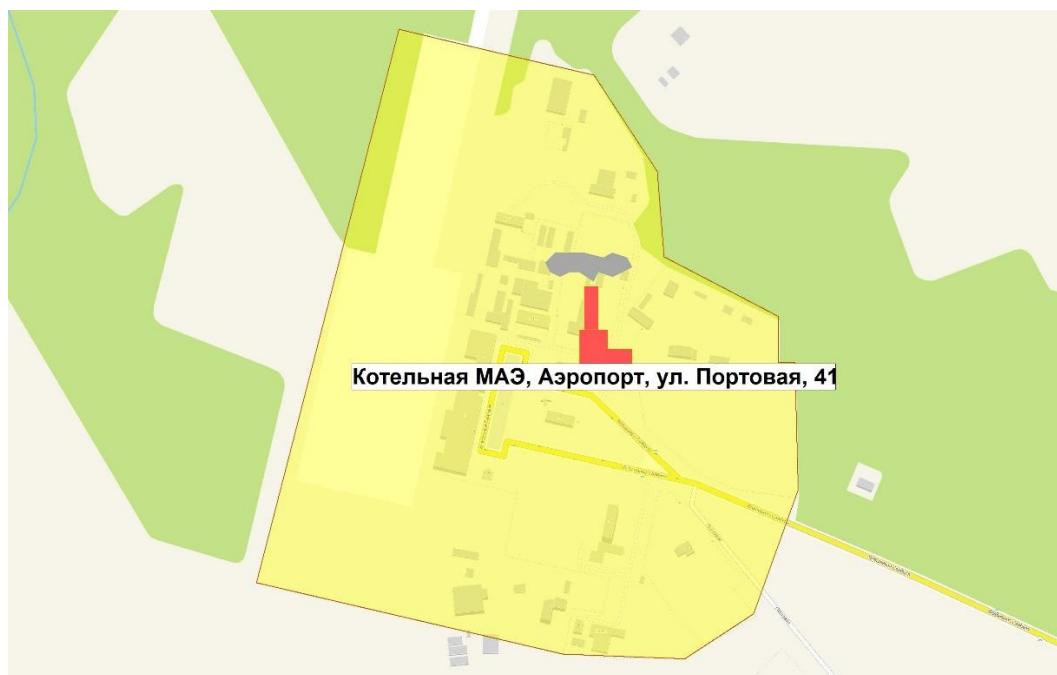




**Рисунок 4-13 – Зоны действия источника кот. Силинский**



**Рисунок 4-14 – Зоны действия источника кот. Авиационная**



**Рисунок 4-15** – Зоны действия источника кот. МАЭ



**Рисунок 4-16** – Зоны действия источника АТЭЦ



#### **4.2. Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Котельные, находящиеся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии отсутствуют.

## **5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

### **5.1 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

При актуализации Схемы теплоснабжения произошли следующие ключевые изменения в части тепловых нагрузок потребителей:

- 1) Учтены значения спроса на тепловую мощность, по состоянию на 01.01.2021 г. С утверждения базовой версии АО «ДГК» произвело пересмотр значений, указанных в договорах теплоснабжения.
- 2) Расчетная нагрузка на коллекторах ТЭЦ впервые определена в соответствии с МУ, т.е. по линейной регрессии. В базовой версии балансы тепловой мощности составлялись по договорной нагрузке.

**Таблица 5.1 - Изменение тепловых нагрузок в разрезе источников централизованного теплоснабжения за последние 5 лет**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка с ГВС <sub>ср</sub> , Гкал/ч		Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч				
		01.01.2016	01.01.2021	сумма за 5 лет	среднегодовой за 5 лет	за базовый период актуализации	доля прироста, % от 2016 г.	доля прироста, % от 2020 г.
ЕТО №1								
1	ТЭЦ	246,74	185,42	-61,3	-12,3	-12,3	-25%	-6%
ЕТО №2								
2	№4	1,39	1,44	0,05	0,01	0,1	4%	4%
3	Амурская	5,57	5,80	0,23	0,05	0,2	4%	4%
4	№4/1	1,63	1,63	0,01	0,00	0,0	1%	1%
5	Школа №35	0,63	0,67	0,05	0,01	0,0	7%	7%
6	Подгородненка	0,58	0,62	0,04	0,01	0,0	8%	8%
7	Силинский	1,73	1,80	0,07	0,01	0,1	4%	4%
8	Школа №22	0,81	0,85	0,05	0,01	0,0	6%	6%
9	Молодежная	0,83	0,53	-0,30	-0,06	-0,3	-36%	-36%
10	Угловая	3,73	4,05	0,32	0,06	0,3	8%	8%
11	Авиационная	4,73	4,70	-0,02	0,00	0,0	-1%	-1%
12	МАЭ	2,66	1,64	-1,03	-0,21	-1,0	-39%	-39%
13	АМК Баумана	0,13	0,13	0,00	0,00	0,0	0%	0%
14	АМК ПМК-57	0,16	0,14	-0,01	0,00	0,0	-7%	-7%
15	АМК Металлобаза	0,18	0,14	-0,04	-0,01	0,0	-20%	-20%
16	АМК Школа №6	0,27	0,33	0,06	0,01	0,1	21%	21%
17	АМК Уткинская	0,44	0,42	-0,02	0,00	0,0	-4%	-4%
18	АМК Общежитие	0,10	0,10	0,00	0,00	0,0	0%	0%
19	АМК Сахалинская	0,04	0,04	0,00	0,00	0,0	0%	0%
ИТОГО по ЕТО №2		25,6	25,0	-0,5	-0,1	-0,5	-2%	-2%
ЕТО №3								
20	Котельная № 7	1,52	1,52	0,00	0,00	0,0	0%	0%
21	Котельная № 116	1,43	1,43	0,00	0,00	0,0	0%	0%
ИТОГО по ЕТО №3		3,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0%	0%
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)								
22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	2,10	2,10	0,00	0,00	0,0	0%	0%
ИТОГО по прочим ЕТО		2,1	2,1	0,0	0,0	0,0	0%	0%
ИТОГО по муниципальному образованию		277	216	-62	-12	-13	-22%	-6%

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

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

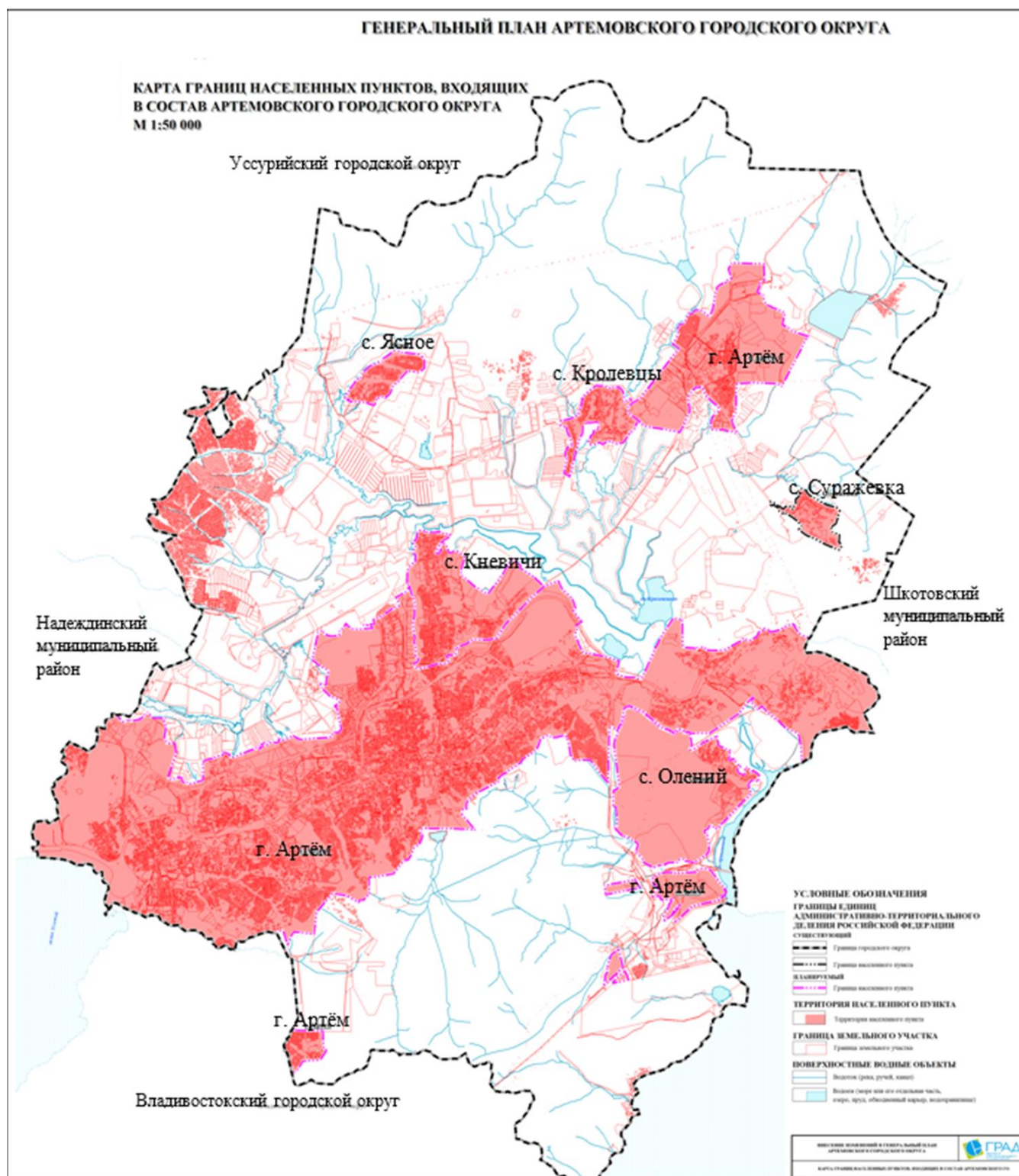
*«...ж) "элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;*

*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:

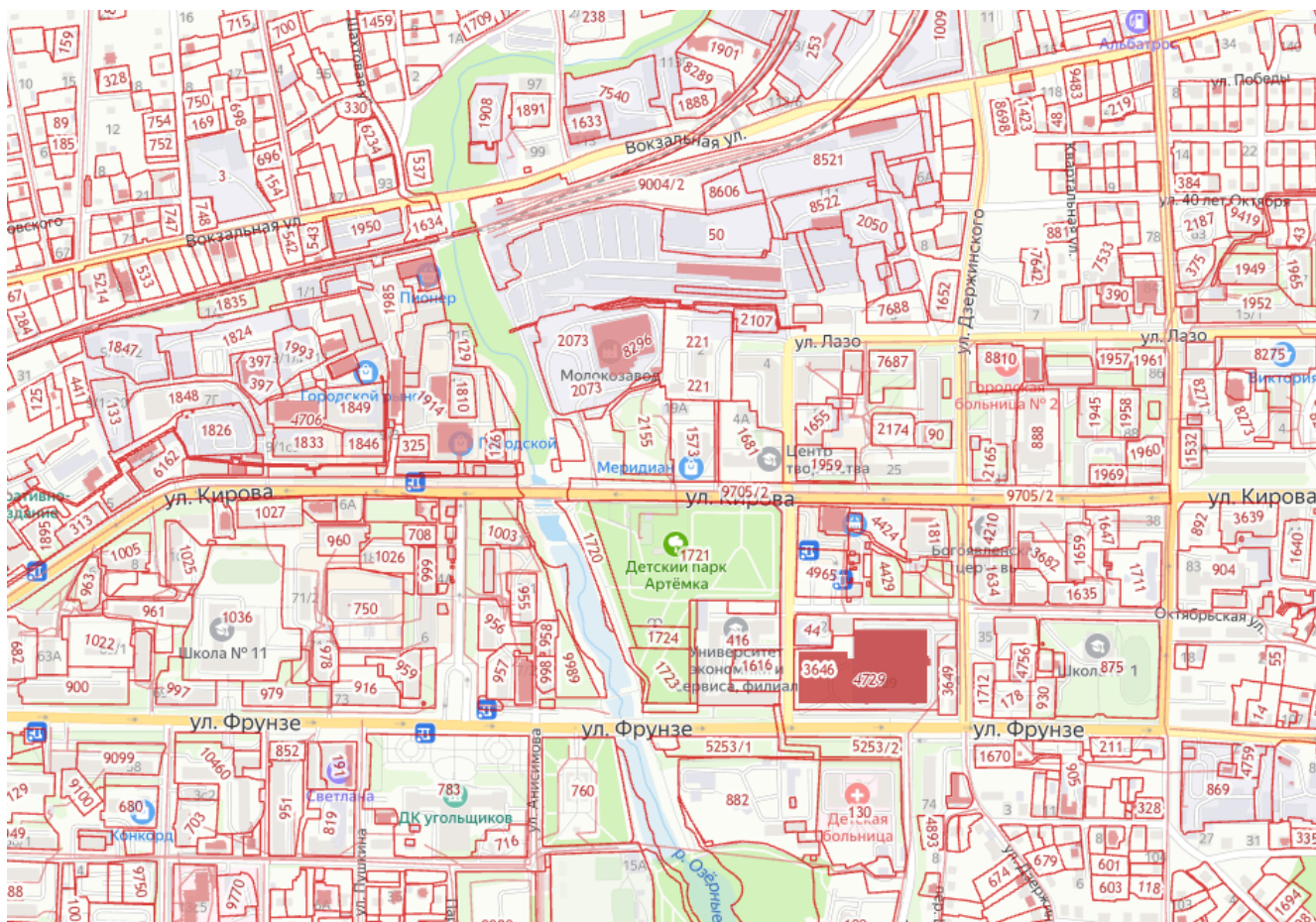
- 1) г. Артем
- 2) с. Кневичи
- 3) с. Кролевцы
- 4) с. Олений
- 5) с. Суражевка
- 6) с. Ясное

Населенные пункты в графическом виде представлены на рисунке ниже.



**Рисунок 5.1 – Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием планировочных элементов (рисунок П26.1 МУ)**

В свою очередь, населенные пункты разделены кадастровые кварталы, **которые приняты в настоящем проекте в качестве расчетных элементов территориального деления.**



**Рисунок 2 – Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием кадастровых элементов (рисунок П25.1 МУ)**

Базовый спрос на тепловую мощность представлен в таблицах ниже:

- в разрезе источников тепловой энергии;
- в разрезе расчетных элементов территориального деления.

Существенное влияние на величину спроса оказывают следующие факторы:

- плотность постоянно проживающего населения;
- оснащенность объектами общественно-деловой застройки;
- наличие промышленных предприятий.

Структура спроса на тепловую мощность, в разрезе источников теплоснабжения и ЕТО, представлена в таблице ниже.



Таблица 5.2 - Потребность в тепловой мощности, в разрезе источников тепловой энергии, по состоянию на начало 2021 г.

№ п/п	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч							Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (в отношении ЕТО), Гкал/ч							Договорная нагрузка потребителей, при отсутствии договоров в рамках регулируемого вида деятельности (вне ЕТО), Гкал/ч						
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
ЕТО №1																						
1	ТЭЦ	170,9	7,4	16,9	7,1	0,0	185,4	195,3	170,9	7,4	16,9	7,1	0,0	185,4	195,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЕТО №2																						
2	№4	1,44	0,00	0,00	0,00	0,00	1,44	1,44	1,44	0,00	0,00	0,00	0,00	1,44	1,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Амурская	5,80	0,00	0,00	0,00	0,00	5,80	5,80	5,80	0,00	0,00	0,00	0,00	5,80	5,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	№4/1	1,63	0,00	0,00	0,00	0,00	1,63	1,63	1,63	0,00	0,00	0,00	0,00	1,63	1,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Школа №35	0,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,67	0,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Подгородненка	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62	0,62	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Силинский	1,80	0,00	0,00	0,00	0,00	1,80	1,80	1,80	0,00	0,00	0,00	0,00	1,80	1,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Школа №22	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,85	0,85	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,85	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Молодежная	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,53	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Угловая	4,05	0,00	0,00	0,00	0,00	4,05	4,05	4,05	0,00	0,00	0,00	0,00	4,05	4,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Авиационная	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	4,70	4,70	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	4,70	4,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	МАЭ	1,60	0,00	0,09	0,04	0,00	1,64	1,69	1,60	0,00	0,09	0,04	0,00	1,64	1,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	АМК Баумана	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,13	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	АМК ПМК-57	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	АМК Металлобаза	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	АМК Школа №6	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,33	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	АМК Уткинская	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,42	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	АМК Общежитие	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	АМК Сахалинская	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО по ЕТО №2		25,0	0,0	0,1	0,0	0,0	25,0	25,1	25,0	0,0	0,1	0,0	0,0	25,0	25,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО №3																						
20	Котельная № 7	1,52	0,00	0,00	0,00	0,00	1,52	1,52	1,38	0,00	0,00	0,00	0,00	1,38	1,38	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14
21	Котельная № 116	1,43	0,00	0,00	0,00	0,00	1,43	1,43	1,40	0,00	0,00	0,00	0,00	1,40	1,40	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03
ИТОГО по ЕТО №3		3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	2,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)																						
22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	2,10	0,00	0,00	0,00	0,00	2,10	2,10	2,10	0,00	0,00	0,00	0,00	2,10	2,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО по прочим ЕТО		2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	2,1	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО по муниципальному образованию		201	7	17	7	0	216	225	201	7	17	7	0	215	225	0	0	0	0	0	0	0

**Таблица 5.3 - Потребность в тепловой мощности в разрезе расчетных элементов территориального деления, по состоянию на начало 2021 г.**

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч					
	отопление и вентиляция	ГВС <sub>макс</sub>	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	сумма с ГВС <sub>макс</sub>
<b>Расчетные элементы территориального деления</b>						
25:27:000000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25:27:010001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25:27:020102	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25:27:030101	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25:27:030102	0,74	0,00	0,00	0,00	0,74	0,74
25:27:030103	2,59	0,00	0,00	0,00	2,59	2,59
25:27:030104	19,45	0,05	0,02	0,00	19,48	19,51
25:27:030105	13,08	0,34	0,14	0,00	13,22	13,42
25:27:030106	31,77	5,64	2,35	0,00	34,12	37,41
25:27:030201	28,51	3,42	1,43	0,00	29,93	31,93
25:27:030202	6,34	0,38	0,16	0,00	6,49	6,72
25:27:030204	32,40	0,53	0,22	0,00	32,62	32,93
25:27:060101	0,48	0,00	0,00	0,00	0,48	0,48
25:27:060102	9,58	0,00	0,00	0,00	9,58	9,58
25:27:070101	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25:27:070102	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25:27:070201	0,06	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06
25:27:070202	1,67	0,00	0,00	0,00	1,67	1,67
25:27:070203	1,70	0,00	0,00	0,00	1,70	1,70
25:27:080001	2,11	0,00	0,00	0,00	2,11	2,11
25:27:090101	1,20	0,00	0,00	0,00	1,20	1,20
25:27:100101	51,44	0,46	0,19	0,00	51,63	51,90
25:27:100102	5,31	6,19	2,58	0,00	7,88	11,49
<b>ИТОГО по РЭТД</b>	<b>208,4</b>	<b>17,0</b>	<b>7,1</b>	<b>0,0</b>	<b>215,5</b>	<b>225,4</b>

### 5.3 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

В соответствии с п. 2 ч. 1 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 г. №276):

«...к) "расчетная тепловая нагрузка" - тепловая нагрузка, определяемая на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период, предшествующий началу разработки схемы теплоснабжения, приведенная в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения к расчетной температуре наружного воздуха...».

Расчетные нагрузки должны быть определены на основе значений суточного теплоотпуска, в диапазоне температур наружного воздуха  $+8 \div t_{н}^{ср}$ , что обусловлено П. 14.2.1 и 14.2.3 Приложения 14 МУ.

В соответствии с П. 14.2.5 Приложения 14 МУ, должна находиться приближенная функциональная линейная зависимость (простая линейная регрессия, позволяющая найти прямую линию, максимально приближенную к точкам данных с приборов учета тепловой энергии). По расчетной регрессии определяется расчетная тепловая нагрузки при расчетной температуре для проектирования систем отопления.

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



**Таблица 5.4 - Сдвиг линейной функции, относительно начала координат ( $b_0$ ) и наклон прямой ( $b_1$ ), для определения нагрузки в горячей воде**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Параметры регрессии	
		сдвиг линейной функции относительно начала координат, $b_0$	наклон прямой, $b_1$
ЕТО №1			
1	ТЭЦ	101,243	-4,551

На рисунке ниже представлена последовательность определения параметров регрессии и расчетных нагрузок на коллекторах ТЭЦ.

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

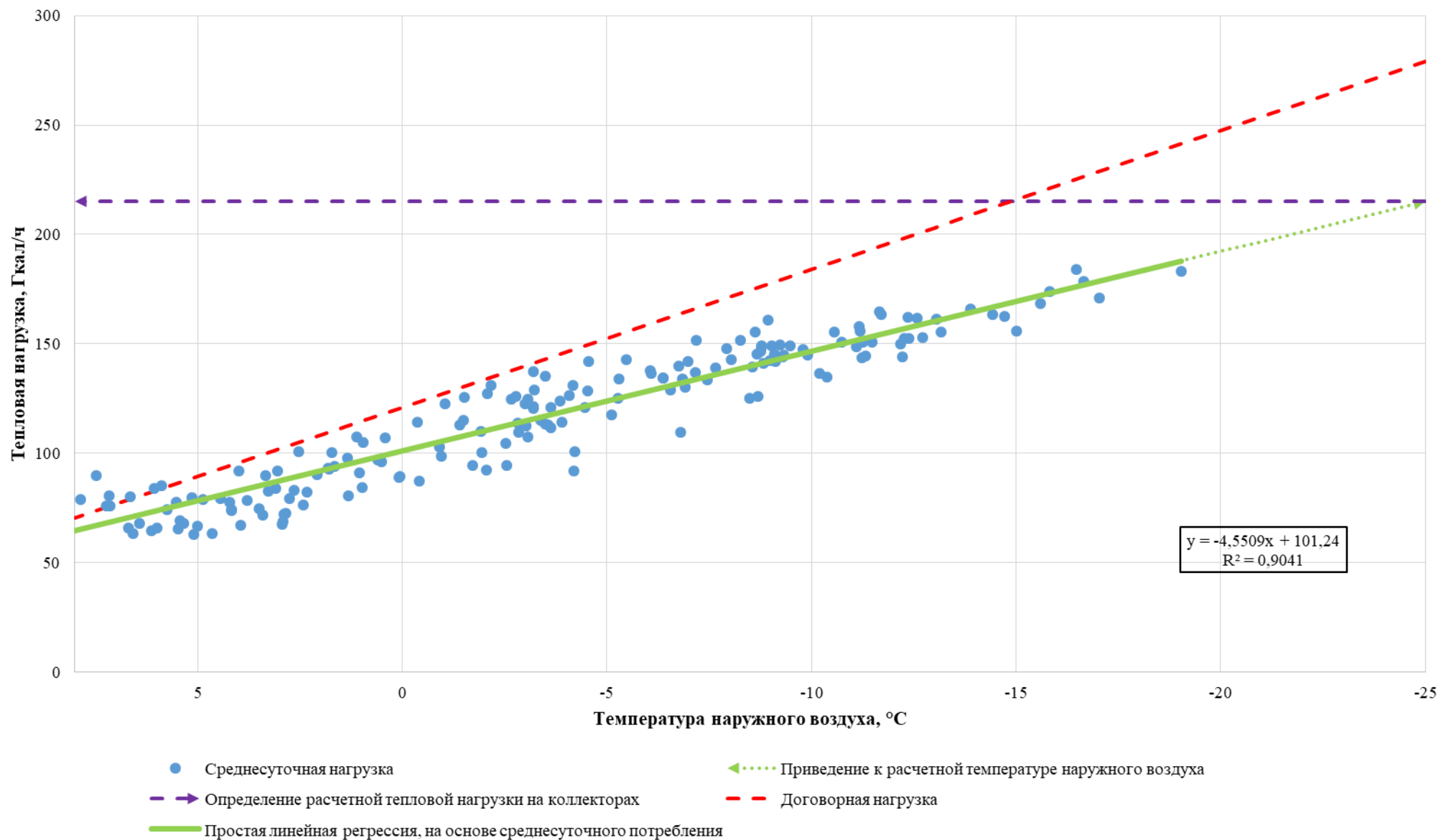


Рисунок 5.3 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах ТЭЦ за 2020 год, на основе среднесуточного теплоотпуска

Однако применительно к территории Артемовского городского округа, данный метод оценки неуместен, поскольку часовой достигнутый максимум существенно превышает значение 215 Гкал/ч, рассчитанное на основе среднесуточного теплоотпуска. При актуализации на 2022 г. рассмотрены значения почасового теплоотпуска за 2020 год. В графическом виде анализ приведен ниже. Кроме того, применительно к часовым значениям, регрессия имеет слабую степень достоверности  $R^2$ .

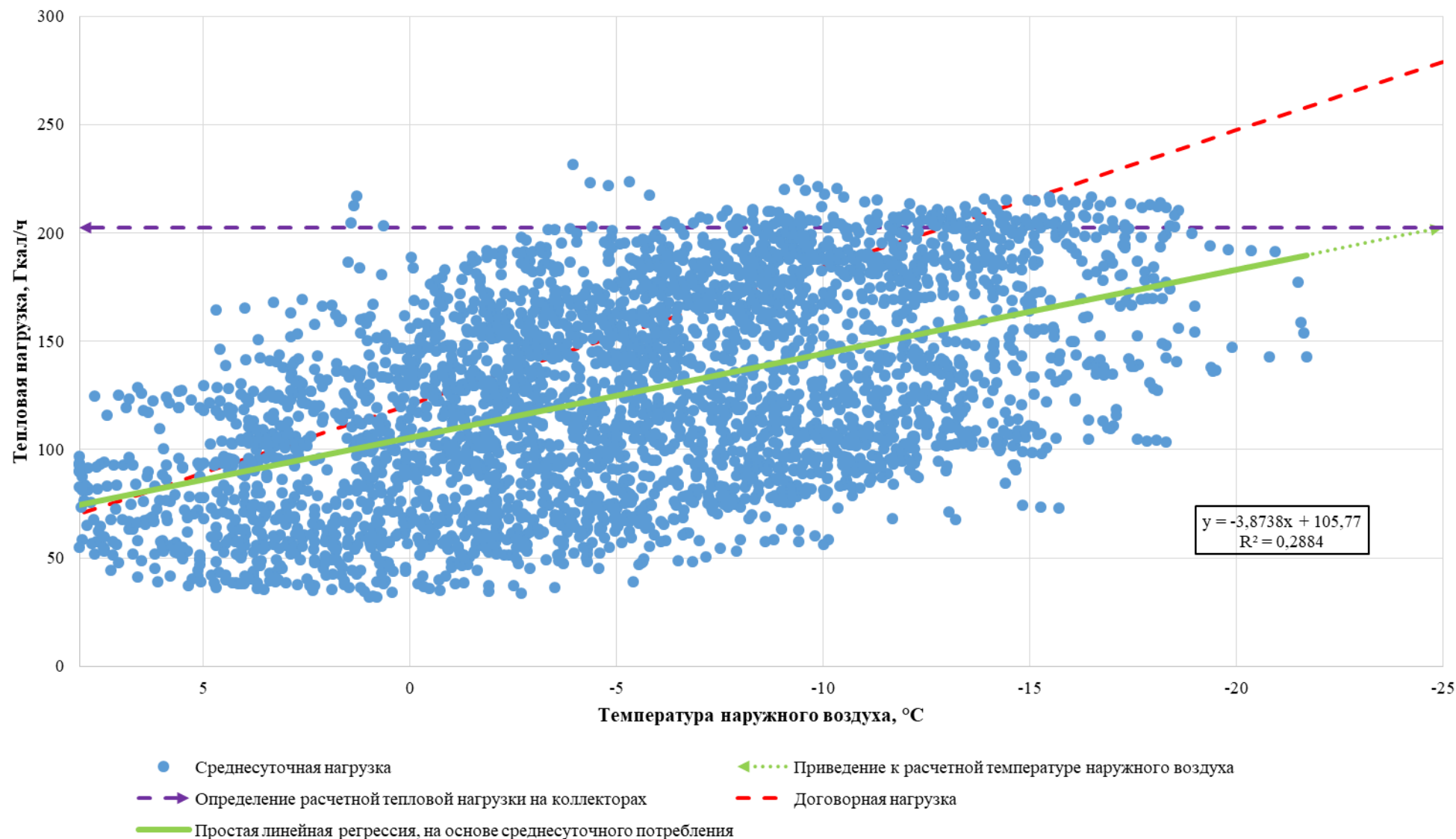


Рисунок 5.4 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах ТЭЦ за 2020 год, на основе часового теплоотпуска

Определение расчетной нагрузки от ТЭЦ по регрессии некорректно по следующим причинам:

1. Значительная амплитуда суточных температур АГО. Так, например, в начале февраля 2021 года суточные температуры колебались от  $-5^{\circ}\text{C}$  в дневное время до  $-24^{\circ}\text{C}$  в ночные и утренние часы.
2. Компенсации температурной волны (времени прохождения теплоносителя до конечного потребителя) при задании диспетчером температуры теплоносителя. Так, например, в 22-00 диспетчер задает температуру в подающем трубопроводе по прогнозу на 02-00 следующих суток.
3. Наличие крупных сельскохозяйственных объектов, потребляющих тепловую энергию преимущественно в ночное время.
4. Наличие срезки температурного графика. Приведённый график не отражает срезку температурного графика при температуре наружного воздуха ниже  $-22^{\circ}\text{C}$ .

Таким образом, применение методики Приложения 14 МУ в системе теплоснабжения на базе ТЭЦ неуместно. Для целей актуализации Схемы теплоснабжения на 2022 г., предлагается принять величину достигнутого максимума. Анализ достигнутого максимума за последние 4 года представлен в таблице ниже.

**Таблица 5.5 – Значения достигнутого максимума тепловой нагрузки на коллекторах ТЭЦ, за 2017-2020 гг.**

№ п/п	Показатель	2017	2018	2019	2020
1	Дата, время	11.12.2017 19:00:00	25.01.2018 01:00:00	07.12.2019 20:00:00	11.12.2020 19:00:00
2	Значение	247,96	285,91	217,35	231,77

Как видно, достигнутый максимум не имеет характерной динамики увеличения или снижения.

По ЕТО №2 посуточные ведомости теплоотпуска не предоставлены, поэтому расчетная нагрузка определена в соответствии с приложением 1 Главы 1.

По остальным источникам тепловой энергии (которые не вошли в таблицу выше «Сдвиг линейной функции, относительно начала координат ( $b_0$ ) и наклон прямой ( $b_1$ ), для определения нагрузки в горячей воде»), сведения о посуточном теплоотпуске за базовый год не представлены, либо не могут быть предоставлены по причине отсутствия коммерческого и технического учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети. Как показывает опыт разработки и актуализации Схем теплоснабжения, расчетная тепловая нагрузка на коллекторах котельных составляет 70÷90% от суммы договорных величин нагрузок потребителей и нормативных потерь тепловой мощности в тепловых сетях. Для целей Схемы теплоснабжения принято допущение, что величина расчетной нагрузки конечных потребителей составляет 80% от договорных значений.

**Таблица 5.6 - Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, за последние 5 лет**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах в горячей воде, Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах в паре, Гкал/ч				
		2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
ЕТО №1																
1	ТЭЦ	216.6	248.0	285.9	217.4	231.8	216.6	248.0	285.9	217.4	231.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах в горячей воде, Гкал/ч					Расчетная нагрузка на коллекторах в паре, Гкал/ч				
		2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
ЕТО №2																
2	№4	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Амурская	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	№4/1	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Школа №35	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Подгородненка	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Силинский	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Школа №22	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Молодежная	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Угловая	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Авиационная	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	МАЭ	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	АМК Баумана	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	АМК ПМК-57	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	АМК Металлобаза	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	АМК Школа №6	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	АМК Уткинская	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	АМК Общежитие	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	АМК Сахалинская	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО по ЕТО №2		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО №3																
20	Котельная № 7	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	Котельная № 116	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО по ЕТО №3		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)																
22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО по прочим ЕТО		1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО по муниципальному образованию		243	274	312	244	258	243	274	312	244	258	0	0	0	0	0

Для определения расчетной нагрузки конечных потребителей (а не на коллекторах) необходимо иметь достаточно достоверную статистику значений потребления тепловой мощности у всех потребителей, что в настоящее время невозможно, ввиду отсутствия 100%-ой оснащённости потребителей приборами учета (фактическая оснащённость представлена в разделе 3 Главы 1 «Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя»). Следовательно, расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей определены пропорционально разделению тепловых нагрузок в структуре договорных нагрузок, на основе п. 36 Требований и П. 14.2.9 Методических указаний.

Таким образом, расчетная нагрузка отопления потребителей определена по следующей формуле:

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

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

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

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

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

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

Расчетная нагрузка вентиляции потребителей определена по следующей формуле:

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

Расчетная среднечасовая нагрузка ГВС потребителей определена по следующей формуле:

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

Значения принятых расчетных тепловых нагрузок конечных потребителей, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии, представлены в таблице ниже.

**Таблица 5.7 - Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии, по состоянию на 1 января 2021 года**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч						
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	ГВС <sub>макс</sub>	технология в паре	СУММА с учетом ГВС <sub>ср</sub>	СУММА с учетом ГВС <sub>макс</sub>
ЕТО №1								
1	ТЭЦ	127,4	5,6	5,3	12,6	0,0	138,2	145,5
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

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч						
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	ГВС <sub>макс</sub>	технология в паре	СУММА с учетом ГВС <sub>ср</sub>	СУММА с учетом ГВС <sub>макс</sub>
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	1,10	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
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
<b>ИТОГО по ЕТО №2</b>		<b>19,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>19,9</b>	<b>19,9</b>
<b>ЕТО №3</b>								
20	Котельная № 7	1,22	0,00	0,00	0,00	0,00	1,22	1,22
21	Котельная № 116	1,15	0,00	0,00	0,00	0,00	1,15	1,15
<b>ИТОГО по ЕТО №3</b>		<b>2,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>
<b>Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)</b>								
22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00	1,68	1,68
<b>ИТОГО по прочим ЕТО</b>		<b>1,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>151</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>13</b>	<b>0</b>	<b>162</b>	<b>170</b>

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

Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоэтажной застройки (от 4 эт. и выше). Под индивидуальным теплоснабжением понимается теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов и печное отопление. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в малоэтажном фонде (1 - 3 эт.). Поквартирное отопление в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года актуализации схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется.

#### 5.5 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Величина потребления тепловой энергии за последние 3 года представлена в таблицах ниже:

- в разрезе источников тепловой энергии;
- в разрезе расчетных элементов территориального деления.

**Таблица 5.8 -Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии в период 2018-2020 гг.**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (по ЕТО), Гкал			Объем тепловой энергии, отпускаемой вне договоров теплоснабжения (вне ЕТО), Гкал			ИТОГОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНЕ ТЕПЛОИСТОЧНИКА, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
		2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020
ЕТО №1													
1	ТЭЦ	369231	311234	342150	0	0	0	369231	311234	342150	369231	311234	342150
ЕТО №2													
2	№4	3035	2789	2936	0	0	0	3035	2789	2936	3035	2789	2936
3	Амурская	13317	12408	12406	0	0	0	13317	12408	12406	13317	12408	12406
4	№4/1	3661	3389	3276	0	0	0	3661	3389	3276	3661	3389	3276
5	Школа №35	1385	1220	1171	0	0	0	1385	1220	1171	1385	1220	1171
6	Подгородненка	1009	1047	1067	0	0	0	1009	1047	1067	1009	1047	1067
7	Силинский	3723	3297	3297	0	0	0	3723	3297	3297	3723	3297	3297
8	Школа №22	1833	1603	1603	0	0	0	1833	1603	1603	1833	1603	1603
9	Молодежная	1097	1090	1090	0	0	0	1097	1090	1090	1097	1090	1090
10	Угловая	7152	6822	6754	0	0	0	7152	6822	6754	7152	6822	6754
11	Авиационная	10213	9128	8490	0	0	0	10213	9128	8490	10213	9128	8490
12	МАЭ	2930	2287	2356	0	0	0	2930	2287	2356	2851	2225	2292
13	АМК Баумана	323	324	322	0	0	0	323	324	322	323	324	322
14	АМК ПМК-57	210	209	216	0	0	0	210	209	216	210	209	216
15	АМК Металлобаза	395	327	247	0	0	0	395	327	247	395	327	247
16	АМК Школа №6	580	510	541	0	0	0	580	510	541	580	510	541
17	АМК Уткинская	833	812	830	0	0	0	833	812	830	833	812	830
18	АМК Общежитие	186	186	183	0	0	0	186	186	183	186	186	183
19	АМК Сахалинская	83	83	83	0	0	0	83	83	83	83	83	83
ИТОГО по ЕТО №2		51964	47531	46870	0	0	0	51964	47531	46870	51885	47470	46806
ЕТО №3													
20	Котельная № 7	3594	3594	3594	0	0	0	3594	3594	3594	3594	3594	3594
21	Котельная № 116	3653	3653	3653	0	0	0	3653	3653	3653	3653	3653	3653
ИТОГО по ЕТО №3		7247	7247	7247	0	0	0	7247	7247	7247	7247	7247	7247
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)													
22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	5509	5509	5509	0	0	0	5509	5509	5509	5509	5509	5509
ИТОГО по прочим ЕТО		5509	5509	5509	0	0	0	5509	5509	5509	5509	5509	5509
ИТОГО по муниципальному образованию		433951	370269	400657	0	0	0	433951	370269	400657	433872	370207	400594



**Таблица 5.9 - Величина потребления тепловой энергии, в разрезе расчетных элементов территориального деления в период 2018-2020 гг.**

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал			Потребление за отопительный период, Гкал		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
<b>Расчетные элементы территориального деления</b>						
25:27:000000	0	0	0	0	0	0
25:27:010001	0	0	0	0	0	0
25:27:020102	0	0	0	0	0	0
25:27:030101	0	0	0	0	0	0
25:27:030102	1516	1294	1400	1516	1293	1400
25:27:030103	5322	4541	4914	5321	4540	4913
25:27:030104	39993	34124	36925	39986	34118	36919
25:27:030105	26998	23036	24927	26993	23032	24923
25:27:030106	67163	57306	62010	67150	57297	62000
25:27:030201	59713	50950	55132	59702	50942	55123
25:27:030202	13145	11216	12136	13143	11214	12135
25:27:030204	66759	56962	61637	66747	56953	61628
25:27:060101	993	848	917	993	847	917
25:27:060102	19687	16798	18177	19684	16795	18174
25:27:070101	0	0	0	0	0	0
25:27:070102	0	0	0	0	0	0
25:27:070201	120	102	111	120	102	111
25:27:070202	3427	2924	3164	3426	2923	3163
25:27:070203	3492	2980	3224	3492	2979	3224
25:27:080001	4334	3698	4002	4334	3698	4001
25:27:090101	2470	2107	2280	2469	2107	2280
25:27:100101	105852	90318	97731	105833	90303	97715
25:27:100102	12967	11064	11972	12964	11062	11970
<b>ИТОГО по РЭТД</b>	<b>433951</b>	<b>370269</b>	<b>400657</b>	<b>433872</b>	<b>370207</b>	<b>400594</b>

## **5.6 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

Норматив потребления коммунальной услуги – это объём потребления соответствующего коммунального ресурса, предъявляемый к оплате при отсутствии приборов учёта коммунального ресурса.

В соответствии с требованиями действующего законодательства, с 1 июля 2012 года любой потребитель должен производить расчет за потребленную тепловую энергию исходя из объёмов потребления, определённых с применением приборов учёта коммунальных ресурсов. В других случаях он оплачивает коммунальные услуги, согласно нормативам потребления коммунальных услуг. При этом нормативы должны стимулировать потребителя к установке приборов учета коммунальных ресурсов в соответствии с пунктом 2 статьи 13 Федерального закона № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».

Существующие нормативно-правовые акты о действующих нормативах потребления коммунальных услуг на территории Артемовского городского округа:

1. Постановление администрации Артемовского городского округа от 01.12.2005 №438-па «Об оплате коммунальных услуг населением Артемовского городского округа».

2. Постановлению департамента по тарифам Приморского края от 12 августа 2015 года № 33/29 «О внесении изменений в постановление департамента по тарифам Приморского края от 26 июня 2013 года № 39/38 «Об установлении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению на территории Артемовского городского округа»

3. Постановление Департамента по тарифам Приморского края №33/4 от 12 августа 2015года. «О внесении изменений в постановление Департамента по тарифам Приморского края от 26 июня 2015г.№39/49 «Об установлении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению на общедомовые нужды на территории Приморского края».

Существующие нормативы потребления тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение сведены в таблицы ниже.

**Таблица 5.10 - Утвержденные нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению**

Расчетный период	Норматив теплопотребления на 1 кв. м общей площади жилья
Отопительный период 199 дней	
январь	0,048945
февраль	0,0391
март	0,031892
апрель	0,018946
май	0,001993
октябрь	0,006644
ноябрь	0,029558
декабрь	0,044394
12 месяцев	0,018456

**Таблица 5.11 - Утвержденные нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению**

Категория помещений	базовый		повышенный после 01.01.2017г	
	ГВС	ОДН	ГВС	ОДН
	м3 в мес./ чел	м3 в мес./ м2	м3 в мес./ чел	м3 в мес./ м2
Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные раковинами, мойками, унитазами, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	2,155	0,02	3,448	0,032
Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные раковинами, мойками, унитазами, душем	1,589	0,02	2,542	0,032
Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные раковинами, мойками, унитазами, без ванны, без душа	0,54	0,02	0,864	0,032

## 5.7 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Выполненный для определения базового спроса на тепловую энергию статистический анализ фактического отпуска тепловой энергии с коллекторов источников централизованного теплоснабжения показал, что фактическая отпускаемая в тепловые сети величина тепловой энергии, пересчитанная на расчётное значение температуры наружного воздуха минус 22°С, 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.

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

**Таблица 5.12 - Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей (с учетом ГВС <sub>ср</sub> ), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
ЕТО №1				
1	ТЭЦ	185,4	138,2	75%
ЕТО №2				
2	№4	1,44	1,22	85%
3	Амурская	5,80	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	1,80	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	4,70	3,47	74%
12	МАЭ	1,64	1,10	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	0,10	0,09	87%
19	АМК Сахалинская	0,04	0,04	100%
ИТОГО по ЕТО №2		25,0	19,9	79%
ЕТО №3				
20	Котельная № 7	1,52	1,22	80%
21	Котельная № 116	1,43	1,15	80%
ИТОГО по ЕТО №3		3,0	2,4	80%
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)				
22	Котельная АО «Первая инвестиционная управляющая компания»	2,10	1,68	80%

№ п/п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей (с учетом ГВС <sub>ср</sub> ), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
ИТОГО по прочим ЕТО		2,1	1,7	80%
ИТОГО по муниципальному образованию		216	162	75%