Главная городская еженедельная газета. Издается с 1996 г.

Спецвыпуск

Арамильские ВЕСТИ

№ 61 (1326)
11 ноября 2020 г.

Цена свободная.
Адрес редакции: ул. 1 Мая, 15, второй этаж, каб. №1
e-mail: vesti-aramil@yandex.ru

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
СВЕРДЛОВСКАЯ ОБЛАСТЬ
ПОСТАНОВЛЕНИЕ
АДМИНИСТРАЦИИ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

от 11.11.2020 № 516

О проведении открытого конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа

В соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации, Федеральным законом от 06 октября 2003 года № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Федеральным законом от 21 июля 2005 года № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях», постановлением Администрации Арамильского городского округа от 28.10.2020 № 497 «О принятии решения о заключении концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа», руководствуясь статьей 31 Устава Арамильского городского округа

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Провести открытый конкурс на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа (далее – открытый конкурс).
2. Утвердить конкурсную документацию по проведению открытого конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа (далее – конкурсная документация) (приложение №1).
3. В целях проведения открытого конкурса установить:
3.1. Условия концессионного соглашения (приложение № 1 к конкурсной документации- проект концессионного соглашения);
3.2. Критерии открытого конкурса и параметры критериев открытого конкурса (приложение № 9 к конкурсной документации);
3.3. Задание (приложение № 2 к конкурсной документации);
3.4. Минимально допустимые плановые значения показателей деятельности концессионера (приложение № 10 к конкурсной документации);
3.5. Права и обязанности, осуществляемые субъектом Российской Федерации, участвующим в концессионном соглашении в качестве самостоятельной стороны - изложены в составе концессионного соглашения;
3.6. Максимальный размер принимаемых Концедентом на себя расходов 299 806, 15 тыс. рублей, которая предоставляется Концессионеру на протяжении 5 лет, начиная с 2022 года, равными платежами (форма, порядок и сроки ее внесения в составе условий концессионного соглашения);
3.7. Участники конкурса должны указать в составе конкурсного предложения мероприятия по созданию и (или) реконструкции объекта концессионного соглашения, обеспечивающие достижение предусмотренных техническим заданием целей и минимально допустимых плановых значений показателей деятельности концессионера, с описанием основных характеристик этих мероприятий;
3.8. Срок действия концессионного соглашения – 15 (пятнадцать) лет с даты заключения концессионного соглашения.
4. Установить, что организатором конкурса от имени муниципального образования Арамильский городской округ Свердловской области выступает Администрация Арамильского городского округа.
5. Комитету по управлению муниципальным имуществом Арамильского городского округа обеспечить размещение на официальном сайте www.torgi.gov.ru а также на официальном сайте Арамильского городского округа в сети Интернет сообщения о проведении конкурса (приложение № 2) в срок, установленный Конкурсной документацией, но не менее чем за тридцать рабочих дней до дня истечения срока предоставления заявок на участие в конкурсе.
6. Поручить Муниципальному унитарному предприятию «Арамиль-Тепло» обеспечить Заявителям, прошедшим предварительный отбор, посещение и допуск к Объекту концессионного соглашения в порядке, установленном конкурсной документацией.
7. Сообщение о заключении концессионного соглашения подлежит опубликованию в течение 10 рабочих дней с момента его заключения в соответствии со статьей 36 Федерального закона от 21 июля 2005 года № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях» на официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» для размещения информации о проведении торгов, определенном Правительством Российской Федерации, а также подлежат официальному опубликованию в официальном печатном издании и размещению на официальном сайте Арамильского городского округа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».
8. Опубликовать настоящее постановление в газете «Арамильские Вести» и разместить на официальном сайте Арамильского городского округа.
9. Контроль за исполнением настоящего постановления оставляю за собой.

Исполняющий обязанности
Главы Арамильского городского округа Р.В. Гарифуллин

Приложение № 1
к постановлению Администрации
Арамильского городского округа
от №

УТВЕРЖДЕНА
постановлением Администрации Арамильского городского округа от_____ №_____

КОНКУРСНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ
по проведению открытого конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа

2020 г.
Свердловская область,
г. Арамиль

1. Общие положения

1.1. Законодательное регулирование
Настоящая конкурсная документация подготовлена в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации, Федеральным законом от 17 августа 1995 года № 147-ФЗ «О естественных монополиях», Федеральным законом от 21 июля 2005 года № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях», Федеральным законом от 26 июля 2006 года № 135-ФЗ «О защите конкуренции», главой 6.1 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», главой 7.1 Федерального закона от 07 декабря 2011 года № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении», постановлением Правительства Российской Федерации от 05.12.2006 № 748 «Об утверждении типового концессионного соглашения в отношении систем коммунальной инфраструктуры и иных объектов коммунального хозяйства, в том числе объектов водо-, тепло-, газо- и энергоснабжения, водоотведения, очистки сточных вод, переработки и утилизации (захоронения) бытовых отходов, объектов, предназначенных для освещения территорий городских и сельских поселений, объектов, предназначенных для благоустройства территорий, а также объектов социально-бытового назначения», а также иными нормативными правовыми актами, регламентирующими порядок заключения концессионных соглашений в отношении систем коммунальной инфраструктуры и иных объектов коммунального хозяйства.

1.2. Основные понятия, используемые в документации
В Конкурсной документации (включая все ее разделы и приложения), если иное не следует из контекста, приведенные ниже термины, сокращенные и условные наименования имеют значение, определенное в настоящем пункте:
Закон о концессионных соглашениях – Федеральный закон от 21 июля 2005 года № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях».
Заявитель – индивидуальный предприниматель, российское юридическое лицо, либо действующие без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) два и более указанных юридических лица, представившие заявку на участие в открытом конкурсе в конкурсную комиссию.
Заявка на участие в Конкурсе, Заявка – комплект документов, представленный Заявителем для участия в Конкурсе в соответствии с требованиями Конкурсной документации.
Задаток – обеспечение исполнения обязательств по заключению концессионного соглашения, внесенное заявителем в соответствии настоящей конкурсной документации.
Инвестиционная программа – определенная в качестве обязательной для исполнения Концессионером по Концессионному соглашению программа создания и (или) реконструкции Объекта Концессионного соглашения для достижения целей Концессионного соглашения.
Иное имущество – движимое и недвижимое имущество, принадлежащее Концеденту на праве собственности и образующее единое целое с Объектом Концессионного соглашения и/или предназначенное для использования по общему назначению с Объектом Концессионного соглашения для осуществления Концессионером деятельности, предусмотренной Концессионным соглашением.
Конкурс – открытый конкурс на право заключения Концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения, централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа – торги, победителем которых признается лицо, которое предложило наилучшие условия исполнения Концессионного соглашения.
Конкурсная документация – настоящая конкурсная документация, утверждённая уполномоченным органом от имени Арамильского городского округа в соответствии с Законом о концессионных соглашениях, и определяющая предмет, условия и порядок проведения конкурса, требования к участникам конкурса, а также другие положения в соответствии с Законом о концессионных соглашениях.
Конкурсная комиссия – конкурсная комиссия, созданная в соответствии с Законом о концессионных соглашениях для проведения открытого конкурса.
Конкурсное предложение – комплект документов и материалов, представленных на рассмотрение конкурсной комиссии участником открытого конкурса, прошедшим предварительный отбор, в соответствии с требованиями настоящей Конкурсной документации.
Концедент –муниципальное образование Арамильский городской округ Арамиль, от имени которого выступает Администрация Арамильского городского округа.
Концессионер – индивидуальный предприниматель, российское юридическое лицо, либо действующие без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) два и более указанных юридических лица, заключившие с Концедентом по результатам открытого конкурса концессионное соглашение. Концессионером не могут являться иностранное юридическое лицо (в том числе посредством заключения договора доверительного управления имуществом в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации), организация и другое корпоративное образование, обладающие гражданской правоспособностью, созданные в соответствии с законодательством иностранного государства, не имеющие аккредитованных филиала, представительства на территории Российской Федерации, либо два и более юридических лица, которые действуют по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) и в числе которых имеются указанные иностранные юридические лица.
Концессионное соглашение – соглашение, заключаемое между Концедентом и Концессионером, по которому одна сторона (Концессионер) обязуется за свой счет создать и (или) реконструировать определенные этим соглашением объекты концессионного соглашения, право собственности на которые принадлежит или будет принадлежать Концеденту и осуществлять горячее водоснабжение, производство, передачу, распределение тепловой энергии, а также поставку теплоносителя на территории Арамильского городского округа, с использованием объекта концессионного соглашения, а Концедент обязуется предоставить Концессионеру на срок, установленный этим соглашением, права владения и пользования объектом концессионного соглашения для осуществления указанной деятельности (проект концессионного соглашения – Приложение № 1 к настоящей конкурсной документации).
Концессионная Деятельность – деятельность, предусмотренная Концессионным соглашением.
Критерии конкурса – установленные в настоящей конкурсной документации в соответствии с Законом о концессионных соглашениях, показатели и их значения, используемые для оценки конкурсных предложений участников конкурса.
Объект Концессионного соглашения – объекты теплоснабжения и централизованные системы горячего водоснабжения, определенные Концессионным соглашением (далее – объект Соглашения), предназначенные для осуществления деятельности, указанной в пункте 1.1. Концессионного соглашения, подлежащие созданию и (или) реконструкции, которые находятся или будут находиться в собственности Концедента.
Организатор Конкурса – Администрация Арамильского городского округа.
Официальный сайт Концедента – официальный сайт Арамильского городского округа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» – https://www.aramilgo.ru/;
Официальный сайт Российской Федерации – официальный сайт Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» для размещения информации о проведении торгов – www.torgi.gov.ru.
Официальное издание – средство массовой информации, с которым заключен муниципальный контракт на опубликование муниципальных правовых актов и иной официальной информации Арамильского городского округа.
Победитель Конкурса – участник открытого конкурса, определенный решением конкурсной комиссии как представивший в своем конкурсном предложении наилучшие условия исполнения концессионного соглашения по критериям открытого конкурса.
Предмет открытого конкурса – право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения, централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа.
Участник Конкурса – заявитель, в отношении которого конкурсной комиссией, по результатам проведения предварительного отбора, было принято решение о допуске его к дальнейшему участию в открытом конкурсе и который вправе направить в конкурсную комиссию своё конкурсное предложение в сроки, установленные настоящей конкурсной документацией.

1.3. Организатор конкурса: Администрация Арамильского городского округа.
Адрес: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. 1 Мая, 12.
Контактное лицо: Семеновская Олеся Геннадьевна
Номер телефона: (343) 385-32-86

2. Условия проведения открытого конкурса.
2.1. Предметом открытого конкурса является право заключить концессионное соглашение, в соответствии с которым Концессионер обязуется за свой счет создать и (или) реконструировать объект Соглашения, в соответствии с заданием и основными мероприятиями по созданию и (или) реконструкцию Объекта концессионного соглашения (объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения) (далее – Задание), приведенном в приложении № 2 к настоящей конкурсной документации, состав и описание, которого приведено в приложениях № 1, 4 к проекту концессионного соглашения, право собственности, на которое принадлежит или будет принадлежать Концеденту, а также осуществлять горячее водоснабжение, производство, передачу, распределение тепловой энергии, а также поставку теплоносителя на территории Арамильского городского округа, с использованием объекта

концессионного соглашения и иного имущества, указанных в приложениях № 1, 4 к проекту концессионного соглашения, а Концедент обязуется предоставить Концессионеру на срок, установленный концессионным соглашением, права владения и пользования Объектом Соглашения и Иным имуществом для осуществления указанной деятельности.

Перечень объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, входящих в состав объекта Соглашения (в том числе состав, описание и технико-экономические показатели), приведен в Приложении № 1 к проекту концессионного соглашения.

Объекты Соглашения, подлежащие строительству и (или) реконструкции, указаны в Приложении № 3 к проекту концессионного соглашения.

Иное имущество, передаваемое концессионеру по концессионному соглашению (в том числе состав, описание и технико-экономические показатели), указано в Приложении № 4 к проекту Концессионного соглашения.

Отчёт о техническом обследовании имущества, передаваемого Концедентом Концессионеру по концессионному соглашению, указан в приложении № 3 к настоящей конкурсной документации.

Концессионное соглашение предусматривает: создание и (или) реконструкцию объекта Соглашения с целью обеспечения бесперебойного и качественного осуществления деятельности, указанной в пункте 1.1 Проекта концессионного соглашения.

По смыслу пункта 3 статьи 3 Закона о концессионных соглашениях, проведение работ по реконструкции в рамках концессионного соглашения предусматривает проведение всех или отдельных видов следующих работ:

– переустройство на основе внедрения новых технологий,
– механизация и автоматизация производства,
– реконструкция (модернизация) и замена морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым более производительным оборудованием,
– изменение технологического или функционального назначения объекта Соглашения или его отдельных частей,
– иные мероприятия по улучшению характеристик и эксплуатационных свойств объекта Соглашения.

2.2. Концессионное соглашение, в соответствии с настоящей конкурсной документацией, предусматривает следующие условия:

1) срок действия концессионного соглашения – Соглашение вступает в силу со дня его подписания и действует в течение 15 (пятнадцать) лет с момента подписания концессионного соглашения, следующих за днём, определенным в пункте 8.3 проекта Концессионного соглашения;

2) срок использования (эксплуатации) объекта концессионного соглашения и Иного имущества, а также вновь созданных, построенных и (или) реконструируемых объектов, подлежащих созданию, строительству и (или) реконструкции по концессионному соглашению (в том числе после фактического окончания работ по созданию, строительству и (или) реконструкции Объекта концессионного соглашения, а также ввода их в эксплуатацию), составляет срок действия концессионного соглашения;

3) обязательства концессионера по созданию и (или) реконструкции Объекта Соглашения, соблюдению сроков выполнения работ по созданию и (или) реконструкции Объекта Соглашения;

4) обязательства концессионера по достижению плановых показателей деятельности, предусмотренной пунктом 1.1 проекта концессионного соглашения;

5) обязательства концессионера по обеспечению соответствия технико-экономических показателей Объекта Соглашения, установленным концессионным соглашением технико-экономическим показателям;

6) обязательство концессионера по обеспечению исполнения обязательств по концессионному соглашению (предоставление безотзывной непередаваемой банковской гарантии);

7) порядок предоставления концессионеру земельных участков, предназначенных для осуществления деятельности, предусмотренной концессионным соглашением, срок заключения с концессионером договоров аренды этих земельных участков, порядок расчета размера арендной платы;

8) значения долгосрочных параметров регулирования деятельности концессионера;

9) плановые значения показателей надежности, качества и энергетической эффективности объекта концессионного соглашения, плановые значения иных предусмотренных конкурсной документацией технико-экономических показателей систем теплоснабжения и (или) объектов (плановые значения показателей деятельности концессионера);

10) порядок возмещения расходов концессионера, подлежащих возмещению в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, в сфере горячего водоснабжения и не возмещенных ему на момент окончания срока действия концессионного соглашения;

11) предельный размер расходов на создание и (или) реконструкцию объекта Соглашения, которые предполагается осуществлять в течение всего срока действия Концессионного соглашения Концессионером без учета расходов, источником финансирования которых является плата за подключение (технологическое присоединение);

12) задание и основные мероприятия по созданию и (или) реконструкции Объекта Соглашения, право собственности на которые принадлежит или будет принадлежат Концеденту.

2.3. Цели проведения открытого конкурса:

1) выбор организации, способной заключить концессионное соглашение на условиях, предусмотренных настоящей конкурсной документацией;

2) привлечение дополнительных внебюджетных финансовых средств для создания, реконструкции объектов теплоснабжения, централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа, и более эффективного использования имущества, находящего в муниципальной собственности;

3) повышение общего уровня качества и надежности функционирования объектов в составе Объекта Соглашения.

2.4. Обязательства Концессионера:

1) осуществить в установленные Концессионным соглашением сроки создание и (или) реконструкцию Объекта Соглашения и приступить к его использованию (эксплуатации);

2) использовать (эксплуатировать) Объект Соглашения в целях и в порядке, которые установлены Концессионным соглашением;

3) осуществлять деятельность, предусмотренную Концессионным соглашением, обеспечить бесперебойное функционирование Объекта Соглашения и не прекращать (не приостанавливать) эту деятельность без согласия Концедента в течение срока, предусмотренного Концессионным соглашением, за исключением случаев, предусмотренных законом и соглашением;

4) при осуществлении деятельности, предусмотренной концессионным соглашением (пункт 1.1. проекта концессионного соглашения), осуществлять реализацию производимых энергетических ресурсов (производство, передачу, распределение тепловой энергии, горячее водоснабжение, поставку теплоносителя) по регулируемым ценам (тарифам);

5) поддерживать Объект Соглашения, объекты, входящие в Объект Соглашения, Иное имущество, объекты, входящие в состав иного имущества в исправном состоянии, проводить за свой счет текущий ремонт и капитальный ремонт, нести расходы на их содержание, в том числе своевременно проводить мероприятия, связанные с предупреждением возникновения аварийных ситуаций, локализации (устранения) аварийных ситуаций, мероприятия по подготовке к отопительному периоду и своевременному получению паспорта готовности (в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 12.03.2013 № 103 «Об утверждении Правил оценки готовности к отопительному периоду»);

6) заключить с ресурсоснабжающими организациями договоры поставки энергетических ресурсов, потребляемых при исполнении концессионного Соглашения, а также оплачивать указанные энергетические ресурсы в соответствии с условиями таких договоров;

7) не допускать передачу прав владения и (или) пользования объектом Соглашения, в том числе передачу в субаренду, уступку права требования, перевод долга по концессионному соглашению в пользу иностранных физических и юридических лиц и иностранных структур без образования юридического лица, передачу прав по концессионному соглашению в доверительное управление;

8) нести перед Концедентом ответственность за качество работ по созданию и (или) реконструкции Объекта Соглашения в течение 5 (Пяти) лет со дня ввода Объекта Соглашения в эксплуатацию;

9) осуществлять иные обязательства, предусмотренные законом и проектом концессионного соглашения.

2.5. Обязательства Концедента:

1) передать в установленный Концессионным соглашением срок Концессионеру Объект Соглашения и (или) иное передаваемое Концедентом Концессионеру по Концессионному соглашению имущество, документацию, а также обеспечить Концессионеру необходимые условия для выполнения работ по созданию и (или) реконструкции и эксплуатации объекта Соглашения, и принять необходимые меры по обеспечению свободного доступа Концессионера и уполномоченных им лиц на объект Соглашения;

2) обратиться (в том числе по просьбе Концессионера) в уполномоченный орган по государственной регистрации прав с заявлением о регистрации прав владения и пользования Концессионера на Объект Соглашения, иное имущество не позднее 30 календарных дней с даты подписания сторонами Акта приема-передачи объекта концессионного соглашения, иного имущества от Концедента Концессионеру, письменно уведомить Концессионера о состоявшейся регистрации права Концессионера с представлением Концессионеру подтверждающего документа в течение 10 (десяти) рабочих дней с момента регистрации прав;

3) при наличии условий, определенных частями 5 и 6 статьи 51 Федерального закона от 21.07.2005 года № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях» передать Концессионеру выявленные бесхозяйные объекты теплоснабжения, централизованных систем горячего водоснабжения, технически или технологически и функционально связанные с объектами теплоснабжения, централизованными системами горячего водоснабжения и отдельными объектами таких систем, являющиеся частью относящихся к Объекту Соглашения систем теплоснабжения, систем горячего водоснабжения, без проведения торгов путём внесения изменений в условия Соглашения;

4) ежегодно на протяжении 5-ти лет вносить Концессионеру плату Концедента, в порядке, в сроки, и на условиях, определенных в Приложениях №№ 10, 11 к проекту концессионного соглашения;

5) принять от Концессионера Объект Соглашения и Иное имущество после прекращения действия Концессионного соглашения (в том числе по истечении срока его действия) в установленном Концессионным соглашением порядке;

6) исполнить иные обязанности, вытекающие из условий заключенного Концессионного соглашения и положений действующего законодательства Российской Федерации.

2.6. Обязательства Свердловской области:

1) устанавливает цены (тарифы) (в лице уполномоченного органа) в соответствии с долгосрочными параметрами регулирования деятельности Концессионера и методом регулирования тарифов, установленными концессионным соглашением;

2) утверждает инвестиционные программы Концессионера в соответствии с установленными концессионным соглашением заданием и мероприятиями, плановыми показателями деятельности Концессионера, предельным уровнем расходов на создание и (или) реконструкцию объекта концессионного соглашения;

3) возмещает Концессионеру недополученные им доходы, экономически обоснованные расходы Концессионера, подлежащих возмещению за счет средств областного бюджета, в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации, в том числе в случае принятия Региональной энергетической комиссией Свердловской области решения об изменении долгосрочных тарифов и (или) необходимой валовой выручки Концессионера, рассчитанных на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности Концессионера и предусмотренных концессионным соглашением в соответствии с основами ценообразования в сфере теплоснабжения и горячего водоснабжения, и (или) долгосрочных параметров регулирования деятельности Концессионера, установленных Региональной энергетической комиссией Свердловской области, и (или) решения об установлении тарифов Концессионера на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности Концессионера, отличных от долгосрочных параметров регулирования деятельности Концессионера, установленных либо согласованных Региональной энергетической комиссией Свердловской области.

2.7. Права в отношении Объекта Концессионного соглашения:

В отношении Объекта Концессионного соглашения у его сторон возникают следующие права:

1) недвижимое имущество, которое создано Концессионером с согласия Концедента при осуществлении деятельности, предусмотренной концессионным соглашением, не относящееся к Объекту Соглашения, к объектам, входящим в Объект Соглашения, к Иному имуществу, объектам, входящим в состав иного имущества, является собственностью Концессионера;

2) недвижимое имущество, которое создано Концессионером без согласия Концедента при осуществлении деятельности, предусмотренной концессионным соглашением, не относящееся к объекту Соглашения, к объектам, входящим в Объект Соглашения, к Иному имуществу, к объектам, входящим в состав Иного имущества, является собственностью Концедента. Стоимость такого имущества Концедентом возмещению не подлежит;

3) движимое имущество, которое создано и (или) приобретено Концессионером при осуществлении деятельности, предусмотренной концессионным соглашением, и не входит в состав Объекта соглашения, объектов, входящих в Объект соглашения, Иного имущества, объектов, входящих в состав Иного имущества, является собственностью Концессионера;

4) продукция и доходы, полученные Концессионером в результате осуществления деятельности, предусмотренной концессионным соглашением, включая плату за подключение (например, для застройщиков и т.д.), вносимую абонентами (потребителями), и плату за прочие виды работ и (или) услуг, выполняемые Концессионером, а также любые иные виды платежей от абонентов и третьих лиц (в том числе арендная плата (например, за установку антенного и телекоммуникационного оборудования), плата за размещение и установку рекламы и иная плата, пени, штрафы, компенсации судебных расходов, компенсации причиненного вреда или убытков, страховые возмещения и т.п.), являются собственностью Концессионера;

5) иные права и условия, вытекающие из условий заключенного Концессионного соглашения и положений действующего законодательства Российской Федерации.

2.8. Срок передачи Концессионеру Объекта Концессионного соглашения и Иного имущества:

Срок передачи Концедентом Концессионеру Объекта Соглашения – в течение 10 (десяти) рабочих дней, следующих за днем вступления в законную силу установленных Концессионеру цен (тарифов) на виды деятельности, предусмотренные Соглашением.

Срок передачи Концедентом Концессионеру Иного имущества – в течение 10 (десяти) рабочих дней, следующих за днем вступления в законную силу установленных Концессионеру цен (тарифов) на виды деятельности, предусмотренные Соглашением.

2.9. Форма и размер обеспечения исполнения обязательства по заключению концессионного соглашения, порядок и срок его внесения:

В срок до дня подписания концессионного соглашения участник конкурса обязан предоставить концеденту обеспечение исполнения обязательств по концессионному соглашению.

Обеспечение исполнения обязательств по концессионному соглашению осуществляется путем предоставления безотзывной непередаваемой банковской гарантии. Концессионер обязан предоставить обеспечение исполнения обязательств, предусмотренных пунктом 4.1. проекта концессионного соглашения, в виде безотзывной непередаваемой банковской гарантии в размере 6,67 % от суммы обязательств Концессионера по его расходам на создание и (или) реконструкцию Объекта Соглашения.

Концессионер обязан предоставлять указанную гарантию на каждый год срока исполнения обязательств по созданию и (или) реконструкции Объекта Соглашения на сумму неисполненных обязательств по созданию и (или) реконструкцию Объекта Соглашения.

Банковская гарантия должна соответствовать требованиям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 15.06.2009 № 495 «Об установлении требований к концессионеру в отношении банков, предоставляющих безотзывные банковские гарантии, банков, в которых может быть открыт банковский вклад (депозит) концессионера, права по которому могут передаваться концессионером Концеденту в залог, и в отношении страховых организаций, с которыми концессионер может заключить договор страхования риска ответственности за нарушение обязательств по концессионному соглашению», постановлением Правительства Российской Федерации от 19.12.2013 № 1188 «Об утверждении требований к банковской гарантии, предоставляемой в случае, если объектом концессионного соглашения являются объекты теплоснабжения, централизованные системы горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, отдельные объекты таких систем.

2.10. Срок использования (эксплуатации) Объекта Концессионного соглашения:

Срок использования (эксплуатации) Концессионером Объекта Соглашения и Иного имущества, а также вновь созданных, построенных и (или) реконструируемых объектов, подлежащих созданию, строительству и (или) реконструкции по Соглашению (в том числе после фактического окончания работ по созданию, строительству и (или) реконструкции Объекта Соглашения, а также ввода их в эксплуатацию),- в течении срока действия Соглашения.

2.11. Задание и основные мероприятия, определенные в соответствии со статьей 22 Закона о концессионных соглашениях, с описанием основных характеристик таких мероприятий приведены в Приложении № 2 к настоящей конкурсной документации.

2.12. Потери и удельное потребление энергетических ресурсов на единицу объема полезного отпуска тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя, на единицу объема отпуска горячей воды в году, предшествующем первому году действия концессионного соглашения (по каждому виду используемого энергетического ресурса) приведены в приложении № 4 к настоящей конкурсной документации.

2.13. Предельный (максимальный) рост необходимой валовой выручки Концессионера от осуществления регулируемых видов деятельности, предусмотренной нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, в сфере горячего водоснабжения, по отношению к предыдущему году приведены в приложении № 5 к настоящей конкурсной документации.

2.14. Метод регулирования тарифов Концессионера – метод индексации установленных тарифов.

2.15. Объем полезного отпуска тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя или объем отпуска горячей воды в году, предшествующем первому году действия концессионного соглашения, а также прогноз объема полезного отпуска тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя, прогноз объема отпуска горячей воды на срок действия концессионного соглашения приведен в приложении № 6 к настоящей конкурсной документации.

2.16. Долгосрочные параметры регулирования деятельности концессионера (долгосрочные параметры регулирования тарифов в сфере теплоснабжения, горячего водоснабжения, определенных в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, горячего водоснабжения), не являющиеся критериями конкурса, приведены в Приложении № 7 к настоящей конкурсной документации.

2.17. Сведения о ценах, величинах, значениях и параметрах, используемых для расчета дисконтированной выручки участника конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении Объекта Соглашения, в том числе цены на энергетические ресурсы в году, предшествующем первому году действия концессионного соглашения, и прогноз цен на энергетические ресурсы на срок действия концессионного соглашения; величина неподконтрольных расходов, определяемая в соответствии с нор-

мативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, в сфере горячего водоснабжения (за исключением расходов на энергетические ресурсы, концессионной платы и налога на прибыль организаций, налога на имущество организаций); иные цены, величины, значения, параметры, использование которых для расчета тарифов предусмотрено нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, в сфере горячего водоснабжения приведены в Приложении № 8 к настоящей Конкурсной документации.

2.18. Предельный размер расходов на создание и (или) реконструкцию Объекта Концессионного соглашения, которые предполагается осуществлять в течение всего срока действия Концессионного соглашения Концессионером без учета расходов, источником финансирования которых является плата за подключение (технологическое присоединение) - приложение № 9 к настоящей конкурсной документации.

2.19. Минимально допустимые плановые значения показателей деятельности Концессионера - минимально допустимые плановые значения показателей деятельности Концессионера указаны в приложении № 10 к настоящей конкурсной документации.

2.20. Порядок и условия возмещения расходов сторон, связанных с досрочным расторжением Концессионного соглашения.

Порядок и условия возмещения расходов Сторон, связанных с досрочным расторжением Концессионного соглашения, приведены в Приложении № 25 к проекту концессионного соглашения.

2.21. Порядок возмещения расходов Концессионера, подлежащих возмещению в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, горячего водоснабжения и не возмещенных ему на момент окончания срока действия Концессионного соглашения приведен в Приложении № 25 к проекту концессионного соглашения.

2.22. Состав и описание незарегистрированного недвижимого имущества, передаваемого в составе объекта концессионного соглашения, в том числе копии документов, подтверждающих факт и (или) обстоятельства возникновения у Концедента права владения и (или) пользования данным незарегистрированным недвижимым имуществом приведены в приложениях № 6, 8 к проекту концессионного соглашения.

2.23. Требования в соответствии с которыми проводится предварительный отбор участников Конкурса.

К заявителю предъявляются следующие требования, в соответствии с которыми проводится предварительный отбор Участников конкурса:

1) Заявителем является индивидуальный предприниматель, российское юридическое лицо либо действующие без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) два и более указанных юридических лица.

Не может быть заявителем, участником Конкурса иностранное юридическое лицо (в том числе посредством заключения договора доверительного управления имуществом в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации), организация и другое корпоративное образование, обладающие гражданской правоспособностью, созданные в соответствии с законодательством иностранного государства, не имеющие аккредитованных филиала, представительства на территории Российской Федерации, либо два и более юридических лица, которые действуют по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) и в числе которых имеются указанные иностранные юридические лица;

2) отсутствует решение о ликвидации юридического лица – заявителя, участника конкурса или о прекращении физическим лицом - заявителем деятельности в качестве индивидуального предпринимателя;

3) отсутствует решение о признании заявителя банкротом и об открытии конкурсного производства в отношении него.

В случае если Заявителем выступают действующие без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) два и более указанных юридических лица, то требованиям, установленным настоящим разделом, должно соответствовать каждое юридическое лицо – участник указанного простого товарищества.

В обеспечение исполнения обязательства по заключению концессионного соглашения Заявитель вносит Задаток в размере и порядке, указанных в пункте 8.1 настоящей конкурсной документации.

2.24. Критерии Конкурса.

В соответствии с условиями конкурса установлены следующие критерии Конкурса, в соответствии с которыми осуществляется оценка конкурсных предложений Участников конкурса:

1) предельный размер расходов на создание и (или) реконструкцию объекта концессионного соглашения, которые предполагается осуществить концессионером, без учета расходов, источником финансирования которых является плата за подключение (технологическое присоединение) (приложение № 9 к настоящей конкурсной документации);

2) долгосрочные параметры регулирования деятельности концессионера (приложение № 9 к настоящей конкурсной документации):

а) базовый уровень операционных расходов в сфере теплоснабжения (производство и передача тепловой энергии, поставка теплоносителя), в сфере водоснабжения (горячее водоснабжение);

б) показатели энергосбережения и энергетической эффективности:

– удельный расход топлива, кг.у.т./Гкал;

– величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям, тыс. Гкал/год;

– величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым паровым сетям в централизованной системе горячего водоснабжения тыс. Гкал/год;

– удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды Гкал/куб. м;

в) нормативный уровень прибыли;

3) плановые значения показателей деятельности концессионера (приложение № 9 к настоящей конкурсной документации):

а) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей, ед./км;

б) доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре в общем объеме проб, отработанных по результатам производственного контроля качества горячей воды, %;

в) количество перерывов в подаче воды, зафиксированных в местах исполнения обязательств организацией, осуществляющей горячее водоснабжение, по подаче горячей воды, возникших в результате аварий, повреждений и иных технологических нарушений на объектах централизованной системы горячего водоснабжения, в расчете на протяженной водопроводной сети;

4) плата Концедента (приложение № 9 к настоящей конкурсной документации).

Предельные (минимальные и (или) максимальные) значения критериев конкурса приведены в приложении № 9 к настоящей конкурсной документации.

3. Конкурсная документация.

Конкурсная документация размещается на официальных сайтах Концедента и на сайте www.torgi.gov.ru одновременно с размещением сообщения о проведении Конкурса.

Заявитель обязан изучить настоящую конкурсную документацию.

Представление неполной информации, требуемой настоящей конкурсной документацией, представление недостоверных сведений или подача заявки, не отвечающей требованиям Закона о концессионных соглашениях и настоящей Конкурсной документации, является риском Заявителя, подавшего такую заявку, который может привести к отказу в допуске заявителя к участию в конкурсе в соответствии с требованиями закона о концессионных соглашениях.

3.1. Порядок, место и срок предоставления конкурсной документации

Конкурсную документацию можно получить по письменному заявлению любого заинтересованного лица, обратившись в конкурсную комиссию не позднее, чем за 3 рабочих дня до истечения срока на подачу заявок на участие в конкурсе по адресу: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. 1 Мая, 12, каб. 20, в рабочие дни с понедельника по четверг с 8 часов 30 минут до 16 часов 30 минут, в пятницу с 8 часов 30 минут до 16 часов 00 минут, перерыв с 12 часов до 13 часов, время местное, а также путем самостоятельного получения на официальном сайте Концедента и официальном сайте www.torgi.gov.ru.

Заявление о предоставлении конкурсной документации подается в произвольной форме и регистрируется в журнале выдачи конкурсной документации.

Конкурсная документация на участие в открытом конкурсе выдаётся любому заинтересованному лицу конкурсной комиссией в течение 5 рабочих дней со дня получения его письменного заявления, но не ранее дня размещения на официальном сайте Концедента и официальном сайте www.torgi.gov.ru сообщения о проведении открытого конкурса и конкурсной документации.

Конкурсная комиссия предоставляет заинтересованному лицу такую документацию непосредственно под роспись или направляет на адрес, указанный в заявлении, по почте через органы связи и (или) на адрес электронной почты.

Плата за предоставление конкурсной документации не взимается.

С копиями правоустанавливающих документов и документов о государственной регистрации права собственности Концедента на объекты, входящие в состав Объекта Соглашения, любое заинтересованное лицо может ознакомиться по адресу: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. 1 Мая, 12, каб. 20, в рабочие дни с понедельника по четверг с 8 часов 30 минут до 16 часов 00 минут, в пятницу с 8 часов 30 минут до 16 часов 00 минут, перерыв с 12 часов до 13 часов, время местное.

3.2. Порядок предоставления разъяснений положений конкурсной документации, дополнительной информации об объекте концессионного соглашения, доступа на объект концессионного соглашения.

3.2.1. Заявитель вправе обратиться в конкурсную комиссию за разъяснениями положений конкурсной документации, оформив запрос по форме № 3 к настоящей конкурсной документации, по адресу: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. 1 Мая, 12, каб. 20, в рабочие дни с понедельника по четверг с 8 часов 30 минут до 16 часов 30 минут, в пятницу с 8 часов 30 минут до 16 часов 00 минут, перерыв с 12 часов до 13 часов, время местное. Запрос о разъяснении положений конкурсной документации может быть направлен заявителем в электронной форме.

Конкурсная комиссия обязана предоставлять в письменной или электронной форме разъяснения положений конкурсной документации по запросу заявителя, если такой запрос поступил в конкурсную комиссию не позднее, чем за 10 рабочих дней до дня истечения срока представления заявок на участие в открытом конкурсе.

Разъяснения положений конкурсной документации направляются конкурсной комиссией каждому заявителю в течение 5 (пяти) рабочих дней после поступления запроса, но не позднее, чем за 5 рабочих дней до дня истечения срока представления заявок на участие в открытом конкурсе, с приложением содержания запроса без указания заявителя, от которого поступил запрос.

Разъяснения положений конкурсной документации с приложением содержания запроса без указания заявителя, от которого поступил запрос, также размещаются на официальном сайте www.torgi.gov.ru.

Разъяснения положений конкурсной документации не должны изменять её суть.

3.2.2. Дополнительная информация об Объекте Соглашения предоставляется участнику конкурса, прошедшему предварительный отбор, в порядке, установленном для предоставления разъяснений конкурсной документации. Соответствующий запрос должен поступить не позднее, чем за 10 рабочих дней до дня истечения срока представления конкурсных предложений.

В запросе должен быть четко сформулирован перечень запрашиваемой информации об Объекте Соглашения, указаны наименование или фамилия, имя, отчество лица, направившего запрос, его юридический адрес, адрес места жительства, контактный телефон, адрес электронной почты, способ отправки ответа на запрос.

Если запрос о предоставлении дополнительной информации об Объекте Соглашения не соответствует требованиям, предъявляемым настоящей конкурсной документации, ответ на запрос о предоставлении дополнительной информации об объекте концессионного соглашения не предоставляется, о чем уведомляется участник конкурса, прошедший предварительный отбор и направивший соответствующий запрос.

В случае, если запрашиваемая дополнительная информация об Объекте Соглашения отсутствует или неизвестна, конкурсная комиссия указывает данный факт в ответе на запрос. Конкурсная комиссия имеет право не предоставлять дополнительную информацию, которая не касается объекта концессионного соглашения, не относится к осуществлению деятельности с использованием объекта концессионного соглашения, в этом случае в ответе на запрос указывается, что запрашиваемая дополнительная информация не касается объекта концессионного соглашения, не относится к осуществлению деятельности с использованием объекта концессионного соглашения.

3.2.3. Доступ на объект концессионного соглашения предоставляется участнику конкурса, прошедшему предварительный отбор, в присутствии уполномоченного Концедентом лица в рабочие дни с понедельника по четверг с 8 часов 30 минут до 16 часов 00 минут, в пятницу с 8 часов 30 минут до 16 часов 00 минут, перерыв с 12 часов до 13 часов 00 минут, время местное. Конкретная дата и время предоставления доступа на объект концессионного соглашения указывается в ответе на запрос о предоставлении доступа на объект.

Запрос о предоставлении доступа на объект концессионного соглашения подается в порядке, установленном для предоставления разъяснений конкурсной документации. Соответствующий запрос должен поступить не позднее, чем за 10 рабочих дней до дня истечения срока представления конкурсных предложений.

В запросе должны быть указаны наименование или фамилия, имя, отчество лица, направившего запрос, его юридический адрес, адрес места жительства, контактный телефон, адрес электронной почты, способ отправки ответа на запрос.

Если запрос о предоставлении доступа на объект концессионного соглашения не соответствует требованиям, предъявляемым настоящей конкурсной документации, ответ на запрос о предоставлении доступа на объект концессионного соглашения не предоставляется, о чем уведомляется участник конкурса, прошедший предварительный отбор и направивший соответствующий запрос.

3.3. Внесение изменений в Конкурсную документацию.

Концедент вправе вносить изменения в Конкурсную документацию при условии обязательного продления срока представления заявок на участие в Конкурсе или конкурсных предложений не менее чем на тридцать рабочих дней со дня внесения таких изменений. Сообщение о внесении изменений в Конкурсную документацию в течение трех рабочих дней со дня их внесения опубликовывается Конкурсной комиссией в официальном издании, размещается на официальном сайте www.torgi.gov.ru и официальном сайте Концедента.

При поступлении предложений об изменении Конкурсной документации, в том числе об изменении проекта Концессионного соглашения, к Концеденту или в Конкурсную комиссию они размещают на официальном сайте Российской Федерации в течение трех рабочих дней со дня поступления указанных предложений информацию о принятии или об отклонении представленных предложений об изменении Конкурсной документации с указанием причин их принятия или отклонения. В случае принятия Концедентом представленных предложений он вносит в Конкурсную документацию соответствующие изменения. В течение трех рабочих дней со дня внесения соответствующих изменений сообщение об их внесении опубликовывается Конкурсной комиссией в официальном издании и размещается на официальном сайте Российской Федерации и официальном сайте Концедента. При этом срок представления заявок на участие в конкурсе или конкурсных предложений продлевается не менее чем на тридцать рабочих дней со дня внесения соответствующих изменений.

Все документы, входящие в состав Конкурсной документации, дополняют и поясняют друг друга. Изменения в Конкурсную документацию, опубликованные Концедентом в установленном порядке, имеют преимущественную силу по отношению ко всем иным положениям и документам, входящим в состав Конкурсной документации.

4. Отказ Концедента от проведения конкурса.

Концедент вправе отказаться от проведения конкурса. Отказ Концедента от проведения конкурса допускается не позднее, чем за тридцать дней до проведения конкурса. Информация об отказе от проведения конкурса в течение трех рабочих дней со дня принятия такого решения размещается на официальном сайте Российской Федерации, а также официальном сайте Концедента.

5. Перечень документов, материалов и формы их представления Заявителями для участия в конкурсе и Участниками Конкурса.

5.1. Перечень документов, представляемых заявителями для участия в Конкурсе:

1) заявка на участие в открытом конкурсе, составленная в соответствии с требованиями, указанными в настоящем пункте и в пункте 11 настоящей конкурсной документации, в двух экземплярах (оригинал и копия), удостоверенная подписью заявителя по рекомендуемой Форме № 1 к настоящей конкурсной документации.

Для действующих без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) двух и более юридические лица, заявка подписывается всеми участниками простого товарищества;

2) заверенные заявителем открытого конкурса копии учредительных документов – для юридического лица.

Для действующих без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) двух и более юридические лица, копии учредительных документов представляет каждое из указанных юридических лиц;

3) нотариально заверенная копия договора простого товарищества (договора о совместной деятельности) – для действующих без образования юридического лица двух и более указанных юридических лиц;

4) выписка из Единого государственного реестра юридических лиц, полученная не ранее, чем за тридцать дней до дня размещения на официальном сайте Российской Федерации и официальном сайте Концедента сообщения о проведении Конкурса – для юридического лица.

Для действующих без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) двух и более юридические лица, выписку представляет каждое из указанных юридических лиц;

5) выписка из Единого государственного реестра индивидуальных предпринимателей, полученная не ранее, чем за тридцать дней до дня размещения на официальном сайте Российской Федерации и официальном сайте Концедента сообщения о проведении Конкурса – для индивидуального предпринимателя;

6) анкета участника Конкурса, удостоверенная подписью заявителя, заполненная по Форме № 2 к настоящей конкурсной документации (по Форме № 2.1 – для юридического лица и по Форме № 2.2 – для индивидуального предпринимателя).

Для действующих без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) двух и более юридические лица, анкету представляет каждое из указанных юридических лиц;

7) документ, подтверждающий полномочия лица на осуществление действий от имени заявителя (заверенная копия решения о назначении на должность единоличного исполнительного органа, протокола (выписки из протокола) об избрании (назначении) на должность, приказа о назначении физического лица на должность, в соответствии с которым такое физическое лицо обладает правом действовать от имени заявителя без доверенности, договора о передаче полномочий единственного исполнительного органа). В случае если от имени заявителя действует его представитель по доверенности, к заявке должна быть приложена доверенность на осуществление действий от имени претендента, оформленная в установленном порядке или ее заверенная копия. В случае если доверенность на осуществление действий от имени претендента подписана лицом, уполномоченным руководителем юридического лица, заявка должна содержать также документ, подтверждающий полномочия этого лица;

8) решение в письменной форме соответствующего органа управления о согласии на совершение или об одобрении крупной сделки (о заключении концессионного соглашения), если требование о необходимости наличия такого решения для совершения крупной сделки установлено действующим законодательством Российской Федерации, учредительными документами юридического лица.

Для действующих без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) двух и более юридические лица, решение по крупной сделке представляет каждое из указанных юридических лиц;

9) удостоверенная подписью заявителя Опись документов и материалов, представленных им для участия в предварительном отборе Конкурса, в двух экземплярах (оригинал и копия), по Форме № 4 к настоящей конкурсной документации;

10) платежное поручение Заявителя со штампом, подтверждающим факт перечисления установленной Концедентом денежной суммы Задатка.

Для действующих без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) двух и более юридические лица, задаток может быть оплачен одним из лиц –участников простого товарищества;

11) заявление об отсутствии решения о ликвидации юридического лица – заявителя или о прекращении физическим лицом – заявителем деятельности в качестве индивидуального предпринимателя (в произвольной форме).

Для действующих без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) двух и более юридические лица заявление об отсутствии решения о ликвидации юридического лица представляет каждое из указанных юридических лиц;

12) заявление об отсутствии решения о признании заявителя банкротом и об открытии конкурсного производства в отношении него (в произвольной форме).

Для действующих без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) двух и более юридические лица заявление об отсутствии решения о признании заявителя банкротом и об открытии конкурсного производства в отношении него представляет каждое из указанных юридических лиц.

5.1.1. Заявка на участие в конкурсе должна содержать сведения о лицах:

1) которые имеют право прямо или косвенно распоряжаться (в том числе на основании договора доверительного управления имуществом, договора простого товарищества, договора поручения или в результате других сделок либо по иным основаниям) более чем пятьюдесятью процентами общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставный капитал хозяйственного общества, либо более чем пятьюдесятью процентами общего количества голосов общего числа членов кооператива или участников хозяйственного товарищества;

2) которые на основании договора или по иным основаниям получили право или полномочие определять решения, принимаемые заявителем, в том числе определять условия осуществления заявителем предпринимательской деятельности;

3) которые имеют право назначать единоличный исполнительный орган и (или) более чем пятьдесят процентов состава коллегиального исполнительного органа заявителя и (или) имеют безусловную возможность избирать более чем пятьдесят процентов состава совета директоров (наблюдательного совета) или иного коллегиального органа управления заявителя;

4) которые осуществляют полномочия управляющей компании заявителя;

5) в интересах, которых прямо или косвенно осуществляется владение более чем двадцатью пятью процентами акций (долей) заявителя их номинальными держателями, а также о лицах, учрежденных в иностранном государстве, которое предоставляет льготный налоговый режим и (или) законодательством которого не предусматриваются раскрытие и предоставление информации о юридическом лице (оффшорные зоны).

5.2. Перечень документов, представляемых участниками Конкурса:

1) конкурсное предложение в двух экземплярах (оригинал и копия) по Форме № 5 к настоящей конкурсной документации.

Для действующих без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) двух и более юридические лица, конкурсное предложение подписывается всеми участниками договора простого товарищества;

2) письменное подтверждение Участником конкурса того, что все документы и сведения, включенные в состав представленной ранее Заявки, остались без изменения, и на момент подачи конкурсного предложения соответствуют действительности либо с указанием произошедших изменений, если таковые произошли. При этом такие изменения не должны повлиять на соответствие Участника Конкурса требованиям к Участникам Конкурса, установленным настоящей конкурсной документацией.

Для действующих без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) двух и более юридические лица, письменное подтверждение представляет каждое из юридических лиц – участников договора простого товарищества;

3) документ, подтверждающий полномочия лица на осуществление действий от имени участника конкурса (заверенная копия решения о назначении на должность единоличного исполнительного органа, протокола (выписки из протокола) об избрании (назначении) на должность, приказа о назначении физического лица на должность, в соответствии с которым такое физическое лицо обладает правом действовать от имени участника конкурса без доверенности, договора о передаче полномочий единственного исполнительного органа). В случае если от имени участника конкурса действует его представитель по доверенности, к конкурсному предложению должна быть приложена доверенность на осуществление действий от имени участника конкурса, оформленная в установленном порядке или ее заверенная копия. В случае если доверенность на осуществление действий от имени участника конкурса подписана лицом, уполномоченным руководителем юридического лица, конкурсное предложение должно содержать также документ, подтверждающий полномочия этого лица;

4) удостоверенная заявителем Опись документов и материалов, представленных им для участия в Конкурсе, в двух экземплярах (оригинал и копия), по Форме № 6 к настоящей конкурсной документации.

6. График проведения Конкурса

Наименование процедур, мероприятий	Срок выполнения	Примечание
Размещение сообщения о проведении Конкурса на официальном сайте Концедента и на официальном сайте Российской Федерации	11.11.2020	https://www.torgi.gov.ru https://www.aramilgo.ru/
Опубликование сообщения о проведении Конкурса в официальном издании	11.11.2020	газета «Арамильские вести»
Ознакомление заинтересованных лиц с Конкурсной документацией	в течение 30 рабочих дней с даты размещения сообщения о проведении Конкурса – до 23.12.2020 (включительно)	ст. 23 Федерального закона от 21.07.2005 г. № 115-ФЗ
Срок представления Заявок (приём Заявок) на участие в Конкурсе	не менее чем 30 рабочих дней со дня опубликования и размещения сообщения о проведении конкурса – до 23.12.2020 (включительно)	ст.27 Федерального закона от 21.07.2005 г. № 115-ФЗ
Вскрытие Конкурсной комиссией представленных конвертов с Заявками на участие в Конкурсе	24.12.2020	11:00 часов по местному времени
Составление и подписание протокола вскрытия конвертов с заявками на участие в открытом конкурсе	24.12.2020	
Проведение Конкурсной комиссией предварительного отбора участников Конкурса	25.12.2020	11:00 часов по местному времени
Составление и подписание протокола предварительного отбора участников Конкурса	Не позднее рабочего дня, следующего за днем проведения предварительного отбора участников конкурса	
Направление уведомлений Заявителям о результатах предварительного отбора, с предложением представить конкурсные предложения или с отказом в допуске к участию в Конкурсе	3 рабочих дня со дня подписания протокола проведения предварительного отбора	ст. 29 Федерального закона от 21.07.2005 г. № 115-ФЗ
Срок представления Заявителями (приём) Конкурсных предложений	60 рабочих дней с даты получения уведомления	ст. 30 Федерального закона от 21.07.2005 г. № 115-ФЗ
Вскрытие Конкурсной комиссией конвертов с Конкурсными предложениями,	07.04.2021	11:00 часов по местному времени
Составление и подписание протокола вскрытия конвертов с конкурсными предложениями	07.04.2021	
Рассмотрение и оценка Конкурсной комиссией Конкурсных предложений, поданных Участниками Конкурса	08.04.2021	11:00 часов по местному времени
Составление и подписание протокола рассмотрения и оценки Конкурсных предложений	08.04.2021	
Заседание Конкурсной комиссии по вопросу результатов проведения Конкурса.	09.04.2021	11:00 часов по местному времени
Подписание протокола о результатах проведения Конкурса	14.04.2021	
Направление уведомления Участникам Конкурса о результатах проведения Конкурса	в течение пятнадцати рабочих дней со дня подписания протокола о результатах проведения конкурса или принятия Концедентом решения об объявлении конкурса несостоявшимся	
Публикация сообщения о результатах проведения Конкурса в официальном издании и размещение на официальном сайте Российской Федерации и официальном сайте Концедента	в течение пятнадцати рабочих дней со дня подписания протокола о результатах проведения конкурса или принятия Концедентом решения об объявлении конкурса несостоявшимся	
Направление Победителю Конкурса экземпляра протокола о результатах проведения Конкурса, а также проекта Концессионного соглашения, включающего в себя условия этого соглашения, определенные решением о заключении Концессионного соглашения, Конкурсной документацией и представленным победителем конкурса Конкурсным предложением.	в течение пяти рабочих дней со дня подписания членами конкурсной комиссии протокола о результатах проведения конкурса	
Подписание Концессионного соглашения	в течение 30 дней со дня получения Победителем Конкурса протокола о результатах проведения Конкурса, а также проекта Концессионного соглашения	
Протоколы Конкурсной комиссии, предусмотренные ч.3.1 ст.21 Федерального закона от 21.07.2005 г. № 115-ФЗ, подлежат опубликованию в течение трёх дней со дня их подписания.		

6.1. Сообщение о проведении конкурса.

Сообщение о проведении Конкурса опубликовывается Конкурсной комиссией в официальном издании и размещается на официальном сайте www.torgi.gov.ru и официальном сайте Концедента в срок, установленный настоящей конкурсной документацией – не менее чем за тридцать рабочих дней до дня истечения срока представления заявок на участие в Конкурсе.

7. Подтверждение соответствия Заявителя и его заявки установленным требованиям.

Заявитель подтверждает соответствие изложенным в настоящей конкурсной документации требованиям путем представления документов и материалов, указанных в настоящей конкурсной документации.

8. Размер задатка, вносимого в обеспечение исполнения обязательства по заключению концессионного соглашения, порядок и срок его внесения, реквизиты счетов, на которые вносится задаток

8.1. Внесение задатка.

До даты окончания представления заявок на участие в открытом конкурсе в обеспечение исполнения обязательства по заключению концессионного соглашения каждый заявитель должен внести задаток в размере 2 000 000,00 рублей.

Сообщение о проведении открытого конкурса является публичной офертой для заключения соглашения о задатке в соответствии со статьей 437 Гражданского кодекса Российской Федерации, подача претендентом заявки и перечисление задатка являются акцептом такой оферты, после чего соглашение о задатке считается заключенным в письменной форме.

Задаток, уплачиваемый заявителями, перечисляется на счёт Концедента по следующим реквизитам:

ПОЛУЧАТЕЛЬ: Финансовый отдел Администрации Арамильского городского округа
ИНН: 6652031500
КПП: 668501001
Расчетный счет: 40302 810 016545000008
Наименование банка: Уральский банк ПАО «Сбербанк России»
Кор.счет: 30101 810 500000000674
БИК: 046577674
л/с № 01901562000

Назначение платежа: Оплата задатка за участие в конкурсе на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа.

В назначении платежа также обязательно указать: наименование заявителя юридического лица или Ф.И.О. индивидуального предпринимателя.

Документом, подтверждающим поступление задатка на счет организатора Конкурса, является выписка со счета организатора Конкурса.

В случае не поступления в установленный срок суммы задатка на счет организатора Конкурса, обязательства заявителя по внесению задатка считаются неисполненными, заявитель к участию в конкурсе не допускается.

8.2. Условия возврата задатка.

Сумма задатка возвращается Заявителю (Участнику Конкурса) путем перечисления денежных средств, в размере внесенного задатка на расчетный счет Заявителя (Участника Конкурса):

1) в случае отзыва Заявителем Заявки на участие в Конкурсе до истечения срока представления в Конкурсную комиссию Заявок на участие в Конкурсе – в течение пяти рабочих дней с даты получения уведомления об отзыве;

2) в случае отзыва Участником Конкурса Конкурсного предложения до истечения срока представления в Конкурсную комиссию Конкурсных предложений – в течение пяти рабочих дней с даты получения уведомления об отзыве;

3) в случае получения Заявки на участие в Конкурсе после истечения срока представления Заявок на участие в Конкурсе – в течение пяти рабочих дней после подписания протокола проведения предварительного отбора Участников Конкурса или после принятия организатором Конкурса решения о признании Конкурса несостоявшимся;

4) в случае принятия Конкурсной комиссией решения об отказе в допуске Заявителя к участию в Конкурсе – в течение пяти рабочих дней со дня подписания членами Конкурсной комиссии протокола проведения предварительного отбора Участников Конкурса;

5) в случае представления Заявки на участие в Конкурсе только одним Заявителем, объявления Конкурса несостоявшимся при условии, что Концедент не предложил такому Заявителю представить Концеденту предложение о заключении Концессионного соглашения – в течение пятнадцати рабочих дней со дня принятия решения о признании Конкурса несостоявшимся;

6) в случае представления Заявки на участие в Конкурсе только одним Заявителем, объявления Конкурса несостоявшимся, направлении Концедентом предложения такому Заявителю представить Концеденту предложение о заключении Концессионного соглашения и при условии, что Заявитель не представил Концеденту указанное предложение – в течение пяти рабочих дней после дня истечения установленного срока представления Концессионером предложения о заключении Концессионного соглашения;

7) в случае если по результатам рассмотрения Концедентом представленного Заявителем предложения о заключении Концессионного соглашения, Концедентом не было принято решение о заключении Концессионного соглашения с таким Заявителем – в течение пяти рабочих дней после дня истечения установленного срока рассмотрения Концедентом представленного Концессионером предложения о заключении Концессионного соглашения;

8) в случае получения Конкурсного предложения после истечения срока представления Конкурсных предложений – в течение пяти рабочих дней после подписания протокола о результатах проведения Конкурса;

9) в случае объявления Конкурса несостоявшимся по причине представления менее двух Конкурсных предложений Участников Конкурса или признания менее двух Конкурсных предложений Участников Конкурса соответствующими критериям Конкурса при условии, что Концедент не принял решение о заключении с таким Участником Конкурса Концессионного соглашения – в течение пятнадцати дней со дня истечения тридцатидневного срока со дня принятия решения о признании Конкурса несостоявшимся;

10) участнику Конкурса, не ставшему победителем – в течение пяти рабочих дней со дня подписания протокола о результатах проведения Конкурса;

11) участнику Конкурса (победителю), с которым заключено Соглашение – в течение пяти рабочих дней со дня подписания концессионного соглашения.

8.3. Условия удержания Концедентом Задатка.

Победителю Конкурса, не подписавшему в установленный срок Концессионное соглашение, внесенный им задаток не возвращается.

9. Концессионная плата.
Концессионная плата по концессионному соглашению не устанавливается.

10. Конкурсная комиссия.
Для проведения Конкурса создаётся Конкурсная комиссия. Конкурсная комиссия правомочна принимать решения, если на заседании Конкурсной комиссии присутствуют не менее чем пятьдесят процентов общего числа её членов, при этом каждый член Конкурсной комиссии имеет один голос.
Решения Конкурсной комиссии принимаются простым большинством голосов от числа голосов членов Конкурсной комиссии, принявших участие в её заседании. В случае равенства числа голосов голос председателя конкурсной комиссии считается решающим.
Решения Конкурсной комиссии оформляются протоколами, которые подписывают члены Конкурсной комиссии, принявшие участие в заседании Конкурсной комиссии. Конкурсная комиссия вправе привлекать к своей работе независимых экспертов.
Конкурсная комиссия вправе требовать от заявителей (письменно и устно) разъяснения положений представленной заявки, документов и материалов, подтверждающих соответствие заявителей требованиям, предусмотренным Конкурсной документацией.

11. Место, срок и порядок представления заявок на участие в Конкурсе и требования, предъявляемые к ним.
Дата начала приёма заявок на участие в Конкурсе: день размещения на официальном сайте Российской Федерации и официальном сайте Концедента сообщения о проведении Конкурса –11.11.2020г. Дата опубликования в официальном издании Концедента – 11.11.2020г.
Дата окончания приёма заявок на участие в Конкурсе: до 23.12.2020 г. (включительно).
Заявки принимаются в рабочие дни: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. 1 Мая, 12, каб. 20, в рабочие дни с понедельника по четверг с 8 часов 30 минут до 17 часов 00 минут, в пятницу с 8 часов 30 минут до 16 часов 00 минут, перерыв с 12 часов до 13 часов, время местное.
Предоставление любых документов посредством факсимильной связи не допускается, а полученные таким образом документы считаются непредставленными.
Заявитель представляет заявку на участие в Конкурсе с приложением документов, указанных в настоящей конкурсной документации лично или через своего полномочного представителя. В случае если заявка представляется полномочным представителем Заявителя, такой представитель должен при подаче заявки предъявить доверенность на осуществление действий от имени заявителя, оформленную в установленном порядке.
Заявитель вправе подать только одну заявку на участие в Конкурсе. В случае подачи заявителем нескольких заявок на участие в открытом конкурсе, конкурсной комиссией (при условии, что предыдущая заявка не отозвана в установленном конкурсной документацией порядке) может быть принято решение о недопуске данного заявителя к участию в открытом конкурсе.
Заявка на участие в Конкурсе оформляется на русском языке в письменной форме по Форме №1 к настоящей Конкурсной документации в двух экземплярах (оригинал и копия), каждый из которых удостоверяется подписью заявителя, и представляется в Конкурсную комиссию в одном запечатанном конверте. Заявитель указывает на таких конвертах: «ЗАЯВКА НА УЧАСТИЕ В ОТКРЫТОМ КОНКУРСЕ НА ПРАВО ЗАКЛЮЧЕНИЯ КОНЦЕССИОННОГО СОГЛАШЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ, НАХОДЯЩИХСЯ В СОБСТВЕННОСТИ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА» и свои наименование (для юридического лица) или фамилия, имя, отчество (для индивидуального предпринимателя), адрес заявителя.
Указание на конверте наименования, почтового адреса (для юридического лица) или фамилии, имени, отчества, сведений о месте жительства (для индивидуального предпринимателя) не является обязательным.
Конверт на местах склейки должен быть подписан заявителем либо его уполномоченным представителем и проставлены оттиски печати заявителя (при ее наличии). Заявителю будет отказано в приеме конверта с Заявкой, если конверт не запечатан и (или) оформлен не в соответствии с установленными в настоящей конкурсной документации требованиями.
Заявки на участие в Конкурсе должны отвечать требованиям, установленным к таким заявкам настоящей конкурсной документацией, и содержать документы и материалы, предусмотренные настоящей конкурсной документацией и подтверждающие соответствие заявителей требованиям, предъявляемым к участникам Конкурса.
Заявки на участие в Конкурсе должны содержать сведения о заявителе Конкурса (наименование, организационно-правовую форму, место нахождения, почтовый адрес – для юридического лица: фамилия, имя, отчество, паспортные данные, сведения о месте жительства – для индивидуального предпринимателя), банковские реквизиты заявителя для возврата задатка, а также подтверждение, что:
1) заявитель ознакомлен с условиями, содержащимися в настоящей конкурсной документации, и гарантирует их выполнение в соответствии с требованиями настоящей конкурсной документации;
2) заявитель гарантирует достоверность и полноту информации, представленной им в заявке на участие в Конкурсе, и подтверждает право Конкурсной комиссии:
– запрашивать в уполномоченных органах власти и у упомянутых в заявке юридических и физических лиц информацию, уточняющую представленные в ней сведения;
– затребовать у Заявителя представления в срок, установленный в настоящей конкурсной документации, в письменном (устном) виде разъяснений положений документов и материалов, содержащихся в составе Заявки на участие в Конкурсе.
Все документы, входящие заявку, должны быть надлежащим образом оформлены и иметь необходимые для их идентификации реквизиты (бланк отправителя (при наличии), исходящий номер, дата выдачи, должность и подпись подписавшего лица с расшифровкой, печать – в случае ее наличия). При подготовке конкурсной заявки, а также документов, входящих в конкурсную заявку, использование факсимиле недопустимо, такие документы признаются не имеющими юридической силы.
Заявка и документы, для которых приложениями к настоящей конкурсной документации установлены рекомендуемые формы, могут быть составлены в соответствии с этими формами. Участник конкурса может использовать иные формы представления требуемой информации, но их содержание должно соответствовать требованиям настоящей конкурсной документации, содержательной части рекомендуемых форм заполнения к настоящей конкурсной документации.
Все страницы оригинального экземпляра Заявки должны быть пронумерованы и помечены надписью «ОРИГИНАЛ». Все страницы экземпляра-копии Заявки должны быть пронумерованы и помечены надписью «КОПИЯ». В случае расхождений между экземплярами Конкурсная комиссия и Концедент следуют оригиналу.
Заявка и документы, включенные в оригинал Заявки, представляются в прошитом, скрепленном печатью (при ее наличии) и подписью Заявителя либо его полномочного представителя с указанием на обороте последнего листа Заявки количества страниц. Каждая страница оригинала Заявки и всех включаемых в нее документов также подписываются полномочным представителем Заявителя.
Экземпляр копии Заявки брошюруется отдельно. При этом все разделы копии Заявки прошиваются, скрепляются печатью (при ее наличии) и подписью Заявителя либо его полномочного представителя с указанием на обороте последнего листа количества страниц экземпляра.
К Заявке на участие в Конкурсе прилагается удостоверенная подписью заявителя опись представленных им документов и материалов, в соответствии с Формой №4 к настоящей конкурсной документации, оригинал которой остается в Конкурсной комиссии, копия – у Заявителя.
Опись документов и материалов заявки не сброшюровывается с материалами и документами заявки. Оригинал описи документов и материалов заявки помещается в конверт с заявкой.
Заявка на участие в Конкурсе подлежит регистрации в журнале регистрации заявок под порядковым номером с указанием даты и точного времени её представления (часы и минуты) во избежание совпадения этого времени с временем представления других Заявок на участие в Конкурсе.
На копии описи документов и материалов, представленной заявителем, делается отметка о дате и времени представления (часы и минуты) заявки на участие в Конкурсе с указанием номера этой заявки.
Срок поступления Заявки на участие в конкурсе определяется по дате и времени регистрации конверта с заявкой в журнале регистрации заявок и по дате и времени проставленном при приеме Заявки на копии описи документов и материалов такой заявки.
Конверт с заявкой, представленный в Конкурсную комиссию по истечении срока представления заявок на участие в Конкурсе, указанного в сообщении о проведении Конкурса и в Конкурсной документации, не вскрывается и возвращается заявителю вместе с описью представленных документов и материалов, на копии которой делается отметка об отказе в принятии заявления на участие в конкурсе.
Заявитель самостоятельно несет все расходы, связанные с подготовкой и подачей в Конкурсную комиссию своей заявки на участие в Конкурсе.

12. Порядок и срок изменения и отзыва Заявок.
Заявитель вправе изменить или отозвать Заявку на участие в Конкурсе в любое время до истечения срока представления Заявок.
Изменение Заявки на участие в конкурсе или уведомление о ее отзыве считается действительным, если такое изменение или такое уведомление поступило в конкурсную комиссию до истечения срока представления заявок на участие в конкурсе.
Отзыв Заявки на участие в Конкурсе оформляется в письменном виде на бланке Заявителя (при наличии), подписывается и заверяется печатью (при наличии) Заявителя и направляется в Конкурсную комиссию.
Изменение в Заявку на участие в Конкурсе должно быть подготовлено в письменном виде, и направлено в Конкурсную комиссию в конверте с пометкой «ИЗМЕНЕНИЕ В ЗАЯВКУ НА УЧАСТИЕ В ОТКРЫТОМ КОНКУРСЕ НА ПРАВО ЗАКЛЮЧЕНИЯ КОНЦЕССИОННОГО СОГЛАШЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ, НАХОДЯЩИХСЯ В СОБСТВЕННОСТИ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА. РЕГИСТРАЦИОННЫЙ НОМЕР ПЕРВОНАЧАЛЬНОЙ ЗАЯВКИ» и свое наименование (для юридического лица) или фамилия, имя, отчество (для индивидуального предпринимателя), адрес заявителя.
Указание на конверте наименования, почтового адреса (для юридического лица) или фамилии, имени, отчества, сведений о месте жительства (для индивидуального предпринимателя) не является обязательным.
При изменении Заявки в Конкурсную комиссию представляется оригинал и копия измененной Заявки с описью представленных документов и материалов, в порядке, предусмотренном Конкурсной документацией для представления Заявок.
В случае если изменение Заявки влечет за собой также изменение ранее представленных в составе Заявки документов и материалов, Заявитель обязан представить в составе изменений в Заявку новые документы и материалы (документы и материалы в новой редакции) и перечень документов и материалов, ранее представленных заявителем, но не подлежащих рассмотрению конкурсной комиссией в связи с их изменением и утратой их актуальности.
Регистрация изменений и уведомлений об отзыве Заявки производится в том же порядке, что и регистрация Заявки.
Никакие изменения не могут быть внесены в Заявку после даты окончания предоставления Заявок на участие в Конкурсе.
Заявка на участие в конкурсе для целей определения срока ее поступления считается представленной в момент поступления конверта, содержащего указанное изменение Заявки на участие в конкурсе.

13. Место, дата, время и порядок вскрытия конвертов с Заявками на участие в Конкурсе.
Вскрытие конвертов с Заявками производится на заседании Конкурсной комиссии 24.12.2020 г. в 11-00 часов по местному времени по адресу: Свердловская область, г. Арамиль, ул. 1 Мая, 12, кабинет № 2. Перед вскрытием конвертов Конкурсная комиссия проверяет их целостность, что фиксируется в протоколе вскрытия конвертов с заявками на участие в Конкурсе.
При вскрытии конвертов с Заявками на участие в Конкурсе объявляются и заносятся в протокол:
1) наименование (фамилия, имя, отчество) и место нахождения (место жительства) каждого заявителя, конверт которого, содержащий Заявку на участие в Конкурсе, вскрывается;
2) сведения о наличии в этой Заявке на участие в открытом конкурсе документов и материалов, представление которых предусмотрено Конкурсной документацией.
Конкурсная комиссия ведет протокол вскрытия конвертов с Заявками, который подписывается членами Конкурсной комиссии, присутствующими на заседании.
Протокол вскрытия конвертов с Заявками размещается на официальном сайте www.torgi.gov.ru в течение 3 дней со дня его подписания.
Заявители или их представители вправе присутствовать при вскрытии конвертов с Заявками на участие в Конкурсе. Заявители или их представители вправе осуществлять аудиозапись, видеозапись, фотографирование, в том числе видеозапись и фотофиксацию содержания заявок на участие в конкурсе.
Информация, которая представляется в составе заявки на участие в конкурсе на право заключения концессионного соглашения в отношении объекта концессионного соглашения, не может быть признана организациями – участниками такого конкурса коммерческой тайной.
Вскрытию подлежат все конверты с заявками на участие в конкурсе, представленными в конкурсную комиссию до истечения установленного конкурсной документацией срока представления заявок на участие в конкурсе.
Вскрытие конвертов с Заявками осуществляется в последовательности, определяемой порядковыми номерами, присвоенными Заявкам в журнале регистрации Заявок. Заявки, содержащие конверты с пометкой «ИЗМЕНЕНИЕ В ЗАЯВКУ НА УЧАСТИЕ В ОТКРЫТОМ КОНКУРСЕ НА ПРАВО ЗАКЛЮЧЕНИЯ КОНЦЕССИОННОГО СОГЛАШЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ, НАХОДЯЩИХСЯ В СОБСТВЕННОСТИ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА. РЕГИСТРАЦИОННЫЙ НОМЕР ПЕРВОНАЧАЛЬНОЙ ЗАЯВКИ», рассматриваются с учетом содержания представленных изменений.
Конверты с Заявками, отзыв которых осуществлен Заявителями в соответствии с Конкурсной документацией, не вскрываются и не рассматриваются.

14. Порядок и срок проведения предварительного отбора Участников Конкурса.
Проведение предварительного отбора участников Конкурса производится на заседании Конкурсной комиссии 25.12.2020 г. 2020г. в 11-00 часов по местному времени по адресу: адресу: Свердловская область, г. Арамиль, ул. 1 Мая, 12, кабинет №2.
Предварительный отбор Участников Конкурса проводится Конкурсной комиссией, которая определяет:
1) соответствие Заявки на участие в Конкурсе требованиям, содержащимся в Конкурсной документации. При этом Конкурсная комиссия вправе потребовать от заявителя разъяснения положений представленной им Заявки на участие в Конкурсе;
2) соответствие заявителя - индивидуального предпринимателя, юридического лица или выступающих в качестве заявителя юридических лиц - участников договора простого товарищества (договора о совместной деятельности) требованиям к участникам Конкурса, установленным Конкурсной документацией. При этом Конкурсная комиссия вправе потребовать от Заявителя разъяснения положений представленных им документов и материалов, подтверждающих его соответствие указанным требованиям;
3) соответствие заявителя требованиям, предъявляемым к концессионеру на основании пункта 2 части 1 статьи 5 и части1 статьи 40 Закона о концессионных соглашениях;
4) отсутствие решения о ликвидации юридического лица – заявителя или о прекращении физическим лицом – заявителем деятельности в качестве индивидуального предпринимателя;
5) отсутствие решения о признании заявителя банкротом и об открытии конкурсного производства в отношении него.
Конкурсная комиссия на основании результатов проведения предварительного отбора Участников Конкурса принимает решение о допуске Заявителя к участию в Конкурсе или об отказе в допуске Заявителя к участию в Конкурсе и оформляет это решение протоколом проведения предварительного отбора Участников Конкурса, включающим в себя наименование (для юридического лица) или фамилию, имя, отчество (для индивидуального предпринимателя) Заявителя, прошедшего предварительный отбор Участников Конкурса и допущенного к участию в Конкурсе, а также наименование (для юридического лица) или фамилию, имя, отчество (для индивидуального предпринимателя) Заявителя, не прошедшего предварительного отбора Участников Конкурса и не допущенного к участию в Конкурсе, с обоснованием принятого Конкурсной комиссией решения.
Решение об отказе в допуске заявителя к участию в Конкурсе принимается Конкурсной комиссией в случае, если:
1) заявитель не соответствует требованиям, предъявляемым к Участникам Конкурса и установленным пунктом 2.23 настоящей конкурсной документации;
2) заявка на участие в Конкурсе не соответствует требованиям, предъявляемым к Заявкам на участие в Конкурсе и установленным настоящей конкурсной документацией;
3) представленные Заявителем документы и материалы неполны и (или) недостоверны;
4) задаток Заявителя не поступил на счет в срок и в размере, которые установлены в пункте 8.1 настоящей конкурсной документации.
Конкурсная комиссия ведёт протокол предварительного отбора Участников Конкурса, который подписывается членами Конкурсной комиссии, присутствующими на заседании.
Дата подписания протокола о проведении предварительного отбора участников конкурса - не позднее 28.12.2020 г.
Протокол предварительного отбора Участников Конкурса размещается на официальном сайте www.torgi.gov.ru в течение 3 дней со дня его подписания.
Заявитель получает статус Участника Конкурса после подписания членами Конкурсной комиссии протокола проведения предварительного отбора Участников Конкурса с указанием сведений о допуске данного Заявителя к участию в Конкурсе.
Конкурсная комиссия в течение 3 рабочих дней со дня подписания членами Конкурсной комиссии протокола проведения предварительного отбора участников Конкурса, но не позднее, чем за шестьдесят рабочих дней до дня истечения срока представления конкурсных предложений в конкурсную комиссию направляет участникам Конкурса, прошедшим предварительный отбор, уведомления с предложением представить свои Конкурсные предложения.
Заявителям, не допущенным к участию в конкурсе, направляется уведомление об отказе в допуске к участию в конкурсе с приложением копии протокола проведения предварительного отбора и возвращаются внесенные ими суммы задатков в течение пяти рабочих дней со дня подписания указанного протокола членами конкурсной комиссии при условии, что конкурсной документацией предусмотрено внесение задатка до даты окончания представления заявок на участие в конкурсе.

15. Порядок представления Конкурсных предложений.
15.1. Оформление Конкурсных предложений.
Конкурсные предложения и иные документы, представляемые Участниками Конкурса в соответствии с пунктом 5.2 настоящей конкурсной документации (далее – Конкурсное предложение), должны быть составлены на русском языке в письменной форме.
Все документы, входящие в Конкурсное предложение, должны быть надлежащим образом оформлены, и иметь необходимые для их идентификации реквизиты (бланк отправителя (при наличии), исходящий номер, дата выдачи, должность и подпись подписавшего лица с расшифровкой, печать – в случае ее наличия).
Конкурсное предложение представляется по Форме №5 к настоящей конкурсной документации и должно содержать:
1) выражение намерения участвовать в Конкурсе в порядке и на условиях, содержащихся в Конкурсной документации;
2) согласие сохранить обязательства по заключению Концессионного соглашения, в случае присуждения следующего за победителем Конкурса места, а также в случае, если будет принято решение о заключении Концессионного соглашения в связи с признанием Конкурса несостоявшимся;
3) указание основных мероприятий, обеспечивающих достижение предусмотренных заданием (приложение № 2 к настоящей конкурсной документации) целей и минимально допустимых плановых зна-

чений показателей деятельности концессионера (приложение № 10 к настоящей конкурсной документации), с описанием основных характеристик таких мероприятий;

4) указание для каждого критерия конкурса значения предлагаемого участником конкурса условия в виде числового значения (в соответствии с предельными (минимальными и (или) максимальными) значениями) на каждый год срока действия концессионного соглашения.

Конкурсное предложение оформляется в двух экземплярах (Оригинал и копия). Все страницы оригинального экземпляра Конкурсного предложения должны быть пронумерованы и помечены надписью «ОРИГИНАЛ». Все страницы экземпляра-копии Конкурсного предложения должны быть пронумерованы и помечены надписью «КОПИЯ». В случае расхождений между экземплярами конкурсного предложения Конкурсная комиссия и Концедент следуют оригиналу.

Экземпляры оригинала и копии Конкурсного предложения брошюруется отдельно, представляются в прошитом, скрепленном печатью (при ее наличии) и подписью Участника Конкурса либо его полномочного представителя виде, с указанием на обороте последнего листа Конкурсного предложения количества страниц.

Оригинал и копия Конкурсного предложения, включая документы и материалы, прилагаемые к нему, представляются в Конкурсную комиссию в одном запечатанном конверте с пометкой «КОНКУРСНОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ УЧАСТНИКА КОНКУРСА НА ПРАВО ЗАКЛЮЧЕНИЯ КОНЦЕССИОННОГО СОГЛАШЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ, НАХОДЯЩИХСЯ В СОБСТВЕННОСТИ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА», а также с указанием наименования (для юридического лица) или фамилии, имени, отчества (для индивидуального предпринимателя), адреса Участника Конкурса.

Указание на конверте наименования, почтового адреса (для юридического лица) или фамилии, имени, отчества, сведений о месте жительства (для индивидуального предпринимателя) не является обязательным.

Участнику будет отказано в приеме конверта с Конкурсным предложением, если конверт не запечатан и (или) оформлен не в соответствии с установленными Конкурсной документации требованиями.

К Конкурсному предложению должна прилагаться удостоверенная подписью Участника Конкурса (уполномоченного лица Участника Конкурса) опись представленных им документов и материалов в двух экземплярах, оригинал которой остается в конкурсной комиссии, а копия – у участника конкурса. Опись документов и материалов к конкурсному предложению оформляется в соответствии с Формой № 6 к настоящей конкурсной документации.

Опись документов и материалов Конкурсного предложения не брошюруется с материалами и документами Конкурсного предложения. Оригинал описи документов и материалов конкурсного предложения помещается в конверт с конкурсным предложением.

15.2. Место, срок и порядок представления и приема Конкурсных предложений

Срок представления конкурсных предложений: не менее 60 рабочих дней с даты получения уведомления конкурсной комиссии с предложением представить конкурсные предложения.

Дата начала представления конкурсного предложения: 31.12.2020 г.

Конкурсные предложения принимаются в рабочие дни: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. 1 Мая, 12, кабинет № 20, в рабочие дни (перерыв с 12-00 до 13-00) с понедельника по четверг с 08-30 часов до 17-00 часов, в пятницу с 08-30 до 16-00, время местное.

Дата окончания приёма Конкурсных предложений на участие в Конкурсе – 06.04.2021 г. в 11:00 часов.

Участник Конкурса представляет Конкурсное предложение лично или через своего полномочного представителя. В случае, если Конкурсное предложение представляется полномочным представителем Участника Конкурса, такой представитель должен при подаче Конкурсного предложения предъявить доверенность на осуществление действий от имени Участника Конкурса, оформленную в установленном порядке.

Участник Конкурса может подать только одно Конкурсное предложение.

Участник Конкурса вправе представить Конкурсное предложение на заседании Конкурсной комиссии в момент вскрытия конвертов с Конкурсными предложениями, который является моментом истечения срока представления Конкурсных предложений.

Представленное в Конкурсную комиссию Конкурсное предложение подлежит регистрации в журнале регистрации Конкурсных предложений под порядковым номером с указанием даты и точного времени его подачи (часы и минуты) во избежание совпадения этого времени со временем представления других Конкурсных предложений. При этом на копии описи представленных Участником конкурса документов и материалов делается отметка о дате и времени представления Конкурсного предложения с указанием регистрационного номера этого Конкурсного предложения.

Конверт с Конкурсным предложением, представленным в Конкурсную комиссию после истечения срока представления Конкурсных предложений, не вскрывается и не рассматривается, и возвращается представившему ее Участнику Конкурса вместе с описью представленных им документов и материалов, на которой делается отметка об отказе в принятии Конкурсного предложения.

15.3. Порядок и срок изменения и отзыва Конкурсных предложений.

Участник Конкурса вправе изменить или отозвать Конкурсное предложение в любое время до истечения срока представления Конкурсных предложений, установленного настоящей конкурсной документацией.

Отзыв Конкурсного предложения оформляется в письменном виде на бланке Участника Конкурса (при наличии), подписывается и заверяется печатью (при наличии) Участника Конкурса и направляется в Конкурсную комиссию.

Изменение в Конкурсное предложение должно быть подготовлено в письменном виде и направлено в Конкурсную комиссию в конверте с пометкой «ИЗМЕНЕНИЕ В КОНКУРСНОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ (УВЕДОМЛЕНИЕ ОБ ОТЗЫВЕ КОНКУРСНОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ) УЧАСТНИКА КОНКУРСА НА ПРАВО ЗАКЛЮЧЕНИЯ КОНЦЕССИОННОГО СОГЛАШЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ, НАХОДЯЩИХСЯ В СОБСТВЕННОСТИ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА. РЕГИСТРАЦИОННЫЙ НОМЕР ПЕРВОНАЧАЛЬНОГО КОНКУРСНОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ».

При изменении Конкурсного предложения в Конкурсную комиссию представляется оригинал и копия измененного конкурсного предложения с описью в порядке, предусмотренном Конкурсной документацией для представления конкурсного предложения.

В случае если изменение конкурсного предложения влечет за собой также изменение ранее представленных в составе конкурсного предложения документов и материалов, Участник конкурса обязан представить в составе изменений в конкурсное предложение новые документы и материалы (документы и материалы в новой редакции) и перечень документов и материалов, ранее представленных Участником конкурса, но не подлежащих рассмотрению конкурсной комиссией в связи с их изменением и утратой их актуальности.

Регистрация изменений конкурсного предложения и уведомлений об отзыве Конкурсных предложений производится в том же порядке, что и регистрация Конкурсных предложений.

Конкурсное предложение для целей определения срока его поступления считается поданным в момент поступления конверта, содержащего указанное изменение Конкурсного предложения.

Изменение Конкурсного предложения или уведомление о его отзыве считается действительным, если такое изменение или такое уведомление поступило в Конкурсную комиссию до истечения срока представления Конкурсных предложений.

16. Место, дата, время и порядок вскрытия конвертов с Конкурсными предложениями.

Вскрытие конвертов с Конкурсными предложениями производится на заседании Конкурсной комиссии в порядке, установленном статьей 31 Закона о концессионных соглашениях, 07.04.2021 г. в 11-00 часов по местному времени по адресу: Свердловская область, г. Арамиль, ул. 1 Мая, дом № 12, каб. №2.

Конкурсной комиссией вскрываются только конверты с Конкурсными предложениями, которые представлены до истечения срока представления Конкурсных предложений, установленного настоящей конкурсной документацией.

Вскрытие конвертов с Конкурсными предложениями осуществляется в последовательности, определяемой порядковыми номерами, присвоенными Конкурсным предложениям в журнале регистрации Конкурсных предложений. Конкурсные предложения, содержащие конверты с пометкой «ИЗМЕНЕНИЕ В КОНКУРСНОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ УЧАСТНИКА КОНКУРСА НА ПРАВО ЗАКЛЮЧЕНИЯ КОНЦЕССИОННОГО СОГЛАШЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ, НАХОДЯЩИХСЯ В СОБСТВЕННОСТИ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА. РЕГИСТРАЦИОННЫЙ НОМЕР ПЕРВОНАЧАЛЬНОГО КОНКУРСНОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ», учитываются с учетом содержания представленных изменений.

Конверты с Конкурсными предложениями, отзыв которых осуществлен Участниками Конкурса в соответствии с Конкурсной документации, не вскрываются и не рассматриваются.

Участники конкурса, представившие конкурсные предложения в конкурсную комиссию, или их представители вправе присутствовать при вскрытии конвертов с конкурсными предложениями. Участники конкурса, представившие конкурсные предложения в конкурсную комиссию, или их представители вправе осуществлять аудиозапись, видеозапись, фотографирование, в том числе видеозапись и фотофиксацию конкурсных предложений участников. Информация, которая представляется в составе конкурсного предложения по конкурсу на право заключения концессионного соглашения в отношении объекта концессионного соглашения, не может быть признана организациями – участниками такого конкурса коммерческой тайной.

Конкурсная комиссия ведет протокол вскрытия конвертов с Конкурсными предложениями, который подписывается членами Конкурсной комиссии, присутствующими на заседании.

При вскрытии каждого конверта с Конкурсным предложением объявляются присутствующим и заносятся в протокол вскрытия конвертов с Конкурсными предложениями: наименование и место нахождения (для юридического лица) или фамилия, имя, отчество и место жительства (для индивидуального предпринимателя) каждого Участника конкурса, сведения о наличии в Конкурсном предложении документов и материалов, требование о представлении которых Участниками Конкурса содержится в Конкурсной документации.

При вскрытии конвертов с конкурсными предложениями в соответствии с критериями конкурса, установленными в конкурсной документации, конкурсной комиссией оглашаются значения содержащихся в конкурсных предложениях условий в соответствии с такими критериями конкурса, и такие значения вносятся в протокол вскрытия конвертов с конкурсными предложениями.

Протокол вскрытия конвертов с Конкурсными предложениями размещается на официальном сайте www.torgi.gov.ru в течение 3 дней со дня его подписания.

17. Порядок рассмотрения и оценки Конкурсных предложений, определение победителя Конкурса.

Рассмотрение и оценка Конкурсных предложений, представленных Участниками Конкурса, осуществляются Конкурсной комиссией в порядке, установленном статьей 32 Закона о концессионных соглашениях 08.04.2021 г. в 11-00 часов по местному времени по адресу: Свердловская область, г. Арамиль, ул. 1 Мая, дом № 12, каб. №2.

Рассмотрение и оценка конкурсных предложений осуществляется Конкурсной комиссией путем:

- определения соответствия конкурсного предложения требованиям конкурсной документации;
- проведение оценки конкурсных предложений, в отношении которых принято решение об их соответствии требованиям конкурсной документации, в целях определения победителя конкурса.

Комиссия на основании результатов рассмотрения Конкурсных предложений принимает решение о соответствии или о несоответствии Конкурсного предложения требованиям Конкурсной документации.

Решение о несоответствии Конкурсного предложения требованиям Конкурсной документации принимается Конкурсной комиссией в случае, если:

1) участником Конкурса не представлены документы и материалы, предусмотренные Конкурсной документацией, подтверждающие соответствие Конкурсного предложения требованиям, установленным Конкурсной документацией, и подтверждающие информацию, содержащуюся в Конкурсном предложении;

2) условие, содержащееся в Конкурсном предложении, не соответствует установленным параметрам критериев Конкурса и (или) предельным значениям критериев Конкурса;

3) представленные Участником Конкурса документы и материалы недостоверны.

Оценка Конкурсных предложений осуществляется Конкурсной комиссией посредством сравнения содержащихся в Конкурсных предложениях условий в соответствии с Критериями конкурса.

Наилучшие, содержащиеся в Конкурсных предложениях, условия соответствуют:

1) дисконтированной выручке Участника Конкурса, для которого определено ее минимальное значение, в случае, если дисконтированная выручка Участника Конкурса, для которого определено ее минимальное значение, отличается от дисконтированной выручки другого Участника Конкурса, для которого определено следующее по величине значение дисконтированной выручки после ее минимального значения, более чем на два процента превышающее минимальное значение дисконтированной выручки;

2) наибольшему количеству содержащихся в Конкурсном предложении наилучших плановых значений показателей деятельности Концессионера по сравнению с соответствующими значениями, содержащимися в Конкурсных предложениях иных Участников Конкурса, дисконтированные выручки которых превышают менее чем на два процента минимальное значение дисконтированной выручки, определенное на основании всех Конкурсных предложений, или равны ему, в случае, если дисконтированная выручка Участника Конкурса, для которого определено ее минимальное значение, отличается от дисконтированной выручки другого Участника Конкурса, для которого определено следующее по величине значение дисконтированной выручки после ее минимального значения, менее чем на два процента превышающее минимальное значение дисконтированной выручки или равное ему.

Дисконтированная выручка Участника Конкурса равна сумме следующих величин, рассчитанных в ценах первого года срока действия Концессионного соглашения с применением коэффициента дисконтирования (далее – дисконтирование величин):

1) необходимая валовая выручка от поставок товаров, оказания услуг по регулируемым ценам (тарифам) на каждый год срока действия Концессионного соглашения;

2) расходы Концессионера, подлежащие возмещению в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, горячего водоснабжения и не возмещенные ему на дату окончания срока действия Концессионного соглашения;

3) плата Концедента;

4) иные величины, предусмотренные действующим законодательством Российской Федерации.

Дисконтированная выручка Участника Конкурса определяется с применением вычислительной программы, требования к которой предусмотрены приказом Минэкономразвития Российской Федерации от 01.10.2013 № 563, и инструкция по заполнению которой подлежит размещению на сайте Концедента вместе с настоящей Конкурсной документацией.

Коэффициент дисконтирования принимается равным норме доходности инвестированного капитала, устанавливаемой федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, горячего водоснабжения. Порядок дисконтирования величин устанавливается Правительством Российской Федерации.

В случае если при оценке Конкурсных предложений предполагаемое изменение необходимой валовой выручки Участника Конкурса, определяемой в соответствии с Конкурсной документации на каждый год предполагаемого срока действия Концессионного соглашения, в каком-либо году по отношению к предыдущему году превысит установленный Конкурсной документацией предельный (максимальный) рост необходимой валовой выручки Концессионера от осуществления регулируемых видов деятельности в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, горячего водоснабжения, Участник Конкурса отстраняется от участия в Конкурсе.

Необходимая валовая выручка от поставок товаров, оказания услуг по регулируемым ценам (тарифам) рассчитывается в соответствии с методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов), предусмотренными нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, горячего водоснабжения, для предусмотренного Конкурсной документацией метода регулирования тарифов. При расчете необходимой валовой выручки используются цены, величины, значения, параметры, содержащиеся в Конкурсном предложении и установленные Конкурсной документацией.

На основании результатов рассмотрения и оценки Конкурсных предложений Конкурсной комиссией каждому Конкурсному предложению присваивается порядковый номер по мере уменьшения степени выгодности, содержащихся в них условий исполнения Концессионного соглашения. Конкурсному предложению, в котором содержатся лучшие условия исполнения Концессионного соглашения, присваивается первый номер.

В случае если в нескольких Конкурсных предложениях содержатся одинаковые условия исполнения Концессионного соглашения, меньший порядковый номер присваивается Конкурсному предложению, которое поступило ранее других Конкурсных предложений, содержащих такие условия.

Победителем Конкурса признается Участник Конкурса, который предложил лучшие условия исполнения Концессионного соглашения, Конкурсному предложению которого присвоен первый номер.

Решение об определении победителя Конкурса оформляется протоколом рассмотрения и оценки Конкурсных предложений, в котором указываются:

1) критерии Конкурса;

2) условия, содержащиеся в Конкурсных предложениях;

3) результаты рассмотрения Конкурсных предложений с указанием Конкурсных предложений, в отношении которых принято решение об их несоответствии требованиям Конкурсной документации;

4) результаты оценки Конкурсных предложений;

5) наименование и место нахождения (для юридического лица), фамилия, имя, отчество и место жительства (для индивидуального предпринимателя) победителя Конкурса, обоснование принятого Конкурсной комиссией решения о признании Участника Конкурса победителем Конкурса.

Участник Конкурса получает статус победителя Конкурса после подписания членами Конкурсной комиссии протокола рассмотрения и оценки Конкурсных предложений.

Протокол рассмотрения и оценки Конкурсных предложений подписывается членами Конкурсной комиссии, присутствующими на заседании.

Протокол рассмотрения и оценки Конкурсных предложений размещается Конкурсной комиссией на официальном сайте www.torgi.gov.ru в течение 3 дней со дня его подписания.

Конкурс по решению Концедента объявляется не состоявшимся в случае, если в Конкурсную комиссию представлено менее двух Конкурсных предложений или Конкурсной комиссией признано соответствующими требованиям Конкурсной документации, в том числе критериям Конкурса, менее двух Конкурсных предложений. Концедент вправе рассмотреть представленное только одним Участником Конкурса Конкурсное предложение и в случае его соответствия требованиям Конкурсной документации, в том числе критериям Конкурса, принять решение о заключении с этим Участником Конкурса Концессионного соглашения в соответствии с условиями, содержащимися в представленном им Конкурсном предложении, в тридцатидневный срок со дня принятия решения о признании Конкурса несостоявшимся. В случае, если по решению Концедента конкурс объявлен не состоявшимся либо в результате рассмотрения представленного только одним Участником Конкурса Конкурсного предложения Концедентом не принято решение о заключении с этим Участником Конкурса Концессионного соглашения, решение о заключении Концессионного соглашения подлежит отмене или изменению в части срока передачи Концессионеру объекта Концессионного соглашения и при необходимости в части иных условий Концессионного соглашения.

18. Содержание и срок подписания протокола о результатах проведения конкурса.

Не позднее чем через пять рабочих дней со дня подписания членами Конкурсной комиссии протокола рассмотрения и оценки Конкурсных предложений, Конкурсной комиссией подписывается протокол о результатах проведения Конкурса.

Протокол о результатах проведения Конкурса включает:

- решение о заключении Концессионного соглашения с указанием вида Конкурса;
- сообщение о проведении Конкурса;
- конкурсную документацию и внесенные в нее изменения;
- запросы участников Конкурса о разъяснении положений Конкурсной документации и соответствующие разъяснения Концедента или Конкурсной комиссии;

- протокол вскрытия конвертов с Заявками на участие в Конкурсе;
- оригиналы Заявок на участие в Конкурсе, представленные в Конкурсную комиссию;
- протокол проведения предварительного отбора Участников Конкурса;
- перечень Участников Конкурса, которым были направлены уведомления с предложением представить Конкурсные предложения;
- протокол вскрытия конвертов с Конкурсными предложениями;
- протокол рассмотрения и оценки Конкурсных предложений.

Протокол о результатах проведения конкурса размещается Конкурсной комиссией на официальном сайте www.torgi.gov.ru в течение 3 дней со дня его подписания.

Протокол о результатах проведения Конкурса хранится у Концедента в течение срока действия Концессионного соглашения.

19. Уведомление Участников Конкурса о результатах проведения Конкурса.

В течение 15 рабочих дней со дня подписания протокола о результатах проведения Конкурса или принятия Концедентом решения об объявлении Конкурса несостоявшимся всем Участникам Конкурса направляется уведомление о результатах проведения Конкурса. Указанное уведомление может также направляться в электронной форме.

Любой Участник Конкурса после размещения протокола оценки и сопоставления Заявок на участие в Конкурсе вправе обратиться к Концеденту в письменной форме, в том числе в форме электронного документа, за разъяснениями результатов проведения Конкурса. Концедент в течение тридцати дней со дня получения такого обращения обязан представить Участнику Конкурса в письменной форме соответствующие разъяснения.

20. Опубликование и размещение сообщения о результатах проведения Конкурса.

В течение 15 рабочих дней со дня подписания протокола о результатах проведения Конкурса или принятия Концедентом решения об объявлении Конкурса несостоявшимся сообщение о результатах проведения Конкурса с указанием наименования победителя Конкурса (юридического лица) или фамилии, имени, отчества (для индивидуального предпринимателя) победителя Конкурса или решение об объявлении Конкурса несостоявшимся с обоснованием этого решения опубликовывается в официальном издании и размещается на официальном сайте www.torgi.gov.ru и официальном сайте Концедента.

21. Порядок заключения Концессионного соглашения.

21.1. Концедент в течение пяти рабочих дней со дня подписания членами Конкурсной комиссии протокола о результатах проведения Конкурса направляет победителю Конкурса экземпляр указанного протокола, проект Концессионного соглашения, включающий в себя условия этого соглашения, определенные решением о заключении Концессионного соглашения, Конкурсной документацией и представленным победителем Конкурса Конкурсным предложением, а также иные предусмотренные Законом о концессионных соглашениях, другими федеральными законами условия.

Концессионное соглашение должно быть подписано в течение тридцати дней со дня получения Победителем конкурса протокола о результатах проведения конкурса, а также проекта Концессионного соглашения. В случае, если по истечении установленного срока подписания Концессионного соглашения победитель Конкурса не представил Концеденту документы, предусмотренные Конкурсной документацией и (или) указанным проектом Концессионного соглашения и подтверждающие обеспечение исполнения обязательств по Концессионному соглашению, Концедент принимает решение об отказе в заключении Концессионного соглашения с указанным лицом.

В случае отказа или уклонения победителя Конкурса от подписания в установленный срок Концессионного соглашения Концедент вправе предложить заключить Концессионное соглашение участнику конкурса, Конкурсное предложение которого по результатам рассмотрения и оценки Конкурсных предложений содержит лучшие условия, следующие после условий, предложенных победителем Конкурса.

Концедент направляет такому Участнику Конкурса проект Концессионного соглашения, включающий в себя условия соглашения, определенные решением о заключении Концессионного соглашения, Конкурсной документацией и представленным таким Участником Конкурса Конкурсным предложением, а также иные предусмотренные Законом о концессионных соглашениях, другими федеральными законами условия. Концессионное соглашение должно быть подписано в течение 30 (тридцати) дней со дня направления такому Участнику Конкурса проекта Концессионного соглашения.

В случае если по истечении установленного срока подписания Концессионного соглашения Участник Конкурса, которому Концедент предложил заключить Концессионное соглашение, не представил Концеденту документы, предусмотренные Конкурсной документацией и подтверждающие обеспечение исполнения обязательств по Концессионному соглашению, Концедент принимает решение об отказе в заключении Концессионного соглашения с таким Участником Конкурса и об объявлении Конкурса несостоявшимся.

21.2. В случае заключения концессионного соглашения в соответствии с пунктом 23.1 настоящей конкурсной документации не позднее чем через пять рабочих дней со дня принятия Концедентом решения о заключении Концессионного соглашения с Заявителем, представившим единственную заявку на участие в Конкурсе, Концедент направляет такому Заявителю проект Концессионного соглашения, включающий в себя условия этого соглашения, определенные решением о заключении Концессионного соглашения, Конкурсной документацией, а также иные предусмотренные Законом о концессионных соглашениях, другими федеральными законами условия.

В случае заключения Концессионного соглашения в соответствии с пунктом 23.2 настоящей конкурсной документации не позднее чем через пять рабочих дней со дня принятия Концедентом решения о заключении Концессионного соглашения с единственным Участником Конкурса Концедент направляет такому Участнику Конкурса проект Концессионного соглашения, включающий в себя его условия, определенные решением о заключении Концессионного соглашения, Конкурсной документацией и представленным таким Участником Конкурса Конкурсным предложением, а также иные предусмотренные Законом о концессионных соглашениях, другими федеральными законами условия.

21.3. В случаях, предусмотренных пунктом 21.2 настоящей конкурсной документации, Концессионное соглашение должно быть подписано в течение 30 дней со дня направления Заявителю или Участнику конкурса проекта Концессионного соглашения. В случае если до установленного дня подписания Концессионного соглашения такой Заявитель или такой Участник Конкурса не представил Концеденту документы, предусмотренные Конкурсной документацией и подтверждающие обеспечение исполнения обязательств по Концессионному соглашению, Концедент принимает решение об отказе в заключении Концессионного соглашения с таким Заявителем или таким Участником Конкурса.

22. Требования к победителю Конкурса о представлении документов, подтверждающих обеспечение исполнения обязательств Концессионера по концессионному соглашению.

В качестве одного из условий заключения Концессионного соглашения предусматривается необходимость представления победителем Конкурса, а в случаях, предусмотренных пунктом 21.2 настоящей конкурсной документации – Заявителем, Участником конкурса, документов, подтверждающих обеспечение им исполнения обязательств по Концессионному соглашению.

Победитель конкурса, а в случаях, предусмотренных пунктом 21.2. настоящей конкурсной документации – Заявитель, Участник конкурса, предоставляет обеспечение исполнения обязательств по соглашению в соответствии с пунктом 2.9. настоящей Конкурсной документации.

В случае если до установленного конкурсной документацией дня подписания Концессионного соглашения Победитель конкурса, а в случаях, предусмотренных пунктом 21.2 настоящей конкурсной документации – Заявитель, Участник конкурса, не представил Концеденту документы, предусмотренные Конкурсной документацией и подтверждающие обеспечение исполнения обязательств по Концессионному соглашению, Концедент принимает решение об отказе в заключении концессионного соглашения с таким Заявителем или таким Участником конкурса.

23. Признание Конкурса несостоявшимся.

23.1. В случае если по истечении срока представления заявок на участие в Конкурсе представлено менее двух заявок (конкурсных предложений) на участие в Конкурсе, конкурс по решению Концедента, принимаемому на следующий день после истечения этого срока, объявляется несостоявшимся.

Концедент вскрывает конверт с единственной представленной Заявкой на участие в Конкурсе и рассматривает эту заявку в порядке, установленном Конкурсной документацией в течение 3 (трех) рабочих дней со дня принятия решения о признании конкурса несостоявшимся.

В случае, если Заявитель и представленная им Заявка на участие в Конкурсе соответствуют требованиям, установленным Конкурсной документацией, Концедент в течение десяти рабочих дней со дня принятия решения о признании Конкурса несостоявшимся вправе предложить такому Заявителю представить предложение о заключении Концессионного соглашения на условиях, соответствующих Конкурсной документации. Срок представления Заявителем этого предложения составляет не более чем шестьдесят рабочих дней со дня получения Заявителем предложения Концедента. Срок рассмотрения Концедентом представленного таким Заявителем предложения - не более чем 15 (пятнадцать) рабочих дней со дня представления таким Заявителем предложения.

По результатам рассмотрения, представленного Заявителем предложения Концедент в случае, если это предложение соответствует требованиям Конкурсной документации, в том числе критериям Конкурса, принимает решение о заключении Концессионного соглашения с таким Заявителем.

23.2. Конкурс по решению Концедента объявляется несостоявшимся в случае, если в Конкурсную комиссию представлено менее двух Конкурсных предложений или Конкурсной комиссией признано соответствующими требованиям Конкурсной документации, в том числе критериям конкурса, менее двух Конкурсных предложений.

Концедент вправе рассмотреть представленное только одним Участником Конкурса Конкурсное предложение и в случае его соответствия требованиям Конкурсной документации, в том числе критериям Конкурса, принять решение о заключении с этим Участником Конкурса Концессионного соглашения в соответствии с условиями, содержащимися в представленном им Конкурсном предложении, в тридцатидневный срок со дня принятия решения о признании Конкурса несостоявшимся.

В случае, если по решению Концедента Конкурс объявлен не состоявшимся либо в результате рассмотрения представленного только одним Участником Конкурса Конкурсного предложения Концедентом не принято решение о заключении с этим Участником Конкурса Концессионного соглашения, решение о заключении Концессионного соглашения подлежит отмене или изменению в части срока передачи Концессионеру Объекта Концессионного соглашения и при необходимости в части иных условий Концессионного соглашения

Перечень форм документов, представляемых для участия в конкурсе:

Форма № 1 –Заявка на участие в открытом конкурсе.

Форма № 2 – Анкета участника открытого конкурса (Форма № 2.1 – для юридического лица, Форма № 2.2 – для индивидуального предпринимателя).

Форма № 3 – Запрос на представление разъяснений положений конкурсной документации.

Форма № 4 – Опись документов и материалов, представляемых Заявителем для участия в предварительном отборе.

Форма № 5 – Конкурсное предложение Участника конкурса.

Форма № 6 – Опись документов и материалов, представляемых Участников конкурса для участия в конкурсе.

Перечень приложений к настоящей конкурсной документации:

1. Проект концессионного соглашения с приложениями к нему (Приложение № 1).
2. Задание и основные мероприятия по созданию и (или) реконструкции Объекта Соглашения (объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения), право собственности на которые принадлежит или будет принадлежать Концеденту (Приложение № 2).
3. Копия подготовленного в соответствии с требованиями нормативных правовых актов Российской Федерации в сфере теплоснабжения отчета о техническом обследовании имущества, передаваемого концедентом концессионеру по концессионному соглашению (Приложение № 3).
4. Потери и удельное потребление энергетических ресурсов на единицу объема полезного отпуска тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя, на единицу объема отпуска горячей воды в году, предшествующем первому году действия концессионного соглашения (по каждому виду используемого энергетического ресурса) (Приложение № 4).
5. Предельный (максимальный) рост необходимой валовой выручки концессионера от осуществления регулируемых видов деятельности, предусмотренной нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, в сфере горячего водоснабжения, по отношению к предыдущему году (Приложение № 5).
6. Объем полезного отпуска тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя или объем отпуска горячей воды в году, предшествующему первому году действия Концессионного соглашения, прогноз объема полезного отпуска тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя, прогноз объема отпуска горячей воды на срок действия Концессионного соглашения (Приложение № 6).
7. Долгосрочные параметры регулирования деятельности концессионера (долгосрочные параметры регулирования тарифов в сфере теплоснабжения, горячего водоснабжения, определенных в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, горячего водоснабжения), не являющиеся критериями конкурса (Приложение № 7).
8. Сведения о ценах, величинах, значениях и параметрах, используемых для расчета дисконтированной выручки участника конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении Объекта Соглашения, в том числе цены на энергетические ресурсы в году, предшествующем первому году действия концессионного соглашения, и прогноз цен на энергетические ресурсы на срок действия концессионного соглашения; величина неподконтрольных расходов, определяемая в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, в сфере горячего водоснабжения (за исключением расходов на энергетические ресурсы, концессионной платы и налога на прибыль организаций, налога на имущество организаций); иные цены, величины, значения, параметры, использование которых для расчета тарифов предусмотрено нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, в сфере горячего водоснабжения (Приложение № 8).
9. Критерии конкурса (Приложение № 9).
10. Минимально допустимые плановые значения показателей деятельности Концессионера (Приложение № 10).
11. Копии годовой бухгалтерской (финансовой) отчетности за три последних отчетных периода организации, осуществляющей эксплуатацию передаваемого концедентом концессионеру по концессионному соглашению имущества, в случае, если данная организация осуществляла эксплуатацию этого имущества в какой-либо момент в течение указанных периодов и была обязана вести бухгалтерский учет в соответствии с законодательством (Приложение № 11).
12. Размещаемые на официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» копии предложений об установлении цен (тарифов), поданных в органы исполнительной власти или органы местного самоуправления, осуществляющие регулирование цен (тарифов) в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере регулирования цен (тарифов), за три последних периода регулирования деятельности организации, осуществлявшей эксплуатацию передаваемого концедентом концессионеру по концессионному соглашению имущества, в случае наличия таких предложений (Приложение № 12).
13. Копии документов, подтверждающих факт и (или) обстоятельства возникновения у концедента права владения и (или) пользования данным незарегистрированным недвижимым имуществом (Приложение № 13).

Формы документов, представляемых для участия в конкурсе:

Форма № 1

Заявка на участие в открытом конкурсе

В комиссию по проведению открытого конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа

На бланке Заявителя (при наличии)
Дата, исх. номер

ЗАЯВКА
на участие в открытом конкурсе на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа

1. Изучив условия конкурсной документации по проведению открытого конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа _____
_____
_____
(полное наименование юридического лица, организационно-правовая форма юридического лица, место нахождения, почтовый адрес юридического лица, фамилия, имя, отчество, паспортные данные индивидуального предпринимателя, сведения о месте жительства индивидуального предпринимателя)
в лице _____
(фамилия, имя, отчество, должность)
действующего на основании _____
_____
(указываются реквизиты документа, дающего право действовать от имени Заявителя)
заявляет о согласии участвовать в конкурсе на условиях, установленных в конкурсной документации, и направляет настоящую заявку.
2. Настоящей заявкой _____
(наименование юридического лица, фамилия, имя отчество индивидуального предпринимателя)
гарантирует выполнение условий конкурсной документации.
3. Настоящей заявкой подтверждаем, что
_____
(наименование юридического лица, фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя)

соответствует требованиям, предъявляемым к участникам открытого конкурса, в том числе:

1) Заявитель не является иностранным юридическим лицом (в том числе посредством заключения договора доверительного управления имуществом в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации), организацией и другим корпоративным образованием, обладающим гражданской правоспособностью, созданным в соответствии с законодательством иностранного государства, не имеющим аккредитованных филиалов, представительств на территории Российской Федерации, либо юридическим лицом, которое действует по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) и в числе которого имеются указанные иностранные юридические лица;

2) В отношении Заявителя отсутствует решение о ликвидации юридического лица – заявителя, участника конкурса или о прекращении физическим лицом – заявителем деятельности в качестве индивидуального предпринимателя;

3) В отношении Заявителя отсутствует решение о признании заявителя банкротом и об открытии конкурсного производства в отношении него.

4. В настоящей заявке сообщаем следующие необходимые сведения:

– сведения о лицах, которые имеют право прямо или косвенно распоряжаться (в том числе на основании договора доверительного управления имуществом, договора простого товарищества, договора поручения или в результате других сделок либо по иным основаниям) более чем пятьюдесятью процентами общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставный капитал хозяйственного общества, либо более чем пятьюдесятью процентами общего количества голосов общего числа членов кооператива или участников хозяйственного товарищества:

_____
(ФИО, наименование, ОГРН, ИНН)

– сведения о лицах, которые на основании договора или по иным основаниям получили право или полномочие определять решения, принимаемые заявителем, в том числе определять условия осуществления заявителем предпринимательской деятельности:

_____
(ФИО, наименование, ОГРН, ИНН)

– сведения о лицах, которые имеют право назначать единоличный исполнительный орган и (или) более чем пятьдесят процентов состава коллегиального исполнительного органа заявителя и (или) имеют безусловную возможность избирать более чем пятьдесят процентов состава совета директоров (наблюдательного совета) или иного коллегиального органа управления заявителя:

_____
(ФИО, наименование, ОГРН, ИНН)

- сведения о лицах, которые осуществляют полномочия управляющей компании заявителя:

_____
(ФИО, наименование, ОГРН, ИНН)

- сведения о лицах, в интересах которых прямо или косвенно осуществляется владение более чем двадцатью пятью процентами акций (долей) заявителя их номинальными держателями, а также о лицах, учрежденных в иностранном государстве, которое предоставляет льготный налоговый режим и (или) законодательством которого не предусматриваются раскрытие и предоставление информации о юридическом лице (офшорные зоны):

_____
(ФИО, наименование, ОГРН, ИНН)

5. Заявитель гарантирует достоверность и полноту предоставленной в заявке на участие в конкурсе информации и подтверждает право конкурсной комиссии:

– запрашивать в уполномоченных органах власти и у упомянутых в заявке юридических и физических лиц информацию, уточняющую представленные в ней сведения;

– затребовать у Заявителя представления в срок, установленный в конкурсной документации, в письменном (устном) виде разъяснений положений документов и материалов, содержащихся в составе Заявки на участие в Конкурсе.

6. К заявке на участие в открытом конкурсе предоставляем следующие документы, согласно описи:

_____
_____
_____
_____
_____
_____

7. Банковские реквизиты для возврата задатка: _____
_____
_____

Заявитель _____ _____ (_____)
(должность) (подпись) (фамилия, и., о.)

М.П.

«___» _____ 20__г.

Форма № 2

Анкета участника открытого конкурса

Форма № 2.1

Анкета участника открытого конкурса – юридического лица

№ п/п	Наименование	Данные участника открытого конкурса
	Организационно-правовая форма	
	Полное наименование	
	Сокращенное наименование	
	Юридический адрес	
	Адрес фактического местоположения	
	Почтовый адрес	
	Номер контактного телефона	
	Данные о лице, имеющем право действовать без доверенности от имени юридического лица	
	Банковские реквизиты: наименование обслуживающего банка; расчетный счет; корреспондентский счет; БИК; КПП.	
	Регистрационные данные: дата и место регистрации; орган регистрации	
	Размер уставного капитала	
	ИНН	
	ОГРН	
	ОКВЭД (основной и дополнительные)	
	Является ли сделка крупной (да, нет)? В случае, если сделка является крупной: орган управления участника конкурса, уполномоченный на одобрение крупной сделки, и порядок одобрения соответствующей сделки	
	Адрес электронной почты	

Заверяю правильность всех данных, указанных в анкете.

Заявитель _____ _____ (_____)
(должность) (подпись) (фамилия, и., о.)

М.П.

«___» _____ 20__г.

Форма № 2.2

Анкета участника открытого конкурса – индивидуального предпринимателя

№ п/п	Наименование	Данные участника открытого конкурса
1.	Фамилия, имя, отчество	
2.	Паспортные данные	
3.	Место жительства (адрес регистрации и фактический адрес)	
4.	Регистрационные данные: дата и место регистрации; орган регистрации.	
5.	ИНН	
6.	ОРГНИП	
7.	ОКВЭД (основной и дополнительные)	
8.	Номер контактного телефона	
9.	Банковские реквизиты: наименование обслуживающего банка; расчетный счет; корреспондентский счет; БИК; КПП.	
10.	Адрес электронной почты	

Заверяю правильность всех данных, указанных в анкете.

Заявитель _____ (_____)

(подпись) (фамилия, и., о.)

М.П.

«___» _____ 20__г.

Форма № 3

Запрос на представление разъяснений положений конкурсной документации

В комиссию по проведению открытого конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения
и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа

На бланке (при наличии)
№__ «___» _____20_ г.

Прошу Вас разъяснить следующие положения конкурсной документации:

№ п/п	Ссылка на пункт конкурсной документации, положения которого следует разъяснить	Содержание запроса на разъяснение положений конкурсной документации

Ответ на запрос прошу направить по адресу: _____
(почтовый адрес, телефон/факс и e-mail на которые должны быть направлены разъяснения)

Заявитель _____ _____ (_____)
(должность) (подпись) (фамилия, и., о.)

М.П.

«___» _____ 20__г.

Форма № 4

Опись документов и материалов, представляемых Заявителем для участия в предварительном отборе (к заявке)

Настоящим _____
_____
(наименование Заявителя открытого конкурса)

подтверждает, что для участия в открытом конкурсе на право заключения концессионного соглашения предоставляются следующие документы:

№ п/п	Наименование	Кол-во страниц
1	Заявка на участие в открытом конкурсе в двух экземплярах (оригинал и копия), удостоверенная подписью заявителя	
2	Заверенные заявителем открытого конкурса копии учредительных документов – для юридического лица	
3	Нотариально заверенная копия договора простого товарищества (договора о совместной деятельности) – для действующих без образования юридического лица двух и более указанных юридических лиц	
4	Выписка из Единого государственного реестра юридических лиц, полученная не ранее, чем за тридцать дней до дня размещения на официальном сайте Российской Федерации и официальном сайте Концедента сообщения о проведении Конкурса – для юридического лица	
5	Выписка из Единого государственного реестра индивидуальных предпринимателей, полученная не ранее, чем за тридцать дней до дня размещения на официальном сайте Российской Федерации и официальном сайте Концедента сообщения о проведении Конкурса – для индивидуального предпринимателя	
6	Анкета участника Конкурса, удостоверенная подписью заявителя	
7	Документ, подтверждающий полномочия лица на осуществление действий от имени заявителя (заверенная копия решения о назначении на должность единоличного исполнительного органа, протокола (выписки из протокола) об избрании (назначении) на должность, приказа о назначении физического лица на должность, в соответствии с которым такое физическое лицо обладает правом действовать от имени заявителя без доверенности, договора о передаче полномочий единственного исполнительного органа). В случае если от имени заявителя действует его представитель по доверенности, к заявке должна быть приложена доверенность на осуществление действий от имени претендента, оформленная в установленном порядке или ее заверенная копия. В случае если доверенность на осуществление действий от имени претендента подписана лицом, уполномоченным руководителем юридического лица, заявка должна содержать также документ, подтверждающий полномочия этого лица	
8	Решение в письменной форме соответствующего органа управления о согласии на совершение или об одобрении крупной сделки (о заключении концессионного соглашения), если требование о необходимости наличия такого решения для совершения крупной сделки установлено действующим законодательством Российской Федерации, учредительными документами юридического лица	
9	Оригинал платежного поручения Заявителя со штампом (печатью) Банка, подтверждающего факт перечисления установленной Концедентом денежной суммы Задатка	
10	Заявление об отсутствии решения о ликвидации юридического лица - заявителя или о прекращении физическим лицом - заявителем деятельности в качестве индивидуального предпринимателя	
11	Заявление об отсутствии решения о признании заявителя банкротом и об открытии конкурсного производства в отношении него	
	Всего листов:	

Заявитель _____ _____ (_____)
(должность) (подпись) (фамилия, и., о.)

М.П.

Форма № 5

Конкурсное предложение Участника конкурса

На бланке Заявителя (при наличии)
Дата, исх. номер

В комиссию по проведению открытого конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа

КОНКУРСНОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ
на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа

1. Пройдя предварительный отбор участников открытого конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, находящихся в собственности Арамильского городского округа и получив от конкурсной комиссии официальное уведомление об этом, а также принимая во внимание все условия, изложенные в конкурсной документации _____
_____
_____
(полное наименование юридического лица, организационно-правовая форма юридического лица, место нахождения, почтовый адрес юридического лица, фамилия, имя, отчество, паспортные данные

индивидуального предпринимателя, сведения о месте жительства индивидуального предпринимателя)
в лице _____
(фамилия, имя, отчество, должность)
действующего на основании _____
_____
(указываются реквизиты документа, дающего право действовать от имени Заявителя)
официально сообщает конкурсной комиссии о своём согласии участвовать в открытом конкурсе на условиях, установленных конкурсной документацией, и направляет настоящее конкурсное предложение.

2. Участник конкурса в соответствии с требованиями конкурсной документации предлагает следующие числовые значения показателей для каждого критерия конкурса на каждый год срока действия концессионного соглашения

Критерий	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026

Продолжение таблицы

Критерий	Ед. изм.	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035

3. Участник конкурса согласен выполнить следующие основные мероприятия, обеспечивающие достижение предусмотренных заданием целей и минимально допустимых плановых значений показателей деятельности концессионера:

Объект	Мероприятия	Подробное описание мероприятий с указанием основных характеристик и значений показателей, обеспечивающих достижение результатов задания

4. В случае признания Победителем открытого конкурса, Участник конкурса гарантирует заключение концессионного соглашения, в полном соответствии с условиями, которые представлены в настоящем конкурсном предложении, и в других документах, предусмотренных конкурсной документацией.

5. Настоящим Участник конкурса выражает согласие сохранить свои обязательства по заключению концессионного соглашения в случае, если условия _____ *(наименование/ФИО участника конкурса)* не будут признаны лучшими, но по решению конкурсной комиссии будет присуждено следующее за победителем место, а также в случае, если решение о заключении концессионного соглашения будет принято в связи с объявлением конкурса несостоявшимся.

6. Настоящим Участник конкурса подтверждает, что все документы и сведения, включенные в состав представленной ранее заявки на участие в конкурсе, остались без изменения, и на момент подачи конкурсного предложения соответствуют действительности, либо Участник конкурса указывает о произошедших изменениях, если таковые произошли, и они не влияют на соответствие _____ *(наименование / ФИО участника конкурса)* требованиям к участникам конкурса, установленным конкурсной документацией.

7. К настоящему конкурсному предложению прилагаются документы согласно Описи:
_____
_____

Заявитель _____ _____ (_____)
(должность) (подпись) (фамилия, и., о.)
М.П.

«___» _____ 20__г.

Форма № 6

Опись документов и материалов, представляемых Участников конкурса для участия в конкурсе (к конкурсному предложению)

Настоящим _____
(наименование участника открытого конкурса)
подтверждает, что для участия в открытом конкурсе на право заключения концессионного соглашения предоставляются следующие документы:

№ п/п	Наименование	Кол-во страниц
1	Конкурсное предложение в двух экземплярах (оригинал и копия)	
2.	Документ, подтверждающий полномочия лица на осуществление действий от имени участника конкурса (заверенная копия решения о назначении на должность единоличного исполнительного органа, протокола (выписки из протокола) об избрании (назначении) на должность, приказа о назначении физического лица на должность, в соответствии с которым такое физическое лицо обладает правом действовать от имени участника конкурса без доверенности, договора о передаче полномочий единственного исполнительного органа). В случае если от имени участника конкурса действует его представитель по доверенности, к конкурсному предложению должна быть приложена доверенность на осуществление действий от имени участника конкурса, оформленная в установленном порядке или ее заверенная копия. В случае если доверенность на осуществление действий от имени участника конкурса подписана лицом, уполномоченным руководителем юридического лица, конкурсное предложение должно содержать также документ, подтверждающий полномочия этого лица	
	ВСЕГО листов:	

Участник конкурса _____ _____ (_____)
(должность) (подпись) (фамилия, и., о.)
М.П.

Приложение № 2
к конкурсной документации
от «___»_____ 202__г. № ___

Задание и основные мероприятия по созданию и (или) реконструкции Объекта Соглашения (объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения), право собственности на которые принадлежит или будет принадлежать Концеденту

1. Задание

Настоящее задание сформировано на основании результатов технического обследования объектов теплоснабжения и централизованных систем теплоснабжения Арамильского городского округа. Мероприятия направлены на достижение плановых значений показателей деятельности Концессионера в соответствии с Приложением № 13 к концессионному соглашению, на основании актуализированной схемы теплоснабжения территории Арамильского городского округа на 2019-2027 годы, утвержденной постановлением Главы Арамильского городского округа от 08.09.2020 № 403, границ планируемых зон размещения объектов теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения.

2. Основные мероприятия по созданию и (или) реконструкции Объекта Соглашения для достижения целевых показателей развития централизованных систем теплоснабжения и централизованных систем горячего водоснабжения, расположенных на территории Арамильского городского округа:

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения и горячего водоснабжения (Объект Соглашения),	Наименование проекта	Наименование мероприятия/ виды работ	Точка подключения/ приема/ подачи/ отведения	Мощность в соответствующей точке на дату ввода в эксплуатацию, МВт, км	Этапы реализации мероприятия	Срок ввода мощности в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Централизованная система теплоснабжения и горячего водоснабжения от новой газовой котельной взамен существующих котельных № 1 и № 2, расположенных по адресу: 624000, Свердловская обл., Арамильский городской округ, пос. Светлый, дом 56, п. Арамиль ул. Станционная, 12-Б	Строительство блочно-модульной газовой котельной в п. Арамиль мощностью 8,0 МВт, расположенной по адресу: п. Арамиль, ул. Станционная, 12-Б	Строительство блочно-модульной газовой котельной в п. Арамиль мощностью 8,0 МВт с использованием современного и высокотехнологичного отечественного и импортного оборудования с установкой автоматизированной системы управления технологического процесса и комплексной системы учета энергоресурсов взамен энергетически неэффективных котельных: котельной № 1 в пос. Светлый, дом 56 мощностью 4,58 МВт и котельной № 2 в п. Арамиль ул. Станционная, 12-Б мощностью 7,2 МВт	Свердловская обл., Арамильский городской округ, пос. Светлый, дом 56, п. Арамиль ул. Станционная, 12-Б	8,0 МВт	– проектно-сметная документация; – строительно-монтажные работы; – технологическое присоединение; – пусконаладочные работы; – ввод объекта в эксплуатацию	не позднее, чем 60 месяцев со дня начала срока действия концессионного соглашения
2.	Централизованная система теплоснабжения и горячего водоснабжения от новой газовой котельной взамен существующих котельных № 1 и № 2, расположенных по адресу: 624000, Свердловская обл., Арамильский городской округ, пос. Светлый, дом 56, п. Арамиль ул. Станционная, 12-Б	Реконструкция тепловых сетей в пос. Светлый и в п. Арамиль	Реконструкция тепловых сетей с применением энергоэффективных пред изолированных трубопроводов в пос. Светлый и в п. Арамиль при строительстве блочно-модульной котельной в п. Арамиль проектной мощностью 8,0 МВт (осуществление мероприятий по объединению тепловых сетей от котельной № 1 в пос. Светлый, 56 мощностью 4,58 МВт и котельной № 2 в п. Арамиль ул. Станционная, 12-Б мощностью 7,2 МВт)	Свердловская обл., Арамильский городской округ, пос. Светлый, дом 56, п. Арамиль ул. Станционная, 12-Б	0,5 км	– проектно-сметная документация; – строительно-монтажные работы; – ввод объекта в эксплуатацию	не позднее, чем 60 месяцев со дня начала срока действия концессионного соглашения
3.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 5, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Арамильский городской округ, г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118	Строительство блочно-модульной газовой котельной мощностью 11,6 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118	Строительство блочно-модульной газовой котельной мощностью 11,6 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118, с использованием современного и высокотехнологичного отечественного и импортного оборудования с установкой автоматизированной системы управления технологического процесса и комплексной системы учета энергоресурсов взамен энергетически неэффективной котельной № 5 в г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118	Свердловская обл., Арамильский городской округ, г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118	11,6 МВт	– проектно-сметная документация; – строительно-монтажные работы; – технологическое присоединение; – пусконаладочные работы; – ввод объекта в эксплуатацию	не позднее, чем 48 месяцев со дня начала срока действия концессионного соглашения
4.	Централизованная система теплоснабжения и горячего водоснабжения от газовой котельной № 6, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Арамильский городской округ, г. Арамиль, ул. Лесная,13-А	Реконструкция существующей котельной № 6 мощностью 12 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. Лесная, 13-А	Реконструкция существующей котельной № 6 мощностью 12 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. Лесная, 13-А, с заменой основного и вспомогательного оборудования (2 котла, теплообменники ГВС, насосное оборудование, внутреннее газоснабжение), автоматизированной системы управления технологического процесса и комплексной системы учета энергоресурсов. Реконструкция распределительного коллектора тепловой энергии и ГВС, расположенного в тепловом пункте по адресу: г. Арамиль, ул. Лесная, 13-Б.	Свердловская обл., Арамильский городской округ, г. Арамиль, ул. Лесная,13-А	12,0 МВт	– проектно-сметная документация; – строительно-монтажные работы; – пусконаладочные работы; – ввод объекта в эксплуатацию	не позднее, чем 60 месяцев со дня начала срока действия концессионного соглашения
5.	Централизованная система теплоснабжения и горячего водоснабжения от газовой котельной № 7, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Арамильский городской округ, г. Арамиль ул. Мира,6-А/2	Реконструкция котельной № 7 мощностью 1,8 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. Мира, 6А/2	Реконструкция котельной № 7 мощностью 1,8 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. Мира, 6А/2, с заменой основного и вспомогательного оборудования	Свердловская обл., Арамильский городской округ, г. Арамиль ул. Мира,6-А/2	1,8 МВт	– проектно-сметная документация; – строительно-монтажные работы; – пусконаладочные работы; – ввод объекта в эксплуатацию	не позднее, чем 72 месяцев со дня начала срока действия концессионного соглашения

1	2	3	4	5	6	7	8
6.	Централизованная система теплоснабжения и горячего водоснабжения от газовой котельной № 8, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Арамильский городской округ, г. Арамиль ул. 1 Мая 79-Б	Устройство инженерно-технических средств охраны котельной № 8 мощностью 19 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. 1 Мая, 79-Б	Устройство инженерно-технических средств охраны котельной № 8 мощностью 19 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. 1 Мая, 79-Б, для обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объекта теплоэнергетического комплекса	Свердловская обл., Арамильский городской округ, г. Арамиль ул. 1 Мая 79-Б	19,0 МВт	– проектно-сметная документация; – строительно-монтажные работы; – пусконаладочные работы; – ввод объекта в эксплуатацию	не позднее, чем 48 месяцев со дня начала срока действия концессионного соглашения
7.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 11, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Арамильский городской округ, п. Арамиль, ул. Ломоносова,4-Б	Реконструкция тепловых сетей, присоединенных к котельной № 11 (участок от разветвления у дома Ломоносова 3 до дома Ломоносова 1)	Реконструкция тепловых сетей, присоединенных к котельной № 11 мощностью 1 МВт, расположенной по адресу: пос. Мельзавод, ул. Ломоносова, 4Б, с целью повышения надежности и энергоэффективности потребителей	Свердловская обл., Арамильский городской округ, п. Арамиль, ул. Ломоносова,4-Б	0,078 км		не позднее, чем 60 месяцев со дня начала срока действия концессионного соглашения
8.	Централизованная система теплоснабжения и горячего водоснабжения в границах улиц Карла Маркса и Космонавтов, г. Арамиль	Строительство блочно-модульной газовой котельной мощностью 6,0 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, в границах улиц Карла Маркса и Космонавтов	Строительство блочно-модульной газовой котельной мощностью 6,0 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, в границах улиц Карла Маркса и Космонавтов, с использованием современного и высокотехнологичного отечественного и импортного оборудования с установкой автоматизированной системы управления технологического процесса и комплексной системы учета энергоресурсов, взамен энергетически неэффективной котельной АО «ААРЗ»	Свердловская обл., Арамильский городской округ, г. Арамиль в границах улиц Карла Маркса и Космонавтов	6,0 МВт	– проектно-сметная документация; – строительно-монтажные работы; – технологическое присоединение; – пусконаладочные работы; – ввод объекта в эксплуатацию	не позднее, чем 72 месяцев со дня начала срока действия концессионного соглашения
9.	Централизованная система теплоснабжения и горячего водоснабжения от новой газовой котельной взамен котельной АО «ААРЗ», расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Арамильский городской округ, г. Арамиль, в границах улиц Карла Маркса и Космонавтов	Реконструкция сетей теплоснабжения, расположенных по адресу: г. Арамиль в районе улицы Космонавтов	Реконструкция сетей теплоснабжения, расположенных по адресу: г. Арамиль в районе улицы Космонавтов	Свердловская обл., Арамильский городской округ, г. Арамиль в границах улиц Карла Маркса и Космонавтов	0,6 км	– проектно-сметная документация; – строительно-монтажные работы; – ввод объекта в эксплуатацию	не позднее, чем 72 месяцев со дня начала срока действия концессионного соглашения
10.	Централизованные системы теплоснабжения и горячего водоснабжения Арамильского городского округа	Автоматический комплекс сбора данных с приборов (узлов) коммерческого учета топливно-энергетических ресурсов	Внедрение автоматического комплекса сбора данных с приборов (узлов) коммерческого учета топливно-энергетических ресурсов для повышения эффективности управления систем теплоснабжения в границах «Источник тепловой энергии –Потребитель»	Арамильский городской округ, г. Арамиль, ул. 1 Мая, 79	-	– проектно-сметная документация; – строительно-монтажные работы; – пусконаладочные работы; – ввод объекта в эксплуатацию	не позднее, чем 72 месяцев со дня начала срока действия концессионного соглашения
11.	Приобретение автомобилей, специальной техники, оборудования для эксплуатации комплекса теплоснабжения		Приобретение автомобилей, специальной техники, оборудования для эксплуатации комплекса теплоснабжения	-	-		не позднее, чем 48 месяцев со дня начала срока действия концессионного соглашения

*заполнить по результатам конкурса на основании конкурсного предложения основных мероприятий, обеспечивающих достижение предусмотренных заданием целей и минимально допустимых плановых значений показателей деятельности концессионера, с описанием основных характеристик таких мероприятий, победителя конкурса.

Технический отчет
По результатам технического обследования, в целях комплексного определения показателей технико-экономического состояния системы теплоснабжения территории МО Арамильский городской округ

Заказчик: Администрация Арамильского городского округа

Объект: Система теплоснабжения Арамильского городского округа

Основание: Контракт № 0862300024418000044 от 10.10.18

Генеральный директор А.В. Полевщиков

РЕФЕРАТ

Отчет содержит 269 страниц, 70 таблиц, 1 рисунок, 15 схем, 340 фотографий.
В отчете изложен порядок и результаты технического обследования объектов теплоснабжения МО Арамильского городского округа, а также рекомендации по развитию, повышению надежности и энергоэффективности системы теплоснабжения.Техническое обследование объектов теплоснабжения проводилось специалистами ООО «СМК Спец Строй» на основании контракта № 0862300024418000044 от 10.10.18

Список исполнителей

Техническое обследование объектов теплоснабжения Арамильского городского округа проводилось специалистами ООО «СМК Спец Строй»

Полевщиков А.В.	Генеральный директор	Общее руководство и организация проведения камерального обследования и технической инвентаризации
Растроса П.А.	Зам. Генерального директора	Организация обследования тепловых сетей
Полевщиков И.А.	Инженер	Обследование тепловых сетей и гидравлический расчет. Составление схемы теплоснабжения. Определение нормативных и фактических тепловых потерь. Разработка мероприятий по модернизации системы теплоснабжения и объектов теплоснабжения. Актуализация «Схемы теплоснабжения МО Арамильский городской округ».
Завьялова Н.В.	Зам. директора по финансовой работе	Анализ технико-экономических показателей деятельности теплоснабжающей организации. Составление сметной документации. Расчет экономической эффективности разработанных мероприятий.
Жирнова В.Н.	Инженер-сметчик	
Спицын А..В.	Начальник отдела наладки ВПУ и ВХР	Обследование котельного оборудования и водно-химического режима. Анализ результатов технического обследования. Определение показателей надежности и энергетической эффективности. Составление технического отчета.
Хайрулина С.С.	Инженер-химик	

Термины, обозначения и сокращения

В техническом отчете используются следующие термины, сокращения и условные обозначения:

Энергетический ресурс - носитель энергии, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, а также вид энергии (атомная, тепловая, электрическая, электромагнитная энергия или другой вид энергии);

Вторичный энергетический ресурс - энергетический ресурс, полученный в виде отходов производства и потребления или побочных продуктов в результате осуществления технологического процесса или использования оборудования, функциональное назначение которого не связано с производством соответствующего вида энергетического ресурса;

Энергосбережение - реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг);

Энергетическая эффективность - характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю;

Энергетическое обследование - сбор и обработка информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации об объеме используемых энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте;

Экономическая эффективность мероприятия по энергосбережению - система стоимостных показателей, отражающих прибыльность (рентабельность) мероприятий по энергосбережению;

Энергоёмкость продукции - ценовая составляющая потребленной энергии в себестоимости произведенной продукции;

Условное топливо - условно-натуральная единица измерения количества топлива, применяемая для соизмерения топлива разных видов с помощью калорийного коэффициента, равного отношению теплосодержания 1 кг топлива данного вида к теплосодержанию 1 кг условного топлива;

Топливно-энергетический баланс - система полного количественного сопоставления прихода и расхода ТЭР (включая потери и остатки топливно- энергетических ресурсов хозяйствующего субъекта за выбранный интервал времени).

Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

Располагаемая мощность источника тепловой энергии - сумма максимальных тепловых мощностей всего работоспособного на момент обследования оборудования с учетом его текущего состояния за минусом расхода на собственные нужды источника теплоснабжения;

Присоединённая расчётная максимальная тепловая нагрузка потребителей - суммарная фактическая максимальная тепловая нагрузка всех потребителей, присоединенных к тепловым сетям с учетом тепловых потерь;

«Методика №606/пр.» - Приказ Правительства Российской федерации от 21.08.2015 N 606/пр. "Об утверждении Методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния систем теплоснабжения, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, и Порядка осуществления мониторинга таких показателей";

«Правила …» - «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/м^2), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 388 К (115 °С)»;

ПТЭТУ - Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденные Приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003 N 115, зарегистрировано Минюстом России 02.04.2003 рег. №4358;
ПУЭ – Правила устройства энергоустановок СО 153-34.20.120-2003;
СП 89.13330.2012 - Актуализированная редакция СНиП II-35-76 «Котельные установки;
РД 34.09.255-97 - «Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях»;
СНиП 41-03-2003 (СНиП 2.04.14-88) – «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
СП 124.1333.2012«Тепловые сети»;
МДС 41-6.2000- «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации»;
ГОСТ 16860-88 –Деаэраторы термические. Типы, параметры, приемка, методы контроля;
«Правила определения …» - Правила определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений (утв. постановлением Правительства РФ от 16 мая 2014 г. № 452);
ВПУ – водоподготовительная установка;
ХВО – химводоочистка;
НТД – нормативно-техническая документация;
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
ГВС – горячее водоснабжение;
БМК – блочно-модульная котельная;
ППУ изоляция – пенополиуретан изоляция;
ПНС – повысительная насосная станция;
РНИ – режимно-наладочные испытания;
АБК – административно-бытовой корпус;
ЛИИТ – локальные индивидуальные источники тепла;
ГРУ – газораспределительное устройство;
РУ – распределительное устройство;
ГРПш – газорегуляторный пункт шкафной;
ТК – тепловая камера;
L– протяженность участка теплосети, м;
ЗРА – запорно-регулирующая арматура;
G – расход, $м^3/ч$;
Q – тепловая нагрузка, Гкал/ч;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
МКД – многоквартирные дома;
ПСД – проектно-сметная документация;
МБУ – муниципальное бюджетное учреждение;
ИЭ – инструкция по эксплуатации.
ФНП - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», Зарегистрировано в Минюсте России 19 мая 2014 г. N 32326

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1.ОБЩИЕ ДАННЫЕ	10
2. ПЕРЕЧЕНЬ И ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУП «АРАМИЛЬ ТЕПЛО»	11
2.1 Перечень объектов технического обследования	11
2.2 Качество исходной воды	15
2.3 Источник теплоснабжения котельная №1 МУП «Арамиль Тепло» п. Светлый, 56	16
2.4 Источник теплоснабжения котельная №2 МУП «Арамиль Тепло» п. Арамиль ул. Станционная 12-Б	19
2.5 Источник теплоснабжения котельная №5 МУП «Арамиль Тепло» ул. Красноармейская, 118	22
2.6 Источник теплоснабжения котельная № 6 МУП «Арамиль Тепло» ул.Лесная,13-А	25
2.7 Источник теплоснабжения котельная №7 МУП «Арамиль Тепло» ул. Мира, 6-А/2	28
2.8 Источник теплоснабжения котельная №8 МУП «Арамиль Тепло» ул. 1 Мая 79	30
2.9 Источник теплоснабжения котельная №11 МУП «Арамиль Тепло» ул. Ломоносова 4-Б	32
2.10 Наружные тепловые сети и сети ГВС	34
2.11 Здания тепловых пунктов г. Арамиль	34
3. КАМЕРАЛЬНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА	36
3.1 Перечень технико-экономических показателей деятельности теплоснабжающей организации	36
3.1.1 Значение параметров регулирования в отношении котельной №1 п. Светлый	37
3.1.2 Значение параметров регулирования в отношении котельной №2 п. Светлый	38
3.1.3 Значения параметров регулирования в отношении котельной №5 г. Арамиль	39
3.1.4 Значения параметров регулирования в отношении котельной №6 г. Арамиль	40
3.1.5 Значения параметров регулирования в отношении котельной №7 г. Арамиль	41
3.1.6 Значения параметров регулирования в отношении котельной №8 г. Арамиль	42
3.1.7 Значения параметров регулирования в отношении котельной №11 п. Арамиль	43
3.2 Анализ результатов технического обследования объектов системы теплоснабжения Арамильского городского округа и заключения о техническом состоянии	44
3.2.1 Определение нормативных и фактических тепловых потерь в водяных тепловых сетях, присоединенных к источникам теплоснабжения	44
3.2.2 Общие проблемы и замечания, выявленные в ходе технического обследования	59
3.2.3 Оценка технического состояния источника теплоснабжения котельная №1 п. Светлый,56»	60
3.2.4 Оценка технического состояния источника теплоснабжения котельная №2	67
3.2.5 Оценка технического состояния источника теплоснабжения котельная №5	73
3.2.6 Оценка технического состояния источника теплоснабжения котельная №6	79
3.2.7 Оценка технического состояния источника теплоснабжениякотельная №7	84
3.2.8 Оценка технического состояния источника теплоснабжениякотельная №8	89
3.2.9 Оценка технического состояния источника теплоснабжениякотельная №11	94
3.2.10 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №1	99
3.2.11 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №2	112
3.2.12 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №5	125
3.2.13 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №6	156
3.2.14 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №7	170
3.2.15 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №8	178
3.2.16 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №11	195
3.2.17 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной АО «ААРЗ» г. Арамиль	203
3.2.18 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной ООО «Монди Арамиль»	215
3.2.19 Оценка технического состояния тепловых пунктов	217
3.4 Показатели надежности и энергетической эффективности	227
3.4.1. Показатели надежности объектов теплоснабжения	228
3.5 Заключение о техническом состоянии, возможности, режимах и сроках дальнейшей эксплуатации объектов системы теплоснабжения	233
3.5.1 Котельная №1 с присоединенными тепловыми сетями	233
3.5.2 Котельная №2 с присоединенными тепловыми сетями	234
3.5.3 Котельная №5 с присоединенными тепловыми сетями	234
3.5.4 Котельная №6 с присоединенными тепловыми сетями	235
3.5.5 Котельная №7 с присоединенными тепловыми сетями	236
3.5.6 Котельные №8 с присоединенными тепловыми сетями	237
3.5.7 Котельные №11 с присоединенными тепловыми сетями	238
3.5.8 Тепловые сети котельной АО «ААРЗ»	239
3.5.9. Тепловые сети котельной ООО «Монди»	239
3.5.10.Тепловые пункты	239
	240
4. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	240
4.1 Мероприятий по модернизации котельной №1 с присоединенными тепловыми сетями	245
4.2 Мероприятия по модернизации котельной №2 с присоединенными тепловыми сетями	245
4.3 Мероприятия по модернизации котельной №5 с присоединенными тепловыми сетями	246
4.4 Мероприятия по модернизации котельной №6 с присоединенными тепловыми сетями	249
4.5 Мероприятия по модернизации котельной №7 с присоединенными тепловыми сетями	252
4.6 Мероприятия по модернизации котельной №8 с присоединенными тепловыми сетями	253
4.7 Мероприятия по модернизации котельной №11 с присоединенными тепловыми сетями	255
4.8 Мероприятия по модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной АО«ААРЗ»	255
4.9 Мероприятия по модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной ООО «Монди»	258
4.10 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельным №№1,2	258
4.11 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельной №5	261
4.12 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельной №6	263
4.13 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельной №7	263
4.14 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельной №8	264
4.15 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельной №11	266
4.16 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по тепловым сетям, присоединенным к котельной АО «ААРЗ»	267
4.17 Реконструкция существующих тепловых сетей МУП «Арамиль-Тепло»	267

ВВЕДЕНИЕ

Объектом технического обследования является система теплоснабжения Арамильского городского округа, которое проводилось на основании Муниципального контракта № 0862300024418000044 от 10.10.18, в соответствии с требованиями:

1) Федеральный Закон №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г;

2) Федерального Закона от 21.07.2005 N 115-ФЗ (ред. от 30.12.2015) «О концессионных соглашениях»;

3) Приказа Правительства Российской федерации от 21.08.2015 N 606/пр. "Об утверждении Методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, и Порядка осуществления мониторинга таких показателей" (В дальнейшем «Методика №606/пр.»);

4) Федерального Закона от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

5) Закона Свердловской области от 25 декабря 2009 г. № 117-ОЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности на территории Свердловской области»;

6) Указа Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 года № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности Российской экономики»;

7) Распоряжение Правительства РФ от 1 декабря 2009 года № 1830-р (Об утверждении плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Российской Федерации, направленных на реализацию Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»);

8) Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003 N 115 (далее по тексту «ПТЭТЭ»);

9) «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см2), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева не выше 388 К (115 °С)», утвержденных Приказом Минстроя РФ от 28.08.1992 N 205 (далее по тексту «Правил …»);

10) Постановления Правительства Российской федерации от 16.05.2014 N 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской федерации от 15.03.2010 N 340.

В отчете учтены материалы документов территориального планирования Арамильского городского округа в состав которого входят г. Арамиль, п. Арамиль и п. Светлый:

- Муниципальной Программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Арамильского городского округа Свердловской области на 2010-2020 годы»;
- Стратегии социально – экономического развития Арамильского городского округа на период до 2020 года» утвержденной постановлением главы Арамильского городского округа от 14 декабря 2009 г. № 1154;
- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, сетям ГВС и тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- материалы проведения периодических испытаний ТС по определению тепловых потерь и гидравлических характеристик;

- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей и сетей ГВС;

- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии;

- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений по приборам контроля режимов отпуска и потребления топлива, тепловой, электрической энергии и воды (расход, давление, температура);

Отчет содержит описание существующего положения в сфере теплоснабжения Арамильского городского округа и включает в себя мероприятия по определению общих показателей технико-экономического состояния системы теплоснабжения, обследованию тепловых сетей и гидравлический расчет, определение нормативных и фактических тепловых потерь, разработку мероприятий по модернизации системы теплоснабжения и объектов теплоснабжения, а также разработку технического задания на выполнение работ для конкурсной документации по передаче в концессию систем теплоснабжения Арамильского городского округа.

Показатели технико-экономического состояния объектов теплоснабжения, в т.ч. показателей физического износа и энергетической эффективности определены на основании предоставленной информации о технико-экономических показателях теплоснабжающих организаций, сведений, содержащихся в схеме теплоснабжения городского округа, а также результатов технического обследования.

В отчете представлены:

а) уровень фактического (оценочного) износа объектов системы теплоснабжения;

б) актуальное техническое состояние объектов на дату обследования;

в) приоритетные мероприятия по повышению надежности и эффективности (сокращения аварийности, потерь, износа) систем коммунальной инфраструктуры и предельные сроки проведения мероприятий, связанные с необходимостью проведения реконструкции (модернизации) существующих объектов рассматриваемой системы теплоснабжения.

В процессе технического обследования системы теплоснабжения Арамильского городского округа проведены мероприятия в соответствии с «Методикой … №606/пр»:

а) по камеральному обследованию рассмотрена техническая документация, включающая в себя сведения о техническом состоянии, аварийности объектов теплоснабжения, о сроках эксплуатации и износе объектов теплоснабжения;

б) по инструментальному и визуальному обследованию в объеме, необходимом для составления исполнительной схемы, определения гидравлических характеристик и фактических технико-экономических показателей работы наружных тепловых сетей;

в) по технической инвентаризации имущества, включая натурное, визуальное обследование (наружный и внутренний осмотр объектов).

Цель проведения камерального обследования - анализ НТД на объекты теплоснабжения для установления качественных показателей теплоснабжения и сравнения с фактическими показателями, полученными путем проведения технической инвентаризации.

Цель проведения технической инвентаризации – оценка технического состояния объектов обследования по совокупности и характеру визуально наблюдаемых дефектов, повреждений, утечек теплоносителя, а также сравнение данных об объектах теплоснабжения, полученных в ходе камерального обследования, с фактическими характеристиками систем, установленными при визуально-измерительном обследовании.

1. ОБЩИЕ ДАННЫЕ

Площадь Арамильского городского поселения составляет 2182 га. В состав городского округа входят г. Арамиль, пос. Арамиль и п. Светлый. Административный центр - город Арамиль. Город Арамиль расположен на восточном склоне Среднего Урала, на юго-востоке Свердловской области. Расстояние до областного центра Екатеринбурга - 22,4 км, до районного центра Сысерти - 25 км. Численность составляет 17,962 тыс.

Характеристика климатических условий Арамильского городского поселения соответствует климатической зоне **I** Свердловской области. Климат умеренно континентальный, с холодной снежной зимой и умеренно теплым летом. Климатические характеристики, представленные в таблице 1.1, являются типичными для Арамильского городского поселения.

Таблица 1.1 - **Расчетные данные для климатической зоны Арамильского городского поселения**

№ п/п	Наименование расчетных параметров	Обозначение параметра	Единица измерения	Расчетное значение
1	Расчетная температура наружного воздуха	$t_{н.р.о.}$	°С	-32*
2	Продолжительность отопительного периода	n	Сутки	230*
3	Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	$t_{ср.п.}$	°С	-6*
4	Среднегодовая температура	$t_{ср.год}$	°С	+2,6*
5	Среднегодовая скорость ветра	$W_р$	м/с	3,2*
6	Среднегодовая влажность воздуха		%	75*

*-принимается в соответствии со СП 131.13330.2012 «Строительная климатология»

Система централизованного теплоснабжения города Арамиль состоит из 9-ти котельных, работающих на газообразном топливе. Тепловая энергия отпускается по водяным тепловым сетям общей протяженностью 23,493 км (в двухтрубном исполнении), горячее водоснабжение осуществляется по сетям ГВС протяжённостью 9,547 км (в двухтрубном исчислении). Основными потребителями данных котельных являются многоквартирные дома, объекты соцкультбыта и прочие потребители. Малоэтажные индивидуальные жилые объекты в основном отапливаются индивидуальными источниками, работающими на природном газе.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии – отсутствуют.

Приборы учёта электрической энергии, ХВС и природного газа установлены на всех котельных.

Перечень функционирующих источников тепловой энергии приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - **Источники тепловой энергии системы теплоснабжения**

№ п/п	Источник ТЭ (Адрес)	Кадастровый № земельного участка/ Кадастровый № здания	Эксплуати-рующая организация	Установленная мощность котельной (МВт)	Кол-во подключенных потребителей, (шт)
1	**Котельная № 1** (п. Светлый,56)	66:33:0401001:199/ 66:25:0000000:3490	МУП «Арамиль-Тепло»	5,48	38
2	**Котельная № 2** Арамиль,ул. Станционная,12-Б)	66:33:0401001:198/ 66:25:0000000:3493	МУП «Арамиль-Тепло»	7,48	30
3	**Котельная № 11** п. Арамиль, ул.Ломоносова,4-Б)	66:33:0201001:442/ 66:25:0000000:7401	МУП «Арамиль-Тепло»	1,0	12
4	**Котельная № 5** (г.Арамиль, ул, Красноармейская)	66:33:0101012:360/ 66:33:0000000:368	МУП «Арамиль-Тепло»	14,0	68
5	**Котельная № 6**(г.Арамиль, ул.Лесная,13-А)	66:33:0101002:1822/ 66:33:0101002:1058	МУП «Арамиль-Тепло»	12,0	41
6	**Котельная № 7** (г.Арамиль ул.Мира,6-А/2)	66:33:0101007:557/ 66:33:0000000:432	МУП «Арамиль-Тепло»	2,67	6
7	**Котельная № 8** (г.Арамиль ул. 1 Мая 79-б)	66:33:0101009:167/ 66:33:0000000:492	МУП «Арамиль-Тепло»	19,0	39
8	**Котельная АО «ААРЗ»** (г.Арамиль, Гарнизон)		АО «ААРЗ»	17,6	19
9	**Котельная № 10** (п.Арамиль, ул.Свердлова, 8)		МУП «Арамиль-Тепло»	0,07	1

2 ПЕРЕЧЕНЬ И ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

2.1 Перечень объектов технического обследования

Объектами в отношении которых проводится техническое обследование являются:

1. Котельная №1 п. Светлый с присоединенными наружными тепловыми сетями;
2. Котельная №2 п. Светлый с присоединенными наружными тепловыми сетями;
3. Котельная №5 г. Арамиль с присоединенными наружными тепловыми сетями;
4. Котельная №6 г. Арамиль с присоединенными наружными тепловыми сетями;
5. Котельная №7г. Арамиль с присоединенными наружными тепловыми сетями;
6. Котельная №8г. Арамиль с присоединенными наружными тепловыми сетями;
7. Котельная №11г. Арамиль с присоединенными наружными тепловыми сетями;
8. Наружные тепловые сети присоединенные к котельная АО «ААРЗ»;
9. Наружные тепловые сети присоединенные к котельная ООО «Монди Арамиль»;
10. Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Лесная, 13-В;
11. Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. 1-мая, 79-Б/2;
12. Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Красноармеская,118-3;
13. Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Курчатова,30-Б;
14. Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Новая 9-Б;
15. Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Космонавтов,11-Г;
16. Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Гарнизон,20-Б.

В табл. 2.1 представлены параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.

Котельная №1 мощностью 5,48 МВт (4,71 Гкал/ч) расположена в п. Светлом, 56, предназначена для теплоснабжения многоквартирных домов и организаций.

Котельная №2 мощностью 7,48 МВт (6,43 Гкал/ч) расположена в п. Арамиль, ул.Станционная,12-Б предназначена для теплоснабжения жилых домов.

Котельная №5 мощностью 14,0 МВт (12,04 Гкал/ч) расположена в г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118, предназначена для теплоснабжения близлежащей части города Арамиль.

Котельная №6 мощностью 12 МВт (10,32 Гкал/ч) расположена в г. Арамиль, ул.Лесная,13-В, предназначена для теплоснабжения двух детских садов, школы, ДК и близлежайшего жилого сектора.

Котельная №7 мощностью 2,67 МВт (2,29 Гкал/ч)расположена в г.Арамиль, ул.Мира,6-А/2, предназначена для теплоснабжения 7 потребителей.

Котельная №8 мощностью 19 МВт (16,34 Гкал/ч) расположена в г. Арамиль, ул. 1 Мая, предназначена для отопления во время отопительного сезона и ГВС (круглогодично) потребителей.

Котельная №11 мощностью 1,0 МВт (0,86 Гкал/ч) расположена в п. Арамиль, ул.Ломоносова,4-Б, предназначена для отопления детского сада, фельдшерского акушерского пункта и шести близлежайших жилых домов, а также для ГВС ФАП и трех домов.

Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 23 493 км, протяжённость сетей ГВС составляет 9,547 в двухтроубном исчислении, фактический износ сетей более 60%. Также по сетям, обслуживаемым МУП «Арамиль-тепло» производится передача покупной тепловой энергии, выработанной котельными АО «Арамильский авиаремонтный завод» и ООО «Монди Арамиль».

Таблица 2.1 – **Общая характеристика источников тепловой энергии**

Источник тепловой энергии	Тепловая мощность, Гкал/час		Максимальные				Среднегодовые			Количество потребителей	Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении		Протяженность сетей ГВС в двухтрубном исчислении	
	Установленная	Располагаемая	Присоединённая расчёт. тепловая нагрузка Гкал/ч	Расчетные потери тепла в теплосети, Гкал/ч	Расчетные фактические потери тепла в теплосети, %	% от общей нагрузки системы ТС	Присоединённая расчёт тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Расчетные фактические потери тепла в теплосети, Гкал/ч	Расчетные фактические потери тепла в теплосети, %		м	% от общей протяженности тепловых сетей	м	% от общей протяженности сетей гвс
Котельная № 1	4,71	4,61	3,52	0,248	8,99	8,0	1,479	0,1735	11,7	38	2 336	10	1411	15
Котельная № 2	6,43	6,33	3,08	0,333	16,5	7,1	1,078	0,2183	20,3	30	2 229	9	1923	20
Котельная № 5	12,03	11,73	9,0	1,71	23,5	20,5	3,905	1,0707	25,9	68	6 093	26	0	0
Котельная № 6	10,32	10,21	6,93	0,748	16,96	17,8	2,36	0,4508	19,1	41	3 735	16	2812	30
Котельная № 7	2,29	2,27	1,53	0,0554	4,97	3,5	0,597	0,0386	6,5	6	373	2	373	4
Котельная № 8	16,34	16,2	14,34	0,648	5,8	33,1	5,959	0,4447	7,5	39	4 373	19	2012	21
Котельная № 11	0,86	0,84	0,812	0,092	14,8	1,9	0,331	0,0521	15,8	12	657	3	416	4
Котельная АО «ААРЗ»	15,1	14,72	3,62	0,325	9,9	8,1	1,762	0,1982	11,3	19	2 501	10	600	6

Котельная ООО «Монди Арамиль»										2	1 196	5	0	0
ИТОГО	68,8	66,91	42,83	4,16	13,88			2,65	16,7	255	23 493	100	9547	100

2.2 Качество исходной воды

Анализ качества исходной воды проводился в аттестованной химической лаборатории ООО «СМК «СпецСтрой» (свидетельство о состоянии испытаний (измерений) лаборатории № 957). Методики выполнения измерений являются общепринятыми в практике работы котельных. При выполнении анализов использовались аналитические приборы, прошедшие периодическую поверку, о чем имеются свидетельства установленного образца.

Показатели качества приведены в табл.2.2.

Котельные №1,2

Сырой (исходной) водой для котельных №№1,2 служит вода из горводопровода которая относится к водам средней жесткости, а по солесодержанию - к водам малой минерализации (пресная). Вода обладают относительно не высокими накипеобразующие свойства (карбонатный индекс 3,9-4,3 (мг-экв/дм^3))^2.

Котельная №5

Сырой водой для котельной №5 является вода из р. Исеть, которая относится к мягким водам по жесткости и обладает не высокими накипеобразующими свойствами (карбонатный индекс 4,6 (мг-экв/кг)^2). Вода р. Исеть отличается непостоянством химического состава в течение всего года, что характерно для поверхностных вод. В период весеннего паводка жесткость, щелочность и солесодержание понижаются. Летом эти показатели держатся на одном достаточно низком уровне, затем они постепенно возрастают, достигая максимума в зимний период. Проба воды отбиралась в зимний период, когда жесткость была максимальной.

Котельная №6

В котельной №6 исходной водой для подготовки подпиточной воды является вода из собственной скважины, а для воды ГВС - скважинная вода из горводопровода.

Обе эти воды имеют схожий химический состав. Они обладают относительно не высокими накипеобразующие свойства (карбонатный индекс 4,2-4,8 (мг-экв/дм^3))^2.

Котельная №7

В котельной №7 сырой (исходной) водой для подготовки подпиточной воды и ГВС является вода из хозпитьевого водопровода (скважинная воды). Данная вода относится к жестким и обладает высокими накипными свойствами(карбонатный индекс 24,08 (мг-экв/дм^3))^2.

Котельная №8

В котельной №8 сырой (исходной) водой для подготовки подпиточной воды теплосети ГВС является скважинная вода из хозпитьевого водопровода. Данная вода относится к жестким и обладает высокими накипными свойствами (карбонатный индекс 17,3 (мг-экв/дм^3))^2.

Котельная №11

В котельной №11 исходной водой для подготовки подпиточной воды для теплосети и воды ГВС является скважинная вода, которая обладает средними накипеобразующие свойства (карбонатный индекс 5,3-7,0 (мг-экв/дм^3))^2.

Для исходной водына всех котельных водоподготовка обязательна, т.к. при нагревании такой воды вероятна опасность выделения накипи на теплообменных поверхностях.

Существует два пути решения проблемы накипеобразования: либо удаление из воды части примесей (умягчение воды, деаэрация) либо подавление накипеобразующей способности воды путем введения корректирующих добавок – ингибиторов коррозии и накипеобразования (комплексонатов).

При использовании технологии подготовки воды при помощи комплексонатов возможно обеспечение безнакипного режима, нормы комплексонного ВХР котельной устанавливаются по результатам пуско-наладки установки дозирования реагента.

Так как все водогрейные котлы котельных №№1,2,5,6,7,8,11 с температурой нагрева не более 115 ^{0}С, то на них распространяются требования «Правил ...», согласно которым:

- п. 6.1. «…Эксплуатация котлов без докотловой или внутрикотловой обработки воды запрещается.

- п. 6.2. «Водный режим должен обеспечивать работу паровых и водогрейных котлов без повреждения их элементов вследствие отложений накипи и шлама или в результате коррозии».

Таблица 2.2 –**Показатели качества исходной воды**

Место отбора, источник водоснабжения	Показатели							
	pH	Жесткость общая//кальциевая мг-экв/дм^3	Щелочность общая,мг-экв/дм^3	Железо общее, мг/дм^3	Хлориды, мг/дм^3	Солесодержание, мг/дм^3	Прозрачность «по шрифту», см	Карбонатный индекс, (мг-экв/дм^3)^2
Котельная №1, (горводопровод)	6,56	3,8//2,5	1,7	0,1, не более	66	243,7	40, не менее	4,25
Котельная №2, (Горводопровод)	6,62	4,3//2,8	1,4	0,1, не более	62	227,1	40, не менее	3,92
Котельная №5 (р. Исеть)	7,1	3,6//2,1	2,0	0,34	60	314	40, не менее	4,62
Котельная №6, скважинная вода горводопровод	6,7 6,8	2,8//1,9 3,2//2,2	2,4 2,1	0,1, не более	16 16	180,0 176,8	40, не менее	4,56 4,62
Котельная №7 горводопровод	7,04	9,1//5,6	4,3	0,1, не более	128	605,0	40, не менее	24,08
Котельная №8, хозпитьевая вода	6,9	8,2//5,3	3,3	0,3, не более	78	446	40, не менее	17,3
Котельная №11, (скважинная вода)	7,2-7,3	3,3-3,5 //2,2-2,5	2,4-2,8	0,1, не более	16	170-190	40, не менее	5,3-7,0

Карбонатный индекс $И_к$ – произведение общей щелочности (в мг-экв/дм^3) и кальциевой жесткости воды (в мг-экв/дм^3) $И_к = Ж_{Ca} \times Щ_{об}$

2.3 Источник теплоснабжения котельная №1 МУП «Арамиль Тепло» п. Светлый, 56

Отопительная котельная №1 расположена в п. Светлом, 56 и предназначена для теплоснабжения многоквартирных домов и организаций, имеет в качестве теплогенерирующего оборудования газовые жаротрубные водогрейные котлы СУК-1 (КВ-Г-1,16-115)– 4 шт. мощностью по 0,9 МВт, КВА-08 95 ГС – 2 шт. мощностью по 0,8 МВт, Buderus Logano SK745– 2 шт.мощностью по 1,04 МВт.

Установленная тепловая мощность котельной 5,48 МВт (4,71 Гкал/ч).

Система теплоснабжения работает по закрытой схеме. Схема тепловых сетей четырехтрубная. Для тепловой сети установлен температурный график 95-70 ^{o}С. К котельной подключено 38 потребителей. Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо не предусмотрено.

Присоединенная расчетная максимальная тепловая нагрузка потребителей без учета тепловых потерь составляет 3,27 Гкал/ч, в том числе:

- на отопление и вентиляцию 2,76 Гкал/ч;

- на горячее водоснабжение 0,51 Гкал/ч.

В котельной организовано три контура циркуляции – циркуляционный контур отопления, наружный циркуляционный контур ГВС и внутренний циркуляционный контур ГВС.

В циркуляционный контур отопления входит: обратная сетевая вода от потребителей - водогрейные котлы - сетевые насосы - прямая сетевая вода (в теплосеть). Схема тепловых сетей четырехтрубная. Схема подключения потребителей тепла на нужды отопления – зависимая закрытая.

В наружный циркуляционный контур ГВС входит: – баки-аккумуляторы - насос ГВС – подающий трубопровод ГВС - обратный трубопровод ГВС от потребителей- баки-аккумуляторы. Схема подключения потребителей тепла на нужды ГВС – зависимая открытая. Схема подачи горячей воды в наружную систему горячего водоснабжения двухтрубная.

Во внутренний циркуляционный контур ГВС входит: баки-аккумуляторы - насос циркуляционный ГВС – водогрейные котлы ГВС – подогреватели исходной воды I и II ступеней – баки-аккумуляторы.

Работа котельной осуществляется по следующей технологической схеме. Холодная исходная вода из водопровода под давлением около 0,35-0,4 МПа (3,5-4,0 кгс/см^2) подается на подогреватель исходной воды I ступени, затем подогреватель II ступени. Теплоносителем для нагрева воды является прямая сетевая воды внутреннего контура ГВС. Подогретая исходная вода с температурой 45-50 ^{0}С идёт на заполнение двух баков-аккумуляторов горячей воды ёмкостью 50 м^3 каждый.

Для поддержания температуры воды в баках-аккумуляторах не ниже 60 ^{0}С она дополнительно подогревается во внутреннем замкнутом циркуляционном контуре ГВС.

С баков-аккумуляторов вода поступает на насосы ГВС, после насосов вода разделяется на два потока: первый (основной) поток подается в наружный контур ГВС, второй поток – на подпитку теплосети.

Часть горячей воды из наружной контура ГВС возвращается по трубопроводу рециркуляции в бак-аккумулятор горячей воды.

Вода для подпитки теплосети подается в обратный трубопровод контура отопления перед сетевыми насосами. Регулирование расхода подпиточной воды контура отопления ручное по давлению в обратном трубопроводе, которое поддерживается не менее 2,0 кгс/см^2.

Автоматического регулирования уровня в баках-аккумуляторах нет, визуального указателя уровня также нет. Есть световая и звуковая сигнализация нижнего и верхнего уровней в баках. Регулирование уровня – позиционное, поддерживается эксплуатационным персоналом. При достижении верхнего уровня поступление исходная вода в баки прекращается.

ГВС и отопление осуществляется в отопительный период. На летний период ГВС потребителей осуществляется с котельной №2.

Расход исходной воды на нужды отопления и ГВС – около 50 м^3/сутки (2,1 м^3/ч).

В котельной ведётся учёт использованного природного газа и электроэнергии.

Водоснабжение и водоподготовка

Водоподготовка исходной воды включает в себя коррекционную обработку воды ингибитором ИОМС-1 (ингибитор накипеобразования). Реагент подается в исходную воду перед подогревателем I ступени. Дозирование реагента ручное, химический контроль ВХР котельной не проводится.

На котельной смонтирована дополнительная водоподготовка: одноступенчатая установка умягчения воды непрерывного действия с последующей обработкой воды реагентов JurbySoft 9T (коррекция pH). Дозирование реагента пропорционально расходу воды по сигналу импульсного водосчетчика. Трубопровод исходной воды на установку умягчения воды врезан перед подогревателем I ступени. Умягченная и обработанная реагентом JurbySoft 9T вода должна подаваться в автоматическом режиме на подпитку теплосети и систему ГВС. Однако до настоящего времени данная водоподготовка в эксплуатацию не введена. Это приводит к накипеобразованию на котлах.

Таблица 2.3 **- Сведения о котельной №1**

Наименование оборудования	Тип, марка	Кол шт.	Год установки	Техническая характеристика
Общие				
Котельная	Водогрейная, режим работы - круглогодичный	1	1981	Номинальная мощность5,37 Гкал/ч (6,44 МВт)
Топливо	Основное – природный газ, резервное - нет			
Здание котельной	Бетонные блоки			
Кровля котельной	рубероид			
Дымовая труба	Стальная для котлов СУК-1 и КВА-0,8	1	1981	Д=1200 мм; Н=27 м, экспертиза проведена в 2014г
Дымовая труба	Стальная для котлов BuderusLogano	2	2015	Д=1200 мм; Н=15 м
Электроснабжение	6/0,4			1 подстанция (один ввод)
Котлы				
Водогрейный котел ст. №№ 1,2,3,4	СУК-1 (КВ-Г-1,16-115)	4	2004	W= 0,77 Гкал/ч (0,9 МВт)
Водогрейный котел ст. №№ 5,6	КВА-0,8-95 ГС	1 1	2001 2002	W=0,7 Гкал/ч (0,8 МВт) W=0,7 Гкал/ч (0,8 МВт)
Водогрейный котел ст. № 9, 10	BuderusLoganoSK745-1040	2	2015	W=0,894 Гкал/ч (1,04МВт)
Насосы				
Насос циркуляционный ГВС №1,2	К100-80-160А	2	2014 2012	Q = 90 м^3/ч; Н = 26 м вод. ст; n-2900 об. мин.; N-11кВт
Насос циркуляционный ГВС №3	К65-50-125	1	2015	Q = 25 м^3/ч; Н = 20 м вод. ст.; АИР; n-2900 об-мин.; N-3 кВт
Сетевой № 4,6	К160/30	2	2014	Q = 160м^3/ч; Н = 30 м вод. ст.; n-1450 об.мин.;N-30 кВт
Сетевой № 5	К100-80-160	1	2015	Q = 100 м^3/ч; Н = 32 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-15кВт
ГВС №7	К-80-50-200	1		Q = 50 м^3/ч; Н = 50 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-15кВт
ГВС №8	К-80-50-200	1		
ГВС №9	К80-50-200	1	2014	Q = 50 м^3/ч; Н = 50 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-15кВт
Рециркуляции котлов	WILO TOP-S 50/4	2	2015	$Q_{макс}$ = 23 м^3/ч; $Н_{макс}$ = 5 м в. ст.; N-0,33 кВт
Насосная станция	HacocWilowj-203-em-mod/c	2	2015	Q = 4,5 м^3/ч; Н = 43 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-1,2 кВт
	расширительный бак	2	2015	V=20 л
Тягодутьевые устройства (дымососы, вентиляторы)				

Дымосос водогр. котла	УПУ3	1		Q= м³/ч; Н = кгс/м², n-980 об. мин.; N-15 кВт
Дымосос водогр. котла	ДН-10	2		Q = 13620 м³/ч;Н = 117,3 кгс/м², n-980 об. мин.; N-11кВт
Водоподготовка				
Установка умягчениянепрерывного действия	Pentair Water TS 91-10 M	1		$P_{раб.}$=2,5-6,0 кгс/см²; Q=1,7 м³/ч; Ø=25,4 см.
Установка дозирование реагента Джурбисофт 9Т	Насос дозатор DLXVFT-MBB 0115 Импульсный водосчетчик ВСХНД 15	1 1		Q= 1,0 л/ч; Р-15 бар; V имп. – 0,14 мл;W=37Вт; $Q_{ном}$= 1,5 м³/ч; $t_{мах}$=50 °С Р=16 атм.
Установка дозирования реагента ИОМС-1	Насос дозатор ProMinentBeta 4 1601 Бак мерник	1 1		Q= 1,1 л/ч; Р-16 бар; W=17Вт; V=230В V=100л
Теплообменник водоводяной 2-х секционный	ПВ1-168-4	2	2015	$Q_{ном}$=41 т/ч ; Р-10 кгс/см²; $t_{мах}$=150 °С; W=290 кВт
Бак-аккумулятор		2		V=50 м³ каждый
КИПиА (приборы учета и регулирования)				
Учет расхода исходной воды (технологический)	Импульсный водосчетчик ВСХНд-50	1	2012	$Q_{ном}$= 50 м³/ч; $t_{мах}$=50 °С Р=16 атм. 100л/имп.
Учет расхода газа (коммерческий)	Корректор ТЭКОН-17 счетчик газа RVG 65G Счетчик газа СГ-16 МТ-100	1 1 2	2007 2007 2015	Q=5-100 нм³/ч; Ду50;$P_{мах}$=1,6 МПа; t = -30÷+70°С Q=10-100 нм³/ч; Ду50; $P_{мах}$=1,6 МПа; t = -30÷+50°С
Узел учета тепловой энергии	Теплосчетчик ИМ	1		
Учет расхода электроэнергии	Двухтарифный счетчик электроэнергии СТЭ 561	1		$I_{ном}$=10А; 3х220/380

2.4 Источник теплоснабжения котельная №2 МУП «Арамиль Тепло» п. Арамиль ул. Станционная 12-Б

Отопительная котельная построена и введена в эксплуатацию в 1977 году. В качестве теплогенерирующего оборудования установлены газовые жаротрубные водогрейные котлы СУК-1 (КВ-Г-1,16-115) – 6 шт. мощностью по 0,9 МВт и Buderus Logano SK745-1040 – 2 шт. мощностью по 1,04 МВт.

Фактическая установленная тепловая мощность котельной 7,48 МВт (6,43 Гкал/ч).

Система теплоснабжения работает по закрытой схеме. Схема тепловых сетей четырехтрубная. Для тепловой сети установлен температурный график 95-70 °С. К котельной подключено 30 потребителей. Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо не предусмотрено.

Присоединенная расчетная максимальная тепловая нагрузка потребителей без учета тепловых потерь составляет 2,744 Гкал/ч, в том числе:

- на отопление и вентиляцию 2,014 Гкал/ч;
- на горячее водоснабжение 0,73 Гкал/ч.

Технологическая схема работы котельной №2 и наблюдаемые проблемы накипеобразования аналогичны с котельной №1.

В котельной организовано три контура циркуляции – циркуляционный контур отопления, наружный циркуляционный контур ГВС и внутренний циркуляционный контур ГВС.

В циркуляционный контур отопления входит: обратная сетевая вода от потребителей - водогрейные котлы - сетевые насосы - прямая сетевая вода (в теплосеть).Схема тепловых сетей двухтрубная. Схема подключения потребителей тепла на нужды отопления – зависимая закрытая.

В наружный циркуляционный контур ГВС входит: – баки-аккумуляторы - насос ГВС – подающий трубопровод ГВС - обратный трубопровод ГВС от потребителей- баки-аккумуляторы. Схема подключения потребителей тепла на нужды ГВС – зависимая открытая. Схема подачи горячей воды в наружную систему горячего водоснабжения двухтрубная.

Во внутренний циркуляционный контур ГВС входит: баки-аккумуляторы - насос циркуляционный ГВС – водогрейные котлы ГВС – подогреватели исходной воды I и II ступеней – баки-аккумуляторы.

Работа котельной осуществляется по следующей технологической схеме. Холодная исходная вода из водопровода под давлением около 0,35-0,4 МПа (3,5-4,0 кгс/см²) подается на подогреватель исходной воды I ступени, затем подогреватель II ступени. Теплоносителем для нагрева воды является прямая сетевая воды внутреннего контура ГВС. Подогретая исходная вода с температурой 45-50 °С идёт на заполнение двух баков-аккумуляторов горячей воды ёмкостью 50 м³ каждый.

Для поддержания температуры воды в баках-аккумуляторах не ниже 60 °С вода дополнительно подогревается во внутреннем замкнутом циркуляционном контуре ГВС.

С баков-аккумуляторов вода поступает на насосы ГВС, после насосов вода разделяется на два потока: первый (основной) поток подается в наружный контур ГВС, второй поток – на подпитку теплосети.

Часть горячей воды из наружного контура ГВС возвращается по трубопроводу рециркуляции в бак-аккумулятор горячей воды.

Вода для подпитки теплосети подается в обратный трубопровод контура отопления перед сетевыми насосами. Регулирование расхода подпиточной воды контура отопления ручное по давлению в обратном трубопроводе, которое поддерживается не менее 2,0 кгс/см².

Автоматического регулирования уровня в баках-аккумуляторах нет, визуального указателя уровня нет. Есть световая и звуковая сигнализация нижнего и верхнего уровней в баках. Регулирование уровня – позиционное, поддерживается эксплуатационным персоналом. При достижении верхнего уровня поступление исходная вода в баки прекращается.

ГВС осуществляется круглогодично, отопление – в отопительный период.

Расход исходной воды на нужды отопления и ГВС – около 100 м³/сутки (4,2 м³/ч).

В котельной ведётся учёт использованного природного газа и электроэнергии.

Водоснабжение и водоподготовка

Водоподготовка исходной воды включает в себя коррекционную обработку воды ингибитором ИОМС-1 (ингибитор накипеобразования). Реагент подается в исходную воду перед подогревателем I ступени. Дозирование реагента ручное, химический контроль ВХР котельной не проводится.

На котельной смонтирована дополнительная водоподготовка: одноступенчатая установка умягчения воды непрерывного действия с последующей обработкой воды реагентов JurbySoft9T (коррекция pH). Дозирование реагента пропорционально расходу воды по сигналу импульсного водосчетчика. Трубопровод исходной воды на установку умягчения воды врезан перед подогревателем I ступени. Умягченная и обработанная реагентом JurbySoft 9T вода должна подаваться в автоматическом режиме на подпитку теплосети и внутреннего котлового контура. До настоящего времени данная водоподготовка в эксплуатацию не введена.

Таблица 2.4 - **Сведения о котельной №2**

Наименование оборудования	Тип, марка	Кол шт.	Год установки	Техническая характеристика
Общие				
Котельная	Водогрейная, режим работы - круглогодичный	1	1977	Номинальная мощность 6,2 Гкал/ч (7,2 МВт)
Топливо	Основное – природный газ, резервное - нет			
Здание котельной	Бетонные блоки			
Кровля котельной	рубероид			
Дымовая труба	Металлическаядля котлов BuderusLogano	2	2014	Д=1200 мм; Н=15 м,
Дымовая труба	Металлическая для котлов СУК-1	1	1976	Д=1120 мм; Н=35,5 м,экспертиза проведена в 2014г
Электроснабжение	6/0,4	1		2 подстанции (два ввода)
Котлы				
Водогрейный котел ст. №№ 1,2,3,4,5,6 **Водогрейный котел № 7, 8**	СУК-1 (КВ-Г-1,16-115) BuderusLogano SK745-1040	6 2	2008 2014	W= 0,77 Гкал/ч (0,9 МВт) W=0,894 Гкал/ч (1,04МВт)
Насосы				
Сетевые №11 **№12** **№13**	К160/30	1 1 1	2013 2002 2002	Q = 160 м³/ч; Н = 30 м вод. ст.; n-1450 об./мин.; N-30 кВт
Циркуляции ГВС №14	К150-125-250	1	2013	Q = 200 м³/ч; Н = 20 м вод. ст.; n-1500 об./мин.; N-18,5 кВт
Циркуляции ГВС №14А	К65-50-125	1	2015	Q = 25м³/ч; Н = 20 м вод. ст.; n-2900 об./мин.;N-3 кВт
ГВС № 15	К100-80-160	1	2008	Q = 100 м³/ч; Н = 32 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-15кВт
ГВС №16	К100-65-200	1	2015	Q = 100 м³/ч; Н = 50 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-30 кВт
ГВС №17	К100-65-200	1	2016	Q = 100 м³/ч; Н = 50 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-30 кВт
Рециркуляции котлов	WILO TOP-S 50/4	2	2014	$Q_{макс}$ = 23 м³/ч; $Н_{макс}$ = 5 м в. ст.; N-0,33 кВт
Насосная станция	НасосWilo hwj-203-em-50 расширительный бак	2 2	2014 2014	Q = 2,0 м³/ч; Н = 28 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-0,75 кВт V=20 л
Тягодутьевые устройства (дымососы, вентиляторы)				
Дымосос №2	ДН-10	1	неисправен	Q = 13620 м³/ч; Н = 117,3кгс/м², n-980 об. мин.; N-11 кВт
Дымосос №3, №4	ВДН-9х	2		Q = 14900 м³/ч; Н = 283кгс/м², n-1500 об. мин.; N-14,2 кВт
Водоподготовка				
Установка умягчения непрерывного действия	Pentair Water TS 91-14 M	1	2014	$P_{раб.}$=2,5-6,0 кгс/см²; Q=3,5 м³/ч; Ø=36,9 см.
Установка дозирование реагента Джурбисофт 9Т	Насос-дозатор STENNERPUMP 45MPHP10 Импульсный водосчетчик	1 1	2014 2014	Q= 1,26 л/ч; Р-6,9 бар; W=37Вт; V=250В
Установка дозирования реагента ИОМС-1	Насос дозатор ProMinentBeta 4 1601 Бак мерник	1 1	2001	Q= 1,1 л/ч; Р-16 бар; W=17Вт; V=230В V=100л
Подогреватель Водоводяной I ступени 2-х секционный	ПВ1-114-4 РГ-1,0 3-58	1	2018	$Q_{ном}$=21,5 т/ч ; Р-10 кгс/см²; $t_{мах}$=150 °С; W=171,4 кВт
Подогреватель Водоводяной II ступени 2-х секционный	ПВ1-159-4 РГ-1,0 6-98	1	2013	$Q_{ном}$=41 т/ч ; Р-10 кгс/см²; $t_{мах}$=200 °С; W=290 кВт
Бак-аккумулятор		2		V=50 м³ каждый
КИПиА (приборы учета и регулирования)				
Учет расхода исходной воды	Счетчик ВСХНД 100	1	2013	$Q_{ном}$= 230 м³/ч; $t_{мах}$=40 °С Р=16 бар
Учет расхода газа	Счетчик газа МГ-16МТ-100-40-С Счетчик газа СГ-16 МТ-100	1 2	2014 2014	Q=10-100 нм³/ч; Ду50;$P_{мах}$=1,6 МПа; t = -40÷+70°С Q=10-100 нм³/ч; Ду50;$P_{мах}$=1,6 МПа; t = -30÷+50°С
	Корректор ТЭКОН-17 счетчик газа RVG65G	1 1	2014 2014	Q=1-100 нм³/ч; Ду50;$P_{мах}$=1,6 МПа; t = -40÷+70°С
Учет расхода электроэнергии	Двухтарифный счетчик электроэнергии СТЭ 561	1	2009	3х220/380 Iном=10 А
Автоматика безопасности котлов	Блок управления и сигнализации КСУМ-1	6	2008	

2.5 Источник теплоснабжения котельная №5 МУП «Арамиль Тепло» ул. Красноармейская, 118

Котельная построена как производственно-отопительная в 1974 году. В настоящее время исполняет функцию отопительной котельной, обеспечивая тепловой энергией потребителей через присоединённую водяную тепловую сеть. Для тепловой сети установлен температурный график 95-70 °С. Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо не предусмотрено.

К котельной подключено 68 потребителей.

В котельной установлены два паровых котла ДКВР-10/13 (№№ 2 и 3) с номинальной производительностью по 10 тонн пара в час и разрешенным давлением 13 кг/см².

В 2002-м году в котельной дополнительно смонтирован водогрейный котел КВЖ-8,12 который в настоящее время не эксплуатируется.

Установленная тепловая мощность котельной 14,0 МВт (12,045 Гкал/ч).

Присоединенная расчетная максимальная тепловая нагрузка потребителей без учета тепловых потерь составляет 7,29 Гкал/ч на отопление и вентиляцию.

Вырабатываемый котлами пар нагревает сетевую воду в пароводяных подогревателях (бойлерах) типа ПП1-53-7-2 и 2 водоводяных подогревателя в каждом блоке. Каждый из трёх

установленных пароводяных подогревателей имеет номинальную тепловую мощность 9,2 Гкал/ч и номинальный расход сетевой воды 182 т/ч. Постоянно в работе находятся 2 бойлера, в сильные холода 3 бойлера.

Для создания циркуляции сетевой воды в теплосети в котельной установлено три сетевых насоса 4Д315-50. Постоянно в работе находится один насос.

Для подпитки теплосети установлены два подпиточных насоса типа К 20/30.

Схема тепловых сетей двухтрубная. Схема подключения потребителей тепла на нужды отопления – зависимая закрытая.

В котельной имеются два бака-аккумулятора по 200 м^3; один для запаса сырой воды, другой для смеси конденсата и ХОВ.

Водоснабжение и водоподготовка

Схема подготовки питательной воды предусматривает:

- осветление воды на механических фильтрах;
- умягчение воды двухступенчатым Na–катионированием до остаточной жесткости не более 20 мкг–экв/дм^3;
- удаление из воды агрессивных газов O_2 и CO_2 путем деаэрации воды.

Холодная сырая вода насосом исходной воды из бака исходной воды подается последовательно на работающий механический, затем Na – катионитный фильтр I ступени (№№ 1,2), затем проходит работающий фильтр II ступени (№№3,4). Химочищенная вода подается в питательные деаэраторы ДСА-15/5. После деаэрации вода поступает на питание паровых котлов.

На подпитку теплосети используется вода из конденсатного бака №4, а также вода после I ступени Na–катионирования, которая подается в конденсатный бак, куда также подается конденсат бойлеров. После конденсатных баков подпиточная вода поступает на подпитку теплосети через подпиточный деаэратор.

Таблица 2.5 **- Сведения о котельной №5**

Наименование оборудования	Тип, марка	Кол шт.	Год установки	Техническая характеристика
Общие				
Котельная	Паро-водогрейная режим работы - круглогодичный	1	1974	Номинальная мощность 12,03 Гкал/ч (14 МВт)
Топливо	Основное – природный газ, резервное - нет			
Здание котельной	кирпичное, 2-х этажное	1	1974	
Кровля котельной	сендвич панель, шифер, металл	1	1974	
Дымовая труба	Кирпичная	1	1974	H=28,6 м, D=1,5м Проведена экспертиза 2014г
Электроснабжение	Западные сети (АРМЗ)	1	Нет данных	2 подстанции (2 ввода)
Котлы				
Водогрейный котел ст. № 1	КВЖ-8-12-115	1	2002	W= 6,88 Гкал/ч (8 МВт)
Паровой котел №№2,3	ДКВР 10-13	2	1974	W= 6,02 Гкал/ч (7 МВт)
Экономайзер ВТИ	ЭП1-330	2	1974	$P_{разр.}$=14 кгс/см^2; F=330,4 м^2
Насосы				
Насос исходной воды №1	К 80-65-160	1	2015	Q=50 м^3/ч, H=32 мв.ст., N=7,5 кВт; 2900 об/мин
Насос исходной воды №2	К100-65-200	1	2014	Q=100 м^3/ч, H=50 мв.ст., N=22 кВт, 2900 об/мин
Сетевой №1,2	4Д 315-50	2	2007 2001	Q = 315 м^3/ч; H = 50 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-59 кВт
Сетевой №3	4Д 315-50	1	2017	Q = 315 м^3/ч; H = 50 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-75 кВт
Питательный №1	ЦНСГ 38-176	1	Нет данных	Q = 38 м^3/ч; H = 176 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-45 кВт
Питательный №2	ЦНСГ 38-198	1	Нет данных	Q = 38 м^3/ч; H = 198 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-50 кВт
Питательный №3	ЦНСГ 38-110	1	2012	Q = 38 м^3/ч; H = 110 м вод. ст.; n-2900 об.мин.; N-28 кВт
Подпиточный №1,2	К 20/30	2	2003	Q = 20 м^3/ч; H = 30 м вод. ст.; n-2900 об.мин.;N-3,5 кВт
Подпиточный №3	К 80/65-160	1	2015	Q = 50м^3/ч; H = 32 м вод. ст.; n-2900 об.мин.;N-7,5 кВт
Насос солевой	1К20/30	2	Нет данных	Q=20 м^3/ч, H=30 мв.ст., N=3,5 кВт, 2900 об/мин
Тягодутьевые устройства (дымососы, вентиляторы)				
Вентилятор котла КВЖ-8-12-115	ВДН-10	1	2002	Q = 13620 м^3/ч; H = 1550 Па; n-1000 об./мин.; N-11кВт
Вентилятор котла ДКВр 10/13	ВД-8	2	Нет данных	Q = 10 450 м^3/ч; H = 2 200 Па; n-1500 об./ мин.; N-14 кВт
Дымосос котла ДКВр 10/13	ДН-10	2	Нет данных	Q = 13 500 м^3/ч; H = 1 520 Па; n-1000 об./мин.; N-22 кВт
Водоподготовка				
Фильтр механический №1,2	Нестандартные	2	Нет данных	$P_{раб.}$=6,0 кгс/см^2; Q=30 м^3/ч; Ø=2,0 м; $S_{фильт-я}$= 3,14 м^2; загрузка – мраморная крошка; $H_{загрузки}$ – 2,0 м; $V_{загр.}$ – 6,3 м^3
Фильтр Na–катионитныйI ст. №1,2	ФИПаI-1,5-0,6	2	Нет данных	$P_{раб.}$=6,0 кгс/см^2; Q=50 м^3/ч; Ø=1,5 м; $S_{фильт-я}$= 1,77 м^2; катионит – сульфоуголь; $H_{загрузки}$ – 2,0 м; $V_{катион.}$ – 3,53 м^3
Фильтр Na–катионитныйI(II) ст. №3	ФИПаI-1,5-0,6	1	Нет данных	$P_{раб.}$=6,0 кгс/см^2; Q=50 м^3/ч; Ø=1,5 м; $S_{фильт-я}$= 1,77 м^2; катионит – смесь КУ-2-8 и сульфоугля; $H_{загрузки}$ – 2,0 м; $V_{катион.}$ – 3,53 м^3
Фильтр Na–катионитныйI(II) ст. №4	ФИПаI-1,5-0,6	1	Нет данных	$P_{раб.}$=6,0 кгс/см^2; Q=50 м^3/ч; Ø=1,5 м; $S_{фильт-я}$= 1,77 м^2; катионит – сульфоуголь; $H_{загрузки}$ – 2,0 м; $V_{катион.}$ – 3,53 м^3
Деаэратор питательный атмосферный №№1,2	ДСА-15/5	2	Нет данных	Q=15м^3/ч; $P_{пара\ раб.}$ = 1,2 кгс/см^2; $t_{деаэр.\ воды}$ = 102-104 ^{O}C; $V_{полезныйаккум.\ бака}$ = 5 м^3 Подогрев воды в деаэраторе, Δt = 10-40 ^{0}C
Деаэратор подпиточный атмосферный №3	ДСА-15/5	1	Нет данных	Q=15м^3/ч; $P_{пара\ раб.}$ = 1,2 кгс/см^2; $t_{деаэр.\ воды}$ = 102-104 ^{O}C; $V_{полезныйаккум.\ бака}$ = 5 м^3 Подогрев воды в деаэраторе, Δt = 10-40 ^{0}C
Теплообменник пароводяной	ПП1-53,9-0,7-2	3	Нет данных	$Q_{ном}$=182 т/ч ; $P_{раб.}$-10 кгс/см^2; t_{max}=150 ^{0}C; W=10,58МВт; S=53,9 м^2
Водо-водяной теплообменник	ВВП 14-273-4000х2	3	Нет данных	Двухсекционный $Q_{ном}$=120,9 т/ч; $P_{раб.}$-10 кгс/см^2; t_{max}=150 ^{0}C; W=0,479 х 2 МВт; S=20,3 х 2 м^2
Баковое хозяйство				
Бак исходной воды		1	Нет данных	V= 200 м^3
Бак смеси конденсата и ХОВ		1	Нет данных	V= 200 м^3
Бак конденсатный		1	Нет данных	V= 6 м^3
Бак рабочего раствора соли		1	Нет данных	V= 5,6 м^3
Ячейка мокрого хранения соли		1	Нет данных	V= 12,7 м^3
КИПиА (приборы учета и регулирования)				
Учет расхода подпитки (технологический)	Импульсный водосчетчик ВСТН-50	1	2018	$Q_{ном}$= 50 м^3/ч; t_{max}=50 ^{0}C Р=16 атм. 100 л/имп.
Учет расхода тепловой энергии				
Учет расхода газа (коммерческий)	Корректор ТЭКОН-17	1	2009	Q=5-100 нм^3/ч; Ду 50;$P_{max.}$=1,6 МПа; t = -30÷+70^{0}C
Учет расхода электроэнергии	Двухтарифный электросчетчик Меркурий 230	1	2009	$I_{ном.}$=10А; V=3х230/400

2.6 Источник теплоснабжения котельная № 6 МУП «Арамиль Тепло» ул. Лесная,13-А

Котельная построена и введена в эксплуатацию в 2002 году. В качестве теплогенерирующего оборудования на котельной установлены газовые жаротрубные водогрейные котлы: ст.№№ 1,2 - Энтророс мощностью по 3,5 МВт, ст.№ 3 - КВГМ-3,0 мощностью 3,0 МВт, ст.№ 4 - КВГМ-2,0 мощностью 2,0 МВт.

Котельная предназначена для отопления двух детских садов, школы, ДК и близлежайшего жилого сектора (41 потребитель). Основным видом топлива для котельной является газ. Резервного топлива нет.

Установленная тепловая мощность котельной 12 МВт (10,32 Гкал/ч).

Присоединенная расчетная максимальная тепловая нагрузка потребителей без учета тепловых потерь составляет 6,18 Гкал/ч, в том числе:

- на отопление и вентиляцию 4,41 Гкал/ч;
- на горячее водоснабжение 1,77 Гкал/ч.

На отопление теплоноситель подаётся по закрытой схеме с температурным графиком теплоснабжения 95-70 ^{o}C. Средняя подпитка 6 м^3/сутки. Циркуляция теплоносителя в теплосети осуществляется одним из двух сетевых насосов Wilo Ipn150/360-37/4G12, имеющим подачу 280 м^3/ч и напор 32 м в.ст.

Схема подачи горячей воды в наружную систему горячего водоснабжения двухтрубная. Холодная вода из системы городского водопровода подаётся в пластинчатый теплообменник Alfa Laval типа M6MFM тепловой мощностью 1,0 МВт с пропускной способностью 53 м^3/ч, где нагревается до 65 ^{o}C и идёт на заполнение бака-аккумулятора горячей воды ёмкостью 50 м^3. Из бака горячая вода посредством одного из двух установленных циркуляционных насосов Wilo Ipn50/200-11/2G12 поступает в подающий трубопровод ГВС. Часть горячей воды из наружной системы горячего водоснабжения возвращается по трубопроводу рециркуляции в бак-аккумулятор горячей воды. Подпитка контура ГВС около 150 м^3/сутки.

Сетевой №№ 1,2 зимний	«Wilo»IPn 150/360 37-4	2	2002	Q=280 м^3/ч; H=32 м. в. ст.n-1450об./мин.; N-37 кВт
Сетевой №№ 3,4 летний	«Wilo»IPn65/125	2	2002	Q=20 м^3/ч; H=16 м. в. ст.n-2850об. мин.
Циркуляционный ГВС №№ 5,6	«Wilo»IPn50/200-11-2 G12	2	2002	Q=40 м^3/ч; H=40 м. в. ст. n-2900 об. мин.;N-11 кВт
Подпиточный №7,8	«Wilo»MVI 403-1/16E 3 400-50-2B	2	2002	Q=5 м^3/ч H=22 м. в. ст. n-2950 об. мин.;N-0,75 кВт
Водоподготовка				
Установка дозирования реагента ИОМС-1	насос-дозаторEmec FPVM 0703 емкость для реагента	1 1	2002	$Q_{ном}$=3 л/ч; $H_{ном}$=7 бар V=120 дм^3
Теплообменник ГВС	ALFA-LAVALM6 MFG	2	2002	$Q_{ном}$=1,0 МВт, 50 пластин
Бак аккумулятор ГВС		1	2002	V=20м^3
Бак-подпиточный		1	2002	V=3м^3
КИПиА (приборы учета и регулирования)				
Учет расхода воды	Исходной воды ВСТ 65 Подпиточной воды ВСТ 25 Исходной воды ВСТ 20	1 1 1	2002 2002 2002	Q=1,9-110 нм^3/ч; Ду 80; $P_{max.}$=1,6 МПа; t = 5÷150^{0}C Q=0,14-7 нм^3/ч; Ду 25; $P_{max.}$=1,6 МПа; t = 5÷150^{0}C Q=0,1-5 нм^3/ч; Ду 20; $P_{max.}$=1,6 МПа; t = 5÷90^{0}C
Учет расхода газа (коммерческий)	Контроллер ТЭКОН-17 Счетчик газаRVGG16	1 1	2002 2002	Q=1,3-25нм^3/ч; Ду50;$P_{max.}$=1,6 МПа; t = -30÷+70^{0}C
Учет расхода электроэнергии	Двухтарифный счетчик ЦЭ 2727	1	2002	
Учет расхода тепловой энергии	КонтроллерТЭКОН 17 Теплосчетчик ВСТ200	2	2002	Q=12-650 нм^3/ч; Ду 200; $P_{max.}$=1,6 МПа; t = 5÷150^{0}C
Учет расхода ГВС	КонтроллерТЭКОН 17 Теплосчетчик ВСТ 80	1	2002	Q=12-650 нм^3/ч; Ду 200; $P_{max.}$=1,6 МПа; t = 5÷150^{0}C
Учет расхода тепловой энергии	КонтроллерТЭКОН 17 Теплосчетчик ВСТ 65	1	2002	Q=12-650 нм^3/ч; Ду 200; $P_{max.}$=1,6 МПа; t = 5÷150^{0}C

2.7 Источник теплоснабжения котельная №7 МУП «Арамиль Тепло» ул. Мира, 6-А/2

Отопительная котельная построена и введена в эксплуатацию в 1992 году. В качестве теплогенерирующего оборудования установлены газовые жаротрубные водогрейные котлы «Минск» -1 с инжекционными горелками 4 шт. по 0,4 МВт (эксплуатируются ст. №№ 3,4) и один котел КВ2У-150Гн. В 2017 году в котельной дополнительно смонтирован водогрейный котел Энтророс теплопроизводительностью 1 МВт.

Установленная тепловая мощность котельной 2,67 МВт (2,29 Гкал/ч).

В котельной ведётся учёт использованного природного газа и электроэнергии. Не учитывается количество вырабатываемой теплоэнергии, массовый расход потребляемой питьевой воды и отпущенной потребителям горячей воды.

Водоснабжение и водоподготовка

Исходная вода на подпитку теплосети подается в бак запаса подпиточной воды, откуда подпиточными насосами подается в обратный трубопровод теплосети для восполнения потерь воды в контуре отопления. Циркуляция воды в системе теплоснабжения осуществляется двумя сетевыми насосами (один в работе, второй – в резерве). Регулирование расхода подпиточной воды автоматическое по давлению в обратном трубопроводе, которое поддерживается в не менее 2,0 кгс/см^2.

Подпитка контура ГВС производится исходной водой из горводопровода в обратный трубопровод контура ГВС.

На котельной существует три контура циркуляции: два контура теплосети (отопления и подогрева воды ГВС) и контур ГВС.

В контур ГВС входит: обратный трубопровод ГВС - теплообменники ГВС - бак-аккумулятор горячей воды - насос повысительно-циркуляционный системы ГВС – прямой трубопровод ГВС потребителям – обратный трубопровод ГВС от потребителей.

В циркуляционный контур отопления входит: обратная сетевая вода от потребителей («обратка» на вход в котел) - насосы системы отопления - водогрейные котлы (подача с котла) - прямая сетевая вода (в теплосеть).

Зимой в работе обычно находятся 1-2 котла. ГВС осуществляется круглогодично (или в отопительный период), отопление – в отопительный период.

Водоподготовка вводом ингибитора накипеобразования (комплексоната) ИОМС-1 предусмотрена только для подпиточной воды контура отопления. Подготовка воды контура ГВС не производится.

Таблица 2.6 - **Сведения о котельной №6**

Наименование оборудования	Тип, марка	Кол шт.	Год установки	Техническая характеристика
Общие				
Котельная	Водогрейная, режим работы - круглогодичный	1	2002	Номинальная мощность10,32 Гкал/ч (12 МВт)
Топливо	Основное – природный газ, резервное - нет			
Здание котельной	Блочно-модульная	1	2002	
Кровля котельной	Односкатная, оцинковка	1	2002	
Дымовая труба	Металлическаядля котлов УТГ Металлическая для котлов Энтророс ТТ100	1 2	2002 2013	D=1,22 м; Н=29,55 м. В 2014 г проведена экспертиза
Электроснабжение	6/0,4	1	2002	1 подстанция (один ввод)
Котлы				
Водогрейный котел №№ 1,2	Термотехник ТТ100	2	2013	W= 3,01 Гкал/ч(3,5 МВт)
Водогрейный котел №3	УТГ-3,0 (КВГМ-3,0-115)	1	2002	W= 2,58 Гкал/ч(3,0 МВт)
Водогрейный котел №4	УТГ-2,0 (КВГМ-2,0-115)	1	2002	W= 1,72 Гкал/ч(2,0 МВт)
Насосы				
Сетевой №1,2 (зимний период)	WiloTyp IPL80/145-5,5/2-IE2	2	2017	Q = 60 м^3/ч; Н = 18 м вод. ст.;n-2900 об.мин.; N-5,5кВт
ГВС №№3,4 (летний период)	WiloTypIPL 50/120-1,5/2	2	2017	Q = 20 м^3/ч; Н = 13 м вод. ст.; n-2900 об-мин.; N-1,5кВт
ГВС №№5,6	WiloMHI 1603N-1/E/3-400-50-2	2	2017	Q = 10 м^3/ч; Н = 30 м вод. ст.;n-2950 об-мин.; N-2,2кВт
Подпиточный №№1,2	WiloMHI 204N-1/E/3-400-50-2	2	2017	Q = 2,8 м^3/ч; Н = 28 м вод. ст.; n-2900 об./мин.; N-0,55 кВт
Насос рециркуляции котла Энтророс ТТ100	Wilo TOP-S 50/7 3-PN 6/10	1	2017	Q = 15 м^3/ч; Н = 5 м вод. ст.; n-2800 об./мин.; N-0,35 кВт
Водоподготовка				
Установка умягчения периодического действия		1	2017	
Теплообменник ГВС	FunkeFP 205-23-1-EN	1	2017	Р-16 бар; t_{max}=150 ^{0}С; 21 пластина
Бак подпиточной воды		1	2017	V=5 м^3
Бак-аккумулятор горячей воды		2	Нет данных	V=12 м^3
КИПиА (приборы учета и регулирования)				
Учет расхода воды	Счетчик воды ВСХдДу50	1	Нет данных	Q=0,7-70 м^3/ч; Ду 80; P_{max}=1,6 МПа; t = 5÷50^{0}С
Учет расхода газа (коммерческий)	Контроллер ТЭКОН-17 Счетчик газа СГ-16МТ-250-40Р3	1 1	Нет данных	Q=8-100 нм^3/ч; Ду 50; P_{max}=1,6 МПа; t = -30÷+70^{0}С
Учет расхода электроэнергии	Трехфазный электросчетчик Меркурий 230	1	Нет данных	$I_{ном.}$=10А; V=3х230/400
Учет расхода тепловой энергии	Тепловычислитель СПТ 943 Расходомер электромагнитный Мастерфлоу Ду80 Расходомер электромагнитный Мастерфлоу Ду50	1 2 2	Нет данных Нет данных	Q=1,2-180 нм^3/ч; Ду 80; P_{max}=1,6 МПа; t = 0,5÷+150^0 С Q=0,5-75 нм^3/ч; Ду 50; P_{max}=1,6 МПа; t = 0,5÷+150^0 С

Система теплоснабжения работает по закрытой схеме. Схема тепловых сетей двухтрубная. К котельной подключено 6 потребителей. Основным топливом котельной является природный газ, резервное топливо не предусмотрено.

Присоединенная расчетная максимальная тепловая нагрузка потребителей без учета тепловых потерь составляет 1,474 Гкал/ч, в том числе:

- на отопление и вентиляцию 1,114 Гкал/ч;
- на горячее водоснабжение 0,36 Гкал/ч.

На отопление теплоноситель подаётся по закрытой схеме с температурным графиком теплоснабжения 95°-70°С. Средняя подпитка 0,5-0,6 м^3/сутки. Циркуляция теплоносителя в теплосети осуществляется одним из двух сетевых насосов Wilo Ipn150/360-37/4G12.

Схема подачи горячей воды в наружную систему горячего водоснабжения двухтрубная. Холодная вода из системы городского водопровода подаётся в пластинчатый теплообменник, где нагревается до 65°С и поступает в подающий трубопровод ГВС. Часть горячей воды из наружной системы горячего водоснабжения возвращается по трубопроводу рециркуляции в котельную. Подпитка контура ГВС около 14 м^3/сутки.

В котельной ведётся учёт использованного природного газа, электроэнергии, тепловой энергии и ГВС.

Водоснабжение и водоподготовка

Исходная вода на подпитку теплосети подается через установку умягчения в бак запаса подпиточной воды, откуда подпиточными насосами подается в обратный трубопровод теплосети для восполнения потерь воды в контуре отопления. Циркуляция воды в системе теплоснабжения осуществляется двумя сетевыми насосами (один в работе, второй – в резерве). Регулирование расхода подпиточной воды автоматическое по давлению в обратном трубопроводе, которое поддерживается в не менее 2,0 кгс/см^2.

Подпитка контура ГВС производится исходной водой из горводопровода в обратный трубопровод контура ГВС.

Зимой в работе обычно находятся 1-2 котла. ГВС осуществляется круглогодично, отопление – в отопительный период.

Водоподготовка умягчением на установке умягчения периодического действия предусмотрена только для подпиточной воды контура отопления. Подготовка воды контура ГВС не производится.

Таблица 2.7 - **Сведения о котельной №7**

Наименование оборудования	Тип, марка	Кол шт.	Год установки	Техническая характеристика
Общие				
Котельная	Водогрейная, режим работы - круглогодичный	1	1992	Номинальная мощность 1,55 Гкал/ч (1,8 МВт), в 2016г модернизация
Топливо	Основное – природный газ, резервное - нет			
Здание котельной	Кирпичное, одноэтажное	1	1992	
Кровля котельной	Мягкая			
Дымовая труба	На котел Энтророс На котлы Минск и КВ2У	1	2017 1992	Н=15 м Д=1200мм; Н=34,64 м экспертиза проведена в 2014г
Электроснабжение	6/0,4	1	1992	1 подстанция (один ввод)
Котлы				
Водогрейный котел	Минск-1	4	1992	W=0,344 Гкал/ч (0,4 МВт)
Водогрейный котел	Термотехник ТТ100	1	2017	W=0,86 Гкал/ч(1МВт)
Водогрейный котел	КВ2У-150Гн	1	1992	W=0,065 Гкал/ч (0,076 МВт)

2.8 Источник теплоснабжения котельная №8 МУП «Арамиль Тепло» ул. 1 Мая 79

Котельная блочно-модульная водогрейная предназначена для отопления (закрытая система) во время отопительного сезона и ГВС (круглогодично) потребителей. Котельная построена и введена в эксплуатацию в 2009 году.

Основное топливо котельной – природный газ, аварийное – дизельное топливо.

Здание котельной из сэндвич-панелей.

На котельной установлено четыре водогрейных котла КВ-ГМ-3,0-115 мощностью 3000 кВт каждый и два котла Энтророс Термотехник ТТ-100 мощностью 3500 кВт каждый. Котлы жаротрубные. Котлы работают с температурой в подаче зависимой от наружной температуры в диапазоне 70-115°С.

Установленная тепловая мощность котельной 19 МВт (16,34 Гкал/ч).

Присоединенная расчетная максимальная тепловая нагрузка потребителей без учета тепловых потерь составляет 13,69 Гкал/ч, в том числе:

- на отопление и вентиляцию 11,13 Гкал/ч;
- на горячее водоснабжение 2,56 Гкал/ч.

Производимая котельной тепловая энергия используется для отопления и горячего водоснабжения микрорайона. К котельной подключено 39 потребитель.

В котельной ведётся учёт использованного природного газа и электроэнергии. Не учитывается количество вырабатываемой теплоэнергии, массовый расход потребляемой питьевой воды и отпущенной потребителям горячей воды.

ГВС осуществляется круглогодично, отопление – в отопительный период.

Схема подачи горячей воды в наружную систему горячего водоснабжения двухтрубная. Холодная вода из системы городского водопровода подаётся в два пластинчатых теплообменника Alfa Laval типа M10-MFM тепловой мощностью 1,0 Гкал/ч с пропускной способностью 60 м^3/ч, где нагревается до 65°С и идёт на заполнение трех баков -аккумуляторов горячей воды ёмкостью 63 м^3 каждый. Из бака горячая вода посредством одного из двух установленных циркуляционных насосов Wilo BL 50/210-18,5/Z поступает в подающий трубопровод ГВС. Часть горячей воды из наружной системы горячего водоснабжения возвращается по трубопроводу рециркуляции в бак-аккумулятор горячей воды. Каждый из циркуляционных насосов имеет подачу 60 м^3/ч и развивает напор 30 м в. ст.

Водоснабжение и водоподготовка

Исходная вода, предназначенная для подготовки подпиточной воды под давлением поступает на установку умягчения и далее в подпиточный бак, из которого в автоматическом режиме подается в обратный трубопровод теплосети, в котором поддерживается давление 3,6-3,9 кгс/см^2.

На отопление теплоноситель подаётся по закрытой схеме с температурным графиком теплоснабжения 95°-70°С. Средняя подпитка 0,5-0,6 м^3/сутки. Циркуляция теплоносителя в теплосети осуществляется тремя из четырех сетевых насосов Wilo IL 80/200-22, имеющим подачу 140 м^3/ч и напор 45 мв.ст.

Подготовка подпиточной воды для закрытой системы теплоснабжения по проекту предусматривала химическое обескислороживание (вводом сульфита натрия) и стабилизационную обработку воды комплексонатом НТФ-Zn. Дозирование реагентов происходит автоматически, пропорционально расходу подпиточной воды.

Через несколько лет эксплуатации по причине интенсивного накипеобразования на теплообменном оборудовании схема водоподготовки претерпела изменения – была установлена автоматическая установка умягчения воды непрерывного действия АквафлоуSF 200/2-95, на которой в настоящее время умягчается вся подпиточная вода, а установки дозирования реагентов не эксплуатируются.

Подготовка воды ГВС проектом не предусмотрена.

Температурный график для системы отопления – 95-70 ^{0}С, температура воды ГВС на выходе из теплообменников 60 ^{0}С.

Таблица 2.8 - **Сведения о котельной №8**

Наименование оборудования	Тип, марка	Кол шт.	Год установки	Техническая характеристика
Общие				
Котельная	Водогрейная, режим работы - круглогодичный	1	2009	Номинальная мощность 16,34 Гкал/ч (19МВт)

Топливо	Основное – природный газ, аварийное - дизельное			
Здание котельной	Блочно-модульная			
Кровля котельной	Двухскатная металлическая	1	2009	
Дымовая труба	КотлыКВ-ГМ-3,0	4	2009	Д=426х7мм; Н=30м Экспертиза проведена в 2014г
	Котлы Термотехник ТТ100	2	2015	Д=650/750мм; Н=30,45м
Электроснабжение	«ТП 7454»	1	2009	2 подстанция (по одному вводу)
Котлы				
Водогрейный котел	КВ-ГМ-3,0-115	4	2009	W= 2,58 Гкал/ч (3 МВт)
Водогрейный котел	Термотехник ТТ-100	2	2015	W= 3,01 Гкал/ч (3,5 МВт)
Насосы				
Сетевой №1,2,3,4	«Wilo»IL 80/200-22/2	4	2009	Q= 140 м³/ч, Н= 45 м в. ст., n-2900 об./мин. Nдв=22 кВт
ГВС №№1,2	WiloBL 50/210-18,5/2	2	2009	Q = 80 м³/ч, Н – 50 м в. ст., Nдв=18,5 кВт
Подпиточный №№1,2	WiloMHI 405-1/E/3-400	2	2009	Q=8 м³/ч, Н – 54 м в. ст., Nдв=1,44 кВт
Насос рециркуляции котла КВ-ГМ-3,0	Wilo TOP-S 65/13	4	2009	Q = 20 м³/ч; Н = 9 м вод. ст.; n-2800 об./мин.; N-1,1 кВт
Насос рециркуляции котла Энторорос ТТ100	Wilo TOP-S 65/13	1	2015	Q = 20 м³/ч; Н = 9 м вод. ст.; n-2800 об./мин.; N-1,1 кВт
Повысительная насосная станция	WiloHMP 604	1	2012	$Q_{макс}$ = 8 м³/ч; $H_{макс}$ = 45 м вод. ст.; n-2800 об./мин.; N-0,75 кВт
Водоподготовка				
Автоматическая установка умягчения воды непрерывного действия	Аквафлоу SF 200/2-95 типа Твин	1	2012	$Q_{ном}$=5,6 м³/ч; Р=2,5-6,0 кгс/см²; $V_{загр.}$=200 л; РОЕ=240 г-экв
Установка дозирования сульфита натрия Na_2SO_3 АУДР	«Комплексон-6»,	1	2009	1 доза=0,8 мл,
	расходная емкость	1	2009	V=200 дм³
Установка дозирования реагента НТФ-Zn АУДР	«Комплексон-6»,	1	2009	1 доза=0,6 мл,
	Бак мерник	1	2009	V= 100 дм³
Теплообменник ГВС	М10-MFM «Alfa-laval»	2	2009	$Q_{ном}$=32 т/ч ; Р-10 бар; t_{max}=100 °С.
Бак-аккумулятор ГВС		3	2009	V=63 м³
Бак-аккумулятор подпиточный		1	2009	V=9 м³
КИПиА (приборы учета и регулирования)				
Учет расхода газа	Контроллер ТЭКОН-17	1	2009	
	Комплекс учета газа на базе ротационного счетчика Ду 100	1	2009	Нет данных
	Турбинный счетчик газа котлов КВ-ГМ-3,0	4	2009	Q= 5-100 нм³/ч; Ду50; $P_{мах.}$=1,6 МПа; t = -30÷+70°С
	Счетчик газа СГ-16 МТ-Р котлов Термотехник ТТ100	2	2015	Q=8-100 нм³/ч; Ду 50; $P_{мах.}$=1,6 МПа; t = -30÷+70°С
Учет расхода электроэнергии	Двухтарифный счетчик Эл.энергии Меркурий 230	1	Нет данных	$I_{ном.}$=10А; V=3х230/400
Учет расхода тепловой энергии	Контроллер ТЭКОН 17		2009	Не введен в эксплуатацию

2.9 Источник теплоснабжения котельная №11 МУП «Арамиль Тепло» ул. Ломоносова 4-Б

Котельная предназначена для отопления детского сада, фельдшерского акушерского пункта и шести близлежайших жилых домов, а также для ГВС ФАП и трех жилых домов. Основным видом топлива для котельной является газ, аварийное топливо дизельное.

Котельная построена и введена в эксплуатацию в 2012 году.В качестве теплогенерирующего оборудования на котельной установлены газовые жаротрубные водогрейные котлы Super RAC – 520 «IVar»-2шт.

Установленная тепловая мощность котельной 1,0 МВт (0,86 Гкал/ч).

Присоединенная расчетная максимальная тепловая нагрузка потребителей без учета тепловых потерь составляет 0,73 Гкал/ч, в том числе:

- на отопление и вентиляцию 0,62 Гкал/ч;
- на горячее водоснабжение 0,1 Гкал/ч.

Производимая котельной тепловая энергия используется для отопления и горячего водоснабжения микрорайона. К котельной подключено 12 потребителей. Основным топливом котельной является природный газ, аварийное - дизельное топливо.

На отопление теплоноситель подаётся по закрытой схеме с температурным графиком теплоснабжения 95°-70°С. Средняя подпитка 2-3 м³/сутки. Циркуляция теплоносителя в теплосети осуществляется двумя из трех сетевых насосов Wilo IPL 50/140-3/2, имеющих подачу 25 м³/ч при напоре 25 м в.ст.

Схема подачи горячей воды в наружную систему горячего водоснабжения двухтрубная. Холодная вода из системы городского водопровода подаётся в два пластинчатых теплообменника «Funke» 0,5-25-1 тепловой мощностью 0,163 Гкал/ч каждый, где нагревается до 65°С и идёт на заполнение бака-аккумулятора горячей воды ёмкостью 1 м³. Из бака горячая вода посредством одного из двух установленных циркуляционных насосов Top-S 30/10 поступает в подающий трубопровод ГВС. Часть горячей воды из наружной системы горячего водоснабжения возвращается по трубопроводу рециркуляции в бак-аккумулятор горячей воды.

В котельной ведётся учёт использованного природного газа, ХВС, электроэнергии и отпущенной тепловой энергии и ГВС.

Водоснабжение и водоподготовка

Исходная вода на подпитку теплосети подается в бак запаса подпиточной воды, откуда подпиточными насосами подается в обратный трубопровод теплосети для восполнения потерь воды в контуре отопления. Регулирование расхода подпиточной воды автоматическое по давлению в обратном трубопроводе, которое поддерживается не менее 2,0 кгс/см².

Подпитка контура ГВС производится в обратный трубопровод контура ГВС также в автоматическом режиме непосредственно из трубопровода исходной воды. Подпитка этого контура около 11 м³/сутки.

Нагрев воды ГВС производится сетевой водой через теплообменники ГВС.

Водоподготовка вводом ингибитора накипеобразования (комплексоната) ИОМС-1 предусмотрена только для подпиточной воды контура отопления. Водоподготовка воды контура ГВС не производится.

Таблица 2.9 - **Сведения о котельной №11**

Наименование оборудования	Тип, марка	Кол шт.	Год установки	Техническая характеристика
Общие				
Котельная	Водогрейная, режим работы - круглогодичный	1	2012	Номинальная мощность 0,86 Гкал/ч (1 МВт)
Топливо	Основное – природный газ, аварийное - дизельное			
Здание котельной	Блочно-модульная	1	2012	
Кровля котельной	двускатная металлическая			
Дымовая труба	Металлическая	1	2012	Д=1200 мм; Н=10 м
Электроснабжение	6/0,4	1	2012	1 подстанция (один ввод)
Котлы				
Водогрейный котел	I.VAR серии Super RAC 520	2	2012	W= 0,43 Гкал/ч (0,5 МВт)
Насосы				
Сетевые	«Wilo»IPL 40/150-3/2	3	2012	Q=25 м³/ч; Н=25 м. в. ст. n-2900 об. мин.;N-3 кВт
Рециркуляции ГВС	Wilo»TOP-Z30/10	2	2012	$Q_{макс.}$=10 м³/ч; $H_{макс.}$=9 м. в. ст.;N-0,31 кВт
Подачи на т/о ГВС	«Wilo»TOP-S30/10	2	2012	$Q_{макс.}$=10 м³/ч; $H_{макс.}$=11 м. в. ст.;N-0,31 кВт
Рециркуляции котлов	«Wilo»TOP-S30/7	2	2012	$Q_{макс.}$=8 м³/ч; $H_{макс.}$=7 м. в. ст.;N-0,2 кВт
Подпиточный	«Wilo» MHIL304-E-3-400-50-2	2	2012	Q=3 м³/ч;Н=28 м. в. ст.; n-2900 об. мин.;N-0,84 кВт
Водоподготовка				
Установка дозирования реагента ИОМС-1	Насос-дозатор DLX 2-10	1	2012	$Q_{ном}$=2 л/ч; $H_{ном}$=10 бар
	Емкость для реагента	1	2012	V=30 дм³
Теплообменник ГВС	«FUNKE»05-25-1	2	2012	$Q_{ном}$=190 кВт, 31 пластина; $P_{макс.}$=16 бар.
Бак-подпиточный		1	2012	V=1 м³
КИПиА (приборы учета и регулирования)				
Учет расхода воды	Исходная и подпиточная вода-zennerETW-N-I	2	2012	Ду =20; $Q_{ном.}$=2,5 м³/ч; t_{max}=90 °С
	ГВС- zenner MTW-I	1	2012	Ду =25; $Q_{ном.}$=3,5 м³/ч; t_{max}=90 °С
Учет расхода газа (коммерческий)	Контроллер ТЭКОН 17	1	2012	
	Комплекс учета газа СГ-ЭКВз-Р-0,75-25/1,7	1	2012	Q= 0,6-650 нм³/ч; Ду50; $P_{мах.}$=1,6 МПа; t = -30÷+60°С
	Счетчик газа СГ-16МТ-1-100	2	2012	Q= 6,5-65 нм³/ч; Ду50; $P_{мах.}$=1,6 МПа; t = -30÷+70°С
Учет расхода электроэнергии	Двухтарифный счетчик Эл.энергии СТЭ 561	1	2012	6кВ
Учет расхода тепловой энергии	Теплорегулятор Карат-011	1	2012	
	Теплосчетчик ВЭПС-80-ПБ1-01	2	2012	Q= 2,5-80 нм³/ч; Ду80; $P_{мах.}$=1,6 МПа; t = 5÷150°С

2.10 Наружные тепловые сети

Общая длина тепловых сетей, присоединенных к котельным, составляет 23 493 м в двухтрубном исполнении.

Прокладка сетей применена подземная в непроходных каналах и надземная - на низких опорах. Наибольший диаметр Ду 300 мм, наименьший диаметр – Ду 32 мм. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворотов трассы. Тепловая изоляция выполнена, в основном «Тисма» из минераловатных плит, стеклоткань покрывной слой – тонколистовая сталь. Новые сети в ППУ изоляции без подключения к системе диспетчеризации по увлажнённости. Изоляция в некоторых местах изношена и требует восстановления.

2.11 Здание тепловых пунктов г. Арамиль

В существующей схеме теплоснабжения Арамильского городского округа установлено 7 тепловых пунктов (ТП), предназначенных для распределения тепловой энергии по направлениям (потребителям). Перечень и характеристика ТП приведены в табл. 2.10.

Таблица 2.10 – **Краткая характеристика ТП г. Арамиль**

№ п/п	Адрес теплового пункта	Источник теплоснабжения	Здание	Распределительная гребенка	
				направление	Ду, мм
1	ул. Лесная, 13-В	Котельная №6	двухэтажное бетон, кирпич	С котельной общая	200
				Дет.сад, школа	200
				Ул. Щорса, ул. Рабочая	200
				Ул. Садовая	150
				2 этаж ТП	40
2	ул. 1-мая, 79-Б/2	Котельная №8	одноэтажное блочное	С котельной общая	300
				Ул. Новая	150
				Ул. Ленина 1а, ул. Курчатова, ДОУ №1	150
				Ул. Текстильщиков	273
				Ул. 1-мая 79	50
				Ул. Текстильщиков, 6	100
				Ул. 1-мая 79-А	100
				Школа	150
3	ТП-1 (ул. Красноармейская,118-3)	Котельная №5	Одноэтажное кирпичное	С котельной общая	325
				На ТП-2 по ул. Курчатова,30-Б	325
				На завод	150
				Красноармейская 118б,г	50
				Ул. Энгельса-Октябрьская	150
4	ТП-2 (ул. Курчатова,30-Б)	Котельная №5	Одноэтажное кирпичное	С ТП-1	300
				Ул. Курчатова	250
				Ул. Курчатова 30	80
				УКК	80
				На ТП-3 ул. Новая 9Б	200
				Ул. Красноармейская, 118д1, 118д2. 118д3	100
5	ТП-3 (ул. Новая 9-Б)	Котельная №5	Одноэтажное кирпичное	С ТП-2 ул. Курчатова, 30-Б	200
				Ул. Горбачёва 18,20,22	80
				Ул. Горбачева	150
				Ул. Новая	150
6	ТП-1 ул. Гарнизон, 20-Б	Котельная ОАО «ААРЗ»	Одноэтажное деревянное	С котельной общая	200
				На ул. Гарнизон	150
				На ТП ул. Гарнизон,20-Б	200
7	ТП-2 ул. Космонавтов, 11-Г	Котельная ОАО «ААРЗ»	Одноэтажное кирпичное	С ТП ул.Космонавтов11-Г	200
				На ТК-1	76
				Ул. Космонавтов,15	150
				На теплообменники ГВС	100
				На ТК-2	150
				д/сад №8	76

В котельных №№7,11 распределение тепловой энергии по направлениям находятся в здании котельных.

3. КАМЕРАЛЬНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

3.1 Перечень технико-экономических показателей деятельности теплоснабжающей организации

В настоящем разделе приведены значения параметров регулирования, установленных Региональной энергетической комиссией Свердловской области при утверждении производственных программ к расчету тарифов по объектам теплоснабжения (планируемых к передаче в концессию).

При проведении технического обследования проводились тепловые испытания сетей с целью определение фактических тепловых потерь. Расчет фактических и нормативных тепловых потерь в тепловых сетях приведен в пункте 3.2 настоящего отчета.

Таблица 3.1 - **Данные по покупке и распределению тепловой энергии**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Фактические данные заказчика	
			2017г	2018г
1	Выработка	тыс. Гкал	85,754	88,927
2	Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	82,679	85,738
3	Полезный отпуск (распределенная тепловая энергия)	Тыс. Гкал	71,954	65,862
4	Не реализованная тепловая энергия (тепловые потери, перетопы, аварийные утечки) (п. 2-п. 3)	Гкал (%)	10,725 13,0	19,876 23,2
	4.1 Фактические тепловые потери в сетях	тыс.Гкал (%)	13,632 16.5	14,153 16.5
	4.2 Нереализованная тепловая энергия	тыс. Гкал (%) (тыс. руб.)	-0,767 -0,9 - 1 299,9	7,95 9,3 13 432
5	Тариф (расчетный) за тепловую энергию МУП «Арамиль-Тепло»	руб./Гкал	1556,73	1542,11
6	Тариф (утвержденный) за тепловую энергию МУП «Арамиль-Тепло»	руб./Гкал	1444,32	1444,32

3.1.1 Значения параметров регулирования в отношении котельной №1 п. Светлый

Таблица 3.2 - **Параметры регулирования в отношении котельной №1 п. Светлый**

№	Наименование показателя	Ед. изм.	2017 г	2018 г	2019 г
1	**КПД котельной №1**	%	85,5	85,5	
2	**Выработка**	тыс. Гкал	7,831	8,118	
3	**Отпуск тепловой энергии в сеть**	тыс. Гкал	7,654	7,935	
	На собственные нужды т/источника	тыс. Гкал	0,177	0,183	
		%	2,26	2,26	
4	**Объем полезного отпуска тепловой энергии в году***	тыс. Гкал	7,146	6,817	
5	**Потери,** в том числе				
	Потери в сетях	тыс.Гкал	0,896	0,928	
		%	11,7	11,7	
	не распределено (утечки, не продажа, не санкц. разбор)	Гкал	-0,388	0,190	
		%	-5,1	2,4	
6	**Цены на энергетические ресурсы в году***				
	Покупная энергия	руб./Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс./кВтч	5,26	5,29	5,73
	Холодная вода	тыс. руб./м^3	17,4		
	Теплоноситель	тыс. руб./м^3	23,04		
	Топливо (газ)	руб./1000м^3	4213,82	4361,64	
7	**Объем потребления энергетических ресурсов***				
	Покупная энергия	тыс. Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс. кВтч	323,84	304,72	323,84
	Холодная вода	тыс. м^3	0,16		
	Теплоноситель (вода)	тыс. м^3	0,68		
	Топливо (газ)*	тыс. м^3	1132,345	1173,87	
8	**Удельное потребление энергетических ресурсов** на единицу объема выработки тепловой энергии				
	Электрическая энергия	кВтч/Гкал	41,4	37,5	
	Теплоноситель (вода)	м^3/Гкал	86,834	0,000	
	Топливо (газ)	м^3/Гкал	144,6	144,6	
9	**Расход условного топлива**	тыс. тут	1306,73	1354,65	
		кг.у.т/Гкал	166,87	166,87	
10	**Величина неподконтрольных расходов**	тыс.руб.	1470,08	1457,91	
11	**Базовый уровень операционных расходов**	тыс.руб.	4318,56	4964,62	
12	**Тариф на тепловую энергию расчет.**	руб./Гкал	1 845,67	1929,48	
13	**Доход от реализации**	Руб.	-3177,29	-3138,82	

*** - Данные предоставлены Заказчиком**

3.1.2 Значения параметров регулирования в отношении котельной №2 п. Арамиль

Таблица 3.3 - **Параметры регулирования в отношении котельной №2 п. Арамиль**

№	Наименование показателя	Ед. изм.	2017 г	2018 г	2019 г
1	**КПД котельной №2**	%	79,5	79,5	
2	**Выработка**	тыс. Гкал	9,827	10,316	
3	**Отпуск тепловой энергии в сеть**	тыс. Гкал	9,605	10,083	
3.1	На собственные нужды т/источника	тыс. Гкал	0,222	0,233	
		%	2,26	2,26	
4	**Объем полезного отпуска тепловой энергии в году***	тыс. Гкал	6,406	5,681	
5	**Потери,** в том числе				
5.1	потери в сетях	тыс. Гкал %	1,950 20,3	2,047 20,3	
5.2	не распределено (утечки, не продажа, не санкц. разбор)	тыс. Гкал	1,249	2,355	
		%	13,0	23,4	
6	**Цены на энергетические ресурсы в году***				
	Покупная энергия	руб./Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс./кВтч	4,72	4,74	
	Холодная вода	тыс. руб./м^3	17,4		
	Теплоноситель	тыс. руб./м^3	23,04		
	Топливо (газ)	руб./1000м^3	4222,45	4364,86	
7	**Объем потребления энергетических ресурсов***				
	Покупная энергия	тыс. Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс. кВтч	496,46	458,35	
	Холодная вода	тыс. м^3	0,16		
	Теплоноситель (вода)	тыс. м^3	0,81		
	Топливо (газ)*	тыс. м^3	1529,26	1605,52	
8	**Удельное потребление энергетических ресурсов** на единицу объема выработки тепловой энергии				
	Электрическая энергия	кВтч/Гкал	50,5	44,4	
	Теплоноситель (вода)	м^3/Гкал	82,426	0,000	
	Топливо (газ)	м^3/Гкал	155,6	155,6	
9	**Расход условного топлива**	тыс. тут	1764,77	1852,77	
		кг.у.т/Гкал	179,58	179,60	
10	**Величина неподконтрольных расходов**	тыс.руб.	2466,06	2515,17	
11	**Базовый уровень операционных расходов**	тыс.руб.	5746,28	5858,71	
12	**Тариф на тепловую энергию** (расчетный по расходам)	руб./Гкал	2655,77	3089,39	
13	**Доход от реализации**	Руб.	-3177,29	-3138,82	

*** - Данные предоставлены Заказчиком**

3.1.3 Значения параметров регулирования в отношении котельной №5 г. Арамиль

Таблица 3.4 - **Параметры регулирования в отношении котельной №5 г. Арамиль**

№	Наименование показателя	Ед. изм.	2017 г	2018 г	2019 г
1	**КПД котельной №5**	%	80,5	80,5	
2	**Выработка**	тыс. Гкал	23,990	24,896	
3	**Отпуск тепловой энергии в сеть**	тыс. Гкал	22,311	23,153	
	На собственные нужды т/источника	тыс. Гкал %	1,679 7,0	1,743 7,0	
4	**Объем полезного отпуска тепловой энергии в году**	тыс. Гкал	15,935	15,952	
5	**Потери,** в том числе				
	потери в сетях	Гкал %	5,779 25,9	5,997 25,9	
	не распределено (утечки, не продажа, не санкц. разбор)	Гкал %	0,597 2,7	1,204 5,2	
6	**Цены на энергетические ресурсы в году***				
	Покупная энергия	руб./Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс./кВтч	4,68	4,73	5,09
	Холодная вода	тыс. руб./м^3	17,4		
	Теплоноситель	тыс. руб./м^3	23,04		
	Топливо (газ)	руб./1000м^3	4212,81	4364,8	
7	**Объем потребления энергетических ресурсов***				
	Покупная энергия	тыс. Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс. кВтч	578,9	658,11	716,95
	Холодная вода	тыс. м^3	6,5		
	Теплоноситель (вода)	тыс. м^3	1,86		
	Топливо (газ)*	тыс. м^3	3197,38	3318,9	
8	**Удельное потребление энергетических ресурсов** на единицу объема выработки тепловой энергии				
	Электрическая энергия	кВтч/Гкал	24,1	26,4	
	Теплоноситель (вода)	м^3/Гкал	77,532	0,000	
	Топливо (газ)	м^3/Гкал	133,3	133,3	
9	**Расход условного топлива**	тыс. тут	3689,78	3830,06	
		кг.у.т/Гкал	153,80	153,84	
10	**Величина неподконтрольных расходов**	тыс.руб.	2285,97	2250,9	
11	**Базовый уровень операционных расходов**	тыс.руб.	8900,64	9425,1	
12	**Тариф на тепловую энергию** (расчетный по расходам)	руб./Гкал	1717,25	1835,3	
13	**Доход от реализации**		-5083,5	-5871	

*** - Данные предоставлены Заказчиком**

3.1.4 Значения параметров регулирования в отношении котельной №6 г. Арамиль

Таблица 3.5 - **Параметры регулирования в отношении котельной №6 г. Арамиль**

№	Наименование показателя	Ед. изм.	2017 г	2018 г	2019 г
1	**КПД котельной №6**	%	92,5	92,5	

2	**Выработка**	тыс. Гкал	14,642	15,142	
3	**Отпуск тепловой энергии в сеть**	тыс. Гкал	14,311	14,800	
	На собственные нужды т/источника	тыс. Гкал %	0,331 2,26	0,342 2,26	
4	**Объем полезного отпуска тепловой энергии в году**	тыс. Гкал	14,129	13,567	
5	**Потери,** в том числе				
	потери в сетях	Гкал %	2,733 19,1	2,827 19,1	
	не распределено (утечки, не продажа, не санкц. разбор)	Гкал %	-2,551 -17,8	-1,594 -10,8	
6	**Цены на энергетические ресурсы в году***				
	Покупная энергия	руб./Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс./кВтч	4,72	4,73	5,14
	Холодная вода	тыс. руб./м^3	17,4		
	Теплоноситель	тыс. руб./м^3	23,04		
	Топливо (газ)	руб./1000м^3	4217,2	4362,57	
7	**Объем потребления энергетических ресурсов***				
	Покупная энергия	тыс. Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс. кВтч	279,48	281,3	279,48
	Холодная вода	тыс. м^3	0,11		
	Теплоноситель (вода)	тыс. м^3	0,88		
	Топливо (газ)*	тыс. м^3	1959,95	2026,9	
8	**Удельное потребление энергетических ресурсов** на единицу объема выработки тепловой энергии				
	Электрическая энергия	кВтч/Гкал	19,1	18,6	
	Теплоноситель (вода)	м^3/Гкал	60,101	0,000	
	Топливо (газ)	м^3/Гкал	133,9	133,9	
9	**Расход условного топлива**	тыс. тут	2261,78	2339,04	
		кг.у.т/Гкал	154,47	154,47	
10	**Величина неподконтрольных расходов**	тыс.руб.	1297,06	1389,95	
11	**Базовый уровень операционных расходов**	тыс.руб.	4947,71	5146,8	
12	**Тариф на тепловую энергию** (расчетный по расходам)	руб./Гкал	1120,32	1231,66	
13	**Доход от реализации**		3981,86	3,237,16	

*** - Данные предоставлены Заказчиком**

3.1.5 Значения параметров регулирования в отношении котельной №7 г. Арамиль

Таблица 3.6 - **Параметры регулирования в отношении котельной №7 г. Арамиль**

№	Наименование показателя	Ед. изм.	2017 г	2018 г	2019 г
1	**КПД котельной №7**	%	82,5	82,5	
2	**Выработка**	тыс. Гкал	2,650	3,346	
3	**Отпуск тепловой энергии в сеть**	тыс. Гкал	2,590	3,271	
	На собственные нужды т/источника	тыс. Гкал %	0,060 2,26	0,076 2,26	
4	**Объем полезного отпуска тепловой энергии в году**	тыс. Гкал	2,407	2,785	
5	**Потери,** в том числе				
	потери в сетях	Гкал %	0,168 6,5	0,213 6,5	
	не распределено (утечки, не продажа, не санкц. разбор)	Гкал %	0,015 0,6	0,273 8,4	
6	**Цены на энергетические ресурсы в году***				
	Покупная энергия	руб./Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс./кВтч	4,7	4,74	5,13
	Холодная вода	тыс. руб./м^3	17,44		
	Теплоноситель	тыс. руб./м^3	23,04		
	Топливо (газ)	руб./1000м^3	4285,73	4426	
7	**Объем потребления энергетических ресурсов***				
	Покупная энергия	тыс. Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс. кВтч	60,12	63,8	60,12
	Холодная вода	тыс. м^3	0,6		
	Теплоноситель (вода)	тыс. м^3	0,05		
	Топливо (газ)*	тыс. м^3	413,24	504,66	
8	**Удельное потребление энергетических ресурсов** на единицу объема выработки тепловой энергии				
	Электрическая энергия	кВтч/Гкал	22,7	19,1	
	Теплоноситель (вода)	м^3/Гкал	18,868	0,000	
	Топливо (газ)	м^3/Гкал	155,9	150,8	
9	**Расход условного топлива**	тыс. тут	476,88	582,38	
		кг.у.т/Гкал	179,95	174,05	
10	**Величина неподконтрольных расходов**	тыс.руб.	435,49	490,61	
11	**Базовый уровень операционных расходов**	тыс.руб.	1670,87	793,62	
12	**Тариф на тепловую энергию** (расчетный по расходам)	руб./Гкал	1728,34	1371,67	
13	**Доход от реализации**	руб	-784,23	262,75	

*** - Данные предоставлены Заказчиком**

3.1.6 Значения параметров регулирования в отношении котельной №8 г. Арамиль

Таблица 3.7 - **Параметры регулирования в отношении котельной №8 г. Арамиль**

№	Наименование показателя	Ед. изм.	2017 г	2018 г	2019 г
1	**КПД котельной №8**	%	91,5	91,5	
2	**Выработка**	тыс. Гкал	25,085	25,201	
3	**Отпуск тепловой энергии в сеть**	тыс. Гкал	24,518	24,631	
	На собственные нужды т/источника	тыс. Гкал %	0,567 2,26	0,570 2,26	
4	**Объем полезного отпуска тепловой энергии в году**	тыс. Гкал	24,483	19,445	
5	**Потери,** в том числе				
	потери в сетях	Гкал %	1,839 7,5	1,847 7,5	
	не распределено (утечки, не продажа, не санкц. разбор)	Гкал %	-1,804 -7,4	3,339 13,6	
6	**Цены на энергетические ресурсы в году***				
	Покупная энергия	руб./Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс./кВтч	4,7	4,74	5,13
	Холодная вода	тыс. руб./м^3	17,4		
	Теплоноситель	тыс. руб./м^3	23,04		
	Топливо (газ)	руб./1000м^3	4211,84	4366,5	
7	**Объем потребления энергетических ресурсов***				
	Покупная энергия	тыс. Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс. кВтч	518,41	571,53	518,41
	Холодная вода	тыс. м^3	0,09		
	Теплоноситель (вода)	тыс. м^3	0,58		
	Топливо (газ)*	тыс. м^3	3386,88	3402,7	
8	**Удельное потребление энергетических ресурсов** на единицу объема выработки тепловой энергии				
	Электрическая энергия	кВтч/Гкал	20,7	22,7	
	Теплоноситель (вода)	м^3/Гкал	23,121	0,000	
	Топливо (газ)	м^3/Гкал	135,0	135,0	
9	**Расход условного топлива**	тыс. тут	3908,46	3926,70	
		кг.у.т/Гкал	155,81	155,82	
10	**Величина неподконтрольных расходов**	тыс.руб.	4058,55	4315,5	
11	**Базовый уровень операционных расходов**	тыс.руб.	6220,4	6678,1	
12	**Тариф на тепловую энергию** (расчетный по расходам)	руб./Гкал	1256	1468,7	
13	**Доход от реализации**	руб.	-3091,5	-34,21	

*** - Данные предоставлены Заказчиком**

3.1.7 Значения параметров регулирования в отношении котельной №11 п. Арамиль

Таблица 3.8 - **Параметры регулирования в отношении котельной №11 п. Арамиль**

№	Наименование показателя	Ед. изм.	2017 г	2018 г	2019 г
1	**КПД котельной №11**	%	89,5	89,5	
2	**Выработка**	тыс. Гкал	1,729	1,908	
3	**Отпуск тепловой энергии в сеть**	тыс. Гкал	1,69	1,865	
	На собственные нужды т/источника	тыс. Гкал %	0,039 2,26	0,043 2,26	
4	**Объем полезного отпуска тепловой энергии в году**	тыс. Гкал	1,448	1,615	
5	**Потери,** в том числе				
	потери в сетях	Гкал %	0,267 15,8	0,295 15,8	
	не распределено (утечки, не продажа, не санкц. разбор)	Гкал %	-0,025 -1,5	-0,045 -2,4	
6	**Цены на энергетические ресурсы в году***				
	Покупная энергия	руб./Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс./кВтч	5,27	5,29	5,74
	Холодная вода	тыс. руб./м^3	17,4		
	Теплоноситель	тыс. руб./м^3	23,04		
	Топливо (газ)	руб./1000м^3	4277,37	4426,44	
7	**Объем потребления энергетических ресурсов***				
	Покупная энергия	тыс. Гкал	0		
	Электрическая энергия	тыс. кВтч	42,4	42,401	42,401
	Холодная вода	тыс. м^3	0,17		
	Теплоноситель (вода)	тыс. м^3	0,59		
	Топливо (газ)*	тыс. м^3	239,03	263,85	
8	**Удельное потребление энергетических ресурсов** на единицу объема выработки тепловой энергии				
	Электрическая энергия	кВтч/Гкал	24,5	22,2	
	Теплоноситель (вода)	м^3/Гкал	341,238	0,000	
	Топливо (газ)	м^3/Гкал	138,2	138,3	
9	**Расход условного топлива**	тыс. тут	275,84	304,48	
		кг.у.т/Гкал	159,54	159,62	
10	**Величина неподконтрольных расходов**	тыс.руб.	735,6	659,68	
11	**Базовый уровень операционных расходов**	тыс.руб.	753,82	593,32	
12	**Тариф на тепловую энергию** (расчетный по расходам)	руб./Гкал	1888,39	1651,52	
13	**Доход от реализации**		-565,51	-281,9	

*** - Данные предоставлены Заказчиком**

3.2 Анализ результатов технического обследования объектов системы теплоснабжения Арамильского городского округа и заключение о техническом состоянии

3.2.1 Определение нормативных и фактических тепловых потерь в водяных тепловых сетях, присоединенных к источникам теплоснабжения

Работы проводились в соответствии с РД 34.09.255-97 «Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях».

В соответствии с требованиями ПТЭТЭ, определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию должно производиться один раз в пять лет.

Фактические эксплуатационные тепловые потери устанавливаются экспериментально путем проведения тепловых испытаний сети. Целью испытаний является определение тепловых потерь различными типами прокладки и конструкциями изоляции трубопроводов, характерными для данной тепловой сети.

По результатам испытаний оценивается состояние изоляции испытываемых трубопроводов в конкретных эксплуатационных условиях.

Испытаниям подвергались те участки сети, у которых тип прокладки (подземная, наземная) и конструкция изоляции являются характерными для данной сети, что дает возможность распространить результаты испытаний на тепловую сеть в целом.

Цель проведения испытаний

Непосредственной задачей испытаний водяных тепловых сетей является определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию принятых для испытаний участков тепловых сетей при выбранном режиме и сопоставление их с нормативными значениями тепловых потерь для тех же участков тепловой сети.

Данные испытания проводились с целью определения фактических тепловых потерь в тепловых сетях.

Условия проведения испытаний

Основными параметрами испытаний, определяемыми расчетным путем, являются поддерживаемые в процессе испытаний значения температуры воды в подающей линии сети на выходе из источника теплоснабжения и расхода воды на начальном участке испытываемого циркуляционного кольца. Кроме того, определяются ожидаемые в процессе испытаний значения температуры воды в обратной линии на входе в источник теплоснабжения и расхода подпиточной воды, а также ориентировочная продолжительность испытаний.

Перед проведением испытаний тепловых сетей должны быть выполнены работы по восстановлению нарушенной тепловой изоляции на испытываемых участках, осушению камер тепловой сети, приведению в порядок дренажей, организации стока поверхностных вод и др.

Проведение испытаний водяной сети предусматривает:

анализ материалов по тепловой сети;

выбор участков сети, подлежащих испытаниям;

расчет параметров испытаний;

подготовку сети и оборудования к испытаниям;

подготовку измерительной аппаратуры;

проведение тепловых испытаний;

обработку данных, полученных при испытаниях;

сопоставление полученных при испытаниях тепловых потерь с нормативными значениями.

Методика проведения тепловых испытаний для определения тепловых потерь

Выбор участков тепловой сети для проведения испытаний

Испытаниям подвергались участки тепловой сети, тип прокладки и конструкции тепловой изоляции которых являются характерными для данной сети.

Характерными считаются участки тепловых сетей, доля которых, определяемая по (1), в материальной характеристике всей сети составляет не менее 20%:

$$\varphi = \frac{M_x}{M_c} = \frac{\sum\limits_x (d_н L)}{\sum\limits_c (d_н L)} > 0{,}2 \ , \qquad (1)$$

где $M_x = \sum\limits_x (d_н L)$

материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода сети, просуммированная по всем участкам с данным типом прокладки и конструкцией изоляции, м^2;

$M_c = \sum\limits_c (d_н L)$

материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода, просуммированная по всей сети в целом, м^2;

$d_н$ — наружный диаметр труб в пределах одного участка сети (по подающей или обратной линии при равных диаметрах труб), м;

L — протяженность участка сети, м.

Объем испытываемых характерных участков тепловой сети, оцениваемый по материальной характеристике, определяется как реальной технической возможностью проведения испытаний, так и необходимостью получения представительных результатов, которые могут быть распространены на неиспытанные участки тепловой сети. Исходя из этого, минимальный объем испытываемых участков готовой сети по материальной характеристике должен быть не менее 20% материальной характеристики всей сети.

Проведение испытаний характерных участков в меньшем объеме допускается в исключительных случаях, когда значительная часть таких участков рассредоточена по тепловой сети и не может быть объединена в циркуляционное кольцо.

Обработка результатов испытаний

В результате испытаний определяются тепловые потери для каждого из участков испытываемого кольца отдельно по подающей и обратной линиям.

По каждой точке замера должны быть усреднены значения температуры воды, полученные при 20-30 последовательных измерениях в тот период, когда режим испытаний был наиболее близок к установившемуся. За этот же период усредняются значения расходов сетевой и подпиточной воды.

Усредняемые значения температуры должны быть смещены по времени на фактическую продолжительность пробега воды между точками измерения, определенную методом "температурной волны".

Тепловые потери по подающему и обратному трубопроводам для каждого из участков испытываемого кольца определяются по формулам, Вт или ккал/ч:

- $Q_{п.и} = c(G_c - \frac{G_п}{4})(t_п^н - t_п^к) \cdot 10^3$

- $Q_{о.и} = c(G_c - \frac{3G_п}{4})(t_о^н - t_о^к) \cdot 10^3$

где G_c - усредненный расход сетевой воды в подающей линии на выходе из источника теплоснабжения, кг/с (т/ч);

$G_п$ - усредненный расход подпиточной воды, кг/с (т/ч);

$t_п^н$ и $t_п^к$ - усредненные температуры воды в начале и конце подающего трубопровода на участке, °С;

$t_о^н$ и $t_о^к$ - усреднение температуры воды в начале и конце обратного трубопровода на участке, °С.

Полученные по результатам испытаний фактические тепловые потери, пересчитанные на среднегодовые температурные условия работы тепловой сети, используются как основа для последующего нормирования тепловых потерь тепловыми сетями теплоснабжающей организации на пятилетний период, а также для оценки изменения теплотехнических свойств теплоизоляционных конструкций и технического состояния тепловых сетей в целом.

Оценка фактических тепловых потерь для среднегодовых условий производится путем их сопоставления с соответствующими значениями тепловых потерь, определенных по Нормам.

Пересчет фактических тепловых потерь для всех испытанных участков тепловой сети на среднегодовые условия ее работы производится по формулам:

для участков подземной прокладки, суммарно по подающему и обратному трубопроводам

$$Q_{н.и}^{ср.г} = \frac{Q_{п.и}(t_п^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г}) + Q_{о.и}(t_о^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г})}{\frac{1}{4}(t_п^н + t_п^к + t_о^н + t_о^к) - t_{гр.и}}$$

Значения среднегодовых тепловых потерь по нормам для испытанных участков данной тепловой сети определяются по формулам, Вт или ккал/ч:

для участков подземной прокладки

- $Q_н^{ср.г} = \Sigma \beta q_н L$;

для участков надземной прокладки

- $Q_{н.п}^{ср.г} = \Sigma \beta q_{н.п} L$;

-

- $Q_{н.о}^{ср.г} = \Sigma \beta q_{н.о} L$,

где значения $q_н$, $q_{н.п}$, $q_{н.о}$ и β определяются согласно справочных значений Методических указаний РД 34.09.255-97.

Соотношения фактических и определенных по нормам тепловых потерь определяются по формулам:

для участков подземной прокладки

- $K = \frac{Q_{н.и}^{ср.г}}{Q_н^{ср.г}}$;

для участков надземной прокладки

- $K_п = \frac{Q_{н.п.и}^{ср.г}}{Q_{н.п}^{ср.г}}$;

- $K_о = \frac{Q_{н.о.и}^{ср.г}}{Q_{н.о}^{ср.г}}$.

При анализе результатов испытаний необходимо иметь в виду следующее:

- соотношения К показывают, на какое значение фактические тепловые потери отличаются от соответствующих потерь, определенных по нормам проектирования тепловой изоляции для различных видов прокладки. Так как нормативными документами не предусматривается определение тепловых потерь и их соответствие нормам при вводе тепловых сетей в эксплуатацию, то изменение технического состояния теплоизоляционной конструкции в процессе эксплуатации определяется динамикой изменения фактических тепловых потерь при регулярном проведении испытаний с установленной ПТЭТЭ периодичностью;

- одинаковые значения соотношений К по видам прокладки (подземной и надземной) отражают различное техническое состояние теплоизоляционных конструкций. Для подземных прокладок меньше диапазон изменения коэффициентов К при ухудшении теплотехнических свойств изоляции, а также, как правило, ниже абсолютные значения К, чем для надземной прокладки;

- значения соотношений К для тепловых сетей, изоляция которых выполнена по ранее действовавшим нормам тепловых потерь и по которым спроектировано большинство действующих сетей, ниже из-за более высоких абсолютных значений удельных тепловых потерь, чем для тепловых сетей с изоляцией по нормам СНиП 2.04.14-88.

Результаты испытаний

Результаты испытаний приведены в таблицах 3.9-3.17.

Таблица 3.9 - **Результаты тепловых испытаний по определению тепловых потерь в тепловых сетях присоединенных к котельной № 1** (п. Светлый, 56).

Направление	Участок сети		Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Расход сетевой и подпиточной воды, т/ч		Фактические испытуемые Тепловые потери без утечек (через изоляцию)	Фактические тепловые потери с утечками Qи, Гкал/ч	Фактические испытуемые потери через изоляцию при среднегодовых условиях работы	Фактические тепловые потери, приведенные, к среднегодовым условиям, с учетом утечек , (Гкал/ч)	Нормативные тепловые потери при среднегодовых условиях работы через изоляцию	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям с учетом утечек , (Гкал/ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К
				Gc	Gп							
Котельная-Светлый 46	котельная №1	ТК-14	Подземная/надземная, Пенополиуретан	16,8	0,002	0,00663	0,00676	0,00698	0,00711	0,00525	0,00538	1,3
	ТК-14	ТК-15	Подземная, Пенополиуретан	12,8	0,002	0,00137	0,00150	0,00143	0,00156	0,00101	0,00114	1,4
	ТК-15	ТК-16	Подземная, Пенополиуретан	9,0	0,001	0,00054	0,00061	0,00057	0,00063	0,00042	0,00049	1,3
	ТК-16	ТК-17	Подземная, Пенополиуретан	6,5	0,001	0,00116	0,00122	0,00121	0,00128	0,00090	0,00097	1,3
	ТК-17	ТК-18	Подземная, Пенополиуретан	2,8	0,001	0,00129	0,00135	0,00135	0,00141	0,00101	0,00108	1,3
	ТК-18	ТК-19	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	1,8	0,001	0,00191	0,00198	0,00201	0,00207	0,00149	0,00156	1,3
	ТК-19	ТК-20	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	0,8	0,001	0,00058	0,00064	0,00060	0,00067	0,00045	0,00052	1,3
	ТК-20	Светлый №46	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	0,2	0,001	0,00080	0,00086	0,00084	0,00091	0,00063	0,00069	1,3
Котельная-Светлый 33	котельная №1	ТК-1	Подземная/надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	102,5	0,02	0,01565	0,01679	0,01649	0,01779	0,01029	0,01159	1,5
	ТК-1	ТК-2	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	88,4	0,004	0,00276	0,00298	0,00289	0,00315	0,00183	0,00209	1,5
	ТК-2	ТК-3	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	79,8	0,006	0,00345	0,00380	0,00362	0,00401	0,00229	0,00268	1,5
	ТК-3	ТК-5	Подземная/надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	59,4	0,012	0,01652	0,01720	0,01720	0,01798	0,00881	0,00959	1,9
	ТК-5	ТК-6	Подземная, пенополиуретан	25,7	0,006	0,00667	0,00701	0,00699	0,00738	0,00399	0,00438	1,7
	ТК-6	ТК-7	Подземная, пенополиуретан	23,6	0,002	0,00109	0,00121	0,00115	0,00128	0,00058	0,00071	1,8
	ТК-7	ТК-8	Подземная, пенополиуретан	19,3	0,004	0,00826	0,00849	0,00866	0,00892	0,00356	0,00382	2,3
	ТК-8	ТК-9	Подземная, пенополиуретан	16,5	0,002	0,00225	0,00236	0,00235	0,00248	0,00097	0,00110	2,3
	ТК-9	ТК-10	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	11,7	0,002	0,00545	0,00556	0,00571	0,00584	0,00328	0,00341	1,7
	ТК-10	ТК-11	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	6,9	0,002	0,00308	0,00319	0,00322	0,00335	0,00229	0,00242	1,4
	ТК-11	ТК-12	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	5,1	0,002	0,00211	0,00223	0,00221	0,00234	0,00157	0,00170	1,4
	ТК-12	Светлый №33	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	3,1	0,001	0,00084	0,00090	0,00121	0,00127	0,00088	0,00095	1,3
Среднее значение соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К												1,5
Среднегодовая нагрузка, Гкал/час				1,479								
Нормативные среднегодовые тепловые потери, %				8,3								
Фактические среднегодовые тепловые потери, %				11,7								

Таблица 3.10 - **Результаты тепловых испытаний по определению тепловых потерь в тепловых сетях присоединенных к котельной № 2** (п. Арамиль, ул.Станционная, 12-Б)

Направление	Участок сети		Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Расход сетевой и подпиточной воды, т/ч		Фактические испытуемые Тепловые потери без утечек (через изоляцию)	Фактические тепловые потери с утечками Qи, Гкал/ч	Фактические испытуемые потери через изоляцию при среднегодовых условиях работы	Фактические тепловые потери, приведенные, к среднегодовым условиям, с учетом утечек , (Гкал/ч)	Нормативные тепловые потери при среднегодовых условиях работы через изоляцию	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям с учетом утечек, (Гкал/ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К
				Gc	Gп							
Котельная-ТК-4	котельная №2	ТК-1	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	146,7	0,004	0,00310	0,00336	0,00352	0,00378	0,00183	0,00209	1,8
	ТК-1	ТК-2	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	146,7	0,008	0,01109	0,01161	0,01258	0,01310	0,00654	0,00706	1,9
	ТК-2	ТК-3	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	139,5	0,014	0,00829	0,00920	0,00948	0,01039	0,00600	0,00691	1,5
	ТК-3	ТК-4	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	127,2	0,022	0,01489	0,01632	0,01692	0,01835	0,00856	0,00999	1,8
ТК-4-Станционная №6	ТК-4	ТК-5	Подземная, Пенополиуретан	24,3	0,008	0,01362	0,01414	0,01549	0,01601	0,00797	0,00849	1,9
	ТК-5	ТК-6	Подземная, Пенополиуретан	22,1	0,001	0,00084	0,00091	0,00097	0,00103	0,00068	0,00074	1,4
	ТК-6	Станционная №6	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	14,2	0,005	0,01533	0,01561	0,01752	0,01784	0,00781	0,00814	2,2
ТК-4-Станционная №1е	ТК-4	ТК-7	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	96,2	0,01	0,01278	0,01335	0,01450	0,01515	0,00644	0,00709	2,1
	ТК-7	ТК-9	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	67,1	0,004	0,00299	0,00322	0,00342	0,00368	0,00222	0,00248	1,5
	ТК-9	ТК-9/1	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	55,7	0,002	0,00100	0,00111	0,00114	0,00127	0,00074	0,00087	1,5
	ТК-9/1	ТК-10	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	41,5	0,006	0,00460	0,00494	0,00526	0,00565	0,00341	0,00380	1,5
	ТК-10	ТК-12	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	25,8	0,006	0,00569	0,00603	0,00651	0,00690	0,00422	0,00461	1,5
	ТК-12	Станционная №1е	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	9,7	0,002	0,00388	0,00400	0,00444	0,00457	0,00260	0,00273	1,7
Среднее значение соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К												1,7
Среднегодовая нагрузка, Гкал/час			1,078									
Нормативные среднегодовые тепловые потери, %			13,2									
Фактические среднегодовые тепловые потери, %			20,3									

Таблица 3.11 - **Результаты тепловых испытаний по определению тепловых потерь в тепловых сетях, присоединенных к Котельной № 5** (г.Арамиль, ул. Красноармейская)

Направление	Участок сети		Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Расход сетевой и подпиточной воды, т/ч		Фактические испытуемые Тепловые потери без утечек (через изоляцию)	Фактические тепловые потери с утечками Qи, Гкал/ч	Фактические испытуемые потери через изоляцию при среднегодовых условиях работы	Фактические тепловые потери, приведенные, к среднегодовым условиям, с учетом утечек , (Гкал/ч)	Нормативные тепловые потери при среднегодовых условиях работы через изоляцию	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям с учетом утечек, (Гкал/ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К
				Gc	Gп							
Котельная-ТП-1	котельная № 5	ТП-1	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	365,1	0,07	0,06466	0,06921	0,05560	0,06015	0,02297	0,02752	2,2
ТП-1-ТК-4	ТП-1	ТК-1	Подземная /надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100/ пенополиуретан	56,5	0,028	0,06504	0,06686	0,05570	0,05752	0,02024	0,02206	2,6
	ТК-1	ТК-2	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	54,4	0,02	0,03857	0,03987	0,03310	0,03440	0,01516	0,01646	2,1

	ТК-2	ТК-4	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	17,08	0,018	0,02877	0,02994	0,02465	0,02582	0,02034	0,02151	1,2
ТП-1-ТП-2	ТП-1	ТП-2	Подземная/надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	259,6	0,142	0,14140	0,15063	0,12117	0,13040	0,04261	0,05184	2,5
ТП-2-ТП-3	ТП-2	ТП-3	Подземная/надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	88,8	0,062	0,08161	0,08564	0,06993	0,07396	0,03171	0,03574	2,1
ТП-3-Ленина 2д	ТП-3	Ленина №2д	Надземная/подземная, Пенополиуретан	45,05	0,024	0,03616	0,03772	0,03099	0,03255	0,01934	0,02090	1,6
			Подземная/надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100		0,018	0,03719	0,03836	0,03187	0,03304	0,01453	0,01570	2,1
ТП-2-Ленина 2	ТП-2	Ленина №2	Подземная/надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	88,9	0,104	0,16410	0,17086	0,14061	0,14737	0,06060	0,06736	2,2
			Надземная/подземная, Пенополиуретан		0,001	0,00250	0,00257	0,00214	0,00221	0,00134	0,00141	1,6
Среднее значение соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К												2,0
Среднегодовая нагрузка, Гкал/час				3,905								
Нормативные среднегодовые тепловые потери, %				13,6								
Фактические среднегодовые тепловые потери, %				25,9								

Таблица 3.12 - **Результаты тепловых испытаний по определению тепловых потерь в тепловых сетях, присоединенных к Котельной № 6** (г.Арамиль, ул. Лесная, 13-А)

Направление	Участок сети		Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Расход сетевой и подпиточной воды, т/ч		Фактические испытуемые Тепловые потери без утечек (через изоляцию)	Фактические тепловые потери с утечками Qи, Гкал/ч	Фактические испытуемые потери через изоляцию при среднегодовых условиях работы	Фактические тепловые потери, приведенные, к среднегодовым условиям, с учетом утечек, (Гкал/ч)	Нормативные тепловые потери при среднегодовых условиях работы через изоляцию	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям с учетом утечек, (Гкал/ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К
				Gc	Gп							
Котельная-ТП	котельная № 6	ТП	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	235,0	0,004	0,00332	0,00358	0,00337	0,00363	0,00170	0,00196	1,9
ТП-Рабочая №128	ТП	Отв. на ДК	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	95,2	0,032	0,03190	0,03398	0,03234	0,03442	0,01326	0,01534	2,2
	Отв. на ДК	Отв. на ул. Рабочая 126	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	61,7	0,01	0,02402	0,02467	0,02281	0,02346	0,00963	0,01028	2,3
	Отв. на ул. Рабочая 126	Рабочая №128	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	37,1	0,008	0,03665	0,03717	0,03251	0,03303	0,01638	0,01690	2,0
ТП-Рабочая №129а	ТП	Отв. на ул. Рабочая 114	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	111,4	0,02	0,01977	0,02107	0,01853	0,01983	0,00764	0,00894	2,2
	Отв. на ул. Рабочая 114	Отв. на новый Ж/Д	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	12,1	0,018	0,01794	0,01911	0,01725	0,01842	0,00671	0,00788	2,3
	Отв. на новый Ж/Д	Отв. на ул.Щорса 59	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	107,2	0,012	0,01844	0,01922	0,01729	0,01807	0,00646	0,00724	2,5
	Отв. на ул.Щорса 59	Отв. на ул.Щорса 55	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	64,5	0,022	0,03279	0,03422	0,03074	0,03217	0,01201	0,01344	2,4
	Отв. на ул.Щорса 55	Отв. на ул. Рабочая 129	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	37,3	0,018	0,03494	0,03611	0,03275	0,03392	0,01399	0,01516	2,2
	Отв. на ул. Рабочая 129	Рабочая №129а	Подземная, Пенополиуретан	9,01	0,004	0,00930	0,00956	0,00886	0,00912	0,00680	0,00706	1,3
Среднее значение соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К												2,1
Среднегодовая нагрузка, Гкал/час				2,360								
Нормативные среднегодовые тепловые потери, %				9,8								
Фактические среднегодовые тепловые потери, %				19,1								

Таблица 3.13 - Результаты**тепловых испытаний по определению тепловых потерь в тепловых сетях, присоединенных к Котельной №7** (г.Арамиль ул. Мира, 6-А/2)

Направление	Участок сети		Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Расход сетевой и подпиточной воды, т/ч		Фактические испытуемые Тепловые потери без утечек (через изоляцию)	Фактические тепловые потери с утечками Qи, Гкал/ч	Фактические испытуемые потери через изоляцию при среднегодовых условиях работы	Фактические тепловые потери, приведенные, к среднегодовым условиям, с учетом утечек, (Гкал/ч)	Нормативные тепловые потери при среднегодовых условиях работы через изоляцию	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям с учетом утечек, (Гкал/ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К
				Gc	Gп							
Котельная-Мира №1бк2	котельная №7	ТК-3	Подземная/надземная, Пенополиуретан	365,1	0,004	0,00659	0,00685	0,00718	0,00744	0,00546	0,00572	1,3
	ТК-3	Мира №1б-к2	Подземная, Пенополиуретан	9,0	0,002	0,00089	0,00102	0,00096	0,00109	0,00056	0,00069	1,6
Котельная-Мира №6г	котельная №7	ТК-1	Надземная/подземная, Пенополиуретан	31,5	0,006	0,00486	0,00525	0,00524	0,00563	0,00317	0,00356	1,6
	ТК-1	ТК-2	Подземная, Пенополиуретан	12,8	0,001	0,00283	0,00289	0,00305	0,00312	0,00230	0,00236	1,3
	ТК-2	Мира №6г	Подземная, Пенополиуретан	4,5	0,001	0,00308	0,00314	0,00332	0,00339	0,00186	0,00192	1,8
Среднее значение соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К												1,5
Среднегодовая нагрузка, Гкал/час				0,597								
Нормативные среднегодовые тепловые потери, %				4,6								
Фактические среднегодовые тепловые потери, %				6,5								

Таблица 3.14 - **Результаты тепловых испытаний по определению тепловых потерь в тепловых сетях, присоединенных к Котельной № 8** (г.Арамиль ул. 1 Мая, 79)

Направление	Участок сети		Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Расход сетевой и подпиточной воды, т/ч		Фактические испытуемые Тепловые потери без утечек (через изоляцию)	Фактические тепловые потери с утечками Qи, Гкал/ч	Фактические испытуемые потери через изоляцию при среднегодовых условиях работы	Фактические тепловые потери, приведенные, к среднегодовым условиям, с учетом утечек , (Гкал/ч)	Нормативные тепловые потери при среднегодовых условиях работы через изоляцию	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям с учетом утечек, (Гкал/ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К
				Gc	Gп							
Котельная-ТП	котельная № 8	ТП	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	399,1	0,008	0,00593	0,00645	0,00597	0,00649	0,00263	0,00315	2,1
ТП-Новая №1	ТП	ТК-16	Подземная, Пенополиуретан	57,6	0,024	0,02040	0,02196	0,02079	0,02235	0,01451	0,01607	1,4
	ТК-16	Отв. на дом ул. Ленина 2е	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	18,3	0,008	0,00835	0,00887	0,00834	0,00886	0,00484	0,00536	1,7
	Отв. на дом ул. Ленина 2е	Новая №1	Надземная, Пенополиуретан	4,0	0,006	0,00550	0,00589	0,00587	0,00626	0,00580	0,00619	1,0
			Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100		0,001	0,00340	0,00347	0,00342	0,00348	0,00149	0,00155	2,2
ТП-Курчатова №12	ТП	ТК-13	Подземная, Пенополиуретан	58,7	0,008	0,00790	0,00842	0,00752	0,00804	0,00540	0,00592	1,4
	ТК-13	ТК-14	Подземная, Пенополиуретан	48,1	0,006	0,00570	0,00609	0,00602	0,00641	0,00422	0,00461	1,4
	ТК-14	ТК-15	Надземная, Пенополиуретан	43,5	0,002	0,00270	0,00283	0,00257	0,00270	0,00170	0,00183	1,5
	ТК-15	Отв. на дом ул. Ленина	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	32,0	0,006	0,00690	0,00729	0,00651	0,00690	0,00441	0,00480	1,4
	Отв. на дом ул. Ленина	Курчатова №12	Подземная/надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	19,0	0,004	0,01630	0,01656	0,01646	0,01672	0,00856	0,00882	1,9
ТП-1 мая №60/1	ТП	ТК-10	Подземная /надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	41,1	0,03	0,02910	0,03105	0,02939	0,03134	0,01683	0,01878	1,7
	ТК-10	ТК-11	Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	17,7	0,008	0,01290	0,01342	0,01303	0,01355	0,00627	0,00679	2,0
	ТК-11	1мая №60/1	Надземная, Пенополиуретан	17,7	0,004	0,01160	0,01186	0,01170	0,01196	0,00592	0,00618	1,9
			Надземная, Маты минераловатные прошивные марки 100		0,001	0,00150	0,00157	0,00152	0,00158	0,00070	0,00076	2,1
ТП-1 мая №69	ТП	ТК-2	Подземная, Пенополиуретан	199,8	0,014	0,00640	0,00731	0,00646	0,00737	0,00401	0,00492	1,5
	ТК-2	ТК-9	Подземная, Пенополиуретан	150,8	0,026	0,01000	0,01169	0,01010	0,01179	0,01933	0,02102	0,6
	ТК-9	ТК-9/1	Подземная, Пенополиуретан	118,2	0,016	0,00600	0,00704	0,00607	0,00711	0,00433	0,00537	1,3
	ТК-9/1	ТК-6	Подземная, Пенополиуретан	103,7	0,008	0,00470	0,00522	0,00475	0,00527	0,00335	0,00387	1,4
	ТК-6	ТК-7	Подземная, Пенополиуретан	89,2	0,018	0,00950	0,01067	0,01001	0,01118	0,00680	0,00797	1,4
	ТК-7	ТК-7/1	Подземная, Пенополиуретан	53,0	0,008	0,00680	0,00732	0,00687	0,00739	0,00505	0,00557	1,3
	ТК7/1	1 мая 69	Подземная, Пенополиуретан	26,7	0,01	0,00090	0,00155	0,00103	0,00168	0,00113	0,00178	0,9
Среднее значение соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К												1,5
Среднегодовая нагрузка, Гкал/час			5,959									
Нормативные среднегодовые тепловые потери, %			5,1									
Фактические среднегодовые тепловые потери, %			7,5									

Таблица 3.15 - **Результаты тепловых испытаний по определению тепловых потерь в тепловых сетях, присоединенных к Котельной № 11** (п. Арамиль, ул.Ломоносова, 4-Б)

Направление	Участок сети		Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Расход сетевой и подпиточной воды, т/ч		Фактические испытуемые Тепловые потери без утечек (через изоляцию)	Фактические тепловые потери с утечками Qи, Гкал/ч	Фактические испытуемые потери через изоляцию при среднегодовых условиях работы	Фактические тепловые потери, приведенные, к среднегодовым условиям, с учетом утечек , (Гкал/ч)	Нормативные тепловые потери при среднегодовых условиях работы через изоляцию	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям с учетом утечек, (Гкал/ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К
				Gc	Gп							
Котельная-Ломоносова №8	котельная №11	ТК-1	Надземная, Пенополиуретан	43,8	0,002	0,00536	0,00549	0,00528	0,00541	0,00428	0,00441	1,2
	ТК-1	Отв. на ул. Ломоносова 6	Надземная, Пенополиуретан	34,4	0,08	0,01786	0,02306	0,01725	0,02245	0,01444	0,01964	1,1
	Отв. на ул. Ломоносова 6	Ломоносова №8	Подземная, Пенополиуретан	4,0	0,001	0,00099	0,00105	0,00097	0,00104	0,00057	0,00064	1,6
Среднее значение соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К												1,3
Среднегодовая нагрузка, Гкал/час			0,331									
Нормативные среднегодовые тепловые потери, %			11,2									
Фактические среднегодовые тепловые потери, %			15,8									

Таблица 3.16 - **Результаты тепловых испытаний по определению тепловых потерь в тепловых сетях, присоединенных к Котельной АО «ААРЗ»** (г. Арамиль, Гарнизон)

Направление	Участок сети		Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Расход сетевой и подпиточной воды, т/ч		Фактические испытуемые Тепловые потери без утечек (через изоляцию)	Фактические тепловые потери с утечками Qи, Гкал/ч	Фактические испытуемые потери через изоляцию при среднегодовых условиях работы	Фактические тепловые потери, приведенные, к среднегодовым условиям, с учетом утечек, (Гкал/ч)	Нормативные тепловые потери при среднегодовых условиях работы через изоляцию	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям с [illegible] (Гкал/ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К
				Gc	Gп							
ТП-1-Гарнизон №17	ТП-1	Гарнизон №17	Надземная/Подвальная, Пенополиуретан	62,5	0,042	0,05334	0,05607	0,04565	0,04855	0,02781	0,03071	1,6
ТП-1-ТП-2	ТП-1	ТП-2	Подземная, Пенополиуретан	45,7	0,074	0,04874	0,05355	0,04012	0,04523	0,02320	0,02831	1,6
ТП-2-Космонавтов №9/4	ТП-2	ТК-4	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	29	0,014	0,01401	0,01492	0,01153	0,01250	0,00802	0,00899	1,4
	ТК-4	ТК-6	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	22,3	0,004	0,00896	0,00922	0,00727	0,00755	0,00509	0,00537	1,4
	ТК-6	ТК-7	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	3,2	0,001	0,00222	0,00228	0,00182	0,00189	0,00113	0,00120	1,6
	ТК-7	Космонавтов №9/4	Подземная, Маты минераловатные прошивные марки 100	3,2	0,001	0,00506	0,00512	0,00415	0,00422	0,00257	0,00264	1,6
Среднее значение соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, К												1,5
Среднегодовая нагрузка, Гкал/час				1,762								
Нормативные среднегодовые тепловые потери, %				7,6								
Фактические среднегодовые тепловые потери, %				11,3								

Таблица 3.17 - **Сводная таблица результатов тепловых испытаний по определению максимальных тепловых потерь в тепловых сетях**

Наименование источника	Фактические среднегодовые тепловые потери в тепловых сетях		Нормативные среднегодовые тепловые потери в тепловых сетях		Соотношение фактических и нормативных тепловых потерь, раз	Протяженность сетей, L, км	Присоед. расч. среднегодовая. тепловая нагрузка потреб без потерь, Гкал/ч	Отношение протяж. тепловых сетей L к нагрузке Q (без учета потерь), D, км/Гкал
	Гкал/час	%	Гкал/час	%				
Котельная № 1 (п. Светлый,56)	0,1735	11,7	0,1228	8,3	1,41	2,336	1,479	1,58
Котельная № 2 (п. Арамиль, ул.Станционная,12-Б)	0,2183	20,3	0,1418	13,2	1,54	2,229	1,078	2,07
Котельная № 11 (п. Арамиль, ул.Ломоносова,4-Б)	0,0521	15,8	0,0369	11,2	1,41	0,657	0,331	1,99
Котельная № 5 (г.Арамиль, ул. Красноармейская)	1,0107	25,9	0,5296	13,6	1,91	6,093	3,905	1,56
Котельная № 6 (г.Арамиль, ул.Лесная,13-А)	0,4508	19,1	0,2304	9,8	1,96	3,735	2,360	1,58
Котельная № 7 (г.Арамиль ул.Мира,6-А/2)	0,0386	6,5	0,0275	4,6	1,40	0,373	0,597	0,62
Котельная № 8 (г.Арамиль ул. 1 Мая)	0,4447	7,5	0,3042	5,1	1,46	4,373	5,959	0,73
Котельная АО «ААРЗ» (г.Арамиль, Гарнизон)	0,1982	11,3	0,1345	7,6	1,47	2,501	1,762	1,42
ИТОГО	**2,5870**	**18,5**	**1,5278**	**10,1**	**1,69**	**22,297**	**17,471**	**1,30**

Анализ результатов испытаний.

Фактические тепловые потери в водяных тепловых сетях г. Арамиль существенно превышают нормативные значения. Среднее значение соотношения фактических и нормативных тепловых потерь составляет К=1,69. Это связано с неудовлетворительным состоянием тепловой изоляции трубопроводов, проложенных наземным способом. Максимальные тепловые потери наблюдаются в тепловых сетях, присоединённых к котельной ААРЗ (г. Арамиль), №2 (п. Арамиль), №5 (г. Арамиль), №6 (г. Арамиль). Вышеуказанные тепловые сети требуют проведение реконструкции в первоочередном порядке.

Снижение фактических и нормативных потерь достигается следующими мероприятиями:

- замена и восстановление тепловой изоляции трубопроводов, проложенных наземным способом (не требующих капитальных ремонтов);
- применение трубопроводов с современными типами изоляции при проведении капитальных ремонтов и модернизаций теплотрасс;
- проведение мероприятий по гидроизоляции и водоотведению при проведении капитальных ремонтов на подземных участках теплотрасс и тепловых камерах, для исключения подтопления теплотрасс и тепловых камер;
- строительство новых источников и перераспределение тепловой нагрузки на источники, максимально приближенные к потребителям.

3.2.2 Общие проблемы и замечания, выявленные в ходе технического обследования

Крупных аварийных ситуаций на котельных и сетях теплоснабжения, которые могли бы привести к возникновению чрезвычайной ситуации в зимний отопительный период не зафиксировано. Указанный результат достигнут за счет того, что на объектах системы теплоснабжения проводились необходимые организационно-технические мероприятия, в первую очередь осуществлялись планово-предупредительные ремонты.

В целом техническое состояние объектов теплоснабжения рассматриваемых систем теплоснабжения можно оценить как удовлетворительное.

При этом, в части оценки энергобезопасности и надежности работы рассматриваемых систем теплоснабжения необходимо принимать во внимание и учитывать год ввода в эксплуатацию объектов (сооружений) и сетей теплоснабжения.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии – отсутствуют.

Техническая документация на котельных частично отсутствует, не представлена.

При этом проведенное техническое обследование системы теплоснабжения Арамильского городского округа выявило следующие общие проблемы:

1) существующая система теплоснабжения затратна и малоэффективна. Наблюдаются:

а) высокий моральный и физический износ.Более половины тепловых сетей требует замены или реконструкции;

б) отсутствие или слабая водоподготовка при высокой накипной агрессивности исходной воды;

в) на всех котельных – по одному источнику водоснабжения, т.е. все котельные без резервного водоснабжения;

г) объемы тепловой энергии, отпускаемые с котельных, актируются и принимаются не в полном объеме.

Также в ходе технического обследования котельных был выявлен ряд общих недостатков, нарушающих требования «ПТЭТЭ». Необходимо:

1. На оборудовании и арматуре повесить таблички с маркировкой оборудования и параметрами работы.

2 Выполнить наладочные работы:

- гидравлический расчёт и регулировку тепловых сетей;
- режимную наладку котлов;
- наладку ВХР котельных;
- Оформить техническую документацию:
- Паспорт тепловой сети;
- Паспорт котельной;
- Инструкции по эксплуатации оборудования;
- Производственные Инструкции по специальностям;
- Журнал работы котельной;
- Журнал распоряжений начальника котельной;
- Журнал останова и ремонтных работ;
- Журнал инструктажа;
- График ремонтных работ;
- График технического обслуживания на год, на месяц, на день;
- График противоаварийных тренировок отдельно по котельной, по району и совместные с электроснабжающей и водоснабжающей организацией.

3.2.3 Оценка технического состояния источника теплоснабжения котельная №1 п. Светлый, 56

Критерии оценки технического состояния оборудования и здания котельных:

- удовлетворительное (уд.), если оборудование находится в эксплуатации и не требует капитального или текущего ремонта;
- неудовлетворительное (неуд.), если оборудование эксплуатируется, но требует проведение капитального или текущего ремонта;
- неисправное (н/р), если оборудование выведено из эксплуатации и требует замены.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования котельной №1 п. Светлый установлено:

1) котельная введена в эксплуатацию в 1981году;

2) здание котельной в эксплуатации более 35 лет, наблюдается не значительное разрушение кирпичной кладки стены здания (см. фото 3), требуется экспертиза промышленной безопасности здания и ремонт по результатам экспертизы;

3) дымовая труба металлическая, высотой 16 метров. В 2014 г. проведено технические освидетельствования дымовой трубы;

4) запас располагаемой мощности котельной по отношению к присоединенной тепловой нагрузке составляет 1,19 Гкал/ч;

5) котельное оборудование находится в удовлетворительном состоянии, за исключением:

- котлов СУК-1 №№1-3, которые неисправны и не эксплуатируются из-за накипеобразования на трубной части котлов и пережога труб. Котлы №7,8 выведены из эксплуатации и демонтированы;

- котлов КВА-08-95 ГС №№5,6 и Buderus Logano SK745 №№9,10, которые находятся в неудовлетворительном состоянии из-за накипеобразования на внутренних поверхностях труб;

6) На отопление используются котлы №№2,9,10, На ГВС - №№5,6 (могут работать и на отопление);

7) автоматика регулирования и автоматика безопасности котельной соответствует требованиям НТД, находится в удовлетворительном состоянии;

8) средняя подпитка на нужды отопления и ГВС 50 $м^3$/сутки. Нагрев воды контура ГВС не более 65 ^{0}С;

9) на основном оборудовании котельной РНИ и наладка ВХР не проводились более 10 лет.

10) Несмотря на наличие на котельной водоподготовки (часть не введена в эксплуатацию) наблюдается накипеобразование на эксплуатирующихся котлах котельной, что неизбежно приводит к перегреву труб, перерасходу топлива и пережогу труб котлов и выходу их из строя. Химический контроль ВХР котельной не проводится;

11) Проводимая на котельной коррекционная обработка воды ингибитором (комплексоном) ИОМС-1 малоэффективна и требует проведения наладки с организацией химического контроля. Применение ингибиторов нецелесообразно для жаротрубных котлов (типа БудерусЛоганоSK745) из-за слабой циркуляции, наличия в них застойных зон и возможного вскипания воды.

При существующей трехконтурной схеме циркуляции (внутренний ГВС, наружный ГВС, отопления) на котлы постоянно поступает «свежая» жесткая вода, что неизбежно приводит к накипеобразованию на жаротрубных котлах. Необходима минимизация подпитки жаротрубных котлов «жесткой» водой за счет организации дополнительного внутреннего котлового контура с минимальной подпиткой: котлы – теплообменник-котлы. Подогрев воды в баках ГВС будет в контуре баки-аккумуляторы – теплообменник- баки-аккумуляторы. Для организации внутреннего котлового контура можно задействоать существующее насосное оборудование и теплообменник II ступени подогрева. На существующей установке умягчениецелесообразно организовать умягчение подпиточной воды контура отопления и внутреннего котлового контура, размер подпитки которых минимален. Комплексон (ингибитор) ИОМС-1 подавать в исходную воду. Такая организации работы водоподготовки обеспечит минимальное накипеобразование, экономию топлива и увеличить срок службы котлов.

12) узлы учета электрической энергии и газа находятся в удовлетворительном состоянии, поверка приборов учета проводится в установленные сроки;

13) техническая документация на котельной ведется в полном объеме, в соответствии с ПТЭТЭ;

14) на момент проведения технического обследования предписаний надзорных органов нет;

15) предполагаемый режим работы теплофикационного оборудования котельной:

в течение отопительного сезона в работе:

- три водогрейных котла на отопление: один СУК-1 и двеБудерусЛоганоSK745;
- один водогрейный котел КВА-08 95на ГВС;
- один сетевой насос;
- один насос внутреннего контура ГВС;
- один насос ГВС;

в летний период котельная не работает.

Оценка технического состояния оборудования котельной№1 п. Светлый представлена в табл. 3.18.

Таблица 3.18 - **Сведения о техническом состоянии котельной №1 п. Светлый, 56**

Вид оборудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Срок службы (лет) нормативный	Срок службы (лет) фактический	Износ (%)	Техническое состояние	Примечание
Здание котельной	Бетонное 2-х этажное	1	1981	20	38	100	неудовлетворительное	Требуется частичный ремонт
Дымовая труба	Металлическая для котлов СУК-1 и КВА-0,8	1	1981	12	38	100	удовлетворительное	в 2014 г. проведено технические освидетельствование
Дымовая труба	Металлическая для котлов BuderusLogano	1	2015	12	4	33	удовлетворительное	
Котлы водогрейные	СУК-1 (КВ-Г-1,16-115) №№1-4	4	2004	15	15	100	№1,3,4 неисправное №2 неудовлетворительное	Требуется кап. ремонт или замена Наблюдается отложение накипи, Требуется проведение РНИ и ВХР
	КВА-08-95 ГС №№5,6	1 1	2001 2002	15 15	18 17	100 100	неудовлетворительное неудовлетворительное	Наблюдается отложение накипи, требуется проведение РНИ и ВХР
	Buderus Logano SK745 №№9,10	2	2015	15	4	27	неудовлетворительное	Наблюдается отложение накипи, требуется проведение РНИ и ВХР
Подпиточные насосы	К100-80-160А №№1,2	1 1	2014 2012	7 7	5 7	71 100	удовлетворительное удовлетворительное	
	К65-50-125 №3	1	2015	7	4	60	удовлетворительное	
Сетевые насосы	К160/30 №4,6	2	2014	7	5	71	удовлетворительное	
	К100-80-160 №5	1	2015	7	4	60	удовлетворительное	
Насосная станция	HacocWilo wj-203-em-mod/c	2	2015	10	4	40	удовлетворительное	Не эксплуатируется
Насосы ГВС	№7	1		7		100	удовлетворительное	
	№8	1		7		100	удовлетворительное	
	К80-50-200 №9	1	2014	7	5	71	удовлетворительное	
Насосы рециркуляции котлов	WILO TOP-S 50/4	2	2015	10	4	40	удовлетворительное	
Дымососы водогрейного котла	УПУЗ №2	1		12		100	удовлетворительное	
	ДН-10 №3	2		12		100	удовлетворительное	
Установка умягчения непрерывного действия	Pentair Water TS 91-10 M	1	2015	10	4	40	удовлетворительное	Не эксплуатируется, требуется проведение пуско-наладки
Установка дозирование реагента Джурбисофт 9Т	Насос дозатор DLXVFT-MBB 0115 Импульсный счетчик ВСХНД 15	1 1	2015 2015	10 12	4 4	40 33	удовлетворительное удовлетворительное	Не эксплуатируется, требуется проведение пуско-наладки
Установка дозирования реагента ИОМС-1	Насос дозатор ProMinent Beta 4 1601 Бак мерник	1 1	2001	10	18	100	удовлетворительное	Требуется проведение наладки
Теплообменник водоводяной 2-х секционный	ПВ1-168-4	2	2015	15	4	27	удовлетворительное	
Бак аккумулятор	V=50м^3	2					удовлетворительное	
Прибор учета расхода исходной воды	Импульсный водосчетчик ВСХНд-50	1	2012	12	7	58	удовлетворительное	
Прибор учета расхода газа	Корректор ТЭКОН-17 счетчик газа RVG65 G счетчик газа СГ-16 МТ-100	1 1 2	2007 2007 2015	 12 12	 12 4	 100 33	 удовлетворительное удовлетворительное	
Прибор учета расхода тепловой энергии	ИМ	1		10			неудовлетворительное	Не эксплуатируется
Прибор учета расхода электроэнергии	Двухтарифный счетчик СТЭ 561	1		32			удовлетворительное	



Фото 1.Кот №1. Общий вид здание котельной



Фото 2.Кот №1. Дымовая труба

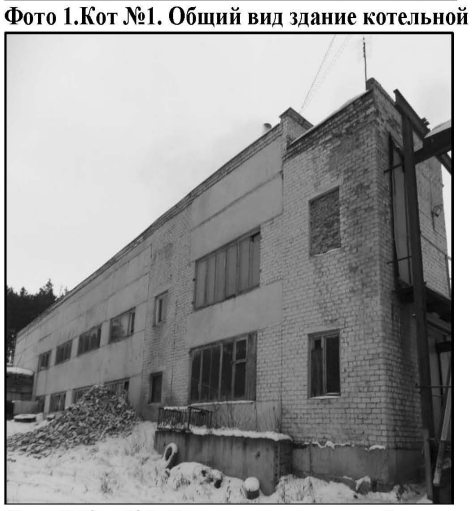

Фото 3.Кот №1. Вид здания котельной



Фото 4.Кот №1. Баки-аккумуляторы



Фото 5.Кот №1. Водогрейный котел СУК-1 КВА-0,8



Фото 6.Кот №1. Водогрейные котлы Buderus №№9,10



Фото 7. Кот №1. Насосы котельной



Фото 8. Кот №1. Насосы циркуляционные ГВС №№1,2,3



Фото 9.Кот №1. Насосы сетевые №№4,5,6

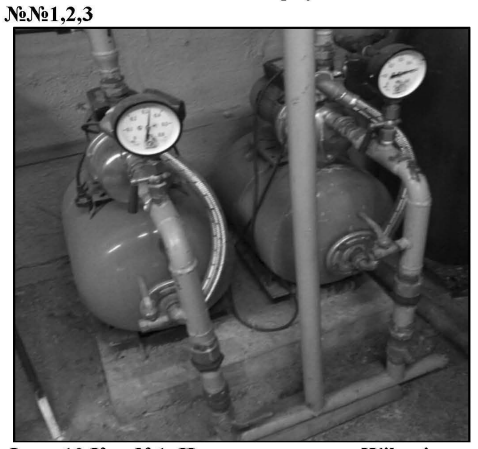

Фото 10.Кот №1. Насосная станцияWilowj-203-em-mod



Фото №11.Кот №1. Водоподготовка

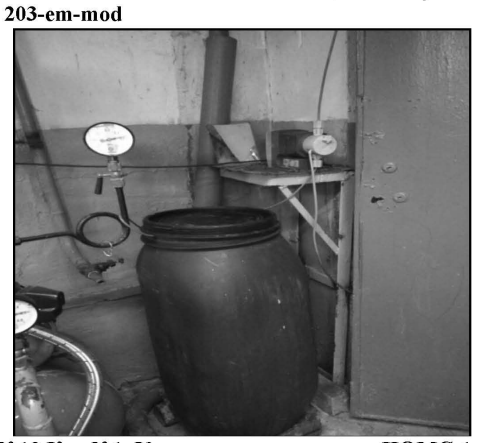

Фото №12.Кот №1. Установка дозирования ИОМС-1

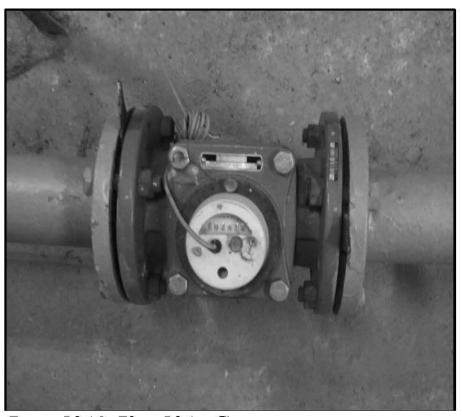

Фото №13. Кот №1. Счетчик расхода воды ВСХНд-50



Фото №14. Кот №1. Корректор ТЭКОН 17



Фото 15. Кот №1. Узел регулирования и учета газа



Фото 16. Кот №1. Щит аварийной сигнализации

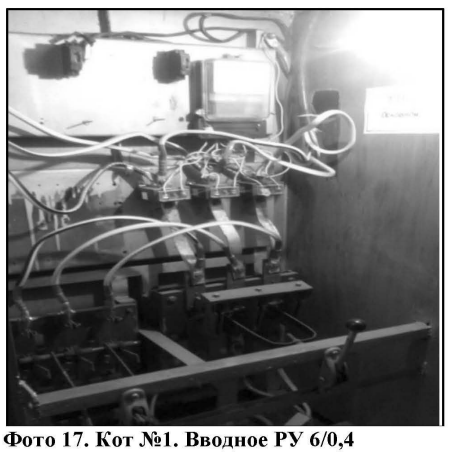

Фото 17. Кот №1. Вводное РУ 6/0,4



Фото 18. Кот №1. Силовые щиты380 В

3.2.4 Оценка технического состояния источника теплоснабжения котельная №2

Критерии оценки технического состояния оборудования и здания котельных:

- удовлетворительное (уд.), если оборудование находится в эксплуатации и не требует капитального или текущего ремонта;
- неудовлетворительное (неуд.), если оборудование эксплуатируется, но требует проведение капитального или текущего ремонта;
- неисправное (н/р), если оборудование выведено из эксплуатации и требует замены.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования котельной №2 п. Арамиль установлено:

1) котельная введена в эксплуатацию в 1977 году;

2) здание котельной в эксплуатации более 40 лет, наблюдается не значительное разрушение кирпичной кладки стены здания (см. фото 20), требуется экспертиза промышленной безопасности здания и ремонт по результатам экспертизы.

3) запас располагаемой мощности котельной по отношению к присоединенной тепловой нагрузке составляет 3,35 Гкал/ч, на перспективу изменения количества потребителей не планируется;

4) оборудование котельной выслужило нормативный срок службы, котлы находится в неудовлетворительном состоянии из-за накипеобразования на внутренних поверхностях труб;

5) автоматика регулирования и автоматика безопасности котельной соответствует требованиям НТД, находится в удовлетворительном состоянии;

6) На отопление используются котлы №№1-4 СУК-1,на ГВС - №№7,9 Buderus Logano (котлы СУК-1 №№5,6 – резерв ГВС);

7) На основном оборудовании котельной РНИ и наладка ВХР не проводились более10 лет. Химический контроль ВХР котельной не проводится.

8) средняя подпитка на нужды отопления 100 $м^3$/сутки. Нагрев воды контура ГВС не более 65 ^0C;

9) Несмотря на наличие на котельной водоподготовки (часть не введена в эксплуатацию) наблюдается накипеобразование на экслуатирующихся котлах котельной, что неизбежно приводит к перегреву труб, перерасходу топлива и пережогу труб котлов и выходу их из строя;

10) Проводимая на котельной коррекционная обработка воды ингибитором (комплексоном) ИОМС-1 малоэффективна и требует проведения наладки с организацией химического контроля. Применение ингибиторов нецелесообразно для жаротрубных котлов (типа BuderusLogano) из-за слабой циркуляции, наличия в них застойных зон и возможного вскипания воды.

11) узлы учета электрической энергии и газа находятся в удовлетворительном состоянии, поверка приборов учета проводится в установленные сроки;

12) техническая документация на котельной ведется в полном объеме, в соответствии с ПТЭТЭ;

13) на момент проведения технического обследования предписаний надзорных органов нет;

14) предполагаемый режим работы теплофикационного оборудования котельной:

в течение отопительного сезона в работе:

- три-четыре водогрейных котла СУК-1 на отопление;
- два водогрейных котлана ГВС;
- один сетевой насос;
- один насос циркуляционного контура ГВС;
- один насос ГВС;

в летний период котельнаяработает на ГВС.

Оценка технического состояния оборудования и здания котельной №2 п. Арамиль представлена в табл. 3.19.

Таблица 3.19 - **Сведения о количестве и состоянии установленного оборудования на котельной №2**

Вид оборудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Срок службы (лет)		Износ (%)	Техническое состояние	Примечание
				нормативный	фактический			
Здание котельной	Бетонное2-х этажное	1	1977	20	42	100	неудовлетворительное	Требуется частичный ремонт
Дымовая труба	Металлическая котлов СУК-1 Металлическая котлов Buderus Logano	1 1	1977 2014	25 25	42 5	100 20	удовлетворительное удовлетворительное	Требуется экспертиза Требуется экспертиза в январе 2019г
Электрохозяйство	6/0,4	1	1977	20	38	100	удовлетворительное	
Котлы водогрейные	СУК-1 (КВ-Г-1,16-115) №№1-6	6	2008	15	11	73	неудовлетворительное	Наблюдается отложение накипи, требуется кап. ремонт или замена
	Buderus Logano SK745 №№7,8	2	2014	15	5	33	неудовлетворительное	Наблюдается отложение накипи, требуется проведение РНИ и ВХР
Сетевые насосы	К160/30 №11, №12, №13	1 2	2013 2002	6	5 17	95 100	удовлетворительное удовлетворительное	
Насосы циркуляции ГВС	К150-125-250	1	2013	7	7	100	удовлетворительное	
	К65-50-125	1	2015	7	4	60	удовлетворительное	
Насосная станция	Wilo wj-203-em-50	2	2014	10	5	50	удовлетворительное	
Насосы рециркуляции котлов Buderus	WILO TOP-S 50/4	2	2014	10	5	50	удовлетворительное	
НасосыГВС	К100-80-160 №15	1	2008	7	11	100	удовлетворительное	
	К100-65-200 №16	1	2015	7	4	57	удовлетворительное	
	К100-65-200 №17	1	2016	7	3	42	удовлетворительное	
Дымососы	ДН-10 №3	1					удовлетворительное	
	ВДН-9х	2					удовлетворительное	
Установка умягчения непрерывного действия	Pentair Water TS 91-14 M	1	2014	10	5	50	удовлетворительное	в эксплуатацию не введена
Установка дозирование реагента Джурбисофт 9Т	Насос дозатор STENNERPUMP 5MPHP10 Имп-ный водосчетчик	1 1	2014 2014	10 12	5 5	50 42	удовлетворительное удовлетворительное	в эксплуатацию не введена
Установка дозирования реагента ИОМС-1	Насос дозатор ProMinent Beta 4 1601 Бак мерник 100л	1 1	2001	10	8	80	удовлетворительное	
Подогреватель Водоводяной I ступени 2-х секционный	ПВ1-114-4 РГ-1,0 3-58	1	2018	15	1	7	удовлетворительное	
Подогреватель Водоводяной II ступени 2-х секционный	ПВ1-159-4 РГ-1,0 6-98	1	2013	15	6	40	удовлетворительное	
Бак аккумулятор	V=50$м^3$	2					удовлетворительное	
Прибор учета расхода исходной воды	Импульсный водосчетчик ВСХнД	1	2013	12	6	50	удовлетворительное	
Прибор учета расхода газа	счетчики газа:RVGG65 МГ-16МТ-100-40-С МГ-16МТ-100	1 1 1	2014 2014 2014	12 12 12	5 5 5	42 42 42	удовлетворительное удовлетворительное удовлетворительное	
Прибор учета расхода тепловой энергии	ИМ	1		10			неудовлетворительное	Не эксплуатируется
Прибор учета расхода электроэнергии	Двухтарифный счетчик СТЭ 561	1	2009	32	10	31	удовлетворительное	
Автоматика безопасности котлов СУК-1	Блок управления и сигнализации КСУМ-1	6	2008	10	11	100	удовлетворительное	



Фото 19. Кот №2. Общий вид



Фото 20. Кот №2. Вид с боку



Фото 21. Кот №2. Бакиаккумуляторы



Фото 22. Кот №2. Дымовая труба



Фото 23. Кот №2. Водогрейные котлы СУК-1 Buderus



Фото 24. Кот №2. Водогрейные котлы



Фото 25. Кот №2. Водоподготовка



Фото 26. Кот №2. Насосная станцияWilowj-203



Фото 27. Кот №2. Насоснаягруппа



Фото 28. Кот №2 Насос дозатор ИОМС-1



Фото 29. Кот №2. Счетчик газа

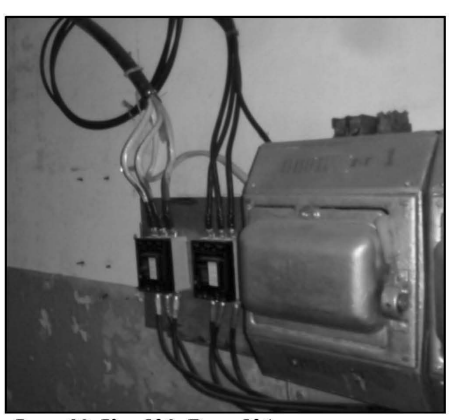

Фото 30. Кот №2. Ввод №1

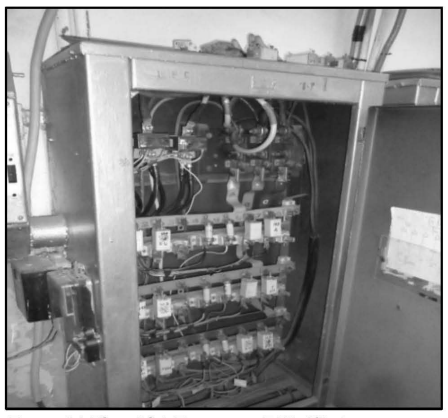

Фото 31 Кот №2 Вводное РУ 6/0,4 в котельной



Фото 32. Кот №2. Силовые щиты 380 В



Фото 33. Кот №2. Автоматика безопасности



Фото 34. Кот №2.Щит аварийной сигнализации КСУМ 1 котлов №№1-4



Фото 35. Кот №2. Дымососы

3.2.5 Оценка технического состояния источника теплоснабжения котельная №5

Критерии оценки технического состояния оборудования и здания котельных:

- удовлетворительное (уд.), если оборудование находится в эксплуатации и не требует капитального или текущего ремонта;
- неудовлетворительное (неуд.), если оборудование эксплуатируется, но требует проведение капитального или текущего ремонта;
- неисправное (н/р), если оборудование выведено из эксплуатации и требует замены.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования котельной №5 установлено:

1) котельная введена в эксплуатацию в 1974 году;

2) здание котельной в эксплуатации более 45 лет, наблюдается разрушение кирпичной кладки стены здания (фото 37), требуется экспертиза промышленной безопасности здания и ремонт по результатам экспертизы;

4) запас располагаемой мощности котельной по отношению к присоединенной тепловой нагрузке составляет 2,73 Гкал/ч, на перспективу изменения количества потребителей не планируется;

5) паровые котлы и сетевое теплообменное оборудование котельной выслужило нормативный срок службы, находится в неудовлетворительном состоянии. На подогревателях сетевой воды ПП1-53,9-0,7-2№ 1,2 заглушено более 40 % трубок. При низких температурах наружного воздуха (-25 ^{0}С и ниже) температурный график на котельной не выдерживается.

6) автоматика безопасности котельной соответствует требованиям НТД, находится в удовлетворительном состоянии;

7) водогрейный котел КВЖ-8,12 не введен в эксплуатацию – не проведены пуско-наладочные работы. РНИ паровых котлов проведены в 2018 г, экспертиза промбезопасности – 2015 г.

Дымовая труба кирпичная, высотой 30 метров. В 2014 г проведено технические освидетельствования дымовой трубы;

8) РНИ оборудования ВПУ проведены в январе 2017 г. Оборудование ВПУ котельной находится в удовлетворительном состоянии:

- механические и Na-катионитовые фильтры обеспечивают необходимое количество и качество воды для питания паровых котлов и подпитки теплосети;
- деаэраторы работают неудовлетворительно, нагрев в них обеспечивается до 40 ^{0}С при необходимых не менее 102 ^{0}С, удаление коррозионноагресивных газов не происходит, что неизбежно приводит к коррозии котлов. На обеих деаэраторных установках котельной отсутствует необходимая автоматика регулирования уровня и давления;

9) На паровых котлах наладка ВХР проводилась в 2018г. Химический контроль ВХР котельной ведется в соответствии с режимными картами;

10) узлы учета электрической энергии и газа находятся в удовлетворительном состоянии, поверка приборов учета проводится в установленные сроки;

11) техническая документация на котельной ведется в полном объеме, в соответствии с ПТЭТЭ;

12) на момент проведения технического обследования предписаний надзорных органов нет;

13) режимы работы теплофикационного оборудования котельной:

в течение отопительного сезона в работе:
- один паровой котел ДКВР 10-13;
- один сетевой насос;
- один подпиточный насос.

в летний период котельная не работает.

14) предельные нагрузки котлов по результатам РНИ:

- ДКВР-10/13 (№3) – максимальная 10,4 Гкал/ч, минимальная 4,9 Гкал/ч;
- ДКВР-10/13 (№2) – максимальная 8,8 Гкал/ч, минимальная 3,9 Гкал/ч;

Оценка технического состояния оборудования и здания котельной №5 представленав табл. 3.20.

	4Д 315-50 №2	1	2001	7	18	100	удовлетворительное	
	4Д 315-50 №3	1	2017	7	2	28	удовлетворительное	
Питательные насосы	ЦНСГ 38-198№1	1		9		100	удовлетворительное	
	ЦНСГ 38-176 №2	1		9		100	удовлетворительное	
	ЦНСГ 38-110 №3	1	2012	9	7	78	удовлетворительное	
Подпиточный	К 20/30 №1,2	2	2003	6	17	100	удовлетворительное	
	К 80/65-160 №3	1	2015	7	4	57	удовлетворительное	
Насосы рабочего раствора соли	К20/30 №№1,2	2		6		100	удовлетворительное	
Насосы исходной воды	К 80/65-160 №1	1	2015	7	4	57	удовлетворительное	
	К 100/65-200 №2	1	2014	7	5	71	удовлетворительное	
Вентилятор котла КВЖ-8-12-115	ВДН-10	1	2002	20	17	85	удовлетворительное	
Вентилятор котла ДКВр 10/13	ВД-8	2		20		100	удовлетворительное	
Дымосос котла ДКВр 10/13	ДН-10	2		12		100	удовлетворительное	
Фильтр механический №1,2	Нестандартные	2		20		100	удовлетворительное	
Фильтр Na–катионитный I ст. **№1,2**	ФИПаI-1,5-0,6	2		20		100	удовлетворительное	Требуется замена загрузки, катионит выслужил срок службы
Фильтр Na–катионитный I(II) ст.**№3,4**	ФИПаI-1,5-0,6	2		20		100	удовлетворительное	
Деаэратор питательный атмосферный №№1,2	ДСА-15/5	2		20		100	неудовлетворительное	Требуется ремонт и восстановить работу автоматического регулирования уровня (питания) на деаэраторных установках котельной по ГОСТ 16860-88.
Деаэратор подпиточный атмосферный №3	ДСА-15/5	1		20		20	неудовлетворительное	
Теплообменник пароводяной	ПП1-53,9-0,7-2	3		15		100	неудовлетворительное	Заглушено более 40% трубок, при низких температурах температурный график не выдерживается. Требуется ремонт или замена
Теплообменник водоводяной	ВВП 14-273-4000х2	3		15		100	неудовлетворительное	Требуется ремонт или замена

Таблица 3.20 - **Сведения о техническом состоянии котельной №5**

Вид оборудования	**Тип, марка**	**Кол. шт.**	**Год установки**	**Срок службы (лет)**		**Износ (%)**	**Техническое состояние**	**Примечание**
				нормативный	**фактический**			
Здание котельной	Кирпичное, 2-х этажное	1	1974	20	45	100	неудовлетворительное	требуется ремонт
Дымовая труба	Кирпичная	1	1974	50	45	90	удовлетворительное	Требуется проведение экспертизы промбезопасности в 2019г
Кровля котельной	Шифер, металл, двускатная	1	1974			100	неудовлетворительное	Требуется ремонта. В 2006 г. было обрушение кровли под машинным залом, проведена замена на металлокаркас
Электрохозяйство	6/0,4	1	1974	20	45	100	удовлетворительное	
Котлы паровые	ДКВР 10-13№2,3	2	1974	20	45	100	удовлетворительное	ДКВР № 21990 г – произведен капремонт. Требуется проведение ТО в 2019г. ДКВР № 3 1982г -произведен капремонт: 100% замена труб в переднем заднем боковых экранах и полная замена конвективного пучка. Требуется проведение ТО в 2019г
Котлы водогрейные	КВЖ-8-12-115№1	1	2002	15	7	47	неисправное	требуется полная замена труб, проведение ПНР
Экономайзеры ВТИ	ЭП1-330	2	1979	20	45	100	удовлетворительное	Капремонт не проводился. В 2015г проведена экспертиза промбезопасности. В 2019г требуется проведение наружного и внутреннего осмотра
Сетевые насосы	4Д 315-50 №1	1	2007	7	12	100	удовлетворительное	
Бак исходной воды	V= 200 м^3	1					удовлетворительное	
Бак смеси конденсата и ХОВ	V= 200 м^3	1					удовлетворительное	
Бак рабочего р-ра соли	V= 5,6 м^3	1					удовлетворительное	
Ячейка мокрого хранения соли	V= 12,7 м^3						удовлетворительное	
Прибор учет расхода подпитки	Импульсный водосчетчик ВСТН-50	1	2018	12	1	8	удовлетворительное	
Прибор учет расхода тепловой энергии	Корректор ТЭКОН-17	1	2009	12	10	83	неудовлетворительное	Не эксплуатируется
Прибор учет расхода газа	Корректор ТЭКОН-17	1	2009	12	10	83	удовлетворительное	
Прибор учета электроэнергии	Двухтарифный электросчетчик Меркурий 230	1	2009	30	10	33	удовлетворительное	



Фото 36.Кот. №5. Общий вид



Фото 37.Кот. №5. Общий вид сбоку

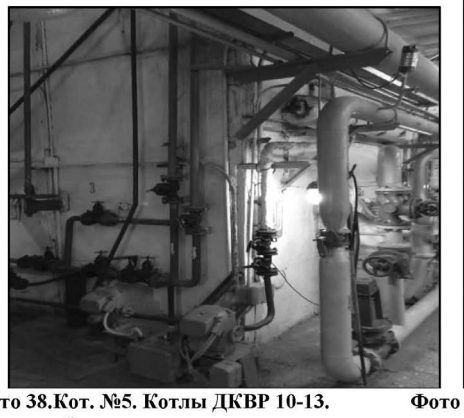

Фото 38.Кот. №5. Котлы ДКВР 10-13. Газовая обвязка

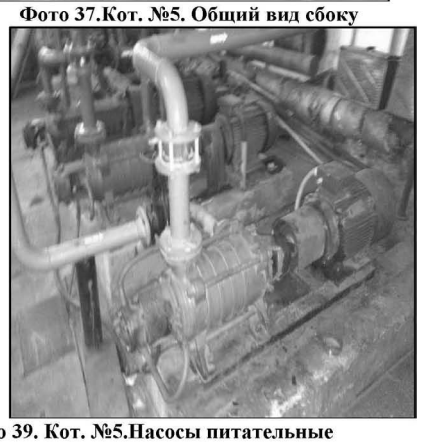

Фото 39. Кот. №5.Насосы питательные



Фото 40. Кот. №5. Фильтры Na-катионитовые



Фото41.Кот. №5. Деаэратор подпиточный


Фото 42. Кот. №5. Котел водогрейный


Фото 43. Кот. №5. Насосы подпиточные


Фото 44. Кот. №5. Насосы исходной воды


Фото 45. Кот. №5. Насосы рабочего раствора соли

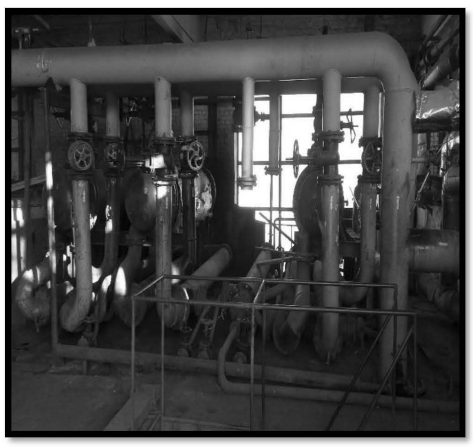
Фото 46. Кот. №5. Теплообменники

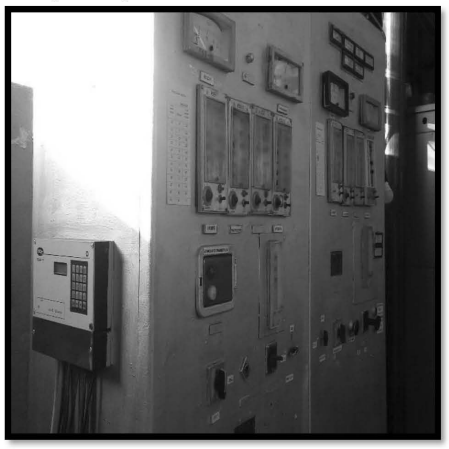
Фото 47. Кот. №5. Щит управления паровых котлов

Таблица 3.21 - **Сведения о количестве и состоянии установленного оборудования на котельной №6**

Вид оборудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Срок службы (лет) нормативный	Срок службы (лет) фактический	Износ (%)	Техническое состояние	Примечание
Котельная	Водогрейная, блочно-модульная	1	2002	20	7	35	удовлетворительное	
Здание котельной	Сэндвич-панели, обшито сайдингом, 1 этажное		2002	20	7	35	удовлетворительное	
Кровля котельной	Односкатная, оцинковка	1	2002	20	7	35	удовлетворительное	
Дымовая труба металлическая	Для котлов УТГ Для котлов ЭнторосТТ100	1 2	2002 2013	25 20	17 6	68 30	удовлетворительное удовлетворительное	Требуется экспертиза в 2019г
Электроснабжение	6/0,4		2002		8		удовлетворительное	
Водогрейный котел	Энторос ТТ100	2	2013	20	6	30	удовлетворительное	
	УТГ-3,0 (КВГМ-3,0-115)	1	2002	20	17	85	удовлетворительное	Требуется проведение РНИ
	УТГ-2,0 (КВГМ-2,0-115)	1	2002	20	17	85	удовлетворительное	Требуется проведение РНИ
Сетевые насосы	«Wilo»IPn 150/360 №1,2 (зимний)	2	2002	10	17	100	удовлетворительное	
	«Wilo»IPn65/125 №3,2 (летний)	2	2002	10	17	100	удовлетворительное	
Циркуляционный ГВС	«Wilo»IPn50/200№№ 5,6	2	2002	10	17	100	удовлетворительное	
Подпиточный насос	Wilo» MVI 403№7,8	2	2002	10	17	100	удовлетворительное	
Установка дозирования реагента ИОМС-1	насос-дозатор Emec FPVM 0703 емкость для реагента	1	2002	15	17	100	удовлетворительное	
Теплообменник ГВС	ALFA-LAVALMGMFG	2	2002	5	17	100	удовлетворительное	
Бак-подпиточный	V=3м^3	1	2002		17		удовлетворительное	
Бак аккумулятор ГВС	V=20м^3	1	2002		17		удовлетворительное	
Прибор учета расхода воды	Исходная вода ВСТ 65 Подпиточная вода ВСТ 25 Исходная вода ВСТ 20	1 1 1	2002 2002 2002	12 12 12	17 17 17	100 100 100	удовлетворительное удовлетворительное удовлетворительное	
Прибор учета расхода газа	Счетчик газа RVGG16	1	2002	12	17	100	удовлетворительное	
Прибор учета расхода тепловой энергии	Теплосчетчик ВСТ 200	1	2002	12	17	100	удовлетворительное	
Прибор учетаГВС	Теплосчетчик ВСТ 80	1	2002	12	17	100	удовлетворительное	
Прибор учета расхода тепловой энергии	Теплосчетчик ВСТ 80	1	2002	12	17	100	неудовлетворительное	Не эксплуатируется
Прибор учета расхода электроэнергии	Двухтарифный счетчик ЦЭ 2727	1	2002	30	17	57	удовлетворительное	


Фото 48.Кот. №6. Общий вид

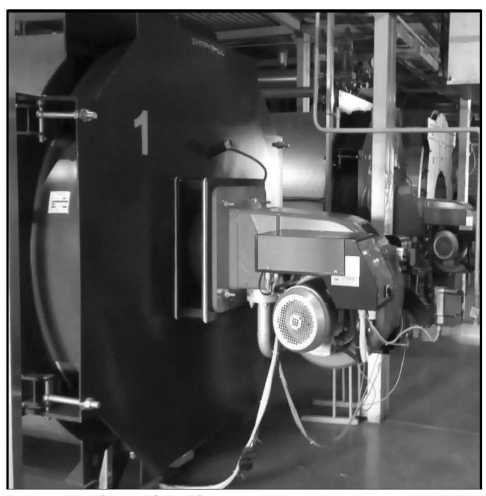
Фото 49.Кот. №6. Котлы Термотехник ТТ-100

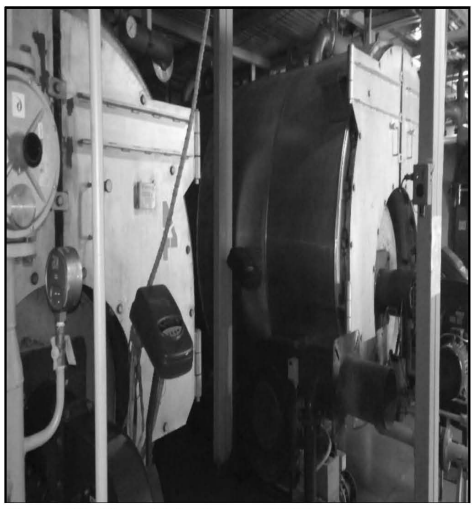
Фото 50. Кот. №6. КотлыУТГ


Фото 51.Кот. №6. Насосы сетевые зимние


Фото 52.Кот. №6. Насосы подпиточные


Фото 53. Кот. №6. Насосы ГВС

3.2.6 Оценка технического состояния источника теплоснабжения котельная №6

Критерии оценки технического состояния оборудования и здания котельных:

- удовлетворительное (уд.), если оборудование находится в эксплуатации и не требует капитального или текущего ремонта;
- неудовлетворительное (неуд.), если оборудование эксплуатируется, но требует проведение капитального или текущего ремонта;
- неисправное (н/р), если оборудование выведено из эксплуатации и требует замены.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования котельной №6 установлено:

1) котельная введена в эксплуатацию в 2002 году;

2) запас располагаемой мощности котельной по отношению к присоединенной тепловой нагрузке составляет 2,6 Гкал/ч, на перспективу планируетсяизменение количества потребителей – снос «ветхого жилья» (тепловая нагрузка 1,11 Гкал/ч) и строительство многоквартирных жилых домов (предусмотренная тепловая нагрузка 10,32 Гкал/ч). Общее увеличение присоединенной нагрузки планируется на 10,32-1,11= 9,21 Гкал/ч, т.е. запаса располагаемой мощности котельной недостаточно;

3) автоматика регулирования и автоматика безопасности соответствует требованиям НТД и находится в удовлетворительном состоянии, система диспетчеризации работает;

4) водоподготовка на котельной вводом ингибитора накипеобразования (комплексоната) ИОМС-1 находится в удовлетворительном состоянии, обеспечивая необходимое количество воды для подпитки котлового и сетевого контуров. Химический контроль ВХР котельной не проводится;

5) водоподготовка предусмотрена только для подпиточной воды контура отопления. Подготовка воды контура ГВС не производится;

6) средняя подпитка 6 м^3/сутки. Нагрев воды контура ГВС не более 65^{0}С, подпитка контура ГВС около 150 м^3/сутки.

7) узлы учета тепловой, электрической энергии и газа установлены на котельной в необходимом количестве и находятся в удовлетворительном состоянии, поверка приборов учета проводится в установленные сроки;

8) РНИ оборудования водоподготовки проведены в 2017г;

9) дымовая труба металлическая, высотой 29 метров. Экспертиза промбезопасности дымовой трубы котлов УТГ проведена в 2014г;

9) техническая документация на котельной ведется в полном объеме, обновляется в установленные сроки;

10) на момент проведения обследования предписаний надзорных органов нет;

11) режим работы теплофикационного оборудования котельной:

в течение отопительного сезона в работе:

- два-три водогрейных котла;
- один сетевой насос зимний;
- один насос контура ГВС;
- один подпиточный насос.

в летний период котельная работает на ГВС.

Оценка технического состояния оборудования и здания котельной №3 представлена в табл. 3.21.

Арамильские ВЕСТИ
№ 61 (1326) 11.11.2020

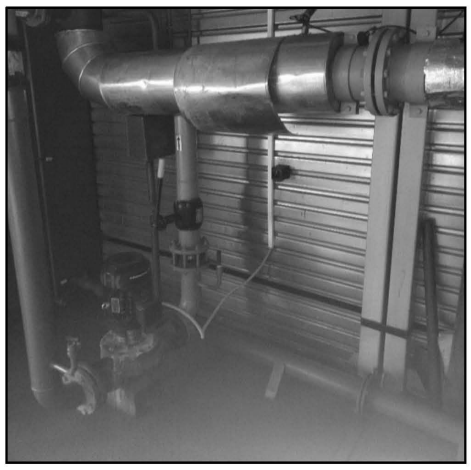

Фото54. Кот №6. Насос сетевой летний



Фото 55.Кот. №6.Теплообменники ГВС



Фото 56. Кот. №6.Установка дозирования



Фото 57.Кот. №6. Приборы учета тепла



Фото 58.Кот. №6 Бак аккумулятор ГВС



Фото 59. Кот №6. Выход из котельных по направления

3.2.7 Оценка технического состояния источника теплоснабжения котельная №7

Критерии оценки технического состояния оборудования и здания котельных:

- удовлетворительное (уд.), если оборудование находится в эксплуатации и не требует капитального или текущего ремонта;
- неудовлетворительное (неуд.), если оборудование эксплуатируется, но требует проведение капитального или текущего ремонта;
- неисправное (н/р), если оборудование выведено из эксплуатации и требует замены.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования котельной №7 установлено:

1) котельная введена в эксплуатацию в 1992 году;

2) запас располагаемой мощности котельной по отношению к присоединенной тепловой нагрузке составляет около 0,76 Гкал/ч. На перспективу, в 2024 году, планируется строительство 9-ти этажного жилого дома в границах улиц Мира, Малышева, с потребной тепловой нагрузкой 0,6 Гкал/час. С учетом перспективного строительства, располагаемой мощности котельной может оказаться не достаточно;

3) автоматика регулирования и автоматика безопасности соответствует требованиям НТД и находится в удовлетворительном состоянии, система диспетчеризации работает;

4) водоподготовка, включающая в себя автоматическую установку умягчения на котельной находится в удовлетворительном состоянии, обеспечивая необходимое количество воды для подпитки сетевого контуров;

5) водоподготовка предусмотрена только для подпиточной воды контура отопления. Подготовка воды контура ГВС не производится. Химический контроль ВХР котельной не проводится;

6) средняя подпитка контура теплосети 0,5-0,6 $м^3$/сутки. Нагрев воды контура ГВС производится до 65^0С;

7) узлы учета тепловой, электрической энергии и газа установлены на котельной в необходимом количестве и находятся в удовлетворительном состоянии, поверка приборов учета проводится в установленные сроки. Требуется замена узла учета газа по новым требованиям НД;

8) требуется наладка оборудования водоподготовки и РНИ котлов;

9) техническая документация на котельной ведется в полном объеме, обновляется в установленные сроки;

10) на момент проведения обследования предписаний надзорных органов нет;

11) режим работы теплофикационного оборудования котельной:

в течение отопительного сезона в работе:

- один два водогрейных котла;
- один сетевой насос;
- один насос котлового контура;
- один подпиточный насос.

в летний период в работе:

Оценка тех. состояния оборудования и здания котельной №7 представлена в табл. 3.22.

Таблица 3.22 - **Сведения о количестве и состоянии установленного оборудования на котельной №7**

Вид оборудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Срок службы (лет) нормативный	Срок службы (лет) фактический	Износ (%)	Техническое состояние	Примечание
Котельная	Водогрейная	1	1992	20	27	100	удовлетворительное	Круглогодичная. Модернизация проведена в 2016г
Здание котельной	Кирпичное, одноэтажное	1	1992	20	27	100	удовлетворительное	Требуется экспертиза
Кровля котельной	Мягкая	1					неудовлетворительное	Требуется ремонт
Дымовая труба	Металлическая для котла Энтророс Металлическая для котлов Минск и КВ2У	1	2017	25	2	8	удовлетворительное удовлетворительное	Требуется экспертиза в 2019г
Электроснабжение	6/0,4	1		20			удовлетворительное	
Водогрейный котел	Минск-1 №№1,2	2	1992	10	27	100	неисправное	Требуется замена трубной части котлов
	Минск-1 №№3,4	2	1992	10	27	100	удовлетворительное	Требуется проведение наладки РНИ и ВХР
	Энтророс ТТ100	1	2017	20	2	10	удовлетворительное	
	КВ2У-150Гн	1	1992	15	27	100	неисправное	Не в рабочем состоянии
Сетевые (зимний период)	WiloTyp IPL80/145-5,5/2-IE2№1,2	2	2017	10	2	20	удовлетворительное	
ГВС (летний период)	WiloTyp IPL50/120-1,5/2№№3,4	2	2017	10	2	20	удовлетворительное	
ГВС	WiloMHI 1603N-1/E/3-400-50-2№№5,6	2	2017	10	2	20	удовлетворительное	
Подпиточный	WiloMHI 204N-1/E/3-400-50-2№№1,2	2	2017	10	2	20	удовлетворительное	
Насос рециркуляции котла Энтророс ТТ100	WiloTOPS-50/7 3	1	2017	10	2	20	удовлетворительное	
Водоподготовка Установка умягчения воды периодического действия		1	2017	10	2	20	удовлетворительное	
Теплообменник ГВС	Funke FP205-25-1-EN	1	2017	15	2	13	удовлетворительное	
Бак подпиточной воды	полиэтиленовый	1	2017		2		удовлетворительное	
Бак-аккумулятор горячей воды		2					удовлетворительное	
Прибор учета воды	Счетчик воды ВСХд Ду50	1		12			удовлетворительное	
Прибор учет расхода газа	Счетчик газа СГ-16МТ-250-40 Р3	1		12			удовлетворительное	
Прибор учет расхода тепловой энергии	Тепловычислитель СПТ-943 Расходомер электромагнитный Мастерфлоу Ду80 Расходомер электромагнитный Мастерфлоу Ду50	1 2 2		5 12 12			удовлетворительное удовлетворительное удовлетворительное	
Прибор учет расхода электроэнергии	Трехфазный электросчетчик Меркурий 230	1		30			удовлетворительное	

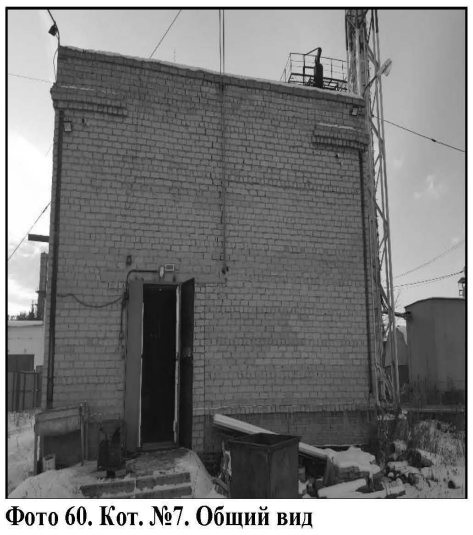

Фото 60. Кот. №7. Общий вид

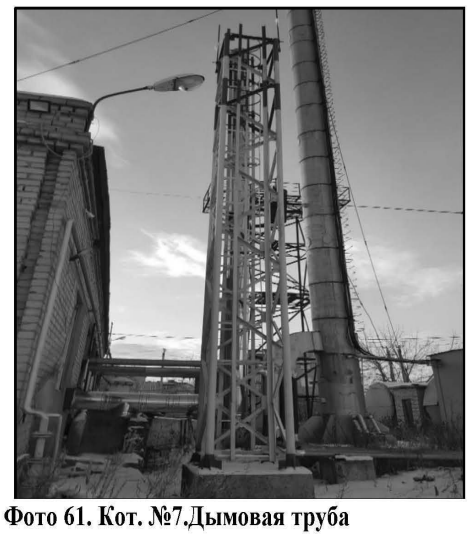

Фото 61. Кот. №7.Дымовая труба



Фото 62. Кот. №7.Вид сбоку



Фото 63. Кот. №7. Общий вид



Фото 64. Кот. №7. Котлы Минск 1



Фото 65. Кот. №7. Котел Термотехник ТТ-100

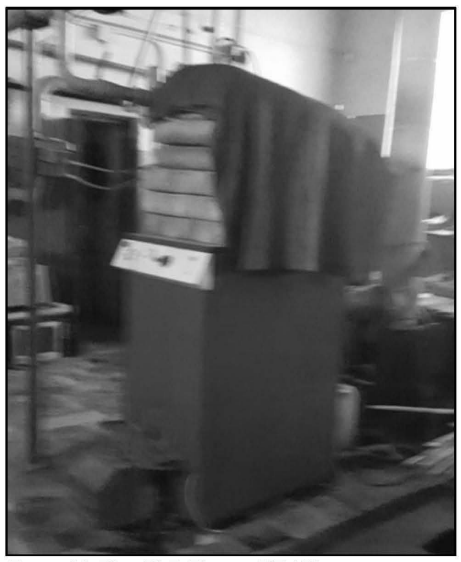

Фото 66. Кот.№7. Котел КВ2У



Фото 67. Кот. №7. Насосы сетевые и подпиточные



Фото 68. Кот. №7. Насосы ГВС



Фото 69. Кот. №7. Теплообменник ГВС

Таблица 3.23 - **Сведения о количестве и состоянии установленного оборудования на котельной №8**

Вид оборудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Срок службы (лет) нормативный	Срок службы (лет) фактический	Износ (%)	Техническое состояние	Примечание
Котельная	Водогрейная, блочно-модульная	1	2009	20	10	50	удовлетворительное	
Здание котельной	Сэндвич-панели, обшито сайдингом, 1 этажное	1	2009	20	10	50	удовлетворительное	
Кровля котельной	Двухскатная металлическая		2009	20	10	50	удовлетворительное	
Дымовая труба	металлическаякотлов КВГМ	4	2009	12	10	83	удовлетворительное	Требуется экспертиза в 2019г
	металлическаякотлов Термотехник ТТ100	2	2015	20	4	20	удовлетворительное	
Электроснабжение	«ТП 7454»	1	2009	20	10	50	удовлетворительное	
Водогрейный котел	КВГМ-3,0-115 №№1,3	2	2009	20	10	50	удовлетворительное	Проведен капремонт в 2012 г
	КВГМ-3,0-115 №2	1	2009	20	10	50	неисправное	Требуется капремонт
	КВГМ-3,0-115 №4	2	2009	20	10	50	неисправное	Капремонт проведен, требуется проведение РНИ
	Термотехник ТТ100	2	2015	20	4	20	удовлетворительное	
Сетевые №1,2,3,4	«Wilo»IL 80/200-22/2	4	2009	10	10	100	удовлетворительное	
ГВС №1,2	WiloBL 50/210-18,5/2	2	2009	10	10	100	удовлетворительное	
Подпиточный №№1,2	WiloMHI 405-1/E/3-400	2	2009	10	10	100	удовлетворительное	
Насос рециркуляции котла КВ-ГМ-3,0	Wilo TOP-S 65/13	4	2009	10	10	100	удовлетворительное	
Повысительная насосная станция	WiloHMP 604	1	2012	10	7	70	удовлетворительное	
Автоматическая установка умягчения воды непрерывного действия	АквафлоуSF 200/2-95 типа Твин	1	2012	10	7	70	удовлетворительное	
Установка дозирования сульфита натрия Na_2SO_3 АУДР	«Коплексон-6», расходная емкость	1	2009	10	10	100	удовлетворительное	Не используется
Установка дозирования реагента НТФ-Zn АУДР	«Коплексон-6», Бак мерник	1	2009	10	10	100	удовлетворительное	Не используется
Теплообменник	M10-MFM «Alfa-laval»,	2	2009	5	10	50	удовлетворительное	
Бак аккумулятор ГВС	V=63м^3	3	2009		10		удовлетворительное	
Бак-подпиточный	V=9м^3	2	2009		10		удовлетворительное	
Прибор учета расхода исходной воды		1					удовлетворительное	
Учет расхода газа	Контроллер ТЭКОН-17	1	2009					
	Комплекс учета газа на базе ротационного счетчика Ду 100	1	2009	12	10	83	удовлетворительное	
	Турбинный счетчик газа котлов КВ-ГМ-3,0	4	2009	12	10	83	удовлетворительное	
	Счетчик газа СГ-16 МТ-Р котлов Термотехник ТТ100	2	2015	12	4	33	удовлетворительное	
Прибор учета расхода тепловой энергии	Корректор ТЭКОН-17	1	2009	12	10	83	неудовлетворительное	Не эксплуатируется. Не введен в эксплуатацию.
Прибор учета расхода электроэнергии	Двухтарифный счетчик Меркурий 230	1	2008	30	11	37	удовлетворительное	

3.2.8 Оценка технического состояния источника теплоснабжения котельной №8

Критерии оценки технического состояния оборудования и здания котельных:

- удовлетворительное (уд.), если оборудование находится в эксплуатации и не требует капитального или текущего ремонта;
- неудовлетворительное (неуд.), если оборудование эксплуатируется, но требует проведение капитального или текущего ремонта;
- неисправное (н/р), если оборудование выведено из эксплуатации и требует замены.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования котельной №8 установлено:

1) котельная введена в эксплуатацию в 2009 году;

2) запас располагаемой мощности котельной по отношению к присоединенной тепловой нагрузке составляет около 1,992 Гкал/ч. На перспективу, в 2020 году, планируется строительство 9-ти этажного жилого дома в границах улицы Текстильщиков, с потребной тепловой нагрузкой 0,86 Гкал/час. С учетом перспективного строительства, располагаемой мощности котельной достаточно;

3) автоматика регулирования и автоматика безопасности соответствует требованиям НТД и находится в удовлетворительном состоянии, система диспетчеризации работает;

4) водоподготовка на котельной находится в удовлетворительном состоянии, обеспечивая необходимое количество воды для подпитки котлового и сетевого контуров;

5) водоподготовка подпиточной воды для системы теплоснабжения по проекту предусматривала химическое обескислороживание и обработку воды комплексонатом НТФ-Zn. Однако через несколько лет эксплуатации по причине интенсивного накипеобразования схема водоподготовки претерпела изменения –установлена автоматическая установка умягчения воды непрерывного действия Аквафлоу SF 200/2-95, на которой в настоящее время умягчается вся подпиточная вода, а установки дозирования реагентов не эксплуатируются. Подготовка воды ГВС проектом не предусмотрена;

6) средняя подпитка 12-13 м^3/сутки. Нагрев воды контура ГВС не более 65^{0}С;

7) узлы учета электрической энергии и газа установлены на котельной в необходимом количестве и находятся в удовлетворительном состоянии, поверка приборов учета проводится в установленные сроки;

8) на основном оборудовании котельной проведены технические освидетельствования, экспертиза промбезопасности в полном объеме. Требуется проведение РНИ на котлах КВГМ-3,0-115;

9) техническая документация на котельной ведется в полном объеме, обновляется в установленные сроки;

10) на момент проведения обследования предписаний надзорных органов нет;

11) режим работы теплофикационного оборудования котельной:

в течение отопительного сезона в работе:

- два-три водогрейных котла;
- три сетевых насоса;
- один подпиточный насос;

в летний период в работе:

- котельная работает на ГВС.

Оценка технического состояния оборудования и здания котельной №8 представлена в табл. 3.23.



Фото70. Кот №8. Вход в котельную



Фото 71. Кот №8.Ввод в котельную



Фото72. Кот№8. Вид сзади



Фото73. Кот№8. Баки аккумуляторы ГВС



Фото74. Кот №8. Котел КВГМ-3,0-115



Фото75.Кот №8. Котел Термотехник ТТ-100

Арамильские ВЕСТИ
№ 61 (1326) 11.11.2020



Фото 76. Кот.№8. Насосы сетевые



Фото 77. Кот.№8. Насосы подпиточные

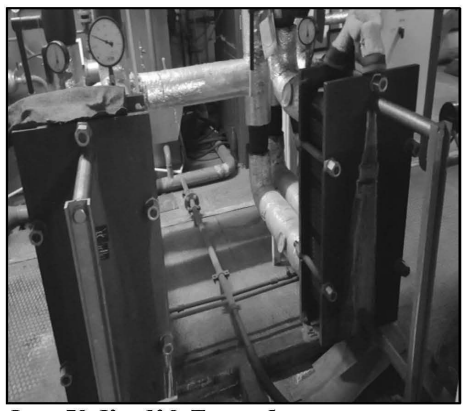

Фото 78. Кот №8. Теплообменники



Фото 79. Кот № 8. Водоподготовка



Фото 80.Кот №8. Установка дозирования и подпиточный бак



Фото 81.Кот №8. Щит управления насосами



Фото 82. Кот. № 8. ГРУ



Фото 83. Кот. № 8. Дымовые трубы

3.2.9. Оценка технического состояния источника теплоснабжения котельной №11

Критерии оценки технического состояния оборудования и здания котельных:

- удовлетворительное (уд.), если оборудование находится в эксплуатации и не требует капитального или текущего ремонта;
- неудовлетворительное (неуд.), если оборудование эксплуатируется, но требует проведение капитального или текущего ремонта;
- неисправное (н/р), если оборудование выведено из эксплуатации и требует замены.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования котельной №11 установлено:

1) котельная введена в эксплуатацию в 2012 году;

2) запас располагаемой мощности котельной по отношению к присоединенной тепловой нагрузке составляет 0,038 Гкал/ч, на перспективу изменения количества потребителей не планируется;

3) автоматика регулирования и автоматика безопасности соответствует требованиям НТД и находится в удовлетворительном состоянии, система диспетчеризации работает;

4) водоподготовка на котельной находится в удовлетворительном состоянии, обеспечивая необходимое количество воды для подпитки котлового и сетевого контуров;

5) водоподготовка вводом ингибитора накипеобразования ИОМС-1 предусмотрена только для подпиточной воды контура отопления. Подготовка воды контура ГВС не производится;

6) средняя подпитка 6 $м^3$/сутки. Нагрев воды контура ГВС не более 65^0С, подпитка контура ГВС составляет всреднем 11 $м^3$/сутки;

7) узлы учета электрической энергии и газа установлены на котельной в необходимом количестве и находятся в удовлетворительном состоянии, поверка приборов учета проводится в установленные сроки;

8) на основном оборудовании котельной проведены режимные наладочные испытания, технические освидетельствования, экспертиза промбезопасности в полном объеме;

9) техническая документация ведется в полном объеме, обновляется в установленные сроки;

10) на момент проведения обследования предписаний надзорных органов нет;

11) режим работы теплофикационного оборудования котельной:

в течение отопительного сезона в работе:

- один-два водогрейных котла;
- один-два сетевых насоса;
- один подпиточный насос.

в летний период котельная не работает.

Оценка технического состояния оборудования и здания котельной №11 представлена в табл. 3.24.

Таблица 3.24 - **Сведения о количестве и состоянии установленного оборудования на котельной №11**

Вид оборудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Срок службы (лет) нормативный	Срок службы (лет) фактический	Износ (%)	Техническое состояние	Примечание
Котельная	Водогрейная, блочно-модульная	1	2012	20	8	40	удовлетворительное	
Здание котельной	Сэндвич-панели, обшито сайдингом, 1 этажное	1	2012	20	8	40	удовлетворительное	
Кровля котельной	двускатная, оцинкованная	1	2012				удовлетворительное	
Дымовая труба	металлическая	4	2012	20	7	35	удовлетворительное	
Электроснабжение	6/0,4	1	2012	20	7	35	удовлетворительное	
Водогрейный котел	I.VAR серии Super RAC 520	2	2012	20	7	35	удовлетворительное	
Насос сетевой	«Wilo»IPn 40/150	3	2012	10	7	70	удовлетворительное	
Насос рециркуляции ГВС	Wilo»TOP-Z30/10	2	2012	10	7	70	удовлетворительное	
Насос ГВС циркуляционный	«Wilo»TOP-S30/10	2	2012	10	7	70	удовлетворительное	
Подпиточный	«Wilo» MHIL304-E-400-50-2	2	2012	10	7	70	удовлетворительное	
Установка дозирования реагента ИОМС-1	Насос-дозатор DLX 2-10 Емкость для реагента	1	2012	10	7	70	удовлетворительное	
Теплообменник ГВС	«AECM»FUNKE 05-25-1	2	2012	5	7	100	удовлетворительное	
Бак-подпиточный	$V=1м^3$	1	2012				удовлетворительное	
Учет расхода воды	Исходная и подпиточная вода-zennerETW-N-I ГВС- zenner MTW-I	2 1	2012 2012	12 12	8	80	удовлетворительное	
Учет расхода газа (коммерческий)	Контроллер ТЭКОН 17 Комплекс учета газа СГ-ЭКВз-Р-0,75-25/1,7 Счетчик газа СГ-16МТ-1-100	1 1 2	2012 2012 2012	12 12	7 7	58 58	удовлетворительное удовлетворительное	
Учет расхода электроэнергии	Двухтарифный счетчик Эл.энергии СТЭ 561	1	2012	32	7	22	удовлетворительное	
Учет расхода тепловой энергии	Теплорегулятор Карат-011 Теплосчетчик ВЭПС-80-ПБ1-01	1 2	2012 2012	10 15	7 7	70 47	удовлетворительное удовлетворительное	



Фото 84.Кот №11. Общий вид



Фото 85. Кот.№11. Дымовая труба

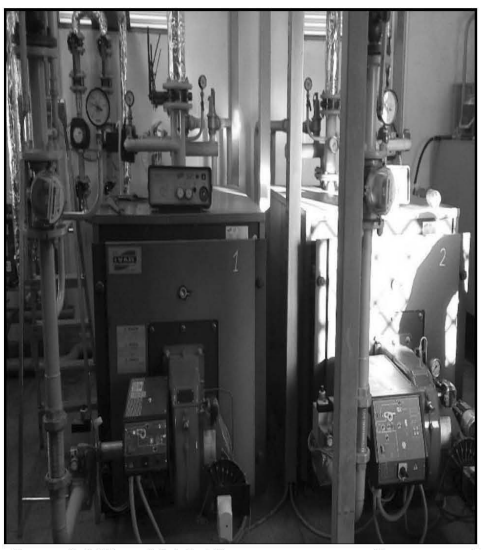

Фото 86.Кот №11. Котлы водогрейные



Фото 87.Кот.№11. Теплообменники ГВС

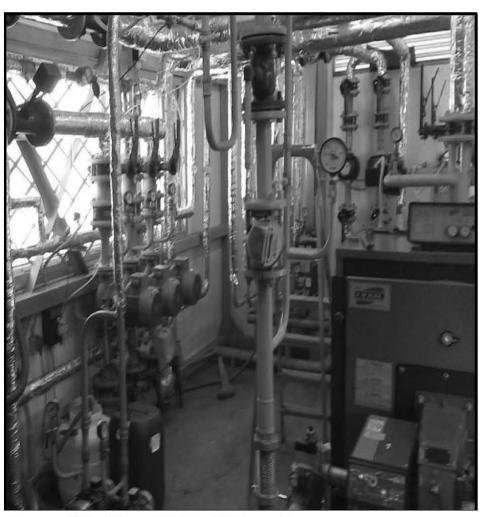

Фото 88. Кот №11. Общий вид внутри котельной



Фото 89. Кот. №11. Насосы сетевые


Фото 90. Кот. №11. Насосы ГВС

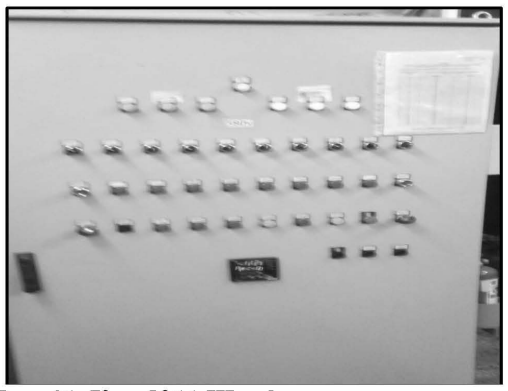
Фото91. Кот. №11.Шкаф автоматики


Фото 92. Кот.№11. Бак подпиточный


Фото 93. Кот.№11. Установка дозирования

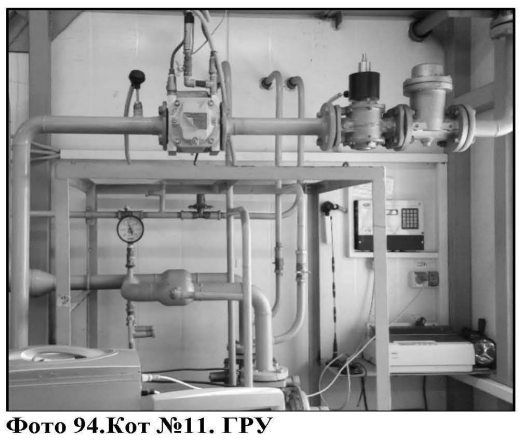
Фото 94.Кот №11. ГРУ


Фото 95. Кот.№11. Корректор ТЭКОН-17



Фото 96. Кот №11.Счетчик газа



Фото 97.Кот №11.Счетчик воды

3.2.10 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №1 п. Светлый

Критерии технического состояния тепловых сетей:

- удовлетворительное (уд.), если тепловые сети находится в эксплуатации не более 20 лет с хорошей теплоизоляцией и без видимых серьезных коррозионных или иных повреждений;
- неудовлетворительное (неуд.), тепловые сети со сроком эксплуатации более 10 лет, на которых требуется локальная замена тепловой изоляции и (или) участков труб, подверженных интенсивной коррозии;
- требующее замены (тр.зам.), если тепловые сети имеют степень нормативного износа более 100% (срок эксплуатации более 25 лет), которые подверженны интенсивной коррозиии критерий надежности К менее 0,7.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования тепловых сетей, подключенных к котельной №1 п. Светлый установлено:

1) балансовая принадлежность сетей определялась на основании «Выписки из Единого Государственного Реестра прав на недвижимое имущество…».

2) протяженность трубопроводов ТС, подключенных к котельной составляет 2 336 м в двухтрубном исчислении.

3)) протяженность трубопроводов ГВС, подключенных к котельной составляет 1 411 м в двухтрубном исчислении.;

4) прокладка тепловых сетей выполнена, в основном, в 80-х годах прошлого века;

5) тепловые сети - четырехтрубные, тупиковые. Система теплоснабжения закрытая. Потребители подключены по зависимой схеме. Прокладка сетей применена в основном подземная в непроходных каналах. Наибольший диаметр Ду 200 мм, наименьший диаметр – 50 мм. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворотов трассы;

6) среднегодовая тепловая нагрузка составляет 1,47 Гкал/ч;

7) фактические среднегодовыетепловые потери составляют 0,1735 Гкал/ч (11,7%), что в 1,41 разавыше нормативных, которые составляют 0,1228 Гкал/ч (8,3%);

8) тепловая изоляция выполнена, в основном, из минераловатных плит, покрывной слой – тонколистовая сталь или рубероид. Новые сети в ППУ изоляции без подключения к системе диспетчеризации по увлажнённости;

9) тепловая изоляция трубопроводов проложенных надземным способом в неудовлетворительном состоянии, требуется замена или восстановление (см фото №№ 98-117);

10) капитальный ремонт тепловых сетей не проводился, нормативный износ составляет 100%;

11) сведения об аварийности тепловых сетей отсутствуют;

12) техническое состояние тепловых камер неудовлетворительное;

На фото 98-117 представлено текущее состояние трубопроводов теплосети, а на схеме 1 - существующая схема теплоснабжения от котельной №1 п. Светлый

Таблица 3.25 – **Техническая характеристика тепловой сети, присоединенной к котельной №1 п. Светлый**

№	Показатели	Ед. измерения	Значение
1	Температурный график теплоснабжения от котельной	°С	95-70
2	Диаметры трубопроводов системы теплоснабжения на выходе из котельной	Ду, мм	Направление: - «п.Светлый 1-33», Dy 200; - «п.Светлый 34-44», Dy 100;
3	Значение суммарной тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию, с учетом тепловых потерь в сетях	Гкал/час	3,01 Гкал/ч;
4	Расход сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе из котельной,	т/час	Направление: - «п.Светлый 1-33» -103 т/час - «п.Светлый 34-44»- 17 т/час
5	Температура горячей воды, поступаемой в систему ГВС	°С	65-70
6	Схема подключения абонентов к теплосети		Зависимая, закрытая
7	Характеристика теплосети		Четырехтрубная, прокладка, подземная, надземная тепловая изоляция в неудовлетворительном состоянии, имеются подтопляемые участки в районе улицы п. Светлый 6к1
8	Периодичность опрессовок и объем выполненных ремонтов за три последних года	раз в год	2
9	Статистика аварий с указанием номеров участков теплосети и тепловой нагрузки отключаемых потребителей	Кол-во аварий	нет данных

Таблица 3.26 - **Сведения о состоянии тепловой сети котельной №1**

Ду, мм	Протяжённость в двухтруб. исчислении, м	Тип прокладки	Год прокладки	расположение	Изоляция		Срок службы, лет		Износ %	Техническое состояние
					тип	состояние	нормативный	фактический		
Направление п.Светлый 24-46										
Ду 100	**4,8**	**подземная**	**2015**	**От котельной до ТК14**	**ППУ изоляция с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду 100	**49,3**	**надземная**								
Ду 100	**67,1**	**подземная**								
Ду 100	**19,9**	**подземная**	**2015**	**От ТК14 до ТК15**	**ППУ изоляция с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду 50	**11,1**						**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду 25	**33,9**	**подземная**	**2015**	**От ТК14 до дома 24**	**ППУ изоляция с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду 32	53,4	надземная	1980-1990	От ТК14 до дома 24	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	тр. Зам.
Ду 50	**16,1**	**подземная**	**2015**	**От ТК15 до ТК16**	**ППУ изоляция с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду 32	11,6	подземная	1980-1990	От ТК15 до дома 35	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 32	18,6	подземная	1980-1990	От ТК16 до дома 36	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду50	**35,4**	**подземная**	**2015**	**От ТК16 до ТК17**	**ППУ изоляция с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду50	10,6	подземная	1980-1990	От ТК17 до дома 39	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду50	12,2	подземная	1980-1990	От ТК17 до дома 38	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду50	**48,4**	**подземная**	**2015**	**От ТК17до ТК18**	**ППУ изоляция с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду32	12,5	подземная	1980-1990	От ТК18 до дома 46	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду32	12,2	подземная	1980-1990	От ТК18 до дома 42	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду50	22,3	подземная	1980-1990	От ТК18до ТК19	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду50	16,3	подземная	1980-1990	От ТК19 до дома 41	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду50	16,6	подземная	1980-1990	От ТК19 до дома 45	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду50	21,2	подземная	1980-1990	От ТК19 до ТК20	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду50	22,6	подземная	1980-1990	От ТК20 до дома 40	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду50	14,9	подземная	1980-1990	От ТК20 до дома 44	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду32	30,4	подземная	1980-1990	От ТК20 до дома 43	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Итого 561,4 м										
Направление «п.Светлый 1-33»										
Ду 200	86,3	надземная	1980-1990	От котельной до ТК1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 200	48,6	подземная	1980-1990	От котельной до ТК1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100	23,1	Подземная, внутридомовая	1980-1990	до дома 4	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	8,2	внутридомовая	1980-1990	на дом 4	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	49,6	подземная	1980-1990	От дома 4 до дома 3	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	18,2	подземная	1980-1990	От ТК1 до дома 5	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 200	28,1	подземная	1980-1990	От ТК1 до ТК2	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	91,7	подземная	1980-1990	От ТК2 до дома 2	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 200	35.2	подземная	1980-1990	От ТК2 до ТК3	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 70	18,2	подземная	1980-1990	От ТК3 до ответвление на дом 6к1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	8,9	подземная	1980-1990	От ответвление на дом 6к1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.

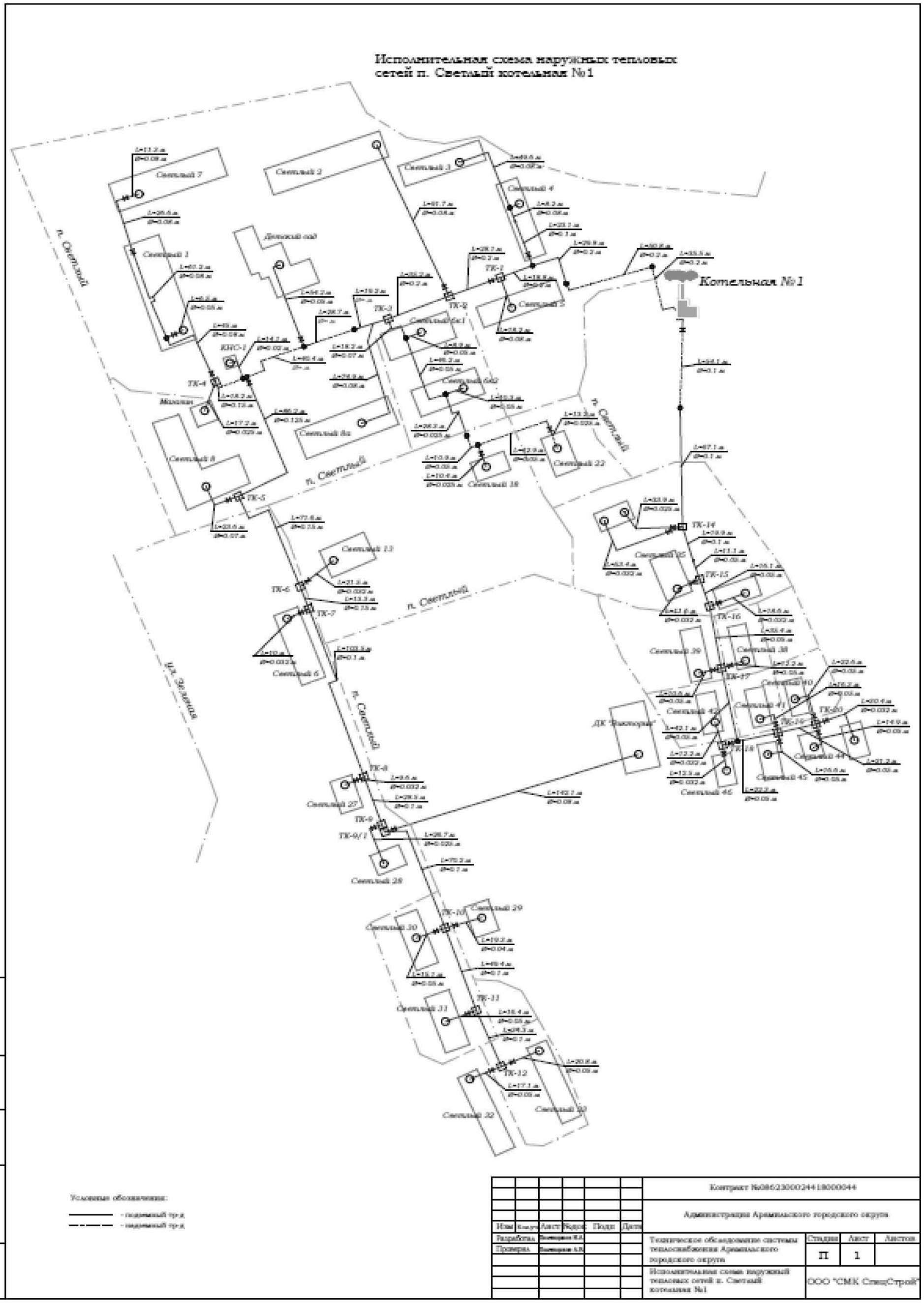

Схема 1 Исполнительная схема наружных тепловых сетей котельной №1

Ду 50	46,2	подземная	1980-1990	От дома 6к1 до дома 6к2	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	10,3	подземная	1980-1990	От ответвление на дом 6к2	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 25	28,3	подземная	1980-1990	От ответвление дома 6к2 на дом 18	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	10,9	надземная	1980-1990	От ответвление дома 6к2 на дом 18	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 25	10,4	надземная	1980-1990	На дом 18	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	42,9	надземная	1980-1990	От ответвления дома 18 до ответвления на дом22	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 25	13,2	подземная	1980-1990	к дому 22	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	74,9	подземная	1980-1990	к дому 8а	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 200	19,2	подземная	1980-1990	От ТК3 до детского сада	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 150	28,7	надземная	1980-1990	От ТК3 до ответвления на детский сад	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	54,2	подземный	1980-1990	до ответвления до детского сада	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду150	40,4	надземная	1980-1990	От ответвления детского сада до ответвления на КНС-1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 20	14,1	надземная	1980-1990	отответвлениядо КНС-1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 150	18,2	надземный	1980-1990	От ответвления на КНС-1 до ТК4	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 25	17,2	подземная	1980-1990	От ТК4 до магазина	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	45	подземная	1980-1990	От ТК4 до дома 1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	6,5	внутридомовая	1980-1990	В дом1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	87,8	внутридомовая, подземная	1980-1990	От ответвление дома1 до дома 7	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	11,3	внутридомовая	1980-1990	В доме 7	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 125	86,2	подземный	1980-1990	От ответвления КНС-1 до ТК5	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 70	23,6	подземный	1980-1990	От ТК5 до дома 8	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 150	**71,6**	**подземный**	**2015**	**От ТК5 до ТК6**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду 32	21,5	подземный	1980-1990	От ТК6 до дома13	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.

Ду 150	**13,3**	**подземный**	**2015**	**От ТК6 до ТК7**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду 32	10,0	подземный	1980-1990	От ТК7 до дома6	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100	**103,5**	**подземный**	**2015**	**От ТК7 до ТК8**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду 32	9,6	подземный	1980-1990	От ТК8 до дома27	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100	**28,5**	**подземный**	**2015**	**От ТК8 до ТК9**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду 25	26,7	подземный	1980-1990	От ТК9 до дома28	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	142,1	подземный	1980-1990	От ТК9/1 до ДК «Виктория»	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100	70,2	подземный	1980-1990	От ТК9/1 до ТК10	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 40	19,3	подземный	1980-1990	От ТК10 до дома29	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	15,1	подземный	1980-1990	От ТК10 до дома30	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100	49,4	подземный	1980-1990	От ТК10 до ТК11	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	16,4	подземный	1980-1990	От ТК11 до дома 31	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100	34,3	подземный	1980-1990	От ТК11 до ТК12	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	20,8	подземный	1980-1990	От ТК12 до дома33	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	17,1	подземный	1980-1990	От ТК12 до дома 32	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Итого 1775 м										
Общая протяженность тепловых сетей, подключенных к котельной №1, составляет в двухтрубном исчислении 2336,4 м										

Направление«п.Светлый 1-33»





Фото 98-99 Теплосеть от котельной №1. Направление «п. Светлый 1-33»,

ТК-1 с ответвлением на дом 5



ТК-2 с ответвлением на дом 2



Фото 100-101 Теплосеть от котельной №1.Направление «п. Светлый 1-33»,

Ответвление на детский сад



Ответвление на ТК5



Фото 102-103 Теплосеть от котельной №1.Направление «п. Светлый 1-33»,

ТК-4 в сторону дома 7



ТК-5 ответвление в сторону дома 8



Фото 104-105 Теплосеть от котельной №1.Направление «п. Светлый 1-33»,

Ответвление на дом 6



Ответвление на дом 27



Фото 106-107 Теплосеть от котельной №1. Направление «п. Светлый 1-33»,

Ответвление на дом 28



ТК-9 с ответвлением на дом 42



Фото 108-109 Теплосеть от котельной №1. Направление «п. Светлый 1-33»,

ТК-10 с ответвлением на дома 29,30

ТК-11 с ответвлением на дом 31

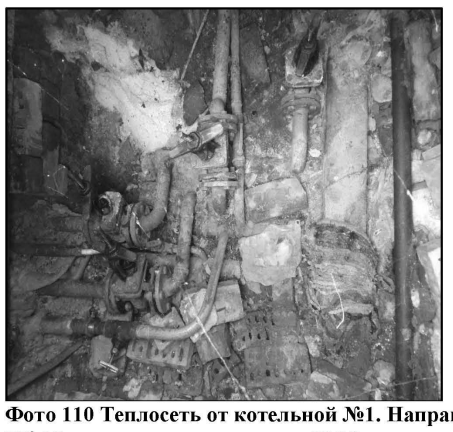

Фото 110 Теплосеть от котельной №1. Направление «п. Светлый 1-33», ТК-12 с ответвлением на дома 32,33

Направление «п. Светлый 24-46»





Фото 111-112 Теплосеть от котельной №1.Направление «п.Светлый 34-46», ТК-14 с ответвлением на дом 24 ТК-15 с ответвлением на дом 35





Фото 113-114 Теплосеть от котельной №1. Направление «п. Светлый 34-46», ТК-16 с ответвлением на дом 37 ТК-17 с ответвлением на дома 38,39



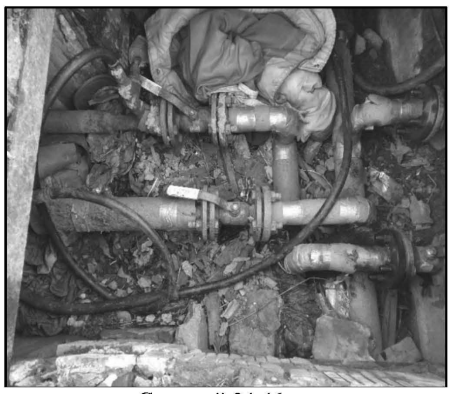

Фото 115-116 Теплосеть от котельной №1. Направление «п. Светлый 34-46», ТК-18 с ответвлением на дома 42,46 ТК-19 с ответвлением на дома 41,45



Фото 117 Теплосеть от котельной №1. Направление «п. Светлый 34-46», ТК-20 с ответвлением на дома 40,43,44

3.2.11 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №2 п. Арамиль

Критерии технического состояния тепловых сетей:

- удовлетворительное (уд.), если тепловые сети находится в эксплуатации не более 20 лет с хорошей теплоизоляцией и без видимых серьезных коррозионных или иных повреждений;
- неудовлетворительное (неуд.), тепловые сети со сроком эксплуатации более 10 лет, на которых требуется локальная замена тепловой изоляции и (или) участков труб, подверженных интенсивной коррозии;
- требующее замены (тр.зам.), если тепловые сети имеют степень нормативного износа более 100% (срок эксплуатации более 25 лет), которые подверженны интенсивной коррозиии критерий надежности К менее 0,7.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования тепловых сетей, подключенных к котельной №2 установлено:

1) балансовая принадлежность сетей определялась на основании «Выписки из Единого Государственного Реестра прав на недвижимое имущество…»;

2) протяженность трубопроводов ТС, подключенных к котельной составляет 2 229 м в двухтрубном исчислении.

3) протяженность трубопроводов ГВС, подключенных к котельной составляет 1 923 м в двухтрубном исчислении.;

4) прокладка тепловых сетей выполнена в 1982г;

5) тепловые сети - четырехтрубные, тупиковые. Система теплоснабжения закрытая. Потребители подключены по зависимой схеме. Прокладка сетей применена подземная в непроходных каналах и надземная - на низких опорах;

6) Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворотов трассы. Наибольший диаметр Ду 200 мм, наименьший диаметр – 50 мм;

7) среднегодовая тепловая нагрузка составляет 1,078 Гкал/ч;

8) фактические среднегодовые тепловые потери составляют 0,2183 Гкал/ч (20,3%), что в 1,54 раза выше нормативных, которые составляют 0,1418 Гкал/ч (13,2%);

9) тепловая изоляция трубопроводов проложенных надземным способом во многих местах сильно изношена и требует восстановления;

10) капитальный ремонт тепловых сетей не проводился, нормативный износ составляет 70-100%;

11) сведения об аварийности тепловых сетей отсутствуют;

11) техническое состояние тепловых камер неудовлетворительное

На фото 118-135 представлено текущее состояние трубопроводов теплосети, а на схеме 2 - существующая схема теплоснабжения от котельной №2 п. Светлый

Таблица 3.27 – **Техническая характеристика тепловой сети, присоединенной к котельной №2**

№	Показатели	Ед. измерения	Значение
1	Температурный график теплоснабжения от котельной	°С	95-70
2	Диаметры трубопроводов системы теплоснабжения на выходе из котельной	Ду, мм	Dy 200
3	Значение суммарной тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию, с учетом тепловых потерь в сетях	Гкал/час	2,35 Гкал/ч;
4	Расход сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе из котельной,	т/час	G = 143 т/час
5	Температура горячей воды, поступаемой в систему ГВС	°С	65-70
6	Схема подключения абонентов к теплосети		Зависимая, закрытая
7	Характеристика теплосети		Четырехтрубная, прокладка надземная, подземная канальная, тепловая изоляция в неудовлетворительном состоянии.
8	Периодичность опрессовок и объем выполненных ремонтов за три последних года	раз в год	2
9	Статистика аварий с указанием номеров участков теплосети и тепловой нагрузки отключаемых потребителей	Кол-во аварий	нет данных

Таблица 3.28 - **Сведения о состоянии тепловой сети котельной №2**

Ду, мм	Протяжённость в двухтруб. исчеслении, м	Тип прокладки	Год прокладки	расположение	Изоляция		Срок службы, лет		Износ %	Техническое состояние
					тип	состояние	нормативный	фактический		
Направление котельная-ТК-4-Станционная 6										
Ду 150	21,3	подземная	1982	От котельной до ТК1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Тр. зам.
Ду 200	76,2	надземная	1982	От ТК1 до ТК2	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Тр. зам.
Ду 32	16,7	подземная	1982	От ответвления до КНС-2	минераловатная, покрывной слой – рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Тр. зам.
Ду 50	146,5	наземная в лотках	1982	ТК 2 – Очистные сооружения	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Тр. зам.
Ду 50	119,0	наземная	1982	ТК 2 – Очистные сооружения	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Тр. зам.
Ду 200	87,7	подземная	1982	От ТК2 до ТК-3	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Тр. зам.
Ду 80	37,3	наземная	1982	От ТК-3 до эл. подстанции	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Тр. зам.
Ду 250	64,0	наземная	1982	От ТК-3 до ТК-4	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Тр. зам.
Ду 32	13,4	подземная	1982	От ТК 4 до Церкви ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Тр. зам.
Ду 50	**141,45**	**подземная**	**2000**	**От ТК 4 до компрессорной ул. Станционная**	**ППУ изоляция**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**19**	**76**	**уд.**
Ду 150 Ду 40	**44,8 4,0**	**подземная**	**2000**	**От ТК-4 до пункта обогрева**	**ППУ изоляция**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**19**	**76**	**уд.**
Ду 100	**112,2**	**надземная в лотках**	**2000**	**От пункта обогрева до ТК-5**	**ППУ изоляция**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**19**	**76**	**уд.**
Ду 50	11,4	подземная	1982	От ТК 5 до Вокзала (станции)	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100	**18,3**	**подземная**	**2000**	**От ТК 5 до ТК 6**	**ППУ изоляция**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**19**	**76**	**уд.**
Ду 50 Ду 100	20,6 15,7	Подземная	1982	От ТК 6 до дома 9 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	7,1	Внутридомовая	1982	От ответвления к дому 9 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.

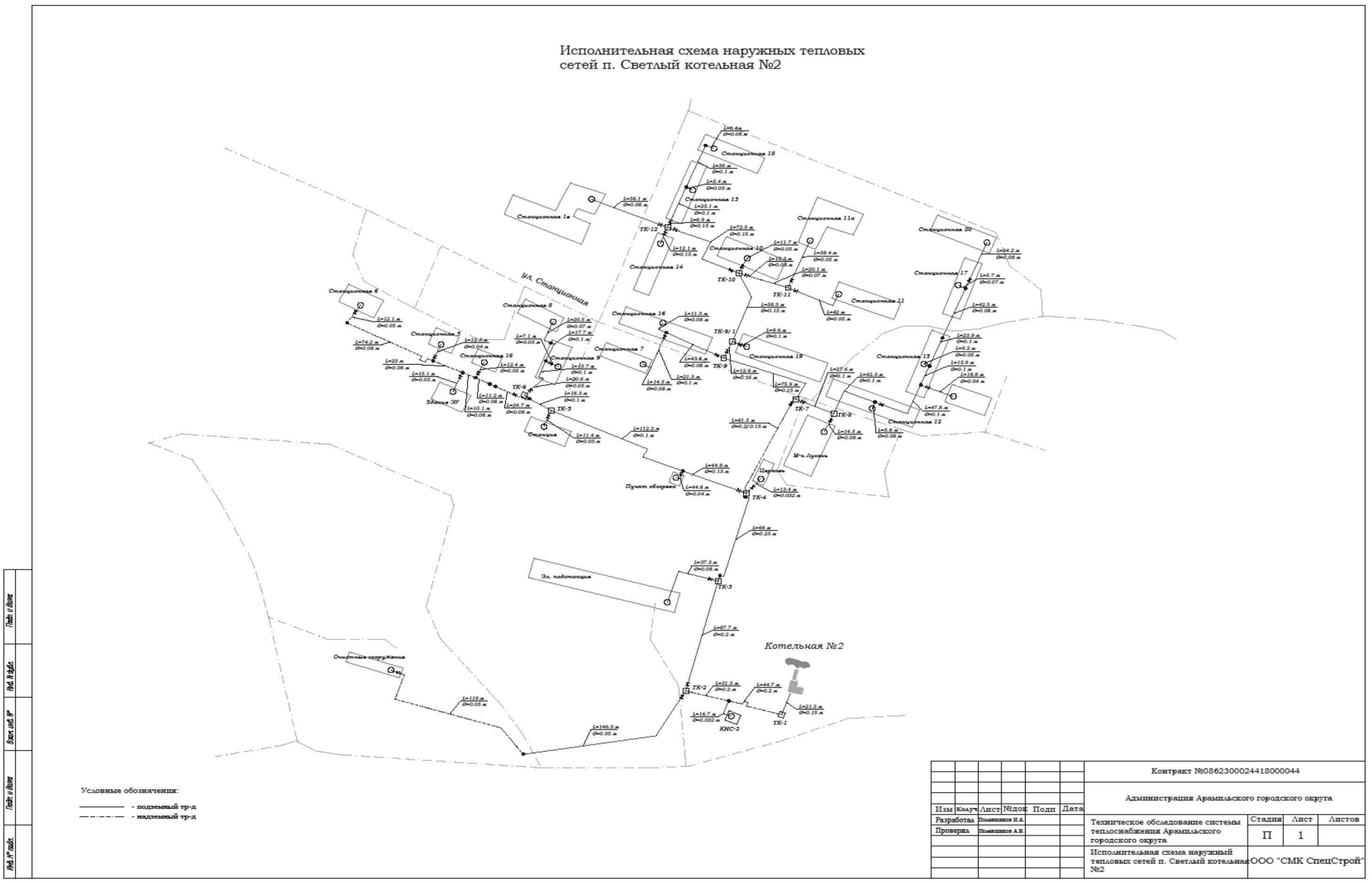

Схема 2. Исполнительнаясхема наружных тепловых сетей п. Светлый от котельной №2

Ду 100 Ду 70	17,7 20,5	Подземная	1982	От дома 9 до дома 8 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	35,9	надземная	1982	От ТК-6 до дома 1б ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду50	12,4	подземная	1982	От ответвления к дому 1б ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	10,1	наземная	1982	От ответвления до ответвления на здание ЭУСтанционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	15,1	подземная	1982	От ответвления до здание ЭУул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	23	наземная	1982	От ответвления до ответвления к дому 5 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным и полным разрушением	25	>30	100	неуд.
Ду 40	12,3	надземная	1982	От ответвления к дому 5 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным и полным разрушением	25	>30	100	неуд.
Ду 80	74,2	наземная	1982	От ответвления дома 5 до ответвления дома 6 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	12,1	подземная	1982	От ответвления к дому 6	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
ИТОГО 1190,95										
Направление ТК-4 –ТК-12										
Ду 200	81,5	наземная	1982	От ТК-4 до ТК-7	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100	**27,6**	**подземная**	**2000**	**От ТК-7 до ТК-8**	**ППУ изоляция**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**19**	**76**	**уд.**
Ду80	14,5	подземная	1982	От ТК-8 до магазина Лугань	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань, рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100 Ду 80	42,3 5,8	Подземная внутридомовая	1982	От ТК-8 до дома 12 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань, рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100	47,3	внутридомовая	1982	От дома 12 до дома 15 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань, рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 40	24,96	подземная	1982	От дома 15 до дома 22 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань, рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 32	13,9	подземная	1991	От ответвления к дому 22 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань, рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 32	53,8	подземная	1982	От ответвления до дома 24 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань, рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100 Ду 80	39,8 42,5	внутридомовая	1982	От дома 15 до дома 17 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань, рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	9,2	внутридомовая	1982	От ответвления к дому 15 ул. Станционная	Изоляция отсутствует		25	>30	100	неуд.
Ду 70	5,7	внутридомовая	1982	На дом 17 ул. Станционная	Изоляция отсутствует		25	>30	100	неуд.
Ду 80	34,2	Внутридомовая, подземная	1982	От дома 17 до дома 20 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань, рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 150	75,9	подземная	1982	От ТК-7 до ТК-9	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань, рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	43,8 11,3	подземная	1982	От ТК-9 до дома 16 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань, рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100 Ду 80	**21,3 14,5**	**подземная**	**2015**	**От дома 16 до дома 7 ул. Станционная**	**ППУ изоляция**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду 150	12,6	подземная	1982	От ТК-9 до ТК-9/1	минераловатная, покрывной слой – рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 100	9,6	подземная	1982	От ТК-9/1 до дому 19 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 150	58,3	подземная	1982	От ТК-9/1 до ТК-10	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань, рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	11,7	подземная	1982	От ТК-10до дому 10 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80 Ду 70	15,3 20,1	подземная	1982	От ТК-10 до ТК-11	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	38,4	подземная	1982	От ТК-11 до дома 11а ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 50	42	подземная	1982	От ТК-11до дома 11 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 150	72,5	подземная	1982	От ТК-10 до ТК-12	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 150	12,1	подземная	1982	От ТК-12 до дома 14 ул. Станционная	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	неуд.
Ду 80	**56,1**	**подземная**	**2017**	**От ТК-12 до дома 1е ул. Станционная**	**минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид**	**Имеются участки с частичным разрушением изоляции**	**25**	**2**	**8**	**уд.**
Ду 150 Ду 100 Ду50	**6,9 25,1 5,4**	**подземная внутридомовая**	**2017**	**От ТК-12 до дома 13 и в внутри дома 13 ул. Станционная**	**минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид**	**Имеются участки с частичным разрушением изоляции**	**25**	**2**	**8**	**уд.**
Ду 100 Ду 80	**36 6,4**	**внутридомовая подвальная**	**2017**	**От дома 13 до дома 18 ул. Станционная**	**ППУ изоляция**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**2**	**8**	**уд.**
ИТОГО 1038,36 м										
Общая протяженность тепловых сетей, подключенным к котельной №2, составляет в двухтрубном исчислении 2229,31 м										

Направление «Котельная-ТК-4-Станционная 6»




Фото 118-119 Теплосети кот №2. Направление «Котельная-ТК-4-Станционная 6»
ТК-1 ТК-1 в направлении к ТК-2




Фото 120-121 Теплосети кот №2. Направление «Котельная-ТК-4-Станционная 6»
ТК-2 в сторону ТК-3 с ответвлением на очистные сооружения Ответвление на очистные сооружения




Фото 122-123 Теплосети кот №2. Направление «Котельная-ТК-4-Станционная 6»
ТК-3 в сторону ТК-4 с ответвлением Компенсатор над железнодорожной станцией




Фото 124-125 Теплосети кот №2. Направление «Котельная-ТК-4-Станционная 6»
ТК-4 в сторону ТК-7 с ответвлением ТК-4 в сторону ТК-5




Фото 126-127 Теплосети кот №2. Направление «Котельная-ТК-4-Станционная 6»
ТК-5 с ответвлением на ул.Станционная 1а/3 ТК-6 ответвление на д.9,8 ул.Станционная
Направление «ТК-4-ТК-12»




Фото 128-129 Теплосети кот №2. Направление «ТК-4-ТК-12»
ТК-7 на ТК-9 с ответвлением на ТК-8 ТК-9 в сторону ТК-9/1




Фото 130-131 Теплосети кот №2. Направление «ТК-4-ТК-12»
ТК-10 в сторону ТК-12 с ответвлением на ТК-11ТК-12 с ответвл-ем на ул. Станционная 13,14




Фото 132-133 Теплосети кот №2. Направление «ТК-4-ТК-12»
Внутридомовая развязка на ул. Станционная 15 Внутридомовая развязка на ул. Станционная 17




Фото 134 Теплосети кот №2. Ответвление «Очистные сооружения»
Фото 135 Теплосети кот. №2. Тепловой узел на очистных сооружениях

3.2.12 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной № 5

Критерии технического состояния тепловых сетей:

- удовлетворительное (уд.), если тепловые сети находится в эксплуатации не более 20 лет с хорошей теплоизоляцией и без видимых серьезных коррозионных или иных повреждений;
- неудовлетворительное (неуд.), тепловые сети со сроком эксплуатации более 10 лет, на которых требуется локальная замена тепловой изоляции и (или) участков труб, подверженных интенсивной коррозии;
- требующее замены (тр.зам.), если тепловые сети имеют степень нормативного износа более 100% (срок эксплуатации более 25 лет), которые подверженны интенсивной коррозиии критерий надежности К менее 0,7.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования тепловых сетей, подключенных к котельной №5 установлено:

1) балансовая принадлежность сетей определялась на основании «Выписки из Единого Государственного Реестра прав на недвижимое имущество…»;

2) протяженность трубопроводов ТС, подключенных к котельной составляет 6 093 м в двухтрубном исчислении.

3) прокладка тепловых сетей выполнена в период 1970-1990 гг, но есть небольшая часть относительно новых участков теплосетей;

4) тепловые сети –двухтрубные, тупиковые. Система теплоснабжения потребителей закрытая. Прокладка, в основном, надземная на низких опорах, есть участки подземной прокладки в непроходных каналах. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворотов трассы;

5) тепловая изоляция трубопроводов проложенных надземным способомнаходится в неудовлетворительном состоянии,во многих местах сильно изношена и требует восстановления ;

6) расчетный максимальный часовой расход тепловой энергии (с учетом тепловых потерь) составляет 9,0 Гкал/час;

7) среднегодовая тепловая нагрузка составляет 3,905 Гкал/ч;

8) фактические среднегодовые тепловые потери составляют 1,0107 Гкал/ч (25,9%), что в 1,9 раза выше нормативных, которые составляют 0,5296 Гкал/ч (13,6%);

9) для тепловой сети установлен температурный график 95°-70°С;

10) в наружную теплосеть теплоноситель подается по трубопроводу диаметром Ду300 мм, на выходе из котельной теплоноситель поступает в ТП-1, где распределяется на четыре направления теплоснабжения:

- первое направление: ТП-2 по ул. Курчатова 30-Б – 8 потребителей;
- второе направление: склады (завод) – 4 потребителя;
- третье направление: ул. Энгельса-Октябрьская - 11 потребителей;
- четвертое направление: ул. Красноармейская, 118б,г - 2 потребителя.

На ТП-2 теплоноситель распределяется на пять направления теплоснабжения:

- первое направление: ул. Курчатова – 18 потребителей;
- второе направление: ул. Курчатова 30 – 1 потребитель;
- третье направление: УКК-2 потребителя;
- четвертое направление: ул. Красноармейская, 118д1, д2,д3 - 2 потребителя;
- пятое направление: ТП3 на ул. Новая 9Б.

На ТП-3 теплоноситель распределяется на три направления теплоснабжения:

- первое направление: ул. Горбачева 18,20,22 – 3 потребителя;
- второе направление: ул. Горбачева – 1 потребитель;
- третье направление: ул. Новая - 14 потребителей;

11) Повысительные насосные станции отсутствуют. Имеются три тепловых пункта и пять тепловых камер, которые расположены в направлении ул.Октябрьская – ул. Ленина.

12) капитальный ремонт тепловых сетей не проводился, нормативный износ составляет 100%;

13) сведения об аварийности тепловых сетей отсутствуют;

14) техническое состояние тепловых камер удовлетворительное;

Сведения о состоянии тепловых сетей по результатам технического обследования сведены в табл. 3.23.

На фото 136-201 представлено текущее состояние трубопроводов теплосети, а на схеме 3 - существующая схема теплоснабжения от котельной №5.

Сведения о состоянии тепловых сетей по результатам обследования сведены в табл. 3.30.

Таблица 3.29 – **Техническая характеристика тепловой сети, присоединенной к котельной №5**

№	Показатели	Ед. измерения	Значение
1	Температурный график теплоснабжения от котельной	°С	95-70
2	Диаметры трубопроводов системы теплоснабжения на выходе из котельной	Ду, мм	Dy 300
3	Значение суммарной тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию, с учетом тепловых потерь в сетях	Гкал/час	9,0 Гкал/ч
4	Расход сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе из котельной,	т/час	G = 365т/час
5	Температура горячей воды, поступаемой в систему ГВС	°С	-
6	Схема подключения абонентов к теплосети		Зависимая, закрытая
7	Характеристика теплосети		двухтрубная, прокладка преимущественно надземная на низких опорах, тепловая изоляция в неудовлетворительном состоянии.
8	Периодичность опрессовок и объем выполненных ремонтов за три последних года	раз в год	2
9	Статистика аварий с указанием номеров участков теплосети и тепловой нагрузки отключаемых потребителей	Кол-во аварий	нет данных

Таблица 3.30 **- Сведения о состоянии тепловой сети котельной №5**

Участок тепловой сети, Ду мм	Протяжённость в двухтруб. исчислении, м	Тип прокладки	Год прокладки	расположение	Теплоизоляция: тип	Теплоизоляция: состояние	Срок службы, лет: нормативный	Срок службы, лет: фактический	Износ %	ЗРУ	Техническое состояние
Ду 300	116,9	надземная	1970-1990	От котельной до ТП-1	Минераловатная с покрывным слоем изстеклоткани или фольгированный утеплитель	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду 300 2 шт.	неуд.
Направление от ТП-1 (ул. Красноармейская, 118-3) на ул. Энгельса-Октябрьская											
Ду150	171	надземная	1970-1990	От ТП-1 до ТК-1	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань, сталь. ППУ	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду150	12,8	подземная	1970-1990	От ТП-1 до ТК-1	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	нет	неуд.
Ду150	37,9	надземная	1970-1990	От ТП-1 до ТК-1	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду150	7,3	подземная	1970-1990	От ТП-1 до ТК-1	минераловатная, с защитным слоем – оцинкованная сталь	Изоляция не нарушена	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 150	**69,5**	**надземная**	**2010**	**От ТП-1 до ТК-1**	**минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань, оцинкованная сталь**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**Уд.**
Ду 150	**10,6**	**подземная**	**2010**	**От ТП-1 до ТК-1**	**минераловатная, с защитным слоем – оцинкованная сталь**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**Уд.**
Ду 50	**80,5**	**подземная**	**2010**	**От ТК-1 до дома Октябрьская 171**	**минераловатная, с защитным слоем – оцинкованная сталь**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**Уд.**
Ду 150	42,1	надземная	1970-1990	От ТК-1 до ответвления до д. ул. Энгельса 26	минераловатная, с защитным слоем - стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 50	16,9	подземная	2015	От ответвления до д. ул. Энгельса 26	минераловатная, с защитным слоем - стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	4	16	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 65	28,5	подземная	2013	От ответвления к дому ул. Энгельса 26к1	минераловатная, с защитным слоем - стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	6	24	нет	неуд.
Ду 150	183,7	надземная	1970-1990	От ответвления д. ул. Энгельса 26 до ТК-2	минераловатная, с защитным слоем - стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 250	15,6	подземная	1970-1990	От ТК-2 до ответвления на д. Октябрьская 154	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду100	17,1	подземная					25	>30	100	нет	неуд.
Ду 20	19,7	подземная	1970-1990	От ответвления до д. Октябрьская 154	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань или фольга	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду20 4 шт.	неуд.
Ду 32	15,5	подземная	1970-1990	От ответвления до д. Октябрьская 154	минераловатная, с защитным слоем - стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду32 2 шт.	неуд.
Ду 50	131,1	надземная	1970-1990	От ответвления до д. ул. Тельмана 4	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань или рубероид	Изоляция не нарушена	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 100	409,9	Подземная, наземная	1970-1990	От ответвления на д. Октябрьская 154 до ТК-4 у д. ул. Октябрьская 133	минераловатная, защитный слой– стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду100 2 шт. новые 2 шт. старые	неуд.
Ду 65	22,4	подвальная	1970-1990	От ТК -4 до д. Октябрьская 133	минераловатная, защитный слой– стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 65	31,2	подвальная	1970-1990	От ТК -4 до д. Ленина 16а	минераловатная, защитный слой– стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 65	52	подвальная	2010	От ТК 4-до ТК-5	минераловатная, защитный слой– стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	9	36	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 50	11,0	подвальная	2013	От ТК-5 в дом Октябрьская 133	минераловатная, защитный слой– стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	6	24	нет	неуд.
Ду 65	16,5	подвальная	2010	От ТК-5 в дом Октябрьская 131	минераловатная, защитный слой– стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	9	36	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 80	53,8	подземная	1970-1990	От ТК-2 до ТК-3	минераловатная, защитный слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 20	7	подземная	1970-1990	ответвление на д. Октябрьская 155	минераловатная, защитный слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду20 2 шт.	неуд.
Ду 80	20,1	подземная	2002	От ТК-3 до д. Энгельса 16	минераловатная, защитный слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	17	68	нет	неуд.
Ду 65	50,7	подземная	1970-1990	От ТК-3 до дома Тельмана 6	минераловатная, защитный слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 20	9,5	подземная	1970-1990	В дом Тельмана 6	минераловатная, защитный слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду20 2 шт.	неуд.
Ду 80	14	подземная	1970-1990	Из дома Тельмана 6	минераловатная, защитный слой– стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 80	62,7	подземная	1970-1990	На перемычки	минераловатная, защитный слой– стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Итого 1620,6											
Направление ТП-1 (ул. Красноармейская, 118-3) - ТП 2 (ул. Курчатова, 30Б)											
Ду300	82,8	Надземная	2013	От ТП-1 до ответвления на д. Красноармейская 120к2	минераловатная, защитный слой– стеклоткань и рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	6	24	нет	неуд.
Ду65	10,6	подземная	2013	Ответвление на д. Красноармейская 120к2	минераловатная, защитный слой– стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	6	24	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 300	33,2	Надземная, подземная	2013	От ответвления на д. Красноармейская 120к2 до ответвления на д. Красноармейская 120к1	минераловатная, защитный слой– стеклоткань и рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	6	24	нет	неуд.
Ду 300	6	подземный					25	6	24	нет	неуд.
Ду 300	36,8	надземный					25	6	24	нет	неуд.
Ду 100	17,5	надземная	2013	От ответвления до д. Красноармейская 120к1	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	6	24	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 300	16,6	подземная	2013	От ответвления на д. Красноармейская 120к1 до ответвления на д. Красноармейская 118/1	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань и рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	6	24	нет	неуд.
Ду 300	15,8	подземная					25	6	24	нет	неуд.
Ду 300	23,3	надземная					25	6	24	нет	неуд.
Ду 80	86,4	надземная	2013	От ответвления на д. Красноармейская 118/1 до д. Красноармейская 118/1 («Дельфин»)	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	6	24	Ду80 2 шт. новые	неуд.
Ду 100	13,7	подземная	2013	От ответвления на д. Красноармейская 118/1 до ответвления в направлении д. ул. Декабристов 24-28	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	6	24	нет	неуд.
Ду 100	30,7	подземная	1970-1990	От ответвления в направлении д. ул. Декабристов 24-28 до ответвления на д. Декабристов 28	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	Ду100 2 шт.	неуд.
Ду 50	17,3	надземная	1970-1990	От ответвления до д. Декабристов 28	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	Ду50 2 шт. новые	неуд.
Ду 80	34,3	надземная	1970-1990	От ответвления на д. Декабристов 28 до ответвления на д. Декабристов 26	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	Ду80 2 шт.	неуд.
Ду 50	14	надземная	1970-1990		минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 50	11	подземная	1970-1990	От ответвления на д. Декабристов 26 до д. Декабристов 26	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 50	9,5	подземная	1970-1990	Ответвление на д. Декабристов 27	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 50	46,2	надземная	1970-1990		минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 50	**33**	**надземная**	**2018**	**От ответвления на д. Декабристов 26 до ТК у д. Декабристов 24**	**минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**1**	**4**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**39,8**	**подземная**	**2018**		**минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**1**	**4**	**нет**	**уд.**
Ду50	9,4	надземная	1970-1990	От ТК до д. Декабристов 24	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 300	78,4	надземная	1970-1990	От ответвления в направлении д. Декабритов 24-28 до ответвления на д. Красноармейская 118	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 80	12,3	надземная	1970-1990	От ответвления на д. Красноармейская 118 до д. Красноармейская118	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт. новые	неуд.
Ду 300	30,7	Надземная, подземная	1970-1990	От ответвления на д. Красноармейская 118 до ТП-2	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань илирубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 300	**88,1**	**надземная**	**2010**		**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушешена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Направление ТП-2 – ул. Красноармейская118д1, д2, д 3											
Ду 100	**48,5**	**Надземная, внутридомовая**	**2014**	**От ТП2 до ответвления на ответвления на д. Красноармейская118д 2**	**минераловатная, с защитным слоемиз оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**5**	**20**	**нет**	**уд.**
Ду 80	**8,4**	**внутридомовая**	**2014**	**Отответвления на д. Красноармейская118д 2до узла в д. Красноармейская118д 1**	**минераловатная, с защитным слоемиз оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**5**	**20**	**нет**	**уд.**
Ду 65	**52,8**	**Подземная, внутридомовая**	**2014**	**Отответвления на д. Красноармейская118д 2до ответвления в д. Красноармейская118д 2**	**минераловатная, с защитным слоемиз оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**5**	**20**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 50	**3,9**	**внутридомовая**	**2014**	**От ответвления в д. Красноармейская 118д2 до узла в д. Красноармейская 118д2**	**минераловатная, с защитным слоемиз оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**5**	**20**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**45,2**	**Подземная, внутридомовая**	**2014**	**Из д. Красноармейская118д 2 до д. Красноармейская118д 3**	**минераловатная, с защитным слоемиз оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**5**	**20**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Итого 956,2											
Направление от ТП-2 (ул. Курчатова, 30Б) –ул. Курчатова 30											
Ду 65	138,6	Надземная, внутридомовая	1970-1990	На дом Курчатова 30	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	нет	неуд.
Направление ТП-2 (ул. Курчатова, 30Б) - ТП-3											
Ду 200	**373,7**	**надземная**	**2010**	**От ТП-2 до ТП-3**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Итого 512,3											
Направление ТП-2 (ул. Курчатова, 30Б) - ул. Курчатова											
Ду 200	**20,9**	**Подземная, надземная**	**2010**	**От ТП до ответвления на д. Курчатова 28а**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 80	**72,9**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Курчатова 28а до д. ул. Курчатова 28а**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	7,1	подземная	1970-1990	В дом Курчатова 28а	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 80	**20,3**	**надземная**	**2010**	**От д. ул. Курчатова 28а до д. Горбачева 19**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 80	**14,6**	**подземная**	**2010**				**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 80	**12,2**	**надземная**	**2010**				**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	8,0	подземная	1970-1990	В дом Горбачева 19	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 200	**38,2**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. ул. Курчатова 28а до ответвления на д. ул. Курчатова 28**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	28,7	надземная	1970-1990	Ответвление в д. Курчатова 28	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 200	**52,7**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. ул. Курчатова 28 до ответвления на д. ул. Курчатова 26**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**13,5**	**Надземная, подземная**	**2010**	**Ответвление в д. ул. Курчатова 26**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 80	**108,9**	**Надземная, подземная**	**2010**	**Ответвление на д. ул. Горбачева 17**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду80 2 шт.**	**уд.**

Ду 200	**55,4**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на дом Курчатова 26 до ответвления на д. Курчатова 24**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**12,1**	**надземная**	**2010**	**Ответвление в д. Курчатова 24**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 200	**69,09**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Курчатова 24 до ответвления на д. Горбачева 15**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**28,2**	**надземная**	**2010**	**Ответвление в д. Горбачева 15**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 200	**22,5**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Горбачева 15 до ответвления на д. Курчатова 22**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**10,3**	**надземная**	**2010**	**Ответвление В д. Курчатова 22**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 200	**45,3**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на дом Курчатова 22 до ответвления на д. Курчатова 20**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**63,5**	**надземная**	**2010**	**В дом Курчатова 20**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 200	**37,61**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на дом Курчатова 20 до ответвления в д. Курчатова 18 (ввод 1)**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**10,4 30,5**	**Подземная , надземная**	**2010**	**Ответвление в д. Курчатова 18 (ввод 1, ввод 2)**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 4 шт.**	**уд.**
Ду 200	**25,7**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Курчатова 18 (ввод 1) до ответвления на д. Курчатова 18 (ввод 2)**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 200	**31,1**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Курчатова 18 (ввод 2) до ответвления на д. Курчатова 16**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**43,3**	**Подземная , надземная**	**2010**	**Ответвление в д. Курчатова 16**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 200	**51,5**	**надземная**	**2010**	**От ответвления в д. Курчатова 16 до ответвления в д.Курчатова 14**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 65	**30,3**	**надземная**	**2010**	**Ответвление в дом Курчатова 14**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 4 шт.**	**уд.**
Ду 200	**17**	**надземная**	**2010**	**От ответвления в д. Курчатова 14 до ответвления в д.Курчатова 25,27,27а и Ленина 2**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 150	**29,8**	**надземная**	**2010**	**От ответвления до разветвления у д. Курчатова 25**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 80	**25,3**	**надземная**	**2010**	**От разветвления у д. Курчатова 25 в д. Ленина 2**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 65	**26,5**	**надземная**	**2010**	**От разветвления у д. Курчатова 25 до д. Курчатова 25**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 50	**5,15**	**подземная**	**2010**	**Ответвление в дом Курчатова 25**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 65	**72,4**	**надземная**	**2010**	**От д. Курчатова 25 до ответвления на д. Курчатова 27**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**6,6**	**подземная**	**2010**	**Ответвление в дом Курчатова 27**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 50	**19,4**	**Надземная , дозземная**	**2010**	**От ответвления на д. Курчатова 27 в д. Курчатова 27а**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 200	**13,3**	**надземная**	**2010**	**От ответвления в д. Курчатова 25,27,27а и Ленина 2 до разветвления у д. ул. Ленина 2а (почта)**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 150	**30,5**	**надземная**					**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 100	**16,5**	**надземная**					**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**13,9 13,4**	**надземная**	**2010**	**От разветвления у д. ул. Ленина 2а (почта) до д. Ленина 2а**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	**23,4**	**надземная**	**2010**	**В дом Ленина 2а**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Итого 1277,95											
Направление ТП-3 (ул. Новая, 9Б) - ул. Горбачева 22											
Ду 80	39,5	надземная	1970-1990	От ТП-3 до разветвления у д. Горбачёва 20	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 80	28,6	подземный	1970-1990	От разветвления у д. Горбачёва 20 до д. Горбачева 18			25	>30	100	Ду80 4 шт.	неуд.
Ду 80	16,7	Надземная, внутридомовая	1970-1990	От разветвления у д. Горбачёва 20 вд. Горбачёва 20			25	>30	100	Ду80 2 шт.	неуд.
Ду 50	5,3	внутридомовая	1970-1990	В д. Горбачева 20 до узла			25	>30	100	нет	неуд.
Ду 65	49,4	надземная	1970-1990	От д. Горбачева 20 до д. Горбачева 22			25	>30	100	нет	неуд.
Ду 50	8,4	надземная	1970-1990	В д. Горбачева 22 до узла			25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Итого 147,9											
Направление ТП-3 (ул. Новая, 9Б) - ул. Новая											
Ду 150	**58,9**	**надземная**	**2010**	**От ТП-3 до ответвления на д. Горбачева 13**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	12,1	надземная	1970-1990	Ответвление на д. Горбачева 13	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 150	**61,4**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Горбачева 13 до ответвления на д. Новая 7**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 80	12,8	надземная	1970-1990	Ответвление в д. Новая 7	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду80 2 шт.	неуд.
Ду 150	**28,2**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Новая 7 до ответвления на д. Новая 9**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 80	30,4	надземная	1970-1990	Ответвление в дом Новая 9	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду80 2 шт.	неуд.
Ду 150	**148,5**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Новая 9 до ответвления на д. Новая 5 (ввод 2)**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 40	4,8	надземная	1970-1990	Ответвление в д. Новая 5 (ввод 1)	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду40 2 шт.	неуд.
Ду 80	4,8	надземная	1970-1990	Ответвление в д. Новая 5 (ввод 2)	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду80 2 шт.	неуд.
Ду 150	**75,9**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Новая 5 (ввод 2) до разветвления у д. Новая 3**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 80	46,3	надземная	1970-1990	От разветвления у д. Новая 3 в д. Новая3 (ввод 1)	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду80 2 шт.	неуд.
Ду 150	**67,4**	**надземная**	**2010**	**От разветвления у д. Новая 3 до ответвления на д. Новая 3 (ввод 2)**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 32	6,8	подземная	1970-1990	Ответвление в д. Новая3 (ввод 2)	минераловатная, с защитным слоем – аллюминиевая фольга	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду32 2 шт.	неуд.
Итого 558,3											
Направление ТП-3 (ул. Новая, 9Б) - ул. Горбачева											
Ду 150	101	Надземная, подземная	1970-1990	От ТП-3 до д. Горбачева 11	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 150	**68,5**	**надземная**	**2010**	**От д. Горбачева 11 до ответвления на д. Горбачева 11**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	15,7	надземная	1970-1990	Оттвление в д. Горбачева 11	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 150	**22,4**	**надземная**	**2010**	**От д. Горбачева 11 до ответвления на деткий сад (Горбачева 10)**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 80	39,5	надземная	1970-1990	Ответвление на детский сад	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду80 2 шт.	неуд.
Ду 150	**11,3**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д/с до ответвление на дом Горбачева 9**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	9,4	надземная	1970-1990	Ответвление на д. Горбачева 9	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 150	**50,3**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Горбачева 9 /с до ответвления на д. Горбачева 7 (ввод 1)**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	7,7	надземная	1970-1990	Ответвление в д. Горбачева 7 (ввод 1)	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду50	8,9	надземная	1970-1990	Ответвление в д. Горбачева 7 (ввод 2)	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 150	**48,4**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Горбачева 7 (ввод 1) до ответвления на библиотеку (Ленина 2г, 2д, 2в**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 150	**15,1**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на библиотеку (Ленина 2г, 2д, 2в до разветвления у д. Горбачева 5**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 150	**50,7**	**надземная**	**2010**	**От разветвления у д. Горбачева 5 до ответвления на д. Горбачева 5 (ввод 2)**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	37,7	надземная	1970-1990	Ответвление в д. Горбачева 5 (ввод 1)	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным или полным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 50	**34,8**	**надземная**	**2010**	**Ответвление в д. Горбачева 5 (ввод 2)**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 150	**22,9**	**надземная**	**2010**	**От ответвления в д. Горбачева 5 (ввод 2) до ответвления в д. Ленина 2б**	**ППУ и с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**уд.**
Ду 50	10,3	надземная	1970-1990	Ответвление на д. Ленина2б	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 150	9,6	надземная	1970-1990	От ответвления на д. Ленина2б доответвления на больницу Ленина2в	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 80	29,6	надземная	1970-1990	Ответвление в здание больницы Ленина 2в	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду80 2 шт.	неуд.
Итого 593,8											
Направление ТП-3 (ул. Новая, 9Б) - ул. Горбачева (ответвление на библиотеку)											
Ду 150	68,8	надземная	1970-1990	От на библиотеку (Ленина 2г, 2д, 2в до ответвления на д. Горбачева 3	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 50	19,6	надземная	1970-1990	Ответвление в д. Горбачева 3 (ввод 1) (ввод 2)	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду50 4 шт.	неуд.
Ду 150	47,7	надземная	1970-1990	От ответвления в д. Горбачева 3 (ввод 2) до ответвления на д. ул. Ленина 2в	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 100	13,6	надземная	1970-1990	Ответвление в д. Ленина2в	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду100 2 шт.	неуд.
Ду 150	18,5	надземная	1970-1990	От ответвления в д. Ленина2в до ответвления на д.на магазин	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 32	18,2	надземная	1970-1990	Ответвление вмагазин	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	Ду32 2 шт.	неуд.
Ду 150	35,8	надземная	1970-1990	От ответвления на магазин до ответвления на дом Ленина 2г	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 100	17,7	надземная	1970-1990	Ответсвление в дом Ленина 2г	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду100 2 шт.	неуд.
Ду 100	49,5	надземная	1970-1990	От ответления на д. Ленина 2г до ответвления на д. Ленина 2д	минераловатная, с защитным слоем – рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	нет	неуд.
Ду 100	19,9	Надземная, внутридомовая	1970-1990	Ответвление в дом Ленина2д	минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	>30	100	Ду100 2 шт.	неуд.
Итого 309,3											
ВСЕГО протяженность тепловых сетей, подключенных к котельной №5, составляет 6 093 м в двухтрубном исполнении											

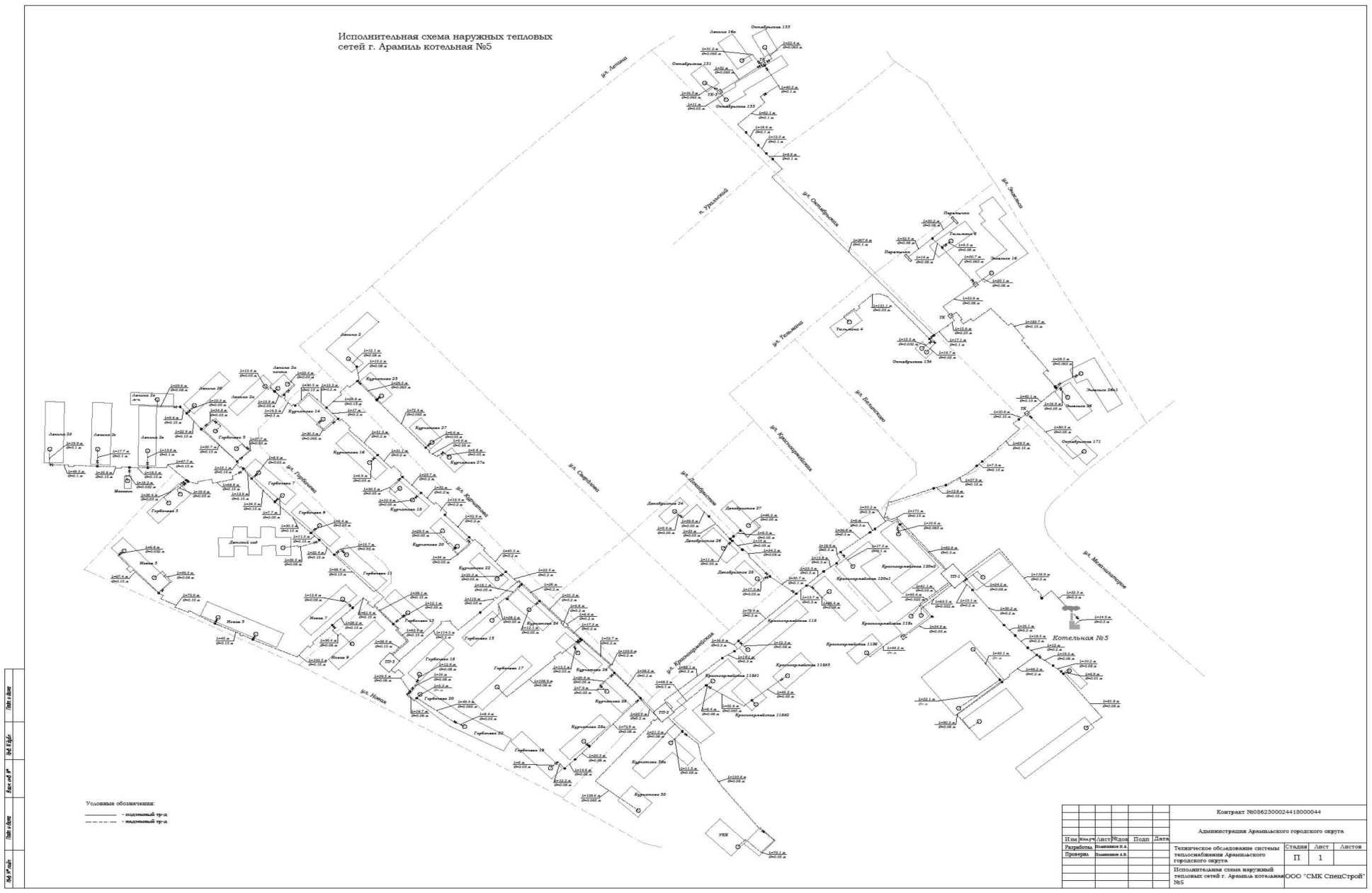

Схема 3. Исполнительная схема наружных тепловых сетей г. Арамиль котельной №5



Фото 136-137 Кот. №5. Теплосети на выходе из котельной



Фото 138-139 Кот. №5. Теплосети на выходе из котельной

Теплосети ТП-1



Фото 140-141 Кот. №5. Теплосети в направлении ТП-1 – завод (склады)
Сети у ТП-1



Сети на склады



Фото 142-143 Кот. №5. Теплосети в направлении ТП-1 – завод (склады)
Ответвление на склады



Сети у компрессорной



Фото 144-145 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-1 - ТП-2
Сети у д.ул. Красноармейская, 120 к1



Ответвление на «Дельфин»



Фото 146-147 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-1 - ТП-2
Ответвлениена дома по ул. Декабристов 24-28



Ответвление на д. ул. Декабристов 27




Фото 148-149 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-1 - ТП-2
Сети у д. ул. Декабристов 26 Сети у д. ул. Декабристов 24




Фото 150-151 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-1 - ТП-2
ТК у д. Декабристов 24 Ответвление на д. ул. Красноармейская 118




Фото 152-153 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-1 - ТП-2
Сети у д. ул. Красноармейская 118д1 Сети у ТП-2




Фото 154-155 Кот. №5. Теплосети в направлении ТП-1 – ул. Октябрьская – ул. Энгельса
Сети у ТП-1 Сети возле ул. Белинского




Фото 156-157 Кот. №5. Теплосети в направлении ТП-1 – ул. Октябрьская – ул. Энгельса
Компенсатор через ул. Белинского Сети возле ул. Белинского




Фото 158-159 Кот. №5. Теплосети в направлении ТП-1 – ул. Октябрьская – ул. Энгельса
Ответвление на д. ул. Энгельса 26 ТК-3




Фото 160-161 Кот. №5. Теплосети в направлении ТП-1 – ул. Октябрьская – ул. Энгельса
Сети между на д. ул. Энгельса 26 и ТК-2 Разветвление на потребителей возле д. ул. Октябрьская 154




Фото 162-163 Кот. №5. Теплосети в направлении ТП-1 – ул. Октябрьская – ул. Энгельса
Сети в сторону д. ул. Тюльмана 4 УКУТ на дома Октябрьская131,133, Ленина 16а




Фото 164-165 Кот. №5. Теплосети в направлении ТП-1 – ул. Красноармейская, 118б,г
Сети в сторону д. ул. Красноармейская, 118б ТК у д. Красноармейская, 118г

Сети ТП-2




Фото 166-167 Кот. №5. Теплосети в направлении ТП-2 – ул. Красноармейская, 118/1/2/3
Распределительный узел в д. ул. Красноармейская, 118/1




Фото 168-169 Кот. №5. Теплосети в направлении ТП-2 – ул. Курчатова, 30
Теплосеть у ТП-2




Фото 170-171 Кот. №5. Теплосетив направлении ТП-2 - УКК
Ответвление на д. Курчатова 30а Сети на УКК

Арамильские ВЕСТИ
№ 61 (1326) 11.11.2020




Фото 172-173 Кот. №5. Теплосети в направлении ТП-2 – ТП-3
Сети у ТП-2

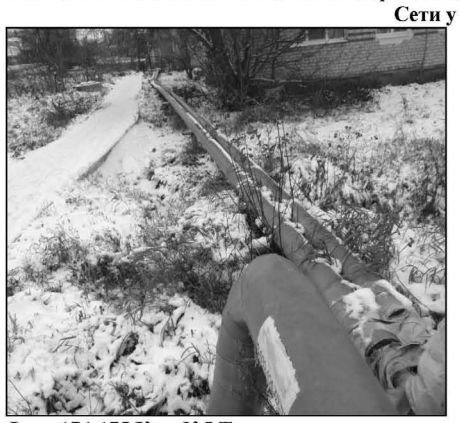


Фото 174-175 Кот. №5 Теплосетив направлении ТП-2 –ул. Курчатова
Ответвление на д. ул. Курчатова 28а, ул. Горбачева 19 Врезка на д. Курчатова 28а




Фото 176-177 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-2 – ул. Курчатова
Ответвление на д. ул. Курчатова 28 Ответвление на д. Курчатова 26, Горбачева 17




Фото 178-179 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-2 – ул. Курчатова
Ответвление на д. ул. Горбачева 15 Сети между д. Курчатова 18 и Курчатова 16




Фото 180-181 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-2 – ул. Курчатова
Разветление у д. ул. Ленина 2а (почта)




Фото 182-183 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-2 – ТП-3
Сети у ТП-3 Сети у д. ул. Горбачева 15

Сети ТП-3




Фото 184-185 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-3 – ул. Горбачева 18,20,22
Сети на выходе из ТП-3 Разветвление на д. ул. Горбачева 18 и ул. Горбачева 20




Фото 186-187 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-3 – ул. Новая
Сети от ТП-3 в направлении ул. Новая и ул. Горбачева




Фото 188-189 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-3 – ул. Новая
Ответвление на д. ул. Горбачева 13 Ответвление на д. ул. Новая 7




Фото 190-191 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-3 – ул. Новая
Ответвление на д. ул. Новая 9 Ответвление на д. ул. Новая 3 (ввод 1)




Фото 192-193 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-3 – ул. Горбачева
Сети у д. ул. Горбачева 13 Сети за д. ул. Горбачева 11




Фото 194-195 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-3 – ул. Горбачева
Ответвление на д. ул. Горбачева 7 (ввод 2) Ответвление на д. ул. Горбачева 5 (ввод 1)




Фото 196-197 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-3 – ул. Горбачева
Ответвление на д. ул. Горбачева 5 (ввод 2) **Ответвление на д. ул. Ленина 2в**




Фото 198-199 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-3 – ул. Горбачева (на библитеку)
Ответвление на д. ул. Ленина 2в,г,д **Ответвление на д. ул. Горбачева 3**




Фото 200-201 Кот. №5 Теплосети в направлении ТП-3 – ул. Горбачева (на библитеку)
Ответвление на д. ул. Ленина 2в **Ответвление на д. ул. Ленина 2г**

3.2.13 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №6

Критерии оценки технического состояния тепловых сетей:

- удовлетворительное (уд.), если тепловые сети находится в эксплуатации не более 20 лет с хорошей теплоизоляцией и без видимых серьезных коррозионных или иных повреждений;
- неудовлетворительное (неуд.), тепловые сети со сроком эксплуатации более 10 лет, на которых требуется локальная замена тепловой изоляции и (или) участков труб, подверженных интенсивной коррозии;
- требующее замены (тр.зам.), если тепловые сети имеют степень нормативного износа более 100% (срок эксплуатации более 25 лет), которые подверженны интенсивной коррозиии критерий надежности К менее 0,7.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования тепловых сетей, подключенных к котельной №6 установлено:

1) балансовая принадлежность сетей определялась на основании «Выписки из Единого Государственного Реестра прав на недвижимое имущество…»;

2) протяженность трубопроводов ТС, подключенных к котельной составляет 3 735 м в двухтрубном исчислении.

3) протяженность трубопроводов ГВС, подключенных к котельной составляет 2 812 м в двухтрубном исчислении.;

4) прокладка тепловых сетей выполнена в 1961-1987гг.;

5)тепловые сети – четырехтрубные, тупиковые. Система теплоснабжения потребителей закрытая. Прокладка надземная на низких опорах. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворотов трассы;

6) тепловая изоляция трубопроводов проложенных надземным способом находится в неудовлетворительном состоянии, во многих местах сильно изношена и требует восстановления;

7) расчетный максимальный часовой расход тепловой энергии (с учетом тепловых потерь) составляет 5,16 Гкал/час;

8) среднегодовая тепловая нагрузка составляет 2,36 Гкал/ч;

9) фактические среднегодовые тепловые потери составляют 0,4508 Гкал/ч (19,1%), что в 1,96 раза выше нормативных, которые составляют 0,2304 Гкал/ч (9,8%);

Повышенные тепловые потери объясняются тем, что большая часть тепловых сетей проложена наземным способом, состояние тепловой изоляции неудовлетворительное;

10) для тепловой сети установлен температурный график 95°-70°С;

11) в наружную теплосеть теплоноситель подается по трубопроводу диаметром 219 мм, на выходе из котельной теплоноситель поступает в ТП, где распределяется на три направления теплоснабжения:

- первое направление: детский сад, школа – 13 потребителей;
- второе направление: ул. Щорса, ул. Рабочая – 17 потребителей;
- третье направление: ул. Садовая-3 потребителя;

12) повысительные насосные станции отсутствуют. Имеются две тепловые камеры.

На фото 202-219 представлено текущее состояние трубопроводов теплосети, а на схеме 4 - существующая схема теплоснабжения от котельной №6

Сведения о состоянии тепловых сетей по результатам технического обследования сведены в табл. 3.32.

Таблица 3.31 - **Техническаяхарактеристика тепловой сети, присоединенной к котельной №6**

№	Показатели	Ед. измерения	Значение
1	Температурный график теплоснабжения от котельной	°С	95-70
2	Диаметры трубопроводов системы теплоснабжения на выходе из котельной	Ду, мм	Dy 250
3	Значение суммарной тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию, с учетом тепловых потерь в сетях	Гкал/час	5,16 Гкал/ч;
4	Расход сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе из котельной,	т/час	G = 249 т/час
5	Температура горячей воды, поступаемой в систему ГВС	°С	65-70
6	Схема подключения абонентов к теплосети		Зависимая, закрытая
7	Характеристика теплосети		четырехтрубная, прокладка надземная на низких опорах, тепловая изоляция в неудовлетворительном состоянии.
8	Периодичность опрессовок и объем выполненных ремонтов за три последних года	раз в год	2
9	Статистика аварий с указанием номеров участков теплосети и тепловой нагрузки отключаемых потребителей	Кол-во аварий	нет данных

Таблица 3.32 - **Сведения о состоянии тепловой сети котельной №6**

Участок тепловой сети, Ду мм	Протяжённость в двухтруб. исчислении, м	Тип прокладки	Год прокладки	расположение	Теплоизоляция		Срок службы, лет		Износ %	Техническое состояние
					тип	состояние	нормативный	фактический		
Направление Дет. сад, школа										
Ду 250	18,3	надземная	1961-1987	От котельной до ТП	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали	Изоляция не нарушена	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 200	55,2	надземная	1961-1987	От ТП до ответвления на д/с	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали	Изоляция не нарушена	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 32	32,8	надземная	1961-1987	На дом Рабочая116	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали	Изоляция не нарушена	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	8,7	надземная	1961-1987	От ответвления на д/с до ТК1	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали	Изоляция не нарушена	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	**26**	**подземная**	**2015**	**От ТК1 до д/с**	**минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**4**	**16**	**уд.**
Ду 200	85,2	надземная	1961-1987	От ответвления на д/с до ответвления на ул. Рабочая	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали	Изоляция не нарушена	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	56,5	подземная	1961-1987	От ответвления на ул. Рабочая до задвижки у дома Садовая 21	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 80	67,9	надземная					25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	8,2	Надземная, внутридомовая	1961-1987	от задвижки у дома в дом Садовая 21	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 200	18,1	надземная	1961-1987	От ответвление у на ул. Рабочая до ответвления на ДК Рабочая 120а	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	26,5	надземная	1961-1987	От ответвления на ДК до ДК (Рабочая120а)	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали	Изоляция не нарушена	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 150	11,3	надземная	1961-1987	От ответвление на ДК до ответвления на раздевалку (хоккейный корт)	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали	Изоляция не нарушена	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 25	41,2	подземная	1961-1987	От ответвления на раздевалку до раздевалки	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 150	40,5	надземная	1961-1987	От ответвления на раздевалку до ответвления на д. ул. Рабочая 122	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 70	**67,2**	**подземная**	**2017**	**От ответвления на д. ул. Рабочая 122 до д. Рабочая 122**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**2**	**8**	**Уд.**
Ду 150	87	надземная	1961-1987	От ответвления на д. ул. Рабочая 122 до ответвление на д. рабочая 126	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьс защитным слоем из стали	Изоляция не нарушена	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 80	91,7	надземная	1961-1987	От ответвления на д. рабочая 126 до д. Рабочая 126	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	25,8	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 126 до ответвления на д. Рабочая 124б	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	45,6	подземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 124б до д. Рабочая 124б	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	46,6	надземная	1961-1987	От ответвления еа д. Рабочая 124б до ответвления на пер. Лесной 15	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	17,2	надземная	1961-1987	От ответвления на пер. Лесной 15 до пер. Лесной 15	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	67,3	надземная	1961-1987	От ответвления на пер. Лесной 15 до отвлетвления на школу Рабочая 130	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 70	47,5	надземная	1961-1987	От отвлетвления на школу Рабочая 130 до школы в направление Сторожевой и мастерских	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 32	9,9	надземная	1961-1987	От ответвления у школы Рабочая 130 до ответвления на Сторожевой	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	29,2	надземная	1961-1987				25	32-58	100	Тр. зам. (оцепили)
Ду 50	30,5	надземная	1961-1987	От ответвления на Сторожевой до Мастерской	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам. (оцепили)
Ду 100	56	надземная	1961-1987	От ответвления у школы Рабочая 130 до ответвления на школу и далее в школу	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду50	13,5	надземная					25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	68,7	надземная	1961-1987	От ответвления на школу до д. Рабочая 128	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Направление ул. Садовая										
Ду 150	107,9	надземная	1961-1987	От ТП до разветвления у д. на ул. Садовая 19	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 80	28,1	подземная	1961-1987	От разветвления у д. на ул. Садовая 19 до д. Садовая 19	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	33,2	надземная	1961-1987	От разветвления у д. на ул. Садовая 19 до ответвления на д. Садовая 17	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 80	**20,3**	**надземная**	**2010**	**От ответления на д. Садовая 17 до д. Садовая17**	**ППУ и минераловатная, покрывной слой – стеклоткань**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Уд.**
Ду 70	47,6	надземная	1961-1987	От ответления на д. Садовая 17 до ответления на д. Садовая 15	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.

Ду 70	13,8	подземная	1961-1987	На дом Садовая17	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным и полным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Направление Рабочая - Щорса										
Ду 250	66,4	надземная	1961-1987	От ТП в сторону ул. Щорсадо ответвления на д. Рабочая 114	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 225	15,6	надземная					25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	76,6	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 114 до д. Рабочая 114	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 225	20,4	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 114 до ответвления на д. Рабочая 108	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 80	86,4	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 108 до д. Рабочая 108 (магазин)	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	15,6	надземная					25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 125 Ду 125	**91,9 79,3**	**надземная подземная**	**2013**	**От ответвления на д. Рабочая 108 до ответвления на д. Рабочая 104**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**6**	**24**	**Уд.**
Ду 100	**13**	**подземная**	**2013**	**От ответвления до д.Рабочая 104**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**6**	**24**	**Уд.**
Ду 200	29,1	подземная		От ответвления на д. Рабочая 108 до разветвления у д. Рабочая 119	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 80	71,4	надземная	1961-1987	От разветвления у д. Рабочая 119 до разветления на дома Рабочая 119,121	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	15,4	надземная	1961-1987	От разветвления до д. Рабочая 121	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	19,0	надземная	1961-1987	От разветвления до д. Рабочая 119	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	22,7	надземная	1961-1987	От разветвления у д. Рабочая 119 в направлении д. Рабочая 111, 113, 115, 117 до ответвления на д. Рабочая 117	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	14,4	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 117 до д. Рабочая 117	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	53,6	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 117 до ответвления на д. Рабочая 115	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	12,4	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 115 до д. Рабочая 115	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	51,4	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 115 до ответвления на д. Рабочая 113	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	14,3	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 113 до д. Рабочая 113	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	44,5	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 113 до ответвления на д. Рабочая 111	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	1,0	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 111 до д. Рабочая 111	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 200	35,9	надземная	1961-1987	От разветвления у д. Рабочая 119 до ответвления на д. Щорса 59	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с полным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 175	95,3	надземная					25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 80	26,7	Подземная внутридомовая	1961-1987	От ответвления на д. Щорса 59 до д. Щорса 59	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с полным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	10,8						25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 200	83,3	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Щорса 59 до ответвления на д. Щорса 57	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 100	17	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Щорса 57 до д. Щорса 57	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	40,8	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Щорса 57 до д. Рабочая 123	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 200	59,2	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Щорса 57 до ответвления на д. Щорса 55	минераловатная, покрывной слой – стеклотканьили рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 70	17,6	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Щорса 55 до д. Щорса 55	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50		надземная	1961-1987	От ответвления на д. Щорса 55 на частный сектор	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 150	55,6	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Щорса 55 до ответвления на д. Рабочая 125	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	7,5	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 125 до д. Рабочая 125	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 150	61,5	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 125 до ответвления на д. Рабочая 127	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 50	11,5	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 127 до д. Рабочая 127	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 150	94,5	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 127 до ответвления на д. Рабочая 129	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 80	14	надземная	1961-1987	От ответвления на д. Рабочая 129 до д. Рабочая 129	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	32-58	100	Тр. зам.
Ду 80	**49,3**	**подземная**	**2013**	**От ответвления на д. Рабочая 129 до ТК-3**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**6**	**24**	**Уд.**
Ду 80	**107,6**	**подземная**	**2013**	**От ТК-3 до дома Рабочая129а**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**6**	**24**	**Уд.**
ВСЕГО протяженность тепловых сетей, подключенных к котельной №6, составляет 3 735 м в двухтрубном исполнении										

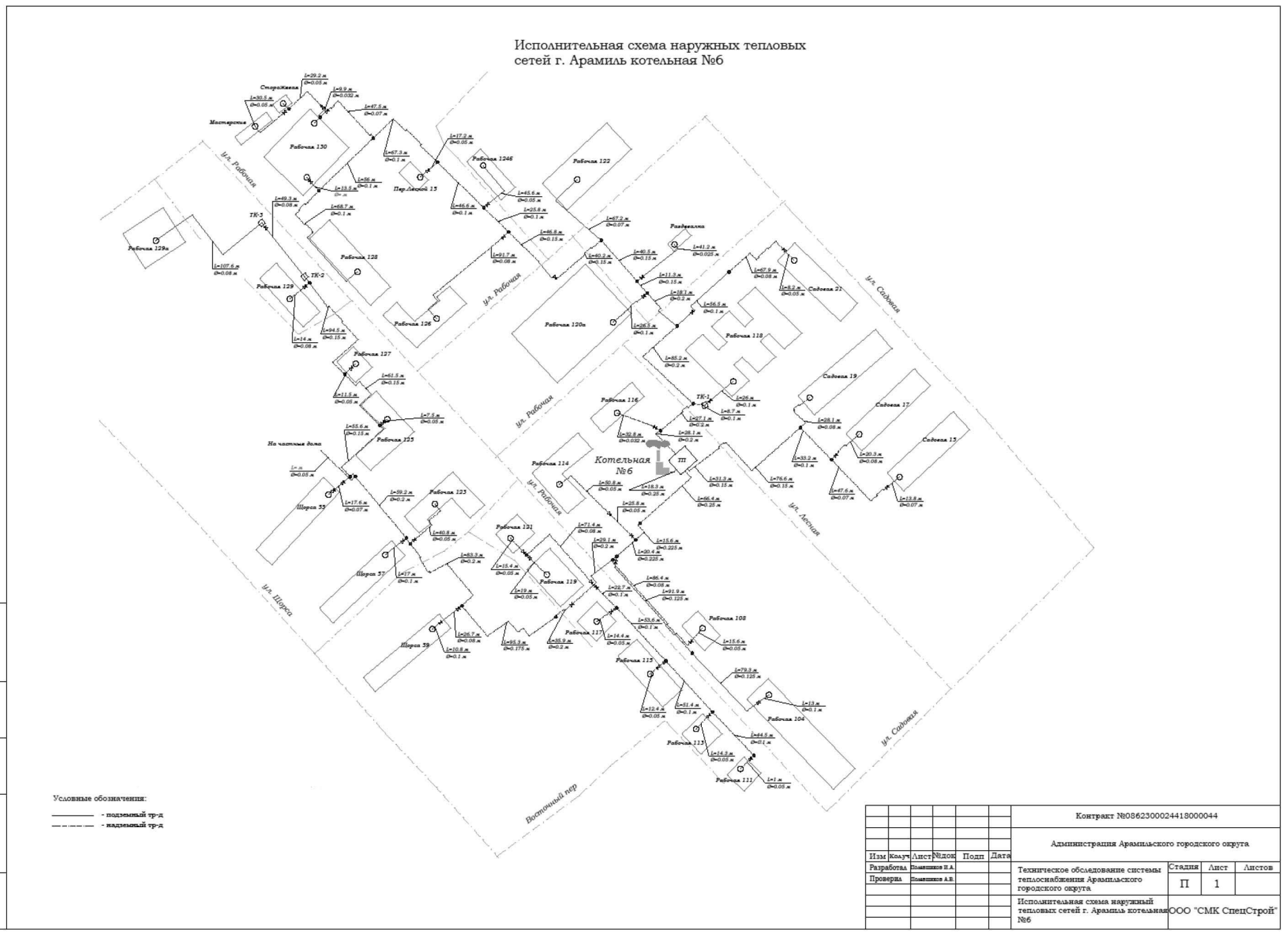

Схема 4 Исполнительная схема наружных тепловых сетей г. Арамиль котельная №6

Направление Детский сад, школа





Фото 202-203 Теплосети кот №6. Направление детский сад, школа

Выход из ТП в направлении Д/сада



Распределительная Гребенка на ТП



Фото 204-205 Теплосети кот №6. Направление детский сад, школа

Сети в направлении ул. Рабочая



Новые сети на ул. Рабочая 122



Фото 206-207 Теплосети кот №6. Направление детский сад, школа

Сети в направлении ул. Рабочая





Фото 208-209 Теплосети кот №6. Направление детский сад, школа

Направление ул. Рабочая – ул. Щорса





Фото 210-211 Теплосети кот №6. Направление ул. Рабочая – ул. Щорса

Выход из ТП в направлении ул. Рабочая



Ответвления на дома Рабочая 108, рабочая, 104



Фото 212-213 Теплосети кот №6. Направление ул. Рабочая – ул. Щорса

Новые сети в направлении ул. Рабочая,104

Ответвления на дома Рабочая 111-117





Фото 214-215 Теплосети кот №6. Направление ул. Рабочая – ул. Щорса

Сети возле дома ул. Рабочая,117



Сети возле дома Рабочая 115



Фото 216-217 Теплосети кот №6. Направление ул. Рабочая – ул. Щорса

Неудовлетворительное состояние тепловой изоляции





Фото 218-219 Теплосети кот №6. Направление ул. Рабочая – ул. Щорса

Неудовлетворительное состояние тепловой изоляции

3.2.14 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №7

Критерии оценки технического состояния тепловых сетей:

- удовлетворительное (уд.), если тепловые сети находится в эксплуатации не более 20 лет с хорошей теплоизоляцией и без видимых серьезных коррозионных или иных повреждений;
- неудовлетворительное (неуд.), тепловые сети со сроком эксплуатации более 10 лет, на которых требуется локальная замена тепловой изоляции и (или) участков труб, подверженных интенсивной коррозии;
- требующее замены (тр.зам.), если тепловые сети имеют степень нормативного износа более 100% (срок эксплуатации более 25 лет), которые подверженны интенсивной коррозиии критерий надежности К менее 0,7.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования тепловых сетей, подключенных к котельной №7 установлено:

1) балансовая принадлежность сетей определялась на основании «Выписки из Единого Государственного Реестра прав на недвижимое имущество…»;

2) протяженность трубопроводов ТС, подключенных к котельной составляет 373 м в двухтрубном исчислении.

3) протяженность трубопроводов ГВС, подключенных к котельной составляет 373 м в двухтрубном исчислении.;

4) прокладка основных тепловых сетей выполнена в 1990 г., есть «новые» участки трубопроводов, проженные в ППУ-изоляции;

5) тепловые сети – четырехтрубные, тупиковые. Система теплоснабжения потребителей закрытая. Прокладка надземная на низких опорах и подземная канальная. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется П-образными компенсаторами и естественными углами поворотов трассы;

6) тепловая изоляция трубопроводов в направлении ДРСУ проложенных надземным способом находится в неудовлетворительном состоянии, во многих местах сильно изношена и требует восстановления;

7) расчетный максимальный часовой расход тепловой энергии (с учетом тепловых потерь) составляет 1,169 Гкал/час;

8) среднегодовая тепловая нагрузка составляет 0,597 Гкал/ч;

9) фактические среднегодовые тепловые потери составляют 0,0386 Гкал/ч (6,5%), что в 1,4 раза выше нормативных, которые составляют 0,0275 Гкал/ч (4,6%);

Низкие тепловые потери объясняются тем, что:

- большая часть тепловых сетей проложена подземным способом;
- состояние тепловой изоляции удовлетворительное;
- потребители тепловой энергии расположены компактно, в близи котельной (соотношение протяженности тепловых сетей к подключенной нагрузке D=0,36 км/Гкал);

10) для тепловой сети установлен температурный график 95°-70°С;

11) в наружную теплосеть теплоноситель подается в два направления по трубопроводам диаметром Ду150 и Ду100 мм, распределяется на три направления теплоснабжения:

- первое направление: ДРСУ – 3 потребителя (склады);
- второе направление: ул. Мира 6 – 3 потребителя;
- третье направление: ул. Мира 1б - 2 потребителя;

12) Повысительные насосные станции отсутствуют. Имеются три тепловые камеры.

Сведения о состоянии тепловых сетей по результатам технического обследования сведены в табл. 3.34.

На фото 220-233 представлено текущее состояние трубопроводов теплосети, присоединенных к котельной №7, на схеме 5 – исполнительная схем тепловых сетей



Схема 5 Исполнительная схема наружных тепловых сетей г. Арамиль котельная №7

Таблица 3.33 – **Техническая характеристика тепловой сети, присоединенной к котельной № 7**

№	Показатели	Ед. измерения	Значение
1	Температурный график теплоснабжения от котельной	°С	95-70
2	Диаметры трубопроводов системы теплоснабжения на выходе из котельной	Ду, мм	Dy 150
3	Значение суммарной тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию, с учетом тепловых потерь в сетях	Гкал/час	1,169 Гкал/ч;
4	Расход сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе из котельной,	т/час	G = 46 т/час
5	Температура горячей воды, поступаемой в систему ГВС	°С	65-70
6	Схема подключения абонентов к теплосети		Зависимая, закрытая
7	Характеристика теплосети		четырехтрубная, прокладка надземная на низких опорах и подземная канальная, тепловая изоляция в удовлетворительном состоянии.
8	Периодичность опрессовок и объем выполненных ремонтов за три последних года	раз в год	2
9	Статистика аварий с указанием номеров участков теплосети и тепловой нагрузки отключаемых потребителей	Кол-во аварий	нет данных

Таблица 3.34 - **Сведения о состоянии тепловой сети котельной №7**

Участок тепловой сети, Ду мм	Протяжённость в одиотрубном	Тип прокладки	Год прокладки	расположение	Теплоизоляция тип	Теплоизоляция состояние	Срок службы, лет нормативный	Срок службы, лет фактический	Износ %	Ду и кол-во ЗРА	Техническое состояние
Направление Мира 1б											
Ду 100	**67,1**	**подземная**	**2016**	**От котельной до ТК-3**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**3**	**12**	**нет**	**Уд.**
Ду 100	**62,7**	**надземная**									
Ду 65	**25,2**	**наземная**	**2016**	**От ТК-3 до д. Мира 1б-к1**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**3**	**12**	**Ду 65 2 шт.**	**Уд.**
Ду 65	**18,8**	**наземная**	**2016**	**От ТК-3 до д. Мира 1б-к2**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**3**	**12**	**Ду 65 2 шт.**	**Уд.**
Направление ДРСУ											
Ду 150	37,5	надземная	1990	От котельной до ответвления на ДРСУ	минераловатная, покрывной слой – рубероид	Имеются участки с частичным и полным разрушением изоляции	25	29	100	нет	Неуд.
Ду 150	18	надземная	1990	От ответвления на ДРСУ до ТК-1	минераловатная, покрывной слой – рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	29	100	Ду150 2 шт.	Неуд.
Ду 100	**14,8**	**надземная**	**2010**	**От ТК-1 до д. Мира 6в**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду 150 2 шт.**	**Уд.**
Ду 80	**6**	**подземная**		**В доме Мира 6в**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**Уд.**
Ду 100	**31**	**подвальная**	**2010**	**От Мира 6в до ТК-2**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**Уд.**
Ду 50	**20,9**	**подземная**		**От ТК-2 до д. Мира 6б**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду 50 4 шт.**	**Уд.**
Ду 50	**70,8**	**подземная**		**От ТК-2 до д. Мира 6г**	**ППУ**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду 150 2 шт.**	**Уд.**
ВСЕГО протяженность тепловых сетей, подключенным к котельной №7 составляет 372,8 м в двухтрубном исполнении											





Фото 220-221 Теплосети кот. №7 в направлении ДРСУ

Сети от котельной в направлении ДРСУ **Врезка на ДРСУ**





Фото 222-223 Теплосети кот. №7 в направлении ДРСУ

Вход в здание склада №1 **Узел учета на складе №1**





Фото 224-225 Теплосети кот. №7 в направлении ДРСУ

Выход из склада №1 на склад №2 **Ввод в склад №2**


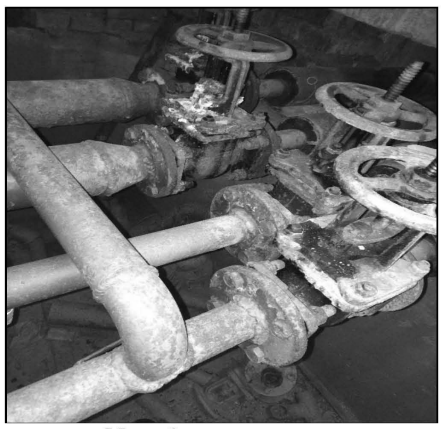

Фото 226-227 Теплосети кот. №7 в направлении ул. Мира 6
ТК2. Ответвление на д. ул. Мира, 6б **ТК2. Переход с Ду150 на Ду100**




Фото 228-229 Теплосети кот. №7 в направлении ул. Мира 6
Узел учата в д. ул. Мира 6г **Состояние трубопроводов в д. ул. Мира 6г**




Фото 230-231 Теплосети кот. №7 в направлении ул. Мира 6
Узел учета в д. ул. Мира 6б **Состояние трубопроводов в д. ул. Мира 6б**




Фото 232-233 Теплосети кот. №7 в направлении ул. Мира 1б
ТК3. Общий вид **ТК3. Ответвление на д. ул. Мира, 1б-к2**

3.2.15 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной№8

Критерии оценки технического состояния тепловых сетей:

- удовлетворительное (уд.), если тепловые сети находится в эксплуатации не более 20 лет с хорошей теплоизоляцией и без видимых серьезных коррозионных или иных повреждений;
- неудовлетворительное (неуд.), тепловые сети со сроком эксплуатации более 10 лет, на которых требуется локальная замена тепловой изоляции и (или) участков труб, подверженных интенсивной коррозии;
- требующее замены (тр.зам.), если тепловые сети имеют степень нормативного износа более 100% (срок эксплуатации более 25 лет), которые подверженны интенсивной коррозиии критерий надежности К менее 0,7.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования тепловых сетей, подключенных к котельной №8 установлено:

1) балансовая принадлежность сетей определялась на основании «Выписки из Единого Государственного Реестра прав на недвижимое имущество…»;

2) протяженность трубопроводов ТС, подключенных к котельной составляет 4 373 м в двухтрубном исчислении.

3) протяженность трубопроводов ГВС, подключенных к котельной составляет 2 012 м в двухтрубном исчислении.;

4) прокладка основных тепловых сетей выполнена в 2000-2010гг., есть «старые» участки трубопроводов;

5) тепловые сети – четырехтрубные, тупиковые. Система теплоснабжения потребителей закрытая. Прокладка надземная на низких опорах и подземная канальная. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется П-образными компенсаторами и естественными углами поворотов трассы;

6) тепловая изоляция трубопроводов в направлении 1Мая проложенных надземным способом находится в неудовлетворительном состоянии, во многих местах сильно изношена и требует восстановления;

7) расчетный максимальный часовой расход тепловой энергии (с учетом тепловых потерь) составляет 11,78 Гкал/час;

8) среднегодовая тепловая нагрузка составляет 5,96 Гкал/ч;

9) фактические среднегодовые тепловые потери составляют 0,4447 Гкал/ч (7,5%), что в 1,4 раза выше нормативных, которые составляют 0,3042 Гкал/ч (5,1%);

Низкие тепловые потери объясняются тем, что:

- большая часть тепловых сетей проложена подземным способом;
- состояние тепловой изоляции удовлетворительное;
- потребители тепловой энергии расположены компактно, вблизи котельной (соотношение протяженности тепловых сетей к подключенной нагрузке D=0,7 км/Гкал);

10) для тепловой сети установлен температурный график 95º-70ºС;

11) в наружную теплосеть теплоноситель подается по трубопроводу диаметром Ду250 мм, на выходе из котельной теплоноситель поступает в ТП, где распределяется на семь направлений теплоснабжения:

- первое направление: ул. Новая – 4 потребителя;
- второе направление: ул. Курчатова. ДОУ-1 – 11 потребителей;
- третье направление: ул. 1 Мая, 79а - 3 потребителя;
- четвертое направление: 1 Мая, 79 - 2 потребителя;
- пятое направление: Школа – 5 потребителей;
- шестое направление: ул. Текстильщиков, 6 – 1 потребитель;
- седьмое направление: ул. Текстильщиков – 14 потребителей;

Всего на данную котельную подключено 41 потребитель.

12) Повысительные насосные станции отсутствуют. Имеется один тепловой пункт.

Сведения о состоянии тепловых сетей по результатам технического обследования сведены в табл. 3.36.

На фото 234-264 представлено текущее состояние трубопроводов теплосети, присоединенных к котельной №8, на схеме 6 – исполнительная схема тепловых сетей

Таблица 3.35 - **Техническаяхарактеристика тепловой сети, присоединенной к котельной № 8**

№	Показатели	Ед. измерения	Значение
1	Температурный график теплоснабжения от котельной	°С	95-70
2	Диаметры трубопроводов системы теплоснабжения на выходе из котельной	Ду, мм	Dy 250
3	Значение суммарной тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию, с учетом тепловых потерь в сетях	Гкал/час	11,78 Гкал/ч;
4	Расход сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе из котельной,	т/час	G = 453 т/час
5	Температура горячей воды, поступаемой в систему ГВС	°С	65-70
6	Схема подключения абонентов к теплосети		Зависимая, закрытая
7	Характеристика теплосети		четырехтрубная, прокладка надземная на низких опорах и подземная канальная, тепловая изоляция в удовлетворительном состоянии.
8	Периодичность опрессовок и объем выполненных ремонтов за три последних года	раз в год	2
9	Статистика аварий с указанием номеров участков теплосети и тепловой нагрузки отключаемых потребителей	Кол-во аварий	нет данных

Участок тепловой сети, Ду мм	Протяжённость в однотрубном исполнении, м	Тип прокладки	Год прокладки	расположение	Теплоизоляция: тип	Теплоизоляция: состояние	Срок службы, лет: нормативный	Срок службы, лет: фактический	Износ %	Ду и кол-во ЗРА	Техническое состояние
Направление «ТП – ул. Новая»											
Ду 250	33,3	надземная	2009	От котельной до ТП	ППУ с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	10	40	нет	Уд.
Ду 150	274,9	подземная	2009	От ТП до ТК-16 ул. Новая	ППУ	Изоляция не разрушена	25	10	40	нет	Уд.
Ду 100	54,4	подземная	2009	От ТК-16 до д. Новая 3б	ППУ	Изоляция не разрушена	25	10	40	Ду100 2 шт.	Уд.
Ду 100	11,8	подземная	2009	От ТК-16 в д. Новая1б	ППУ	Изоляция не разрушена	25	10	40	Ду100 2 шт.	Уд.
Ду 150	81,8	подземная	2016	От ТК-16 до д. Ленина 2е	ППУ	Изоляция не разрушена	25	3	12	Ду150 2 шт.	Уд.
Ду 150	41	надземная	2016		ППУ	Изоляция не разрушена	25	3	12	нет	Уд.
Ду 50	22,3	внутридомовая	2016	В доме Ленина 2е ответвления на четыре ИТП	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Изоляция не разрушена	25	3	12	нет	Уд.
Ду 100	134,3	внутридомовая	2016	В доме Ленина 2е	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Изоляция не разрушена	25	3	12	нет	Уд.
Ду 100	13,6	Внутридомовая, подземная	2016	В доме Ленина 2е	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Изоляция не разрушена	25	3	12	Ду100 2 шт.	Уд.
Ду 80	32,4	надземная	2016	От д. Ленина 2е до ответвления на д. Новая 1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	3	12	Ду80 2 шт.	Уд.
Ду 65	5,3	Надземная	2016	От ответвления на д. Новая 1 в д. Новая 1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	3	12	нет	Уд.
Итого 705,1											
Направление «ТП – ул. Курчатова, ДОУ №1»											
Ду 150	97,6	подземная	2009	От ТП до ТК-13 у д/сада №1	ППУ	Изоляция не разрушена	25	10	40	нет	Уд.
Ду 100	22,7	подземная	2009	От ТК-13 до д/с №1 Текстильщиков 4а	ППУ	Изоляция не разрушена	25	10	40	нет	Уд.
Ду 150	76,2	подземная	2009	От ТК-13 до ТК-14	ППУ	Изоляция не разрушена	25	10	40	нет	Уд.
Ду 50	65,2	подземная	2009	От ТК-14 до д. Курчатова 2	минераловатная, покрывной слой – фольга	Изоляция не разрушена	25	10	40	нет	Уд.
Ду 150	24,7	надземная	2009	От ТК-14 до ТК-15	минераловатная, покрывной слой – фольга	Изоляция не разрушена	25	10	40	нет	Уд.
Ду 100	15,1	надземная	2009	От ТК-15 до ответвления на Курчатова 6	ППУ	Изоляция не разрушена	25	10	40	Ду 100 2 шт.	Уд.
Ду 50	13,2	подземная	2009	От ответвления на Курчатова 6 до д. Курчатова 6	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Изоляция не разрушена	25	10	40	Ду 50 2 шт.	Уд.
Ду 80	35,5	надземная	2000	От ответвления у д. Курчатова 6 до ответвления на д. Курчатова 4	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19	76	нет	Неуд.
Ду 80	5,0	подземная	2018	От ответвления у д. Курчатова 6 до ответвления на д. Курчатова 4	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	1	4	нет	уд.
Ду 80	23,1	надземная	2000	От ответвления у д. Курчатова 6 до д. Курчатова 4	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19	76	нет	Неуд.

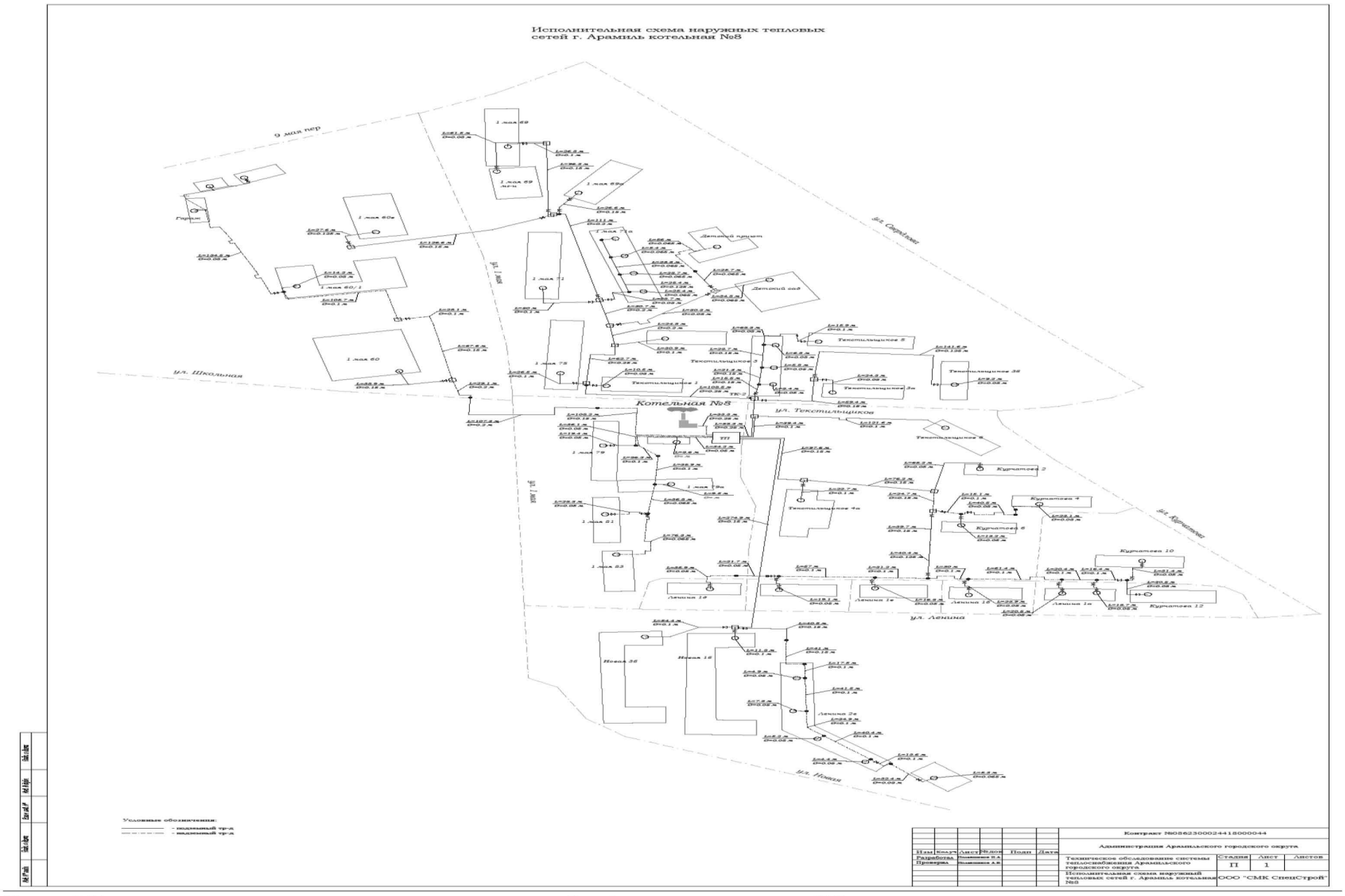

Схема 6 Исполнительная схема наружных тепловых сетей г. Арамиль, котельная №8

Таблица 3.36 - **Сведения о состоянии тепловой сети котельной №8**

Ду 150 Ду 125	39,7 40,4	подземная	2000	От ТК-15 до ответвление на ул. Ленина	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	Ду 125 2 шт.	неуд.
Ду 100	30	надземная	2000	От ответвления на ул. Ленина до ответвления на д. Ленина 1б	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	нет	неуд.
Ду 50	23,9	подземная	2000	От ответвления на д. Ленина 1б до д. Ленина1б	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	10	40	Ду 125 2 шт.	неуд.
Ду 100	61,4	надземная	2000	От ответвления на д. Ленина 1б до ответвления №1 на д. Ленина 1а	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	нет	неуд.
Ду 50	20,5	надземная	2000	От ответвления №1 на д. Ленина 1а до д. Ленина 1а	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	Ду50 4 шт.	неуд.
Ду 100	20,4	подземная	2000	От ответвления №1 на д. Ленина 1а до ответвления №2 на д. Ленина 1а до	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	нет	неуд.
Ду 50	18,7	подземная	2000	От ответвления №2 на д. Ленина 1а до д. Ленина 1а	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	Ду50 4 шт.	неуд.
Ду 100	16,4	надземная	2000	От ответвления №2 на д. Ленина 1а до ответвления на д. Курчатова 12	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	нет	неуд.
Ду 80	30,5	подземная	2000	От ответвления на д. Курчатова 12 до д. Курчатова 12	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	Ду80 2 шт.	неуд.
Ду 50	31,4	надземная	2000	От ответвления на д. Курчатова 12 до д. Курчатова 10	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 100	31,2	надземная	2000	От ответвления на ул. Ленина до ответвления на д. Ленина 1в	минераловатная, покрывной слой – фольга с защитным слоем из оцинкованной стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19	76	нет	неуд.
Ду 50	16,8	подземная	2000	От ответвления на д. Ленина 1в до д. Ленина 1 в	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	Ду50 2 шт.	неуд.
Ду 100	57	надземная	2000	От ответвления на д. Ленина 1в до ответвления на д. Ленина1г	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19	76	нет	неуд.
Ду 50	19,1	подземная	2000	От ответвления на д. Ленина 1г до д. Ленина 1г	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	Ду50 4 шт.	неуд.
Ду 50	21,7	надземная	2000	От ответвления на д. Ленина 1г до ответвления на д. Ленина1д	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	нет	неуд.
Ду 50	35,9	надземная	2000	От ответвления на д. Ленина 1д до д. Ленина 1д	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	Ду50 2 шт.	неуд.
Итого 893,3											
				Направление «ТП – ул. 1 Мая 79а»							
Ду 100	86,3 35,9	надземная	2009	От ТП до дома 1 Мая 79а	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	нет	неуд.
Ду 50	9,5	внутридомовая	2009	В дом 1 Мая 79а	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	нет	неуд.
Ду 65	36,8	надземная	2000	От дома 1 Мая 79а до ответвления на д. 1 Мая 81	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с полным разрушением изоляции	25	19	76	нет	неуд.
Ду 50	28,3	подземная	2000	От ответвления на д. 1 Мая 81 до д. 1 Мая 81	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с полным разрушением изоляции	25	19	76	Ду50 4 шт.	неуд.
Ду 65	76,3	надземная	2000	От ответвления на д. 1 Мая 81 до дома 1 Мая 83	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с полным разрушением изоляции	25	19	76	Ду50 2 шт.	неуд.
Итого 273,1											
				Направление «ТП - 1 Мая 79»							
Ду 50	**34,2 36,1**	**надземная**	**2009**	**От ТП до ответвления на д. 1 Мая 79**	**ППУ с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Ду 25	**8,6**	**надземная**	**2009**	**Ответвление на склад у котельной**	**ППУ с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Ду 50	**19,4**	**подземная**	**2009**	**От ответвления на д. 1 Мая 79 до д. 1 Мая 79**	**ППУ с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Итого 98,3											
				Направление «ТП – Школа»							
Ду 150	**108,2**	**надземная**	**2009**	**От ТП в направлении ТК-10 1 Мая 60**	**ППУ с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Ду 200	107,3	подземная	1997	От ТП в направлении ТК-10 1 Мая 60	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	22	88	нет	неуд.
Ду 200	29,1	надземная	1997	От ТП в направлении ТК-10 1 Мая 60	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Изоляция не нарушена	25	22	88	нет	неуд.
Ду 150	38,9	подземная	1997	От ТК-10 в д. 1 мая 60	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным или полным разрушением изоляции	25	19	88	Ду150 2 шт.	неуд.
Ду 150	**67,6**	**надземная**	**2000**	**От ТК-10 до ТК-11**	**минераловатная, покрывной слой – стеклоткань с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**19**	**76**	**нет**	**уд.**
Ду 100	**28,1**	**надземная**	**2000**				**25**	**19**	**76**	**Ду100 2 шт.**	**Уд.**
Ду 100	105,7	надземная	2000	От ТК-11 до ответвления на нач. школу д. 1 мая 60/1	ППУ с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	25	19	76	нет	**неуд.**
	38,4	**надземная**	**2017**		ППУ с защитным слоем из оцинкованной стали	Изоляция не разрушена	**25**	**2**	**8**	**нет**	**уд.**
Ду 80	14,2	надземная	2000	От ответвления на нач. школу д. 1 мая 60/1 до школы	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичныи и полным разрушением изоляции	25	19	76	нет	неуд.

Ду 80	134,5	надземная	2000	От ответвления до гаража	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным или полным разрушением изоляции	25	19	76	Ду80 2 шт.	неуд.
Итого 633,6											
Направление «ТП – ул. Текстильщиков, 6»											
Ду 100	**161**	**подземная**	**2018**	**От ТП до д. Текстильщиков 6**	**ППУ с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**1**	**4**	**нет**	**уд.**
Направление «ТП – ул. Текстильщиков»											
Ду 250	**58,3**	**подземная**	**2009**	**От ТП до ТК-2**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Ду 150	**59,4**	**подземная**	**2009**	**От ТК-2 до ТК-3**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**Ду150 2 шт.**	**Уд.**
Ду 80	**24,3**	**подземная**	**2013**	**От ТК-3 в дом Текстильщиков 3а**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**6**	**24**	**Ду80 2 шт.**	**Уд.**
Ду 125	**141,6**	**подземная**	**2013**	**От ТК-3 до дома Текстильщиков 3б**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**6**	**24**	**нет**	**Уд.**
Ду 80	**9,2**	**подземная**	**2013**	**В дом Текстильщиков 3б**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**6**	**24**	**Ду80 2 шт.**	**Уд.**
Ду 150	65,5	Подземная, внутридомовая	2000	От ТК-2 в д. Текстильщиков 3	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19	76	Ду150 2 шт.	неуд.
Ду 50 Ду50 Ду80	8,4 5,8 6,8	подземная	2000	Поузловая разводка в д. Текстильщиков 3	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25 25 25	19 19 19	76 76 76	нет нет нет	неуд. неуд. неуд.
Ду 80	68,3	подземная	2000	От д. Текстильщиков 3 до д. Текстильщиков 5	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19	76	Ду100 2 шт.	Неуд.
Ду 100	15,9	надземная	2000	В дом Текстильщиков 5	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19	76	Ду100 2 шт.	Неуд.

Ду 250	**108,5**	**подземная**	**2014**	**От ТК-2 до ТК-9 дома Текстильщиков 1**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**5**	**20**	**нет**	**Уд.**
Ду 100	**26,5**	**подземная**	**2014**	**От ТК-9 в дом 1 Мая 75**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**5**	**20**	**нет**	**Уд.**
Ду 250	**62,7**	**подземная**	**2009**	**От ТК-9 до ТК- 9/1**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Ду 100	**30,9**	**подземная**	**2009**	**От ТК-9/1 в дом 1 мая 75 а**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Ду 200	**24,8**	**подземная**	**2009**	**От ТК-9/1 до ТК-5**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Ду 80	**80,3**	**подземная**	**2009**	**От ТК -5 до ТК- 4**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**Ду80 4 шт.**	**Уд.**
Ду 65	**34,8**	**подземная**	**2013**	**От ТК-4 в д/с №2**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**6**	**24**	**нет**	**Уд.**
Ду 65	**25,7 56**	**подземная надземная**	**2009**	**От ТК-4 до дома 1 мая 17к (дет. Приют)**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**Ду50 2 шт.**	**Уд.**
Ду 200	**30,7**	**подземная**	**2009**	**От ТК-5 до ТК -6**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Ду 100	**50**	**подземная**	**2011**	**От ТК-6 в д. 1 мая 71**	**минераловатная, покрывной слой – стеклоткань**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**8**	**32**	**Ду100 2 шт.**	**уд.**
Ду 80	**28,7**	**подземная**	**2009**	**От ТК-6 до дома 1 мая 71а**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**Ду80 2 шт.**	**Уд.**
Ду 65	**83,3**	**подземная**	**2009**	**В доме 1 мая 71а на 4 подъезда разводка**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Ду 125	**25,4**	**внутридомовая**	**2009**	**В доме 1 мая 71а**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Ду 200	**111**	**подземная**	**2009**	**От ТК-6 до ТК -7**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**нет**	**Уд.**
Ду 80	**26,6**	**подземная**	**2009**	**От ТК7 в дом 1 мая 69а**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**Ду80 4 шт.**	**Уд.**
Ду 150	**126,6**	**подземная**	**2009**	**От ТК-7 до ТК-8**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**Ду150 2 шт.**	**Уд.**
Ду 125	**27,6**	**подземная**	**2009**	**От ТК-8 в дом 1 мая 60в**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**Ду100 2 шт.**	**Уд.**
Ду 150	**96,3**	**подземная**	**2012**	**От ТК-7 до ТК-7.1**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**10**	**40**	**Ду150 2 шт.**	**Уд.**

Ду 100	**26,8**	**подземная**	**2012**	**От ТК-7.1 в дом 1 мая 69**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**7**	**28**	**Ду100 2 шт.**	**Уд.**
Ду 80	**61,5**	**Подземная, внутридомовая**	**2012**	**От ТК-7.1 в магазин 1 мая 69**	**ППУ**	**Изоляция не разрушена**	**25**	**7**	**28**	**Ду80 2 шт.**	**Уд.**
Итого 1608,2											
ВСЕГО протяженность тепловых сетей, подключенным к котельной №8 составляет 4 373 м в двухтрубном исполнении											





Фото 234-235 Теплосети кот. №8. ТП
Вход в ТП **Подающие трубопроводы по направлениям**

Направление ул. Текстильщиков

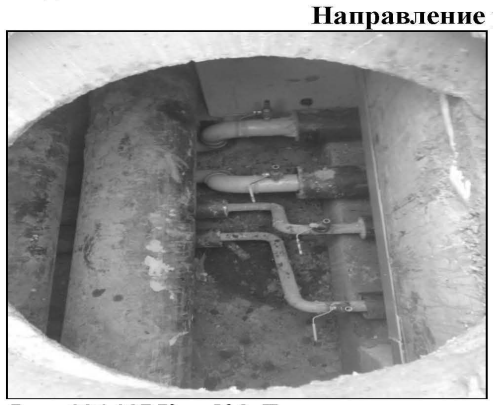



Фото 236-237 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. Текстильщиков
ТК-1 **ТК-2**



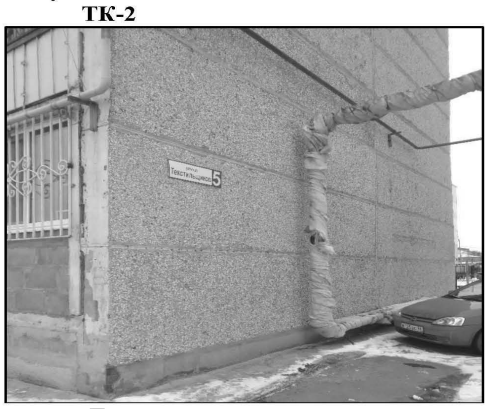

Фото 238-239 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. Текстильщиков
Теплосети на ул. Текстильщиков 3-Текстильщиков 5





Фото 246-247 Кот. №8. Теплосети в направлении Школа
ТК 10 **Теплосети в направление ул 1 мая 60 (школа)**





Фото 248-249 Кот. №8. Теплосети в направлении Школа
Сети в направлении ТК 11 **Теплосети на ул.1 мая 60/1 нач. школа**



Фото 250 Кот. №8. Теплосети в направлении Школа. Сети в сторону Гаража

Направление ул. Курчатова

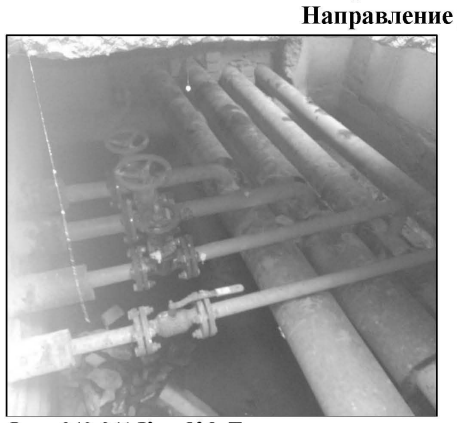



Фото 240-241 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. Текстильщиков
ТК 3 **ТК 4 у д/сада**





Фото 242-243 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. Текстильщиков
ТК 5 **ТК 6**





Фото 244-245 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. Текстильщиков
Фото Теплосеть кот.№8 ТК 7 **ТК 8**

Направление Школа





Фото 251-252 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. Курчатова
ТК 13 Теплосети на ул. Текстильщиков 4а (ДОУ)





Фото 253-254 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. Курчатова
ТК 14 Развязка на Курчатова 10-Курчатова 12





Фото 255-256 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. Курчатова
Ответвление на ул. Курчатова 6 Теплосеть кот №8 на дом Курчатова 6





Фото 257-258 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. Курчатова
Ответвление на дом Ленина 1а Теплосети по ул. Ленина 1





Фото 259-260 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. Курчатова
Сети у д. Ленина 1б Разветвлениенаул. Ленина 1 - Ул. Курчатова 12

Направление ул. Новая



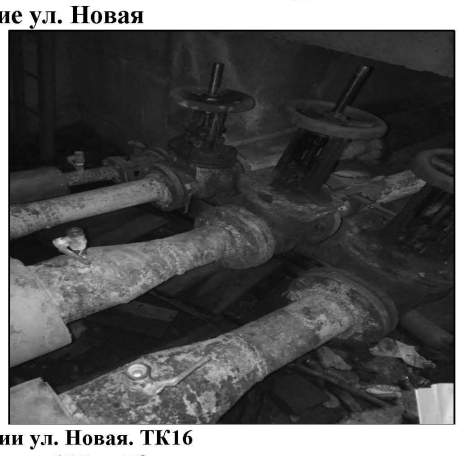

Фото 261-262 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. Новая. ТК16

Направление ул. 1Мая 79а





Фото 263-264 Кот. №8. Теплосети в направлении ул. 1 Мая 79а
Сети у домов ул. 1 Мая 81, 83 Теплосети у кот. №8

3.2.16 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной №11 п. Арамиль

Критерии технического состояния тепловых сетей:

- удовлетворительное (уд.), если тепловые сети находится в эксплуатации не более 20 лет с хорошей теплоизоляцией и без видимых серьезных коррозионных или иных повреждений;
- неудовлетворительное (неуд.), тепловые сети со сроком эксплуатации более 10 лет, на которых требуется локальная замена тепловой изоляции и (или) участков труб, подверженных интенсивной коррозии;
- требующее замены (тр.зам.), если тепловые сети имеют степень нормативного износа более 100% (срок эксплуатации более 25 лет), которые подверженны интенсивной коррозиии критерий надежности К менее 0,7.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования тепловых сетей, подключенных к котельной №11 установлено:

1) паспорт на тепловые сети отсутствует;

2) балансовая принадлежность сетей определялась на основании «Выписки из Единого Государственного Реестра прав на недвижимое имущество…»;

2) протяженность трубопроводов ТС, подключенных к котельной составляет 657 м в двухтрубном исчислении.

3) протяженность трубопроводов ГВС, подключенных к котельной составляет 416 м в двухтрубном исчислении.;

4) прокладка основных тепловых сетей выполнена в 2012г., есть «старые» участки трубопроводов в направлении ТК2 и дома на ул. Ломаносова,1;

5) тепловые сети – четырехтрубные, тупиковые. Система теплоснабжения потребителей закрытая. Прокладка надземная на низких опорах. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется П-образными компенсаторами и естественными углами поворотов трассы;

6) тепловая изоляция трубопроводовнаходится в удовлетворительном состоянии;

7) расчетный максимальный часовой расход тепловой энергии (с учетом тепловых потерь) составляет 0,712 Гкал/час;

8) среднегодовая тепловая нагрузка составляет 0,331 Гкал/ч;

9) фактические среднегодовые тепловые потери составляют 0,0521 Гкал/ч (15,8%), что в 1,4 раза выше нормативных, которые составляют 0,0369 Гкал/ч (11,2%);

Невысокие тепловые потери объясняются тем, что:

- тепловые сети проложены надземным способом;
- удовлетворительное состояние тепловой изоляции;

10) для тепловой сети установлен температурный график 95°-70°С;

11) в наружную теплосеть теплоноситель подается по трубопроводу диаметром Ду100 мм. Максимальный диаметр трубопроводов Ду150 мм. Всего на данную котельную подключено 12 потребителей;

12) Повысительные насосные станциии тепловые пункты отсутствуют. Имеются две тепловые камеры.

Сведения о состоянии тепловых сетей по результатам технического обследования сведены в табл. 3.37.

На фото 265-278 представлено текущее состояние трубопроводов теплосети, присоединенных к котельной №11, на схеме 7 – исполнительная схема сетей

Таблица 3.37 – **Техническая характеристика тепловой сети, присоединенной к котельной № 11**

№	Показатели	Ед. измерения	Значение
1	Температурный график теплоснабжения от котельной	°С	95-70
2	Диаметры трубопроводов системы теплоснабжения на выходе из котельной	Ду, мм	Dy 100
3	Значение суммарной тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию, с учетом тепловых потерь в сетях	Гкал/час	0,712 Гкал/ч;
4	Расход сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе из котельной,	т/час	G = 44т/час
5	Температура горячей воды, поступаемой в систему ГВС	°С	65-70
6	Схема подключения абонентов к теплосети		Зависимая, закрытая
7	Характеристика теплосети		четырехтрубная, прокладка надземная на низких опорах, тепловая изоляция в удовлетворительном состоянии.
8	Периодичность опрессовок и объем выполненных ремонтов за три последних года	раз в год	2
9	Статистика аварий с указанием номеров участков теплосети и тепловой нагрузки отключаемых потребителей	Кол-во аварий	нет данных



Схема 7 Исполнительная схема наружных тепловых сетей п. Арамиль котельная №11

Таблица 3.38 - **Сведения о состоянии тепловой сети котельной №11**

Участок тепловой сети, Ду мм	Протяжённость в двухтруб. исчислении, м	Тип прокладки	Год прокладки	расположение	Теплоизоляция		Срок службы, лет		Износ %	Ду и кол-во ЗРА	Техническое состояние
					Тип	состояние	нормативный	фактический			
Ду 100	**47,1**	**надземная**	**2012**	**От котельной до ответвления на детский сад №6**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**нет**	**Уд.**
Ду 40	**32,8**	**надземная**	**2012**	**Ответвление на детский сад №6**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**Ду40 2 шт.**	**Уд.**
Ду 100	**35,1**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д/с №6 до ТК-1**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**нет**	**Уд.**
Ду 25	6,2	подземная	2012	От ТК-1 до д. Ломоносова 2а	Нет изоляции	Изоляции нет	25	7	28	нет	неуд.
Ду80	**66,2**	**надземная**	**2012**	**От ТК-1 до ответвления на д. ул. Заводская 22**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**нет**	**Уд.**
Ду 150	35,2	надземная	2000	От ответвления на д. ул. Заводская 22 доТК-2	минераловатная, с защитным слоем из стеклоткани	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19	76	Ду 150 2 шт.	неуд.
Ду 50	**21,4**	**надземная**	**2017**	**От ТК-2 на дом Заводская 22**	**Вспененный полиэтилен**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**2**	**8**	**Ду50 2 шт.**	**уд.**
Ду 150	11,8	надземная	2000	От ТК-2 до ответвления на д. Ломоносова 1	минераловатная, с защитным слоем из стеклоткани	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19	76	нет	неуд.
Ду 32	31,1	надземная	2000	От ответвления на д. Ломоносова 1 до д. Ломоносова 1	минераловатная, с защитным слоем из стеклоткани	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19	76	Ду 32 2 шт.	неуд.
Ду 80	**14**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на ул.Заводская 22 до ответвления на д. Ломоносова 3**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**нет**	**Уд.**
Ду 40	**18,5**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д. Ломаносова 3 до д. Ломоносова 3**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**Ду40 2 шт.**	**Уд.**
Ду80	**34**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д. Ломоносова 3 до ответвления на д. Ломоносова 5**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**нет**	**Уд.**
Ду 40	**27,5**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д. Ломоносова 5 до д. Ломоносова 5**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**Ду40 2 шт.**	**Уд.**
Ду 80	**12,8**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д. Ломоносова 5 до ответвления на д. Заводская 28**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**нет**	**Уд.**
Ду 25	**27**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д. Заводская 28 до д. Заводская 28**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**Ду25 2 шт.**	**Уд.**
Ду 80	**29,3**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д. Заводская 28 до ответвления на д. Ломоносова 7**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**нет**	**Уд.**
Ду 40	**29,4**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д. Ломоносова 7 до д. Ломоносова 7**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**Ду40 2 шт.**	**Уд.**
Ду 80	**33,6**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д. Ломоносова 7 до ответвления на д. Ломоносова 4**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**нет**	**Уд.**
Ду 50	**8,8**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д. Ломоносова 4 до д. Ломоносова 4**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**Ду50 2 шт.**	**Уд.**
Ду 80	**118,1**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д. Ломоносова 4 до ответвления на д. Ломоносова 6**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**нет**	**Уд.**
Ду 40	**9,8**	**надземная**	**2012**	**От ответвления на д. Ломоносова 6 до д. Ломоносова 6**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**7**	**28**	**Ду40 2 шт.**	**Уд.**
Ду 50	**6,8**	**Надземная, подземная**	**2017**	**От ответвления на д. Ломоносова 6 до д. Ломоносова 8**	**минераловатная, с защитным слоем из стекловаты**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**2**	**8**	**Ду50 2 шт.**	**Уд.**
ВСЕГО протяженность тепловых сетей, подключенных к котельной №11, составляет 657 м в двухтрубном исполнении											





Фото 265-266 Кот. №11. Тепловые сети
Сети на выходе из котельной

Ответвление на детский сад №6





Фото 267-268 Кот. №11. Тепловые сети на выходе из котельной в направлении ул. Заводская

Фото Кот. №11 Тепловые сети. ТК-1





Фото 269-270 Кот. №11. Тепловые сети
Ответвление на д. ул. Заводская 22, Ломоносова 1

Сети в направлении д. ул. Заводская 22, Ломоносова 1

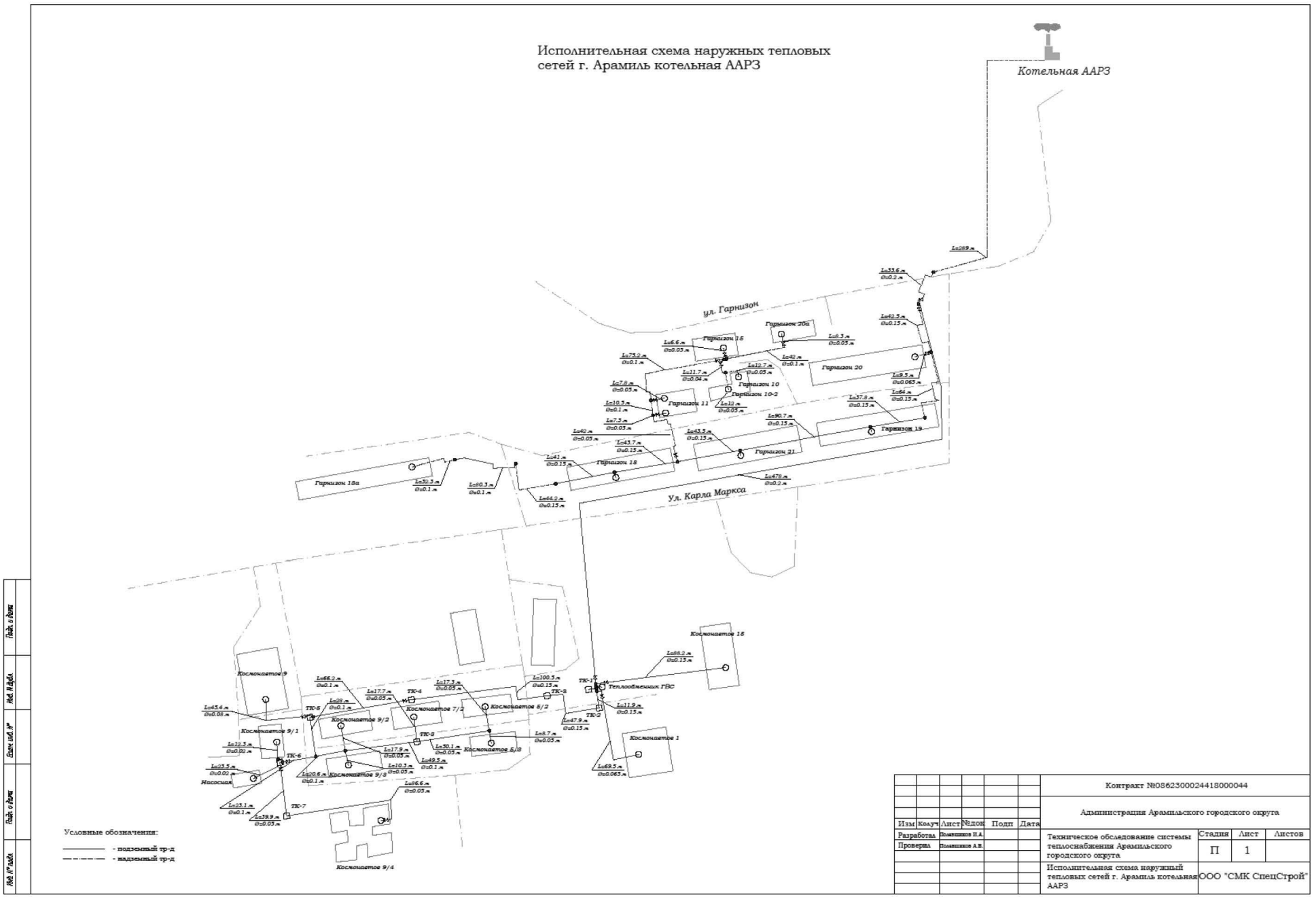

Схема 8 Исполнительная схема наружных тепловых сетей г. Арамиль котельной ОАО «ААРЗ»



Фото 271-272 Кот. №11. Тепловые сети ТК-2



Ответвление на д. ул. Ломоносова 1 после ТК-2





Фото 277-278 Кот. №11. Тепловые сети
Расветвление д. Ломоносова 6 - Ломаносова 4 Сети на д. Ломаносова 8



Фото 273-274 Кот. №11. Тепловые сети
Сети в направлении д. ул. Ломоносова 3,5



Разветвление на д. Заводская 28 - в сторону



Фото 275-276 Кот. №11. Тепловые сети
Сети в направлении д. ул. Ломоносова 4



Разветвление у д. Ломаносова 4

3.2.17 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной АО «ААРЗ»г. Арамиль

Критерии технического состояния тепловых сетей:

- удовлетворительное (уд.), если тепловые сети находится в эксплуатации не более 20 лет с хорошей теплоизоляцией и без видимых серьезных коррозионных или иных повреждений;
- неудовлетворительное (неуд.), тепловые сети со сроком эксплуатации более 10 лет, на которых требуется локальная замена тепловой изоляции и (или) участков труб, подверженных интенсивной коррозии;
- требующее замены (тр.зам.), если тепловые сети имеют степень нормативного износа более 100% (срок эксплуатации более 25 лет), которые подверженны интенсивной коррозиии критерий надежности К менее 0,7.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования тепловых сетей, подключенных к котельной АО «ААРЗ»установлено:

1) балансовая принадлежность сетей определялась на основании «Выписки из Единого Государственного Реестра прав на недвижимое имущество…»;

2) протяженность трубопроводов ТС, подключенных к котельной составляет 2501 м в двухтрубном исчислении.

3) протяженность трубопроводов ГВС, подключенных к котельной составляет 600 м в двухтрубном исчислении.;

4) прокладка основных тепловых сетей выполнена в 90-е г.;

5)тепловые сети – четырехтрубные, тупиковые. Система теплоснабжения потребителей закрытая. Прокладка в направлении ул. Гарнизон - надземная на низких опорах, а в направлении ул. Космонавтов – подземная канальная. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется П-образными компенсаторами и естественными углами поворотов трассы;

6) тепловая изоляция трубопроводов находится, в основном, в удовлетворительном состоянии. Имеются надземные участки с частично разрушенной изоляцией;

7) расчетный максимальный часовой расход тепловой энергии (с учетом тепловых потерь) составляет 3,62 Гкал/час;

8) среднегодовая тепловая нагрузка составляет 1,762 Гкал/ч;

9) фактические среднегодовые тепловые потери составляют 0,1982 Гкал/ч (11,3%), что в 1,4 раза выше нормативных, которые составляют 0,1345 Гкал/ч (7,6%);

Относительно невысокие тепловые потери объясняются тем, что:
- тепловые сети проложены в направлении ул. Космонавтов подземным способом;
- состояние тепловой изоляции удовлетворительное;
- потребители тепловой энергии расположены относительно недалеко от котельной (соотношение протяженности тепловых сетей к подключенной нагрузке D=0,76 км/Гкал);

10) для тепловой сети установлен температурный график 95°-70°С;

11) в наружную теплосеть теплоноситель подается по трубопроводу диаметром Ду200 мм, на выходе из котельной теплоноситель поступает в ТП, где распределяется на два направления теплоснабжения:
- первое направление: котельная - ул. Гарнизон – 9 потребителей;
- второе направление: ТП-1 - ул. Космонавтов – 11 потребителей;

12) Повысительные насосные станции отсутствуют. Имеются два тепловых пункта и восемь тепловых камер.

Сведения о состоянии тепловых сетей по результатам технического обследования сведены в табл. 3.39.

На фото 279-300 представлено текущее состояние трубопроводов теплосети, присоединенных к котельной АО «ААРЗ», на схеме 8 – исполнительная схема тепловых сетей.

Таблица 3.39 –**Техническая характеристика тепловой сети, присоединенной к котельной АО «ААРЗ»**

№	Показатели	Ед. измерения	Значение
1	Температурный график теплоснабжения от котельной	°С	95-70
2	Диаметры трубопроводов системы теплоснабжения на выходе из котельной	Ду, мм	Dy 200
3	Значение суммарной тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию, с учетом тепловых потерь в сетях	Гкал/час	2,86 Гкал/ч
4	Расход сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе из котельной	т/час	G = 118 т/час
5	Температура горячей воды, поступаемой в систему ГВС	°С	65-70
6	Схема подключения абонентов к теплосети		Зависимая, закрытая
7	Характеристика теплосети		четырехтрубная, прокладка надземная на низких опорах, подземная канальная, тепловая изоляция в удовлетворительном состоянии.
8	Периодичность опрессовок и объем выполненных ремонтов за три последних года	раз в год	2
9	Статистика аварий с указанием номеров участков теплосети и тепловой нагрузки отключаемых потребителей	Кол-во аварий	нет данных

Таблица 3.40 - **Сведения о состоянии тепловой сети котельной ОАО ААРЗ**

Участок тепловой сети, Ду мм	Протяжённость в двухтруб. исчислении, м	Тип прокладки	Год прокладки	расположение	Теплоизоляция: тип	Теплоизоляция: состояние	Срок службы, лет: нормативный	Срок службы, лет: фактический	Износ %	Ду и кол-во ЗРА	Техническое состояние
Направление котельная– ул. Гарнизон											
Ду 200	289 33,6	надземная	1990-2000	От котельной в направлении ТП-1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 150	42,5	надземная	1990-2000	От ТП-1 до ответвление на д. Гарнизон 20	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 65	9,5	надземная	1990-2000	Отответвления на д. Гарнизон 20 до д.Гарнизон 20	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с полным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	Ду65 2 шт.	Неуд.
Ду 150	64	Надземная	1990-2000	От ответвления на д. Гарнизон 20 до дома Гарнизон 19	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 150	37,8	внутридомовая	1990-2000	Внутри дома Гарнизон 19	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 150	90,7	Внутридомовая, подземная	1990-2000	От дома Гарнизон 19 до домаГарнизон21	минераловатная, с защитным слоем - рубероид	Имеются участки с полным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 150	43,5	Внутридомовая, подземная	1990-2000	Внутри дома Гарнизон 21 до ответвления на д. Гарнизон 11	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 150	43,7	внутридомовая	1990-2000	От ответвления на д. Гарнизон 11 до домаГарнизон18	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 150	41	внутридомовая	1990-2000	Внутри дома Гарнизон 18	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 150	44,2	надземная	1990-2000	От дома Гарнизон 18 до дома Гарнизон 17	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Тр. зам.
Ду 100	80,3 32,3	подземная надземная					25	19-29	76-100	нет	Тр. зам.
Ду 50	**42**	**надземная**	**2010**	**От участка между д. Гарнизон 21 и Гарнизон 18 до д. Гарнизон 11**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**Уд.**
Ду 50	7,3	надземная	1990-2000	В дом Гарнизон 11 (1-ый ввод)	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичным и полным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	Ду50 2 шт.	Тр. зам.
Ду 100	**10,5**	**надземная**	**2010**	**Между 1-ый и 2-ым вводдами в д. Гарнизон 11**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**Уд.**
Ду 50	7,8	надземная	1990-2000	2-й ввод В дом Гарнизон 11	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичныразрушение м изоляции	25	19-29	76-100	Ду50 2 шт.	Тр. зам.
Ду 100	**75,2**	**надземная**	**2010**	**От дома Гарнизон11 до ответвления на дом Гарнизон 15**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду 100 2 шт.**	**Уд.**
Ду 50	6,6	надземная	1990-2000	Ответвление в д. Гарнизон 15	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань	Имеются участки с частичныразрушение м изоляции	25	19-29	76-100	Ду50 2 шт.	Тр. зам.
Ду 40	11,7	надземная	1990-2000	От ответвления на дом Гарнизон 15 до ответвления Гарнизон10-2	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичныразрушение м изоляции	25	19-29	76-100	Ду50 2 шт.	Тр. зам.
Ду 50	12	надземная	1990-2000	От ответвления Гарнизон10-2 до д. дом Гарнизон 10-2	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичныразрушение м изоляции	25	19-29	76-100	нет	Тр. зам.
Ду 50	12,7	надземная	1990-2000	От ответвления Гарнизон10-2 до д. дом Гарнизон 10	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичныразрушение м изоляции	25	19-29	76-100	нет	Тр. зам.
Ду 100	**42**	**надземная**	**2010**	**От ответвления на д. Гарнизон 15 до ответвления на д. Гарнизон 20а**	**минераловатная, с защитным слоем из оцинкованной стали**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду100 2 шт.**	**Уд.**
Ду 50	8,3	подземная	1990-2000	В дом Гарнизон 20а	Изоляция отсутствует		25	19-29	76-100	Ду50 2 шт.	Тр. зам.
Направление ТП-1 – ул. Космонавтов											
Ду 200	**478**	**подземная**	**2010**	**От ТП-1 до ТП-2**	**ППУ изоляции**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду200 2 шт.**	**Уд.**
Ду 76			**2010**	**От ТП-2 до ТК1**	**ППУ изоляции**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**нет**	**Уд.**
Ду 150	**88,2**	**подземная**	**2010**	**От ТП-2 до д. Космонавтов 15**	**ППУ изоляции**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду150 2 шт.**	**Уд.**
Ду 65	**69,5**	**подземная**	**2010**	**ТП-2 до д. Космонавтов 1 (д/с №8)**	**ППУ изоляции**	**Изоляция не нарушена**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**Уд.**
Ду 150	11,9	подземная	1990-2000	От ТП-2 до ТК-2	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным и полным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 150	47,9	подземная	1990-2000	От ТК-2 до ТК-3	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или рубероид	Имеются участки с частичным и полным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 150	100,5	подземная	1990-2000	От ТК-3 до ТК-4	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 100	66,2	подземная	1990-2000	От ТК-4 до ТК-5	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	Ду100 2 шт.	Неуд.
Ду 80 Ду 50	45,4 75	подземная	1990-2000	От ТК-5 до дома Космонавтов 9	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	Ду80 2 шт. Ду50 2 шт.	Неуд.
Ду 100	60,3	подземная	1990-2000	От ТК-5 до ответвления на Космонавтов 9/3	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 100	23,1	подземная	1990-2000	От ответвления на Космонавтов9/3 до ТК-6	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	Ду100 2 шт.	Неуд.
Ду 20	23,5	подземная	1990-2000	От ТК-6 до насосной	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 20	12,3	подземная	1990-2000	От ТК-6 Космонавтов 9/1	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 50	39,9	подземная	1990-2000	От ТК-6 до ТК-7	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	Ду50 2 шт.	Неуд.
Ду 50	86,6	подземная	1990-2000	От ТК-7 до Космонавтов 9/4	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	Ду50 2 шт.	Неуд.
Ду 100	20,6	подземная	1990-2000	От ответвления на Космонавтов 9/3 до д. Космонавтов 9/3	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 50	10,3	подземная	1990-2000	В дом Космонавтов 9/3	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 50	17,9	подземная	1990-2000	В дом Космонавтов 9/2	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 100	49,5	подземная	1990-2000	От дома Космонавтов 9/2 до ТК-8	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 50	17,7	подземная	1990-2000	от ТК-8 до дома Космонавтов7/2	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 50	50,1	подземная	1990-2000	от ТК-8 до ответвления на дома Космонавтов5/2, 5/3	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 50	17,3	подземная	1990-2000	от ответвления на дом Космонавтов5/2	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 50	8,7	подземная	1990-2000	от ответвления на дом Космонавтов5/3	минераловатная, покрывной слой – стеклоткань или фольга	Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции	25	19-29	76-100	нет	Неуд.
Ду 65	**12,1**	**подземная**	**2010**	**на дом Космонавтов 11б**	**минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань илифольга**	**Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции**	**25**	**9**	**36**	**Ду50 2 шт.**	**Уд.**
Ду 80	**9,9**	**подземная**	**2010**	**на дом Космонавтов 11**	**минераловатная, с защитным слоем – стеклоткань илифольга**	**Имеются участки с полным и частичным разрушением изоляции**				**Ду80 2 шт.**	**Уд.**
ВСЕГО протяженность тепловых сетей, подключенных к котельной ААРЗ, составляет 2 501 м в двухтрубном исполнении											

Направление котельная – ул. Гарнизон





Фото 279-280 Кот. ААРЗ. Теплосети в направлении котельная – ул. Гарнизон

Сети от котельной в сторону ТП-1



Сети от ТП-1 в сторону д. Гарнизон 20



Фото 281-282 Кот. ААРЗ. Теплосети в направлении котельная – ул. Гарнизон

Сети в сторону д. Гарнизон 19



Ответвление на д. Гарнизон 20



Фото 283-284 Кот. ААРЗ. Теплосети в направлении котельная – ул. Гарнизон

Теплосети кот ААРЗ между домами Гарнизон19 – Гарнизон 21

Ответвление в сторону домов Гарнизон 11, 15, 20а




Фото 285-286 Кот. ААРЗ. Теплосети в направлении котельная – ул. Гарнизон
Сети у д. Гарнизон 11 Ответвление на д. Гарнизон 11/1




Фото 287-288 Кот. ААРЗ. Теплосети в направлении котельная – ул. Гарнизон
Ответвление на д. Гарнизон 11/1, 11/2 Сети на дома Гарнизон 15,10, 20а




Фото 289-290 Кот. ААРЗ. Теплосети в направлении котельная – ул. Гарнизон
Сети на дом Гарнизон 15/2 Сети на дом гарнизон 10




Фото 291-292 Кот. ААРЗ. Теплосети в направлении котельная – ул. Гарнизон
Сети у д. Гарнизон 18 на дом Гарнизон 17 Сети на дом Гарнизон 17

Направление ТП-1 – ул. Космонавтов

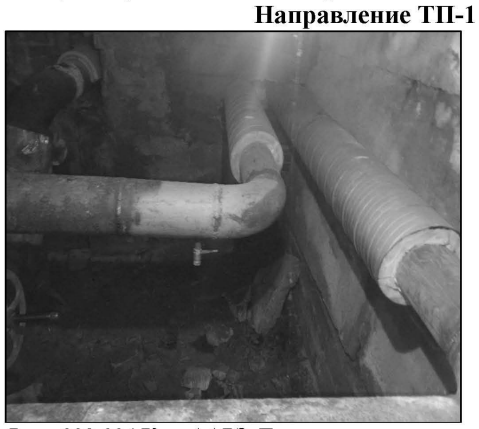


Фото 293-294 Кот. ААРЗ. Теплосети в направлении ТП-1 – ул. Космонавтов
ТП-2. Ответвление на д. Космонавтов 15

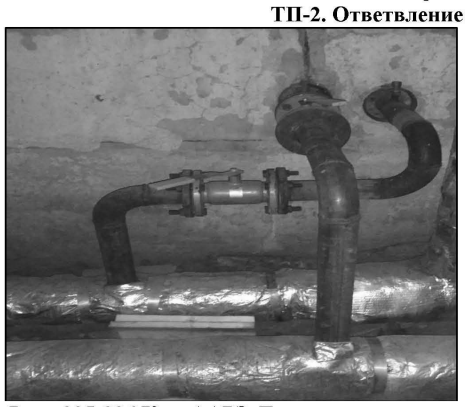
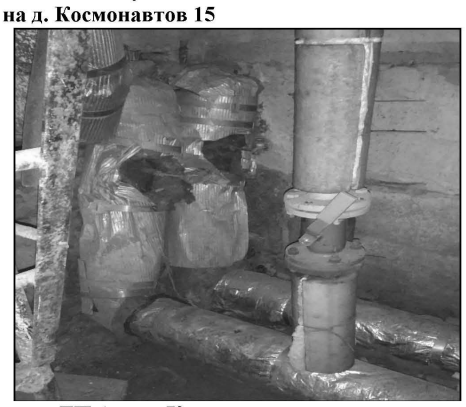

Фото 295-296 Кот. ААРЗ. Теплосети в направлении ТП-1 – ул. Космонавтов
ТП-2. Ответвление на ТК-1 ТП-2. Подача в ТК-2




Фото 297-298 Кот. ААРЗ. Теплосети в направлении ТП-1 – ул. Космонавтов
ТП-2. Ответвление на д/сад №8 ТК-5


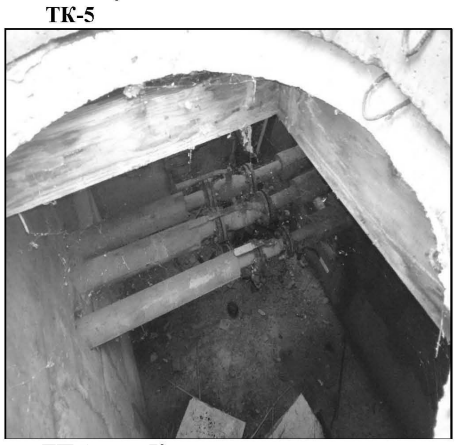

Фото 299-300 Кот. ААРЗ. Теплосети в направлении ТП-1 – ул. Космонавтов
ТК-6 ТК-1

3.2.18 Оценка технического состояния тепловых сетей, присоединенных к котельной ООО «Монди Арамиль»

Критерии технического состояния тепловых сетей:

- удовлетворительное (уд.), если тепловые сети находится в эксплуатации не более 20 лет с хорошей теплоизоляцией и без видимых серьезных коррозионных или иных повреждений;
- неудовлетворительное (неуд.), тепловые сети со сроком эксплуатации более 10 лет, на которых требуется локальная замена тепловой изоляции и (или) участков труб, подверженных интенсивной коррозии;
- требующее замены (тр.зам.), если тепловые сети имеют степень нормативного износа более 100% (срок эксплуатации более 25 лет), которые подверженны интенсивной коррозиии критерий надежности К менее 0,7.

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования тепловых сетей, подключенных к котельной ООО «Монди Арамиль»установлено:

1) паспорт на тепловые сети отсутствует;

2) балансовая принадлежность сетей определялась на основании «Выписки из Единого Государственного Реестра прав на недвижимое имущество…»;

3) Длина трубопроводов, подключенных к котельной составляет 656 м в двухтрубном исполнении.

4) прокладка тепловых сетей выполнена в 2000-2010гг;

5) тепловые сети - четырехтрубные, тупиковые. Система теплоснабжения потребителей закрытая. Прокладка надземная на низких опорах и подземная канальная. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворотов трассы.

6) тепловая изоляция трубопроводов проложенных надземным способом находится в удовлетворительном состоянии (см фото №№ 302-304);

7) к котельной подключено 4 сторонних потребителя

На фото 301-308 представлено текущее состояние трубопроводов теплосети, присоединенных к котельной ООО «Монди Арамиль».




Фото 301 Кот. Монди. Общий вид котельной Фото 302 Теплосети на выходе из котельной
Садовая 10 больница




Фото 303-304 Кот. Монди. Теплосети на выходе из котельной

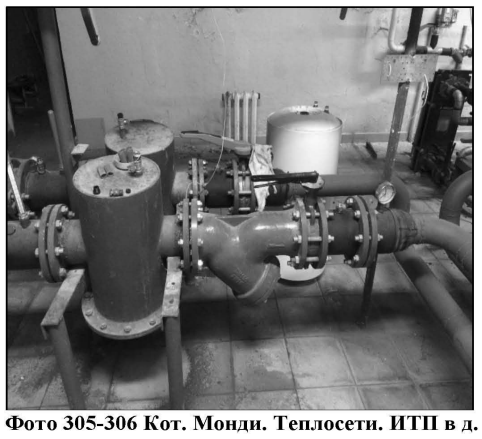
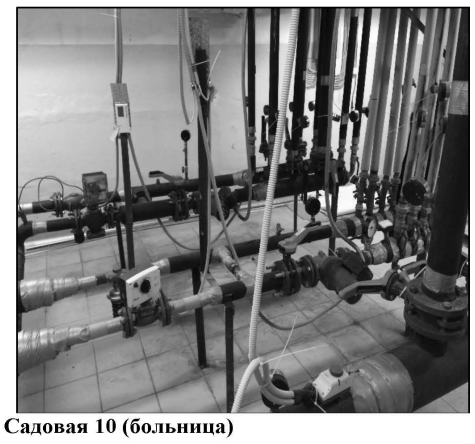

Фото 305-306 Кот. Монди. Теплосети. ИТП в д. Садовая 10 (больница)




Фото 307-308 Кот. Монди. Теплосети. ИТП в д. Садовая 10 (больница)

3.2.19 Оценка технического состояния тепловых пунктов

По результатам камерального обследования, технической инвентаризации, в т.ч. визуально-измерительного и инструментального обследования тепловых пунктовустановлено:

1) в системе теплоснабжения Арамильского городского округа находится 7 ТП;
2) ТП находятся на балансе МУП «Арамиль-Тепло», г. Арамиль;
3) технические паспорта на ТПотсутствуют;
4) трубопроводы, запорная арматура, установленные на некоторых ТП находятся в неудовлетворительном состоянии, требуют ремонта или замены.

На фото 309-340 представлено текущее состояние ТП.

Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Лесная, 13-В (котельная №6)

Здание ТП расположено возле котельной № 6, двухэтажное, кирпичное оштукатуренное. Общее техническое состояния оценивается как неудовлетворительное. Одна входная группа без доводчиков. Окна деревянные, без решетки. Кровля односкатная из шифера.

ТП выполняет роль распределительного коллектора. Насосное и регулирующее оборудование отсутствует.

Таблица 3.41 **- Сведения о количестве и состоянии оборудования ТП ул. Лесная, 13-В**

Наименованиео борудования	Тип	Кол. шт.	Год установки	Износ, %	Техническое состояние	Примечание
Здание	кирпичное	1		100	неуд.	Требуется текущий ремонт
Кровля	односкатная	1		100	неуд.	Требуется капремонт
Задвижки	Ду 200 Ду 150 Ду40	6 2 2		100 100 100	уд. уд. уд.	требуется текущий ремонт
Манометры	МТ-100	9			уд.	Все в работе, требуется поверка




Фото 309-310 Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Лесная, 13-В (котельная №6)

Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. 1-мая, 79-Б/2 (котельная №8)

Здание ТП одноэтажное, блочно-модульное. Общее техническое состояния оценивается как удовлетворительное. Одна входная группа без доводчиков. Окна пластиковые со стеклами, без решеток. Кровля двускатная металлическая. ТП выполняет роль распределительного коллектора. Насосное и регулирующее оборудование отсутствует.

Таблица 3.42 **- Сведения о количестве и состоянии оборудования ТП ул. 1-мая, 79-Б/2**

Наименованиео борудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Износ, %	Техническое состояние	Примечание
Здание		1	2009	50	уд.	
Кровля	двускатная	1	2009	50	уд.	
Задвижки (затворы)	Ду 50 Ду 80 Ду 100 Ду 150 Ду 250 Ду 300	2 2 2 6 2 2	2009	50	уд.	В работе
Манометры		2	2009	100	уд.	В работе, требуется поверка
Термометры	бимиталлический	1	2009	100	Уд.	В работе, требуется поверка


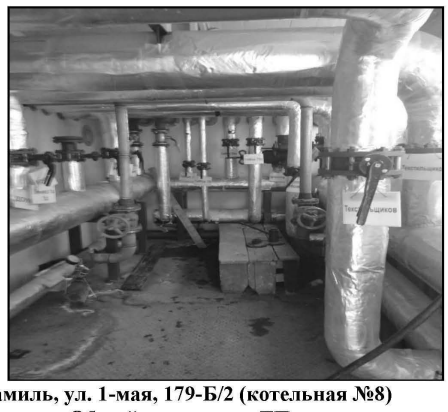

Фото 311-312 Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. 1-мая, 179-Б/2 (котельная №8)
Общий вид здания **Общий вид внутри ТП**





Фото 313-314 Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. 1-мая, 179-Б/2 (котельная №8)
Ответвление по направлениям ул. Курчатова, ул. Новая (на потребителей) **Ответвление по направлениям Школа, ул. 1 Мая 79а (на потребителей)**





Фото 315-316 Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. 1-мая, 179-Б/2 (котельная №8)
Ответвление по направлениям ул. Курчатова, ул. Новая (от потребителей) **Трубопроводы на выходе из ТП на потребителей**

Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118-3 (ТП-1 котельной №5)

Здание ТП одноэтажное, кирпичное. Общее техническое состояния оценивается как неудовлетворительное. Одна входная группа без доводчиков. Оконные проемы заколочены досками. Кровля плоская рубероид, требует ремонта. Наблюдаются трещины на несущих стенах.

ТП выполняет роль распределительного коллектора. Насосное и регулирующее оборудование отсутствует.

Таблица 3.43 **- Сведения о количестве и состоянии оборудования ТП**

Наименованиео борудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Износ, %	Техническоесостояние	Примечание
Здание	кирпичное	1		80	уд.	
Кровля	Плоская, рубероид	1		80	уд.	
Задвижки	Ду 50 Ду150 Ду 200	2 2 4		50 50 50	уд. уд. уд.	
Манометры	нет	-				
Термометры	нет	-				
Прибор учета электроэнергии	нет	-	-	-	-	




Фото 317-318 Здание ТП г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118-3 (ТП-1 котельной №5)
Общий вид здания ТП-1 **Общий вид внутри ТП-1**




Фото 319-320 Здание ТП г. Арамиль, ул. Красноармейская,118-3 (ТП-1 котельной №5)
Трубопровод с котельной на входе в ТП-1 **Трубопроводы по направлению завод (склады) с УКУТ**


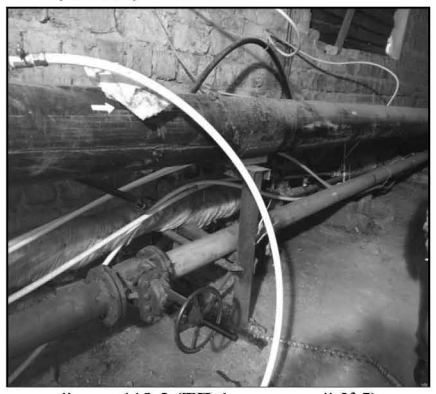

Фото 321-322 Здание ТП г. Арамиль, ул. Красноармейская,118-3 (ТП-1 котельной №5)
Трубопроводы по направлениям ТП-2, ул. Энгельса – ул. Октябрьская
Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Курчатова, 30-Б (ТП-2 котельной №5)

Здание ТП одноэтажное, кирпичное. Общее техническое состояния оценивается как удовлетворительное. Одна входная группа. Окно деревянное застекленное, с решеткой. Кровля односкатная оцинкованная стальная.

ТП выполняет роль распределительного коллектора. Насосное и регулирующее оборудование отсутствует.

Таблица 3.44 - **Сведения о количестве и состоянии оборудования ТПул. Курчатова,30-Б (ТП-2 котельной №5)**

Наименованиеоборудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Износ, %	Техническое состояние	Примечание
Здание	кирпичное	1		50	уд.	
Кровля	Односкатная оцинкованная сталь	1		50	уд.	
Задвижки	Ду 80 Ду100 (КШТВ) Ду 200 Ду 250 Ду 300	4 2 4 2 2		50 20 50 50 50	уд. уд. уд. уд. уд.	
Манометры		6		70	уд.	Все в работе, требуется поверка
Термометры		1		70	уд.	
Прибор учета электроэнергии		-	-	-	-	




Фото 323-324 Здание ТП г. Арамиль, ул. Курчатова,30-Б (ТП-2 котельной №5)
Трубопроводы на входе в ТП-2 с ТП-1 **Ворота в ТП-2**




Фото 325-326 Здание ТП г. Арамиль, ул. Курчатова,30-Б (ТП-2 котельной №5)
Распределительный коллектор на потребители по направлениям

Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Новая 9-Б (ТП-3 котельная №5)

Здание ТП одноэтажное, кирпичное. Общее техническое состояния оценивается как неудовлетворительное. Одна входная группа. Окна деревянные застекленные, с решеткой. Кровля плоская, рубероид. Трубопроводы и запорная арматура требует замены.

ТП выполняет роль распределительного коллектора. Насосное и регулирующее оборудование отсутствует.

Таблица 3.45 - **Сведения о количестве и состоянии оборудования ТП**

Наименованиеоборудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Износ, %	Техническое состояние	Примечание
Здание	кирпич	1		100	уд.	требуется ремонт
Кровля	односкатная	1		100	уд.	требуется ремонт
Задвижки	Ду 80 Ду 150 Ду 200	3 4 2		60 40 100	уд уд. неуд.	требуется текущий ремонт или замена
Манометры		10			уд.	Все рабочем состоянии, требуется поверка
Термометры	нет					
Грязевик	Ду 200	2		100		Требуется чистка

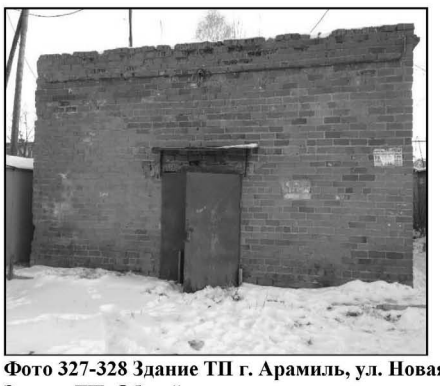


Фото 327-328 Здание ТП г. Арамиль, ул. Новая 9-Б (ТП-3 котельная №5)
Здание ТП. Общий вид **Трубопроводы на потребителей**




Фото 329-330 Здание ТП г. Арамиль, ул. Новая 9-Б (ТП-3 котельная №5)
Трубопровод перед Коллектором **Коллектор на потребители**

Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Гарнизон, 20-Б (ТП-1 котельной АО «ААРЗ»)

Здание ТП одноэтажное, деревянное обшитое листами железа. Общее техническое состояния оценивается как неудовлетворительное. Одна входная группа . Окон нет. Кровля двускатная из листов железа.

ТП выполняет роль распределительного коллектора. Насосное и регулирующее оборудование отсутствует. В тепловом пункте установлен прибор учета тепловой энергии, расположенный на границе балансовой ответственности между АО «ААРЗ» и МУП «Арамиль-Тепло». Прибор учета выведен из эксплуатации (не эксплуатируется).

Таблица 3.46 - **Сведения о количестве и состоянии оборудования ТП ул. Гарнизон,20-Б (ТП-1 котельной АО «ААРЗ»)**

Наименованиеоборудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Износ, %	Техническое состояние	Примечание
Здание	деревянное	1		100	неуд.	Требуется замена
Кровля	Двускатная, листы железа	1		100	неуд.	требуется текущий ремонт
Задвижки	Ду 150 Ду 200 Ду 250	2 2 2		50 50 50	уд. уд. уд.	
Манометры		2		70	уд.	В рабочем состоянии, требуется поверка
Термометр	биметаллический	2		70	уд.	В рабочем состоянии, требуется поверка
Прибор учета Тепл.энергии		1		50	неуд.	Прибор учета выведен из эксплуатации (не эксплуатируется)

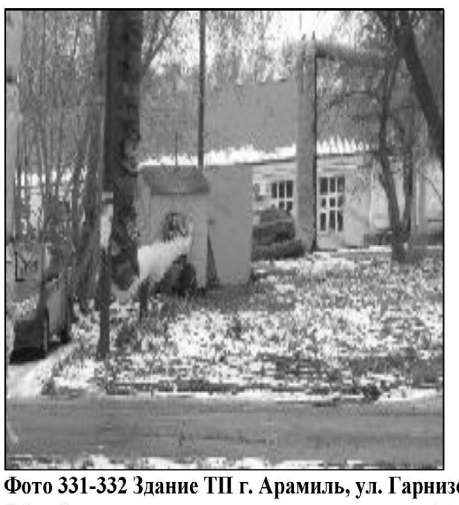


Фото 331-332 Здание ТП г. Арамиль, ул. Гарнизон, 20-Б (ТП-1 котельной ОАО «ААРЗ»)
Общий вид здания **Трубопровод с котельной на входе в ТП-1**




Фото 333-334 Здание ТП г. Арамиль, ул. Гарнизон, 20-Б (ТП-1 котельной ОАО «ААРЗ») УКУТ Ответвление в направлении ул. Горнизон

Здание теплового пункта г. Арамиль, ул. Космонавтов, 11-Г (ТП-2 котельной АО «ААРЗ»)

Здание ТП одноэтажное, кирпичное. Общее техническое состояния оценивается как удовлетворительное. Одна входная группа. Окна деревянные без стекол, заколоченные досками, без решеток. Кровля плоская из рубероида с парапетом.

ТП выполняет роль распределительного коллектора. Насосное и регулирующее оборудование отсутствует. В тепловом пункте установлены теплообменники для приготовления ГВС на потребители расположенные по ул. Космонавтов. После ТП схема теплоснабжения закрытая, трехтрубная. Сети ГВС работают по тупиковой схеме, без линии рециркуляции, что сказывается на качестве ГВС. Требуется реконструкция теплового пункта.

Таблица 3.46 - **Сведения о количестве и состоянии оборудования ТП ул. Космонавтов, 11-Г (ТП-2 котельной АО «ААРЗ»)**

Наименованиео борудования	Тип, марка	Кол. шт.	Год установки	Износ, %	Техническое состояние	Примечание
Здание	кирпичное	1		70	уд.	Требуется текущий ремонт
Кровля	плоская из рубероида	1		70	уд.	требуется текущий ремонт
Задвижки	Ду 65 КШТВ Ду 65 Ду 80 Ду 100 КШТВ Ду 150 Ду 200	4 2 1 3 2 2		50 100 50 50 70 100	уд. неуд. уд. уд. уд. неуд.	требуется ремонт или замена
Манометры		2		100	уд.	В работе, требуется поверка
Водосчетчик	ВСХнДу80	1		70	уд.	В работе
Фильтр	ФММ Ду80	1		70	уд.	Требуется промывка




Фото 335-336 Здание ТП г. Арамиль, ул. Космонавтов, 11-Г (ТП-2 котельной ОАО «ААРЗ»)
Общий вид здания ТП-2 Ответвление в направлении ул. Космонавтов 15




Фото 337-338 Здание ТП г. Арамиль, ул. Космонавтов, 11-Г (ТП-2 котельной ОАО «ААРЗ»)
Ответвления в направлениях на ТК-1 и д/сад Теплообменники ГВС




Фото 339-340 Здание ТП г. Арамиль, ул. Космонавтов, 11-Г (ТП-2 котельной ОАО «ААРЗ»)
Водосчетчик учета теплоносителя на Трубопровод ХВС

3.4 Показатели надежности и энергетической эффективности

Порядок определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения устанавливаются «Правилами определения …», согласно п. 5 и 6 части I которых, для объектов теплоснабжения определяются плановые и фактические значения показателей надежности и энергетический эффективности объектов теплоснабжения.

На основании проведенного обследования и ранее разработанным документам можно сделать следующее заключение о том, что существует комплекс проблем организации теплоснабжения, влияющий на показатели надежности и энергетической эффективности:

а) высокий моральный и физический износ оборудования котельных и тепловых сетей;

б) отсутствие резервных источников электроснабжения;

в) неудовлетворительная работа водоподготовки при высоких накипеобразующих свойствах воды на котельных №№1,2;

г) тепловые сети большой протяженности «привязаны» к потребителям малой мощности;

ж) отсутствие резервирования тепловых сетей (трубопроводных соединений между смежными трубопроводами).

Все это приводит к снижению надежности теплоснабжения, значительным эксплуатационным затратам.

3.4.1. Показатели надежности объектов теплоснабжения

Фактические значения показателей надежности объектов теплоснабжения определяются исходя из числа нарушений, возникающих в результате аварий, инцидентов на таких объектах, а также в результате перерывов, прекращений, ограничений в подаче тепловой энергии и (или) теплоносителя на границах раздела балансовой принадлежности с потребителями тепловой энергии и (или) другими объектами теплоснабжения, определяемых по приборам учета тепловой энергии либо в соответствии с актами, предусмотренными договором поставки тепловой энергии.

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения определяется на единицу длины (на 1 км тепловых сетей) и на единицу тепловой мощности источника тепловой энергии (на 1 Гкал/час установленной мощности).

Значение показателя надежности в расчете на единицу длины тепловой сети($P_{n\ сети\ от}$) рассчитывается поформуле:

$$P_{n\ сети\ от} = N_{n\ сети\ от} / L,\ наруш./км$$

где:

$N_{n\ сети\ от}$ - количество прекращений подачи тепловой энергии,причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях.

L - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров.

Значение показателя надежности в расчете на единицу тепловой мощности ($P_{n\ ист\ от}$) рассчитывается поформуле:

$$P_{n\ ист\ от} = N_{n\ ист\ от} / M,\ наруш./Гкал/ч$$

$N_{n\ ист\ от}$ - количество прекращений подачи тепловой энергии;

М - суммарная располагаемая мощность источников тепловойэнергии, Гкал/час.

Статистика аварийных отключений потребителей на тепловых сетях города Арамильского городского округа ведется в не полном объеме.

В табл. 3.47 приведены расчетные значения показателя надежности системы теплоснабжения Арамильского городского округа, которые рассчитаны по МДС 41-6.2000.

Таблица 3.47 - **Показатели надежности системы теплоснабжения Арамильского городского округа**

Наименование источника	Показатели надежности системы теплоснабжения									Кнад (средний по частным показателям)
	Кэ	Кв	Кт	Кб	Кр	Кс	Котк	Кнед	Кж	
Котельная №1	0,7	0,8	0,7	1,0	0,2	0,5	-	-	-	0,65
Котельная №2	0,7	0,7	0,7	1,0	0,5	0,5	-	-	-	0,68
Котельная №5	0,7	0,7	0,7	1,0	0,5	0,5	-	-	-	0,73
Котельная №6	0,7	0,7	0,7	1,0	0,3	0,5	-	-	-	0,65
Котельная №7	0,8	0,8	0,7	1,0	0,2	0,5				0,72
Котельная №8	0,8	0,8	1,0	1,0	0,3	0,8				0,78
Котельная №11	0,8	0,8	1,0	1,0	0,5	0,8				0,82
Котельная ОАО «ААРЗ»										
Котельная «Монди»										
Общий показатель надежности систем теплоснабжения Арамильского городского округа										0,72

Показатель надежности электроснабжения источников тепла (Кэ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания;

Показатель надежности водоснабжения источников тепла (Кв) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения;

Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (Кт) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения;

Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (Кб);

Показатель уровня резервирования (Кр) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию;

Показатель технического состояния тепловых сетей (Кс), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов;

Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (Котк), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года;

Показатель относительного недоотпуска тепла (Кнед) в результате аварий и инцидентов;

Показатель качества теплоснабжения (Кж), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения (Кнад) определяется как средний по частным показателям Кэ, Кв, Кт, Кб, Кр, Кс, К отк, Кнед, Кж:

$$Кнад = \frac{Кэ + Кв + Кт + Кб + Кр + Кс + Котк + Кнед + Кж}{n}$$

где n - число показателей, учтенных в числителе.

Общий показатель надежности систем теплоснабжения поселения, городского округа (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

$$К_{над\ сис.} = \frac{Q1 * К_{над\ сис.1} + \ldots + Qn * К_{над\ сис\ n,}}{Q1 + \ldots + Qn}$$

где $К_{над\ сис.1}$, $К_{пад\ сис.n}$- значения показателей надежности отдельных систем теплоснабжения;

Q1, Qn - расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

В зависимости от полученных показателей надежности отдельных систем и системы коммунального теплоснабжения городаони с точки зрения надежности могут бытьоценены как

высоконадежные Кнад - более 0,9

надежные	Кнад - от 0,75 до 0,89
малонадежные	Кнад - от 0,5 до 0,74
ненадежные	Кнад - менее 0,5.

Как следует из данных табл. 3.47 расчетные показатели надежности объектов теплоснабжения составляют 0,65-0,82, что характеризует системы теплоснабжения по МДС 41-6.2000 как малонадежные. По показателю надежности самой надежной является котельная №11 (Кнад=0,82), самой ненадежной №№1,6 (Кнад=0,65).

В целом общий показатель надежности системы теплоснабжения Арамильского городского округа составляет 0,72, что характеризует систему теплоснабжения по МДС 41-6.2000 как малонадежную.

Понижает показатель надежности системы высокий износ тепловых сетей (Кс), а также отсутствие резервирования подачи тепла (низкий Кр) между котельными за счет организации перемычек между магистральными сетями. В расчете не учтены показатели недоотпуска тепла Кнед в результате аварий и инцидентов и качества теплоснабжения Кж, т.к. не предоставлены данные. С их учетом показатель надежности системы теплоснабжения Арамильского городского округа снизился.

Показатель технического состояния тепловых сетей Кс для котельных №№1,2,5,6,7 составляет 0,5. Для увеличения данного показателя рекомендуется провести перепрокладку изношенных участков тепловой сети. Для снижения потока отказов необходимо наращивать объемы работ по реконструкции тепловых сетей, со сроком эксплуатации более 25 лет.

2. **Показатели энергетической эффективности** объектов теплоснабжения:

- удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии **(УдРТ)**, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (кг.у.т./Гкал);
- отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети **$П_{тп}$** (Гкал/год кв. м и тонн/год кв. м);
- величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям **($Q_{техн. пот.}$)** (Гкал/год и процентов от полезного отпуска тепловой энергии);
- величина технологических потерь при передаче теплоносителя по тепловым сетям (тонн/год).

Фактическое значение показателя энергетической эффективности объектов теплоснабжения, определяемого отношением величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети **($П_{тп}$)**, рассчитывается поформуле:

$$П_{тп} = Q_{техн. пот.} / M_{пкв}$$

где:

$Q_{техн. пот.}$- величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, Гкал, тонн;

$M_{пкв}$ - материальная характеристика тепловой сети (по видам теплоносителя - пар, конденсат, вода), определенная значением суммы произведений значений наружных диаметров трубопроводов отдельных участков тепловой сети (метров) на длину этих участков (метров).

Материальная характеристика тепловой сети (квадратных метров) включает материальную характеристику всех участков тепловой сети.

Результаты расчета показателей энергоэффективности сведены в табл. 3.48, 3.49.

Таблица 3.48 - **Показатели энергоэффективности системы теплоснабжения Арамильского городского округа за 2017г**

Наименование источника	Характеристика источника				Показатели энергоэффективности системы теплоснабжения				Место
						Потери			
	$Q_{полез.}$, Гкал/год	$Q_{техн. пот.}$, Гкал/год	$M_{пкв}$, м²	Теплоноситель, м³/год	УдРТ, кг.у.т./Гкал	$П_{тп}$, Гкал/год м²	$П_{тп}$, м³/год м²	$Q_{техн. пот.}$, % от полезного отпуска	
Котельная №1	7146	696	239,2	16682	**167,1**	**2,08**	**69,7**	**9,7**	4
Котельная №2	6406	1585	220,44	29249	**179,7**	**14,51**	**132,68**	**24,7**	7
Котельная №5	15 935	5310	878,1	10540	**177,5**	**4,93**	**1,2**	**33,3**	6
Котельная №6	14 129	2075	351,8	45376	**154,4**	**5,25**	**128,9**	**14,7**	3
Котельная №7	2 407	127	54,35	4365	**173,2**	**2,3**	**80,3**	**5,3**	2
Котельная №8	24 483	1422	527,85	55145	**156,1**	**2,6**	**104,47**	**5,8**	1
Котельная №11	1448	267	48,3	5979	**159,6**	**4,37**	**123,79**	**18,4**	5
Среднее значение					**166,8**	**5,85**	**91,5**	**12,8**	

Таблица 3.49 - **Показатели энергоэффективности системы теплоснабжения Арамильского городского округа за 2018г**

Наименование источника	Характеристика источника				Показателиэнергоэффективности системы теплоснабжения				Место
						Потери			
	$Q_{полез.}$, Гкал/год	$Q_{техн. пот.}$, Гкал/год	$M_{пкв}$, м²	Теплоноситель, м³/год	УдРТ, кг.у.т./Гкал	$П_{тп}$, Гкал/год м²	$П_{тп}$, м³/год м²	$Q_{техн. пот.}$, % от полезного отпуска	
Котельная №1	6817	722	239,2	16238	**167,1**	**2,08**	**67,9**	**10,6**	4
Котельная №2	5681	1664	220,44	28154	**179,7**	**14,51**	**127,72**	**29,3**	7
Котельная №5	15 952	5510	878,1	9880	**177,5**	**4,93**	**1,13**	**34,5**	6
Котельная №6	13 567	2146	351,8	47220	**154,4**	**5,25**	**134,22**	**15,8**	3
Котельная №7	2 785	160	54,35	7086	**173,2**	**2,3**	**130,38**	**5,7**	2
Котельная №8	19445	1429	527,85	56311	**156,1**	**2,6**	**106,68**	**7,3**	1
Котельная №11	1615	295	48,3	5612	**159,6**	**4,37**	**116,19**	**18,3**	5
Среднее значение					**166,8**	**5,85**	**83,46**	**17,4**	

Таблица 3.50 – **Расчтёные показатели энергоэффективности системы теплоснабжения и горячего водоснабжения Арамильского городского округа**

Наименование источника	Показатели энергоэффективности системы теплоснабжения			Показатели энергоэффективност и системы горячего водоснабжения
	УдРТ, кг.у.т./Гкал	Потери		
		$П_{тп}$, Гкал/год м²	$П_{тп}$, м³/год м²	$П_{тп}$, Гкал/год м²
Котельная №1	**173,62**	**1514**	**1048**	**1107**
Котельная №2	**177,35**	**1729**	**1019**	**1873**
Котельная №5	**169,59**	**6027**	**4326**	**-**
Котельная №6	**161,39**	**3434**	**1337**	**2715**
Котельная №7	**160,24**	**146**	**91**	**236**
Котельная №8	**160,75**	**2179**	**2512**	**924**
Котельная №11	**162,05**	**239**	**111**	**120**

3.5. Заключение о техническом состоянии, возможности, режимах и сроках дальнейшей эксплуатации объектов системы теплоснабжения

Техническое обследование объектов системы теплоснабжения проводилось с целью определения технического состояния, возможности, режимах и сроков дальнейшей эксплуатации.

Полученные в результате обследования критерии надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения во многом не соответствуют требованиям ФЗ «190 «О теплоснабжении».

3.5.1 Котельная №1 с присоединенными тепловыми сетями

Котельная №1 введена в эксплуатацию в 1981 году. Тепловые сети, присоединенные к котельной №1 эксплуатируется с 1981 года. В процессе эксплуатации проводились текущие ремонты теплосетей. Основное технологическое оборудование выслужило установленный срок службы. Котельное оборудование низкоэффективное (за исключением котлов Buderus Logano SK745) КПД котельной составляет не более 85,5%.

Система теплоснабжения котельной №1 не соответствует требованиям ФЗ «190 «О теплоснабжении» по критериям надежности и энергоэффективности:

- худший показатель среди всех котельных по коэффициенту надежности Кнад. = 0,65 - системы теплоснабжения относится к малонадежным;
- по энергоэффективности средние показатели: УдРТ=167,1 кг.у.т/Гкал, удельный расход электроэнергии 37,6-41,4 кВт/Гкал – худший показатель;
- здание котельной требует проведения экспертизы промбезопасности и ремонта по результатам экспертизы;
- более 80% тепловых сетей, присоединенных к котельной, имеют нормативный износ более 100% и находятся в неудовлетворительном состоянии;
- имеются потребители тепловой энергии расположены за пределами «радиуса эффективного теплоснабжения».

По результатам финансового анализа работы котельной в 2017,2018 годах убыток составил ≈ 3,2 млн. руб. в год.

При этом относительно невысокие тепловые потери ($Q_{тпф}$ = 11,7%) в 1,4 рода превышают нормативные значения.

Основными причинами нерентабельности котельной являются:

- низкий теплотехнический КПД котельной, что приводит к увеличению удельного расхода газа на выработку 1 Гкал;
- неудовлетворительная водоподготовка на котельной, что приводит к накипеобразованию на теплообменном оборудовании, снижению КПД котлов и котельной в целом, выходу из строя котлов;
- высокий удельный расход электроэнергии на выработку и транспортировку 1Гкал;
- низкий уровень автоматизации технологических процессов, что приводит к увеличенным затратам на оплату труда рабочего персонала.

Для принятия решения по дальнейшему использованию существующего здания котельной необходимо провести ЭПБ здания.

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа, в 2020 год в п. Светлый планируется строительство новой многоквартирной жилой застройки. Прирост тепловых нагрузок, с учетом перспективного строительства составит 0,63 Гкал/час. С учетом существующей тепловой нагрузки и тепловых потерь в сетях максимальная подключенная тепловая нагрузка на котельную составит 4,1 Гкал/час.

Заключение:

Для теплоснабжения п. Светлый и п. Арамиль целесообразно вывести из эксплуатации котельную №1, требуется строительство новой Блочно - Модульной Котельной с установленной мощностью 8,0 Гкал/час, с учетом технологического присоединения тепловых сетей п. Арамиль.

Требуемые работы по ремонту и модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной №1 приведены в разделе 4.4.

3.5.2 Котельная №2 с присоединенными тепловыми сетями

Котельная №2 введена в эксплуатацию в 1977 году. Тепловые сети, присоединенные к котельной №1 эксплуатируется с начала 80 годов. В процессе эксплуатации проводились текущие ремонты теплосетей. Основное технологическое оборудование выслужило установленный срок службы. Котельное оборудование низкоэффективное (за исключением котлов Buderus Logana SK745) КПД котельной составляет не более 79,5%.

Система теплоснабжения котельной №2 не соответствует требованиям ФЗ «190 «О теплоснабжении» по критериям надежности и энергоэффективности:

- один из наихудших показатель среди всех котельных по коэффициенту надежности Кнад. = 0,68 - системы теплоснабжения относится к малонадежным;
- по энергоэффективности средние показатели: УдРТ=179,7 кг.у.т/Гкал, удельный расход электроэнергии 44,5-50,6 кВт/Гкал – наихудшие показатели;
- основное технологическое оборудование котельной в неудовлетворительном состоянии;
- более 80% тепловых сетей, присоединенных к котельной, имеют нормативный износ более 100% и находятся в неудовлетворительном состоянии;
- имеются потребители тепловой энергии расположены за пределами «радиуса эффективного теплоснабжения».

По результатам финансового анализа работы котельной в 2017,2018 годах убыток составил более 9 млн. руб. в год.

Основными причинами нерентабельности котельной являются:

- низкий теплотехнический КПД котельной, что приводит к увеличению удельного расхода газа на выработку 1 Гкал;
- низкая эффективность электротехнического оборудования, а также завышенный фактический расход теплоносителя, что приводит к высокому удельному расходу на выработку и транспортировку 1 Гкал;
- неудовлетворительная водоподготовка на котельной, что приводит к накипеобразованию на теплообменном оборудовании, снижению КПД котлов и котельной в целом, выходу из строя котлов;
- низкий уровень автоматизации технологических процессов, что приводит к увеличенным затратам на оплату труда рабочего персонала;
- неудовлетворительное состояние тепловых сетей и тепловой изоляции, что приводит к одним из самых высоких для котельных города Арамиль тепловым потерям в сетях –20,3%, по причине неудовлетворительного состояния тепловой изоляции;
- низкая реализация тепловой энергии, отпущенной в сеть - более 20% не реализуется у потребителей по причине некорректной работы УКУТЭ.

Для принятия решения по дальнейшему использованию существующего здания котельной необходимо провести ЭПБ здания.

Увеличение тепловой нагрузки не планируется.

Заключение

1) Для обеспечения теплоснабжением п. Арамиль целесообразно вывести из эксплуатации котельную №2, провести реконструкцию существующих тепловых сетей с технологическим присоединением к тепловым сетям котельной №1 в тепловой камере ТК-1.

2) Тепловые сети, присоединенные к котельной № 2, выслужили нормативный срок и требуют реконструкции. Тепловые сети требуется проложить подземным способом, с применением трубопроводов в ППУ изоляции.

Требуемые работы по ремонту и модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной №2 приведены в разделе 4.4.

3.5.3 Котельная №5 с присоединенными тепловыми сетями

Котельная №5 введена в эксплуатацию в 1974 г. Тепловые сети, присоединенные к котельной №5, введены в эксплуатацию в 90-х годах. В процессе эксплуатации проводились текущие ремонты теплосетей. Основное технологическое оборудование котельной выслужило установленный срок, морально и физически устарело. КПД котельной составляет не более 80,5%.

Система теплоснабжения котельной №5 не соответствует требованиям ФЗ «190 «О теплоснабжении» по критериям надежности и энергоэффективности:

- средний показатель среди всех котельных по коэффициенту надежности Кнад. = 0,73 - системы теплоснабжения относится к малонадежным;
- показатели энергоэффективности: УдРТ=177,5 кг.у.т./Гкал– худший показатель среди всех котельных, удельный расход электроэнергии 27,8-30,5 кВт/Гкал - средний показатель среди всех котельных;
- основное технологическое оборудование котельной в неудовлетворительном состоянии;
- более 30% тепловых сетей, присоединенных к котельной, имеют нормативный износ более 100% и находятся в неудовлетворительном состоянии;

По результатам финансового анализа работы котельной в 2017, 2018 годах убыток составил более 5 млн. руб. в год.

Основными причинами нерентабельности котельной являются:

- высокое потребление тепла на собственные нужды, составляет более 7% от выработанной тепловой энергии;
- низкий уровень автоматизации технологических процессов, что приводит к увеличенным затратам на оплату рабочего персонала;
- неудовлетворительное состояние тепловых сетей и тепловой изоляции, что приводит к самым высоким для котельных города Арамиль тепловым потерям в сетях – 25,9% (5,5 тыс. Гкал. в год), которые в два раза превышают нормативные значения - состоянии тепловой изоляции неудовлетворительное;
- более 7 % тепловой энергии отпущенной в сеть не реализуется у потребителей, по причине некорректной работы УКУТЭ.

Для принятия решения по дальнейшему использованию существующего здания котельной необходимо провести ЭПБ здания.

Увеличение тепловой нагрузки не планируется.

Заключение

1) Для теплоснабжения г. Арамиль целесообразно вывести из эксплуатации котельную №5, требуется строительство новой Блочно - Модульной Котельной с установленной мощностью 10,0 Гкал/час, с учетом технологического присоединения тепловой нагрузки.

2) Тепловые сети, присоединенные к котельной № 5, требуется реконструкции с прокладкой подземным способом, с применением трубопроводов в ППУ изоляции. Данные мероприятия позволят снизить нормативные значения тепловых потерь в 1,5 раза, что позволит снизить тепловые потери на 3,7 тыс.Гкал. в год.

Требуемые работы по ремонту и модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной №7 приведены в разделе 4.4.

3.5.4 Котельная №6 с присоединенными тепловыми сетями

Котельная №6 построена и введена в эксплуатацию в 2002 году. Тепловые сети, присоединенные к котельной №6 эксплуатируются с 60-90 годов. Тепловые сети проложены, в основном, надземным способом. В процессе эксплуатации проводились текущие ремонты теплосетей. Остаток установленного ресурса основного технологического оборудования составляет менее 3-х лет. КПД котельной составляет в среднем 82,5%.

Система теплоснабжения котельной №6 не соответствуеттребованиям ФЗ «190 «О теплоснабжении» по критериям надежности и энергоэффективности:

- худший показатель среди всех котельныхпо коэффициенту надежности Кнад. = 0,65 - системы теплоснабжения относится к малонадежным;
- показатели энергоэффективности: УдРТ=154,4 кг.у.т./Гкал, удельный расход электроэнергии 18,6-19,1 кВт/Гкал – наилучший показатель среди котельных;
- основное технологическое оборудование котельной в удовлетворительном состоянии;
- более 83% тепловых сетей, присоединенных к котельной, имеют нормативный износ более 100% и находятся в неудовлетворительном состоянии;
- потребители тепловой энергии расположены в пределах «радиуса эффективного теплоснабжения».

По результатам финансового анализа работы котельной в 2017, 2018 годах доход составил более 3 млн. руб. в год.

Основная проблемы:

- неудовлетворительное состояние тепловых сетей и тепловой изоляции, что приводит к высоким для котельной №6 тепловым потерям в сетях –19,1%, которые в два раза превышают нормативные значения;
- здание существующего теплового пункта находится в ветхом состоянии, реконструкция не целесообразна.

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа, в период с 2020 года по 2024 год в границах улиц Щорса, Рабочей, Лесной, Садовой в городе Арамиле планируется снос «ветхого жилья», строительство новой многоквартирной жилой застройки, строительство школы на 1000 учащихся и ФОК . Прирост тепловых нагрузок, с учетом перспективного строительства составит 10,32 Гкал/час. С учетом существующей тепловой нагрузки и тепловых потерь в сетях максимальная подключенная тепловая нагрузка на котельную составит 18,3 Гкал/час.

Располагаемая мощность существующей котельной составляет 10,3 Гкал/час, что не позволяет покрыть потребную тепловую нагрузку. Существующее здание котельной не позволит провести реконструкцию котельной с 2-х кратным увеличением установленной мощности.

Заключение

Рассматривается два варианта покрытия прироста тепловых нагрузок.

Вариант А. Реконструкция существующей котельной с целью увеличения установленной мощности котельной до 20,0 Гкал/час. При рассмотрении варианта реконструкции необходимо учесть возможность существующих инженерных коммуникаций обеспечить увеличенную потребность в энергоресурсах (газ, электроэнергия, вода). Здание существующего теплового пункта находится в ветхом состоянии, реконструкция не целесообразна, требуется предусмотреть распределительный коллектор по направлениям в реконструируемой котельной, либо вынести в отдельное легковозводимое строение.

Вариант В. Строительство новой блочно-модульной котельной с располагаемой мощностью 10 Гкал/час. При рассмотрении варианта необходимо учесть возможность существующих инженерных коммуникаций обеспечить увеличенную потребность в энергоресурсах (газ, электроэнергия, вода).

Пропускная способность существующих тепловых сетей, присоединенных к котельной №6 не обеспечит планируемое увеличение тепловой нагрузки. Износ существующих тепловых сетей более 90 %. В данном микрорайоне целесообразно провести реконструкцию внутриквартальных тепловых сетей.

Тепловые сети, присоединенные к котельной № 6, требуется проложить подземным способом, с применением трубопроводов в ППУ изоляции.

Требуемые работы по ремонту и модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной №6 приведены в разделе 4.4.

3.5.5 Котельная №7 с присоединенными тепловыми сетями

Котельная №7 введена в эксплуатацию в 1992 году. В 2016 году проводилась модернизация котельной. Тепловые сети, присоединенные к котельной №7 эксплуатируются с 90 годов. В процессе эксплуатации проводились текущие ремонты теплосетей. Тепловые сети проложены, в основном, подземным способом. Остаток установленного ресурса основного технологического оборудования составляет 8-15 лет. Котлы Минск 2 шт. выслужили нормативный срок службы. КПД котельной низкий и составляет не более 82,5%.

Система теплоснабжения котельной №7 соответствует требованиям ФЗ «190 «О теплоснабжении» по критериям надежности и энергоэффективности:

- средний показатель среди всех котельных по коэффициенту надежности Кнад. = 0,72 - системы теплоснабжения относится к малонадежным;
- показатели энергоэффективности: УдРТ=173,2 кг.у.т./Гкал – один из самых высоких среди всех котельных, удельный расход электроэнергии 19,0-21,8 кВт/Гкал –лучший показатель среди котельных;
- основное технологическое оборудование котельной в удовлетворительном состоянии;
- около 40% тепловых сетей, присоединенных к котельной, имеют нормативный износ более 100% и находятся в неудовлетворительном состоянии;
- потери тепла через изоляцию (Qтпф = 6,5 %) близки к нормативным значениям, что свидетельствует об удовлетворительном состоянии тепловой изоляции;
- потребители тепловой энергии расположены компактно, вблизи котельной (соотношение протяженности тепловых сетей к подключенной нагрузке D=0,36 км/Гкал);

По результатам финансового анализа работы котельной в 2017 убыток составил 0,78 млн. руб. в год., в 2018 годах – прибыль около 0,26 млн. руб в год.

Основными проблемами котельной являются:

- неудовлетворительное состояние двух работающих котлов Минск, что понижает КПД котельной.

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа, в 2024 году в границах улиц Мира, Малышева планируется строительство многоквартирного 9-ти этажного жилого дома. Увеличение тепловой нагрузки на отопление и ГВС – 0,57 Гкал/ч. Резерв по тепловой мощности в котельной №7 отсутствует.

Заключение

Эксплуатация котельной возможна не менее 10-ти лет с выполнением регламентных работ на технологическом оборудовании согласно требований ИЭ завода-изготовителя соответствующего оборудования.

Для возможности подключения перспективных потребителей требуется проведение реконструкции котельной с увеличением теплопроизводительности котельной до 3,0 МВт/час.

Для принятия решения о дальнейшей эксплуатации котельной в 2020 году провести техническое освидетельствование котельного оборудования.

Требуемые работы по ремонту и модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной №7 приведены в разделе 4.4.

3.5.6 Котельная №8 с присоединенными тепловыми сетями

Котельная №8 введена в эксплуатацию в 2009 году. Тепловые сети, присоединенные к котельной №8 эксплуатируется с 2009 года, содержатся в удовлетворительном состоянии. В процессе эксплуатации проводились текущие ремонты теплосетей. Тепловые сети проложены, в основном, подземным способом. В процессе эксплуатации проводились текущие ремонты теплосетей. КПД котельной составляет не более 91,5%.

Система теплоснабжения котельной №8 соответствуеттребованиям ФЗ «190 «О теплоснабжении» по критериям надежности и энергоэффективности:

- по коэффециенту надежности Кнад. = 0,78 система теплоснабжения относится к надежным – один из лучших показателей среди всех котельных;
- показатели энергоэффективности: УдРТ=156,1 кг.у.т./Гкал, удельный расход электроэнергии 20,7-22,7 кВт/Гкал – наилучшие показатель среди котельных;
- основное технологическое оборудование котельной в удовлетворительном состоянии;
- около 20% тепловых сетей, присоединенных к котельной, имеют нормативный износ более 100% и находятся в неудовлетворительном состоянии;
- потери тепла через изоляцию (Qтпф = 7,5%) близки к нормативным значениям, что свидетельствует об удовлетворительном состоянии тепловой изоляции
- потребители тепловой энергии расположены в пределах «радиуса эффективного теплоснабжения» - компактно, вблизи котельной (соотношение протяженности тепловых сетей к подключенной нагрузке D=0,31 км/Гкал);

По результатам финансового анализа работы котельной в 2017 доход составил 3,09 млн. руб. в год., в 2018 годах – около 0,03 млн. руб в год.

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа, в 2019 году в границах земельного участка по улице Текстильщиков планируется строительство 2-х секционного многоквартирного 9-ти этажного жилого дома. Увеличение тепловой нагрузки на отопление и ГВС – 0,86 Гкал/ч. Необходимый резерв по тепловой мощности в котельной №8 имеется.

При существующей тепловой нагрузке общий расход теплоносителя на выходе из котельной составляет 453 м^3/час. Скорость теплоносителя в головном участке тепловых сетей (от котельной до ТП№1) составляет 2,0 м/сек.

При подключении к системе теплоснабжения строящегося 9-ти этажного двух-секционного жилого дома, требуемый расход теплоносителя увеличится на 26 м^3/час, скорость теплоносителя на головном участке составит более 2,4 м/сек. Потери располагаемого напора на данном участке составят более 0,5 кгс/см^2, что негативно сказывается на теплоснабжении концевых потребителей.

Заключение

При увеличении подключаемой тепловой нагрузки на котельную №8 требуется замена головного участка от котельной до ТП№1 (Ду 250 мм и протяженностью 35 метров в двухтрубном исполнении) с увеличением диаметра до Ду 300 мм.

МБОУ СОШ №1 расположенная по адресу: г. Арамиль ул. 1–е Мая, 60 не подключена к централизованной системе ГВС. В рамках реконструкции целесообразно предусмотреть подключение МБОУ СОШ №1 к централизованной системе ГВС.

Эксплуатация котельной возможна не менее 5 лет с выполнением регламентных работ на технологическом оборудовании согласно требований ИЭ завода-изготовителя соответствующего оборудования.

Требуемые работы по ремонту и модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной №8 приведены в разделе 4.4.

3.5.7 Котельная №11 с присоединенными тепловыми сетями

Котельная №11 введена в эксплуатацию в 2012 году. Тепловые сети, присоединенные к котельной №8 эксплуатируется с 2012 года, содержатся в удовлетворительном состоянии, но есть «старые» участки трубопроводов в направлении ТК2 и дома на ул. Ломаносова,1. В процессе эксплуатации проводились текущие ремонты теплосетей. Тепловые сети проложены, в основном, наддземным способом. КПД котельной составляет не более 89,5%.

Система теплоснабжения котельной №11 соответствует требованиям ФЗ «190 «О теплоснабжении» по критериям надежности и энергоэффективности:

- по коэффеценту надежности Кнад. = 0,82 система теплоснабжения относится к надежным –лучший показателей среди всех котельных;
- показатели энергоэффективности: УдРТ=159,6 кг.у.т./Гкал, удельный расход электроэнергии 22,2-24,5 кВт/Гкал – одни из лучших показатель среди котельных;
- основное технологическое оборудование котельной в удовлетворительном состоянии;
- около 13% тепловых сетей, присоединенных к котельной, имеют нормативный износ более 100% и находятся в неудовлетворительном состоянии;
- потери тепла через изоляцию (Qтпф = 15,8%) в 1,5 раза выше нормативных значений, что свидетельствует об неудовлетворительном состоянии тепловой изоляции на некоторых участках сетей;

По результатам финансового анализа работы котельной в 2017 убыток составил 0,565 млн. руб. в год., в 2018 году– около 0,281 млн. руб в год.

Основными причинами нерентабельности котельной являются:

- наземная прокладка тепловых сетей при высоких тепловых потерях в сетях –15,8%, которые в 1,5 раза превышают нормативные значения;
- имеет место несанкционированный водоразбор из закрытой системы теплоснабжения.

Присоединение новых потребителй к котельной вближайшее время не планируется.

Заключение

Эксплуатация котельной возможна не менее 10-ти лет с выполнением регламентных работ на технологическом оборудовании согласно требований ИЭ завода-изготовителя соответствующего оборудования.

Для принятия решения о дальнейшей эксплуатации котельной в 2029 году провести техническое освидетельствование котельного оборудования.

Требуемые работы по ремонту и модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной №11 приведены в разделе 4.4.

3.5.8 Тепловые сети котельной АО «ААРЗ»

Тепловые сети, присоединенные к котельной АО «ААРЗ» эксплуатируются с 1990-2000 годов. В процессе эксплуатации проводились текущие ремонты теплосетей.

Тепловые сети, присоединенные к котельной АО «ААРЗ» следует разделить на два направления:

А) направление ул. Гарнизон

Б) направление ул. Космонавтов.

По направлению ул. Космонавтов тепловые сети проложены подземным способом, трубопроводы в ППУ изоляции. Техническое состояние удовлетворительное, реконструкция не требуется.

По направлению ул. Гарнизон тепловые сети проложены надземным способом. Тепловая изоляция в неудовлетворительном состоянии. Около 70% тепловых сетей, присоединенных к котельной, имеют нормативный износ более 100% и находятся в неудовлетворительном состоянии.

Потери тепла через изоляцию (Qтпф = 11,4%), чтов 1,47 раза выше нормативных значений, что свидетельствует об неудовлетворительном состоянии тепловой изоляции на некоторых участках сетей.

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа, в 2019 году в границах земельного участка по улице Карла Маркса (ул. Гарнизон 19) планируется строительство многоквартирного 5-ти этажного жилого дома с помещениями административного назначения(ул. Гарнизон 19к1), в 2021 году - строительство 9-ти этажного многоквартирного жилого дома в границах улиц Карла Маркса и Космонавтов (ул. Космонавтов 15 к2), а в 2022 году - строительство еще одного 9-ти этажного многоквартирного жилого дома в границах улиц Карла Маркса и Космонавтов (ул. Космонавтов 15 к3). Увеличение тепловой нагрузки на отопление и ГВС - 1,9 Гкал/ч.

Пропускная способность существующих тепловых сетей присоединенных к котельной АО «ААРЗ» обеспечит возможность увеличения присоединенной тепловой нагрузки в рамках предусмотренных Генеральным планом Арамильского городского округа. Установленная мощность котельной АО «ААРЗ» позволяет увеличение присоединенной нагрузки.

Заключение

В связи с планируемым увеличением тепловой нагрузки, а также учитывая высокую степень износа, требуется реконструкция тепловых сетей: замена участков теплосети с изменением диаметров, прокладкой новых участков и ТК, демонтажом.

Требуемые работы по ремонту и модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной ОА «ААРЗ» приведены в разделе 4.4.

3.5.9. Тепловые сети котельной ООО «Монди»

В настоящее время Арамильская городская больница, расположенная по адресу: г. Арамиль, ул. Садовая, д. 10, получает тепловую энергию на нужды отопления и ГВС от котельной ООО «Монди». Теплоснабжение от котельной ООО «Монди» неэффективно и затратно в связи с удаленностью потребителя от Источника.

В границах улиц Отдыха, Лугова, Речной переулок планируется строительство Детского дошкольного учреждения. Пропускная способность тепловых сетей и установленная мощность котельной ООО «Монди» не позволяют подключение нового потребителя.

Для теплоснабжения Арамильской городской больницы в границах ул. Луговая, Речной переулок предлагается строительство Блочно-Модульной Котельной №9. Теплопроизводительность котельной, с учетом перспективного строительства должна составлять 2,5 Гкал/час.

3.5.10.Тепловые пункты

1) ТП ул. Лесная, 13-В (котельная №6) находится в неудовлетворительном состоянии:

- запорная арматура, установленная в ТП находится в неудовлетворительном состоянии;
- отсутствует резервный (второй) электрический ввод;
- электрооборудование ПНС не соответствует требованиям ПУЭ.
- здание существующего теплового пункта находится в ветхом состоянии.

Заключение. Реконструкция не целесообразна, требуется предусмотреть распределительный коллектор по направлениям в реконструируемой котельной, либо вынести в отдельное легковозводимое строение.

2) ТП ул. 1-Мая, 79-Б/2 (котельная №8) введен в эксплуатацию в 2009 году и находится в удовлетворительном состоянии.

Заключение. Эксплуатация ТП возможна не менее 10-ти лет с выполнением мероприятий по замене головного участка от котельной до ТП(Ду 250 мм и протяженностью 35 метров в двухтрубном исполнении) с увеличением диаметра до Ду 300 мм.

3) ТП-1 ул. Красноармейская, 118-3 ТП-2 ул. Курчатова, 30-Б, ТП-3 ул. Новая, 9-Б (котельная №5) находятся в удовлетворительном состоянии.

Заключение.Эксплуатация ТП-1, ТП-2, ТП-3 возможна не менее 5-ти лет с выполнением мероприятий по текущему ремонту. В связи с планируемым выводом из эксплуатации котельной №5, реконструкцийтепловых сетей и строительством новой БМК проведение реконструкции ТП-1, ТП-2, ТП-3 не целесообразно.

4) ТП-1 ул. Горнизон, 20-Б (котельная ОА «ААРЗ»)– здание ТП находится в неудовлетворительном состоянии.

ТП-2 ул. Космонавтов 11-Г - здание ТП требуется текущий ремонт, часть запорной арматуры находится в неудовлетворительном состоянии.

Заключение. Эксплуатация ТП-1, ТП-2 возможна не менее 5-ти лет с выполнением мероприятий по текущему ремонту. Проведение реконструкции ТП-1 и ТП-2 возможно в рамках планируемой реконструкции тепловых сетей.

4. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

По результатам технического обследования разработаны следующие направления по модернизации системы теплоснабжения Арамильского городского округа:

-строительство и ввод в эксплуатацию новых источников теплоснабжения;
- поэтапное перераспределение тепловой нагрузки на новые источники теплоснабжения и вывод из эксплуатации котельных №№1,2»;
- реконструкция котельных №№6,7 в связи с увеличением подключаемой тепловой нагрузки;
- модернизация и замена тепловых сетей;
- модернизация ТП;
- наладка гидравлического режима в тепловых сетях по результатам гидравлических расчетов;
- мероприятия по повышению надежности и энергоэффективности котельных;

Территориально пересекаются зоны теплоснабжения двух групп источников тепловой энергии:

а) котельная №1 и котельная№2

б) котельная №5 и котельная№8

Котельная №1 и Котельная№2 находятся в неудовлетворительном состоянии и требуют проведения полной реконструкции. С точки зрения оптимизации затрат на строительство и содержание, целесообразно построить одну котельную (на площадке котельной №1) с установленной мощностью 8,0 Гкал/час. Объединение котельных потребует реконструкции существующих тепловых сетей. На рисунке 11 приведена предлагаемая схема теплоснабжения п. Арамиль и п. Светлый от котельной №1.

Перераспределение тепловой нагрузки между котельными №8 и №5 не целесообразно. Котельная №8 имеет лучшее техноэкономические показатели, среди котельных МУП «Арамиль-Тепло», и оптимально загружена по тепловой энергии.

Котельная №5, напротив выслужила нормативный срок службы, реконструкция нецелесообразна, требуется строительство новой котельной. Тепловые сети, присоединенные к котельной №5, находятся в неудовлетворительном состоянии, требуют реконструкцию. На стадии реконструкции целесообразно предусмотреть возможность подключение жилых домов, расположенных по ул. Ленина и ул. Новая к теплосетям котельной №5, для обеспечения резерва.

В таблице 4.1 приведены мероприятия по модернизации системы теплоснабжения.

Стоимостная оценка строительства, реконструкций, модернизации и технического перевооружения приведены в ценах 2019 года.

Таблица 4.1 - **Мероприятия по модернизации системы теплоснабжения**

Наименование мероприятий и виды работ	кап. вложения, тыс. руб.	Планируемый источник финансирования	срок окупаемости, лет	срок реализации						
				2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Мероприятия по модернизации ТС присоединенных к котельной №1										
1. Наладка Установки химводоподготовки	200	МУП «Арамиль-Тепло» Адм. Арамильского г.о.		■						
2. Восстановление тепловой изоляции тепловых сетей	836	МУП «Арамиль-Тепло» Адм. Арамильского г.о.		■						
3. Строительство блочно-модульной газовой котельной в п. Арамиль мощностью 8,0 МВт, расположенной по адресу: п. Арамиль, ул. Станционная, 12-Б	92 246	В рамках Концессионного соглашения					■	■	■	
	93282			■			■	■	■	
Мероприятия по модернизации ТС присоединенных к котельной №2										
1. Наладка Установки химводоподготовки	200	МУП «Арамиль-Тепло» Адм. Арамильского г.о.		■						
2. Реконструкция тепловых сетей в пос. Светлый и в п. Арамиль	16 848	В рамках Концессионного соглашения					■	■	■	
	17 048			■			■	■	■	
Мероприятия по модернизации ТС присоединенных к котельной №5										
1. Восстановление тепловой изоляции тепловых сетей	4 950	МУП «Арамиль-Тепло» Адм. Арамильского г.о.		■						
2. Реконструкция тепловых сетей присоединенных к котельной №5	1 358	МУП «Арамиль-Тепло» Адм. Арамильского г.о.			■	■				
3. Строительство блочно-модульной газовой котельной мощностью 11,6 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118	108 625	В рамках Концессионного соглашения			■	■	■			
	114 933			■	■	■	■			
Мероприятия по модернизации ТС присоединенных к котельной №6										
1. Реконструкция существующей котельной № 6 мощностью 12 МВт расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. Лесная, 13-А,	34 958	В рамках Концессионного соглашения					■	■	■	
Мероприятия по модернизации ТС присоединенных к котельной №7										
1. Реконструкция котельной № 7 мощностью 1,8 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. Мира, 6А/2	12 117	В рамках Концессионного соглашения						■	■	■
Мероприятия по модернизации ТС присоединенных к котельной №8										
1. Реконструкция тепловых сетей присоединенных к котельной №8	23 738	МУП «Арамиль-Тепло» Адм. Арамильского г.о.			■	■	■	■	■	■
2. Устройство инженерно-технических средств охраны котельной № 8 мощностью 19 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, ул. 1 Мая, 79-Б	4 995	В рамках Концессионного соглашения				■	■			
	28 733				■	■	■	■	■	■
Мероприятия по модернизации ТС присоединенных к котельной №11										
1. Реконструкция тепловых сетей присоединенных к котельной № 11 (участок от разветвление у дома Ломоносова 3 до дома Ломоносова 1)	**2 067**	В рамках Концессионного соглашения						■	■	
Мероприятия по модернизации системы теплоснабжения, присоединённой к котельной АО «ААРЗ»										
1. Строительство блочно-модульной газовой котельной установленной мощностью 6,0 МВт, расположенной по адресу: г. Арамиль, в границах улиц Карла Маркса и Космонавтов.	70 528	В рамках Концессионного соглашения						■	■	■
2. Реконструкция сетей теплоснабжения, расположенных по адресу: г. Арамиль в районе улицы Космонавтов	15 541	В рамках Концессионного соглашения						■	■	■
	86070							■	■	■
Строительство Блочно – Модульной котельной №9										
1.Проектно – изыскательские работы для строительства Блочно – Модульной котельной	35 000	МУП «Арамиль-Тепло» Адм. Арамильского г.о.							■	■

2.Строительство Блочно – Модульной котельной теплопроизводительностью 2,5 Гкал		МУП «Арамиль-Тепло» Адм. Арамильского г.о.								
3. Реконструкция тепловых сетей присоединенных к котельной ООО «Монди»	2 650	МУП «Арамиль-Тепло» Адм. Арамильского г.о.								
	37 650									
Организация автоматизированной сиситемы учета по конечным потребителям										
1 Автоматический комплекс сбора данных с приборов (узлов) коммерческого учета топливно-энергетических ресурсов	**66 871**	В рамках Концессионного соглашения								

4.1 Мероприятия по модернизации котельной №1 с присоединенными тепловыми сетями

Планируется присоединение новых потребителей к тепловым сетям, а также утепление участков теплосети с плохой теплоизоляцией.

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа, до 2020 год в п. Светлый планируется строительство новой многоквартирной жилой застройки. Данные приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2 **- Основные показатели планируемой жилой застройки в п. Светлый**

Застройка	Площадь жилого фонда, $м^2$	Кол-во жителей, чел.	Тепловые нагрузки предусмотренные проектом, Гкал/ч		
			Отопление и вентиляция	ГВС	Всего
1-я очередь строительства (2020 год)					
Жилой многоэтажный дом, п. Светлый, 40			0,9	0,3	1,2
Жилой многоэтажный дом, п. Светлый, 43					
Жилой многоэтажный дом, п. Светлый, 12			0,29	0,14	0,43
Итого 1-я очередь			**1,19**	**0,44**	**1,63**

Прирост тепловых нагрузок, с учетом перспективного строительства составит 1,63 Гкал/час. С учетом существующей тепловой нагрузки и тепловых потерь в сетях максимальная подключенная тепловая нагрузка на котельную составит 4,85 Гкал/час.

Для обеспечения прироста тепловых нагрузок, повышения надежности и энергоэффективности работы котельной №1 в 2019-2020гг необходимо выполнить:

- утепление участков тепловой сетив районе домов п. Светлый 24, Светлый 18, Светлый 22см. табл 4.8;
- наладку ВПУ в котельной.
- наладку гидравлического режима тепловых сетей.

Учитывая высокие моральный и физический износ оборудования котельной, высокие тепловые потери в теплосетях, а также убыточность котельной, к 2024 году целесообразно на месте котельной №1 построить новую Блочно- Модульную Котельную с установленной мощностью 8,0 Гкал/час., провести реконструкцию существующих тепловых сетей с технологическим присоединением к тепловым сетям котельной №2 в тепловой камере ТК-1. Для этого необходимо к 2022 году выполнитьпрокладку нового участка тепловой сети от ТК-4 до ГТК №1 котельной №2, замену тепловой сети с увеличением Dy от котельной №1 до ТК-5

4.2 Мероприятия по модернизации котельной №2 с присоединенными тепловыми сетями

К котельной в соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа присоединение новых потребителей к тепловым сетям не планируется.

Для повышения надежности и энергоэффективности работы котельной №2 в 2020-2022гг необходимо выполнить:

- замену участков тепловой сети, находящихся в неудовлетворительном состоянии (см. п. 18-30.2 табл 4.8);
- наладку ВПУ в котельной.
- наладку гидравлического режима тепловых сетей.

Учитывая высокие моральный и физический износ оборудования котельной, высокие тепловые потери в теплосетях, а также убыточность котельной, к 2024 году для теплоснабжения п. Светлый целесообразно целесообразно вывести из эксплуатации котельную №2.

4.3 Мероприятия по модернизации котельной №5 с присоединенными тепловыми сетями

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округ подключения новых потребителей к котельной №5 не планируется.

Учитывая высокие моральный и физический износ оборудования котельной, высокие тепловые потери в теплосетях, а также убыточность котельной, целесообразно вывести из эксплуатации котельную №5 со строительством новой Блочно - Модульной Котельной с установленной мощностью 10,0 Гкал/час в 2020 году.

Для повышения надежности и энергоэффективности работы котельной №5 в 2020-2022 гг необходимо выполнить утепление и модернизация участков тепловых сетей:

- утепление магистральных и внутриквартальных тепловых сетей (см. п.4-9 табл 4.7);
- модернизацию (замену, демонтаж) участков тепловых *сетей* (см. п.31-34 табл. 4.8);
- наладку гидравлического режима тепловых сетей.

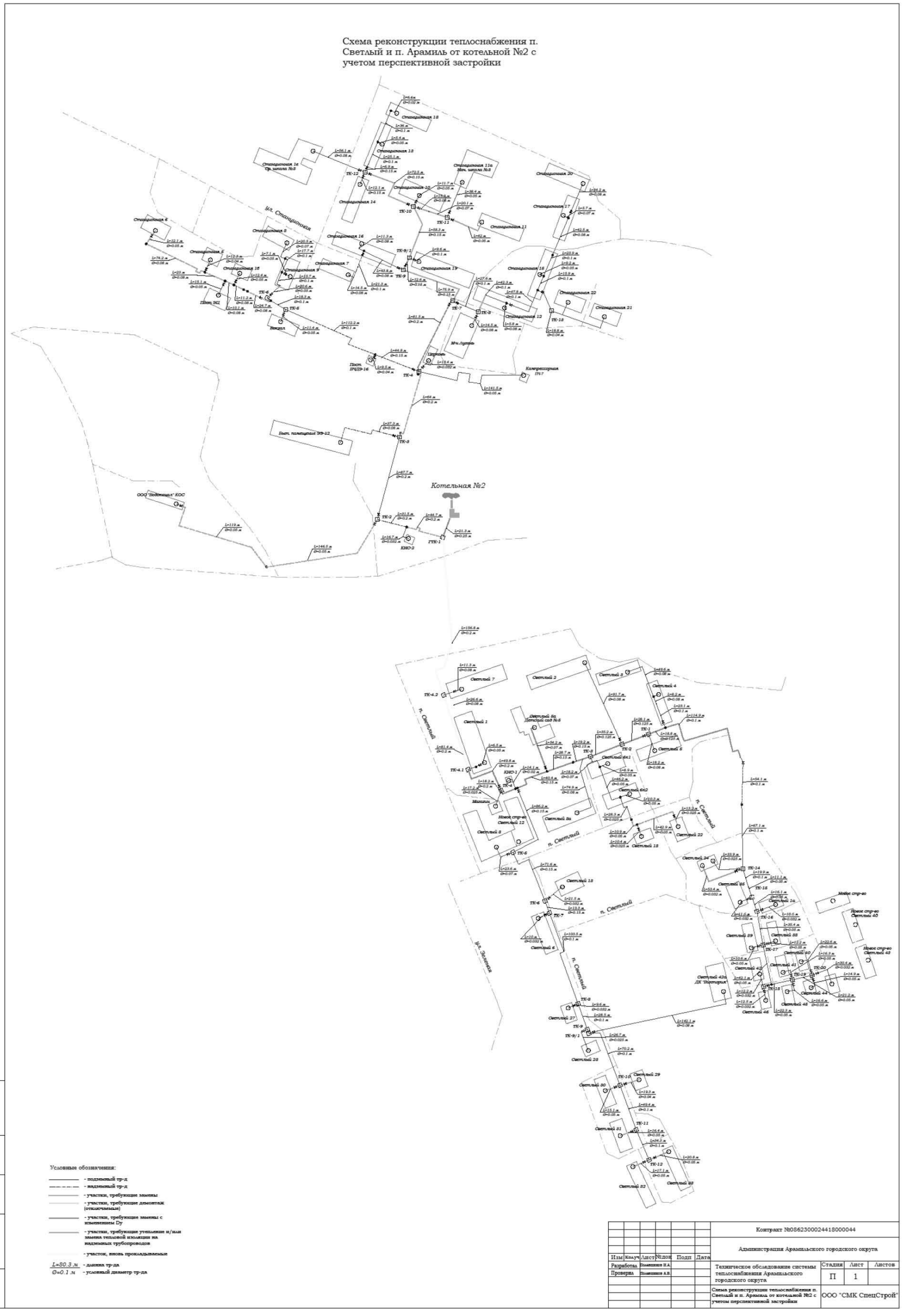

Схема 9 – **Схема реконструкции теплоснабжения п. Светлый и п. Арамиль от котельной №1 с учетом перспективной застройки**

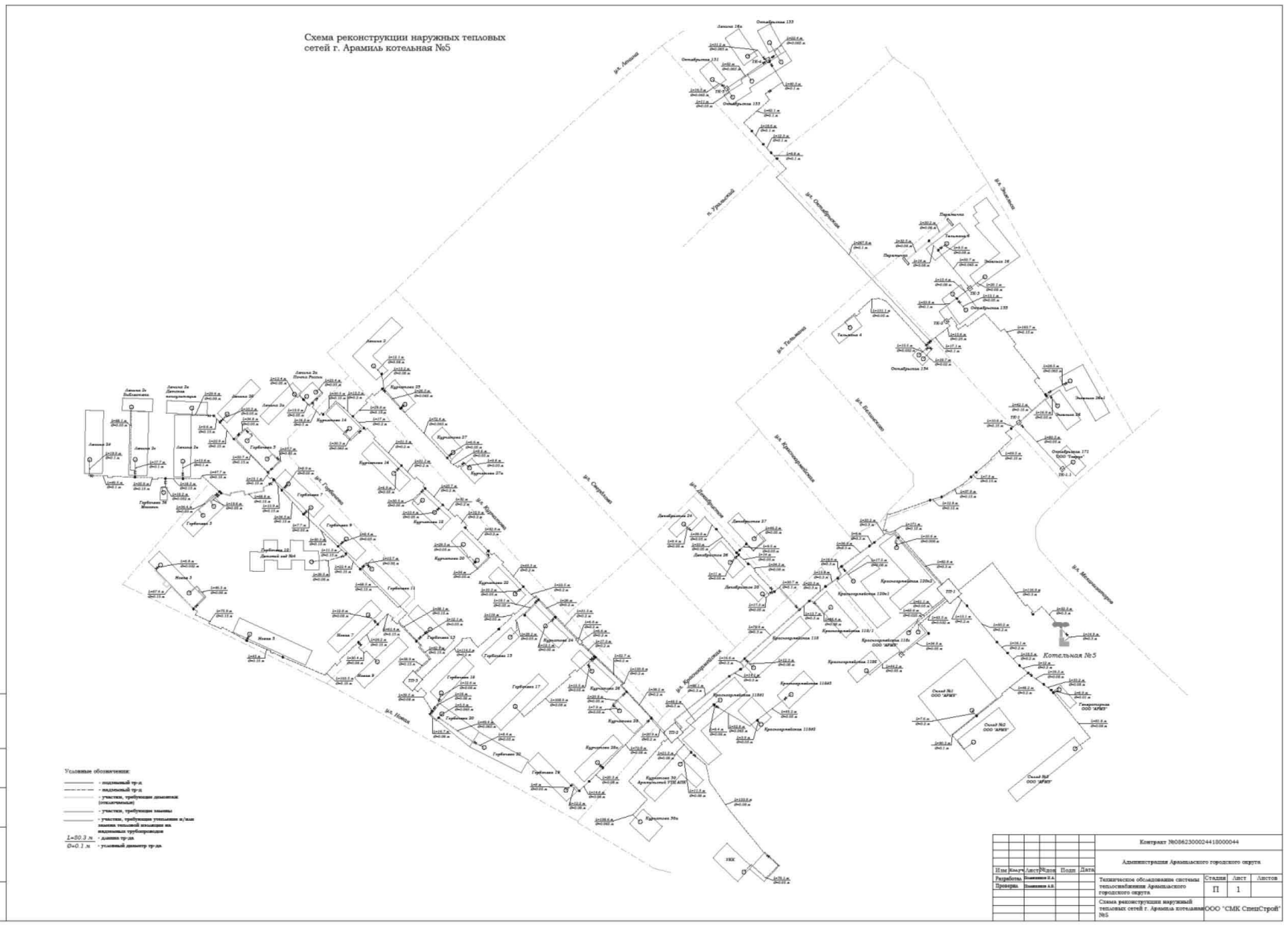

Схема 10 – **Схема реконструкции наружных тепловых сетей котельной №5**

4.4 Мероприятия по модернизации котельной №6 с присоединенными тепловыми сетями

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа, в период с 2019 года по 2020 год в границах улиц Щорса, Рабочей, Лесной, Садовой в городе Арамиле планируется снос «ветхого жилья», строительство новой многоквартирной жилой застройки и строительство школы на 1000 учащихся. Данные приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3 **- Основные показатели планируемой жилой застройкив границах улиц Щорса, Рабочей, Лесной, Садовой в городе Арамиле**

Застройка	Площадь жилого фонда, м^2	Количество жителей, чел	Тепловые нагрузки предусмотренные проектом, Гкал/ч		
			Отопление и вентиляция	ГВС	Всего
1-я очередь строительства (2019 – 2021год)					
Жилой 9-ти этажный дом (4)	6060	202	0,475	0,155	0,63
Жилой 9-ти этажный дом (3)	13100	436	1,03	0,33	1,36
МБОУ «СОШ №4» (ул. Рабочая 130)	18000	1000 мест	1,795	0,635	2,43
Итого 1-я очередь	**19160**	**638**	**3,3**	**1,12**	**4,42**
2-я очередь строительства (2022год)					
Жилой 9-ти этажный дом (8)	5444	188	0,425	0,145	0,57
Жилой 9-ти этажный дом (8.1)	5444	188	0,425	0,145	0,57
Жилой 9-ти этажный дом (8.2)	5444	188	0,425	0,145	0,57
Итого 2-я очередь	**16332**	**564**	**1,275**	**0,435**	**1,71**
3-я очередь строительства (2023год)					
Жилой 9-ти этажный дом (7)	8166	282	0,64	0,22	0,86
4-я очередь строительства (2024год)					
Жилой 9-ти этажный дом (6)	8166	282	0,64	0,22	0,86
5-я очередь строительства (2025год)					
Жилой 9-ти этажный дом (5)	5216	198	0,43	0,145	0,575
6-я очередь строительства (2026 год)					
Жилой 9-ти этажный дом (1)	5216	198	0,43	0,145	0,575
Жилой 9-ти этажный дом (2)	5216	198	0,43	0,145	0,575
Физкультурно – Оздоровительный Комплекс	-	-	0,16	0,09	0,25
Жилой 3-х этажный дом (4-ре секции)	4545	151	0,36	0,115	0,475
Итого	**72017**	**2511**	**7,665**	**2,635**	**10,3**

Прирост тепловых нагрузок в этот период с учетом перспективного строительства составит 10,3 Гкал/час(на отопление Qот=7,665 Гкал/ч и ГВС Qгвс=2,635 Гкал/ч). С учетом существующей тепловой нагрузки и тепловых потерь в сетях максимальная подключенная тепловая нагрузка на котельную составит 18,3 Гкал/час.

Для обеспечения прироста тепловых нагрузок, повышения надежности и энергоэффективности работы котельной №6 в 2020-2026гг и необходимо выполнить:

- реконструкцию существующей котельной с целью увеличения установленной мощности котельной до 20,0 Гкал/час. Необходимо учесть возможность существующих инженерных коммуникаций обеспечить увеличенную потребность в энергоресурсах (газ, электроэнергия, вода);
- модернизацию участка тепловой сети в направлениях д/сад – школа с увеличением диаметра трубопроводов (см. п.43-44,72-81 табл 4.8);
- модернизацию участка тепловой сети в направлении ул. Щорса – ул. Рабочая (см. п.45-71, табл 4.8);
- модернизацию участка тепловой сети в направлении ул. Садовая (см. п.35-42 табл 4.8);
- наладку гидравлического режима тепловых сетей.

На схеме 11 приведена схема теплоснабжения от котельной №6 с учетом перспективной застройки.

4.5 Мероприятия по модернизации котельной №7 с присоединенными тепловыми сетями

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа, в 2024 году в границах улиц Мира, Малышева планируется строительство многоквартирного 9-ти этажного жилого дома. Данные приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4 **- Основные показатели планируемой жилой застройкив границах улиц Мира, Малышева в городе Арамиле**

Застройка	**Площадь жилого фонда, м^2**	**Количество жителей, чел**	**Тепловые нагрузки предусмотренные проектом, Гкал/ч**		
			Отопление и вентиляция	**ГВС**	**Всего**
5-я очередь строительства – 2024 год					
Жилой 9-ти этажный дом	5444	188	0,425	0,145	0,57

Прирост тепловых нагрузок в этот период с учетом перспективного строительства составит 0,57 Гкал/час (на отопление Qот=0,425 Гкал/ч и ГВС Qгвс=0,145 Гкал/ч). С учетом существующей тепловой нагрузки и тепловых потерь в сетях максимальная подключенная тепловая нагрузка на котельную составит 2,04 Гкал/час.

Для обеспечения прироста тепловых нагрузок, повышения надежности и энергоэффективности работы котельной №7 в 2023-2024гг и необходимо выполнить:

- реконструкцию существующей котельной с целью увеличения установленной мощности котельной до 3 МВт (2,57 Гкал/час);

На схеме 12 приведена схема теплоснабжения от котельной №7 с учетом перспективной застройки.

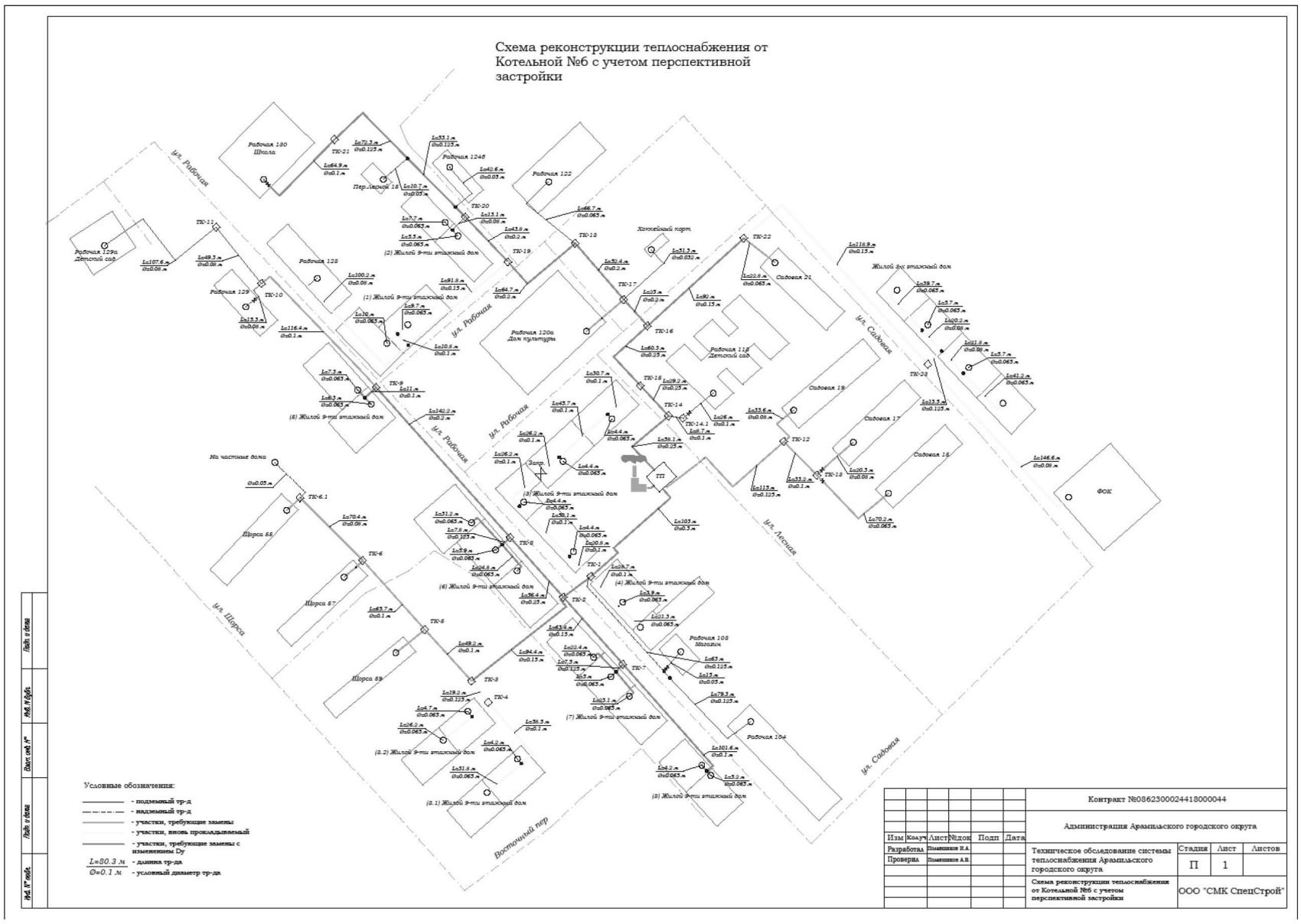

Схема 11 – **Схема реконструкции теплоснабжения от котельной №6 с учетом перспективной застройки**



Схема 12 – **Схема реконструкции теплоснабжения от котельной №7 с учетом перспективной застройки**

4.6 Мероприятия по модернизации котельной №8 с присоединенными тепловыми сетями

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа, в 2021 году в границах земельного участка по улице Текстильщиков планируется строительство 2-х секционного многоквартирного 9-ти этажного жилого дома. В таблице 4.5 приведены основные показатели планируемой жилой застройки.

Таблица 4.5 - Основные показатели планируемой жилой застройкив границах земельного участка по улице Текстильщиков в городе Арамиле

Застройка	Площадь жилого фонда, м²	Количество жителей, чел	Тепловые нагрузки предусмотренные проектом, Гкал/ч		
			Отопление и вентиляция	ГВС	Всего
1-я очередь строительства – 2020-2021 год					
Жилой 9-ти этажный дом	8166	282	0,64	0,22	0,86

Прирост тепловых нагрузок в этот период с учетом перспективного строительства составит 0,86 Гкал/час(на отопление Qот=0,64 Гкал/ч и ГВС Qгвс=0,22 Гкал/ч). С учетом существующей тепловой нагрузки и тепловых потерь в сетях максимальная подключенная тепловая нагрузка на котельную составит 15,2 Гкал/час.

Для обеспечения прироста тепловых нагрузок, повышения надежности и энергоэффективности работы котельной №8 в 2020-2022 гг и необходимо выполнить:

- модернизацию (замена, демонтаж и прокладка) участков тепловой сети (см. п.82-96 табл 4.8).
- наладку гидравлического режима тепловых сетей;
- мероприятия по диспетчеризации работы котельной.

На схеме 13 приведена схема теплоснабжения от котельной №8 с учетом перспективной застройки.

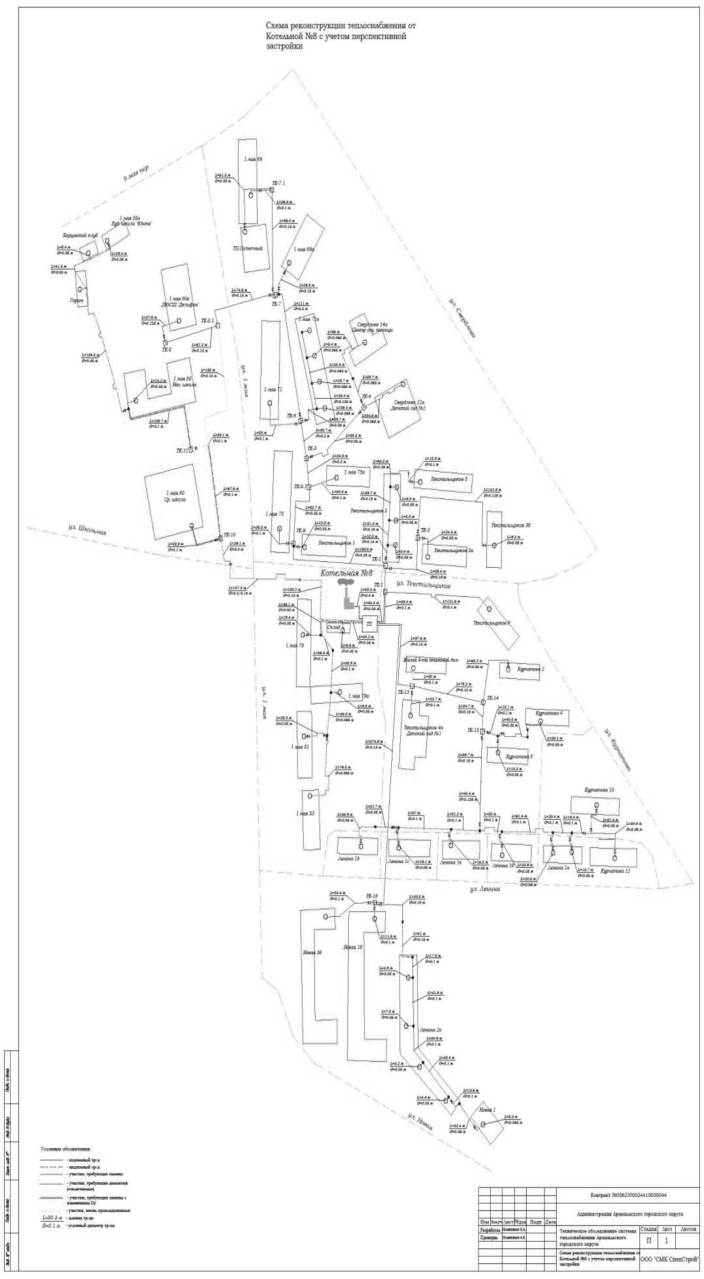

Схема 13 – **Схема реконструкции теплоснабжения от котельной №8 с учетом перспективной застройки**

4.7 Мероприятия по модернизации котельной №11 с присоединенными тепловыми сетями

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округ подключения новых потребителей к котельной №11 не планируется.

Для повышения надежности и энергоэффективности работы котельной №8 в 2020-2022 гг и необходимо выполнить:

- замену участков тепловой сети с изменением Ду (см. п.114-115 табл 4.8);
- наладку гидравлического режима тепловых сетей;
- мероприятия по диспетчеризации работы котельной.

На схеме 14 приведена схема теплоснабжения от котельной №11 с учетом перспективной застройки.

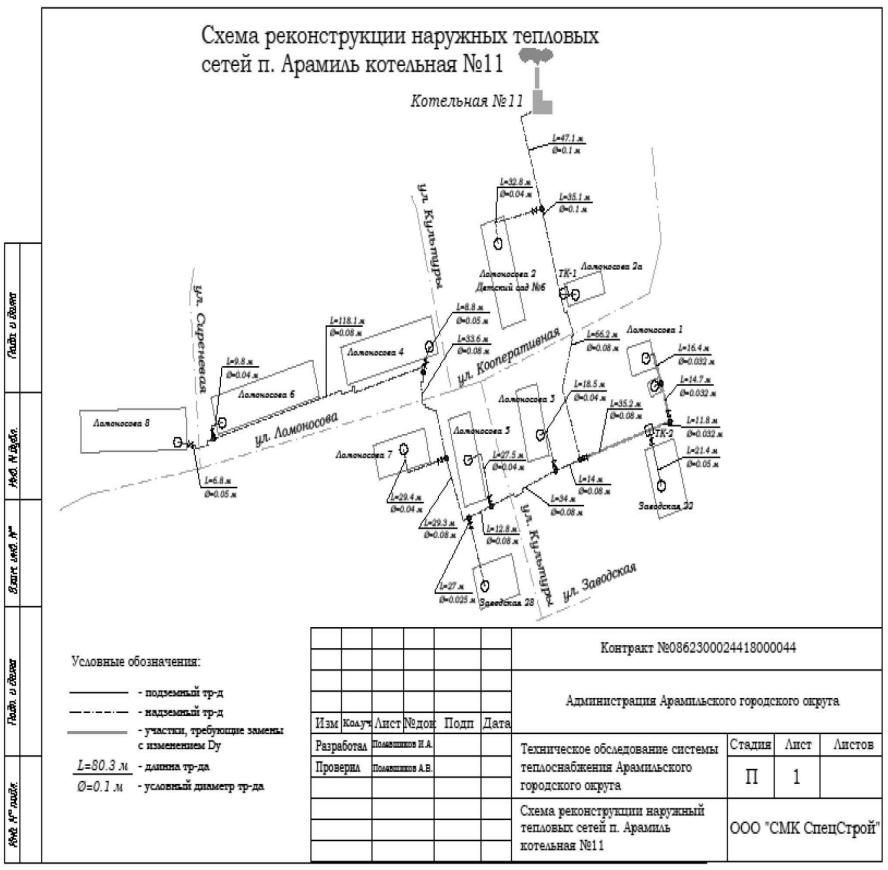

Схема 14 – **Схема реконструкции теплоснабжения от котельной №11 с учетом перспективной застройки**

4.8 Мероприятия по модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной ОА «ААРЗ»

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа, в период с 2019 по 2022 год в границах земельного участка по улице Карла Маркса (ул. Гарнизон 19) планируется строительство многоквартирного 5-ти этажного жилого дома с помещениями административного назначения, а также строительство двух 9-ти этажных многоквартирных жилых домов в границах улиц Карла Маркса и Космонавтов. В таблице 4.6 приведены основные показатели планируемой жилой застройки.

Таблица 4.6 - **Основные показатели планируемой жилой застройкив границах земельного участка по улице Карла Маркса - Космонавтов в городе Арамиле**

Застройка	Площадь жилого фонда, м²	Кол-во жителей, чел	Тепловые нагрузки предусмотренные проектом, Гкал/ч		
			Отопление и вентиляция	ГВС	Всего
1-я очередь строительства – 2019 год					
Жилой 5-ти этажный дом (ул. Гарнизон 19 к1)	5244	176	0,62	0,14	0,76
Жилой 9-ти этажный дом (ул. Космонавтов 15 к2)	5400	180	0,425	0,145	0,57
3-я очередь строительства – 2022 год					
Жилой 9-ти этажный дом (ул. Космонавтов 15 к3)	5400	180	0,425	0,145	0,57
Итого	**16044**	**536**	**1,47**	**0,43**	**1,9**

Прирост тепловых нагрузок в этот период с учетом перспективного строительства составит 1,9 Гкал/час (на отопление Qот=1,47 Гкал/ч и ГВС Qгвс=0,43 Гкал/ч). С учетом существующей тепловой нагрузки и тепловых потерь в сетях максимальная подключенная тепловая нагрузка на котельную составит 4,9 Гкал/час.

Для обеспечения прироста тепловых нагрузок, повышения надежности и энергоэффективности работы тепловых сетей, присоединенных к котельной ОА «ААРЗ» в период с 2020 по 2024 гг и необходимо выполнить:

- утепление участков тепловой сети (см. п.10 табл. 4.7);
- модернизацию (замену, прокладку, демонтаж)участков тепловой сети (см. п. 97-113 табл 4.8);
- наладку гидравлического режима тепловых сетей;
- модернизацию теплового пункта №2;
- мероприятия по диспетчеризации работы ТП-1, ТП-2.

На схеме 15 приведена схема теплоснабжения от котельной АО «ААРЗ» с учетом перспективной застройки.

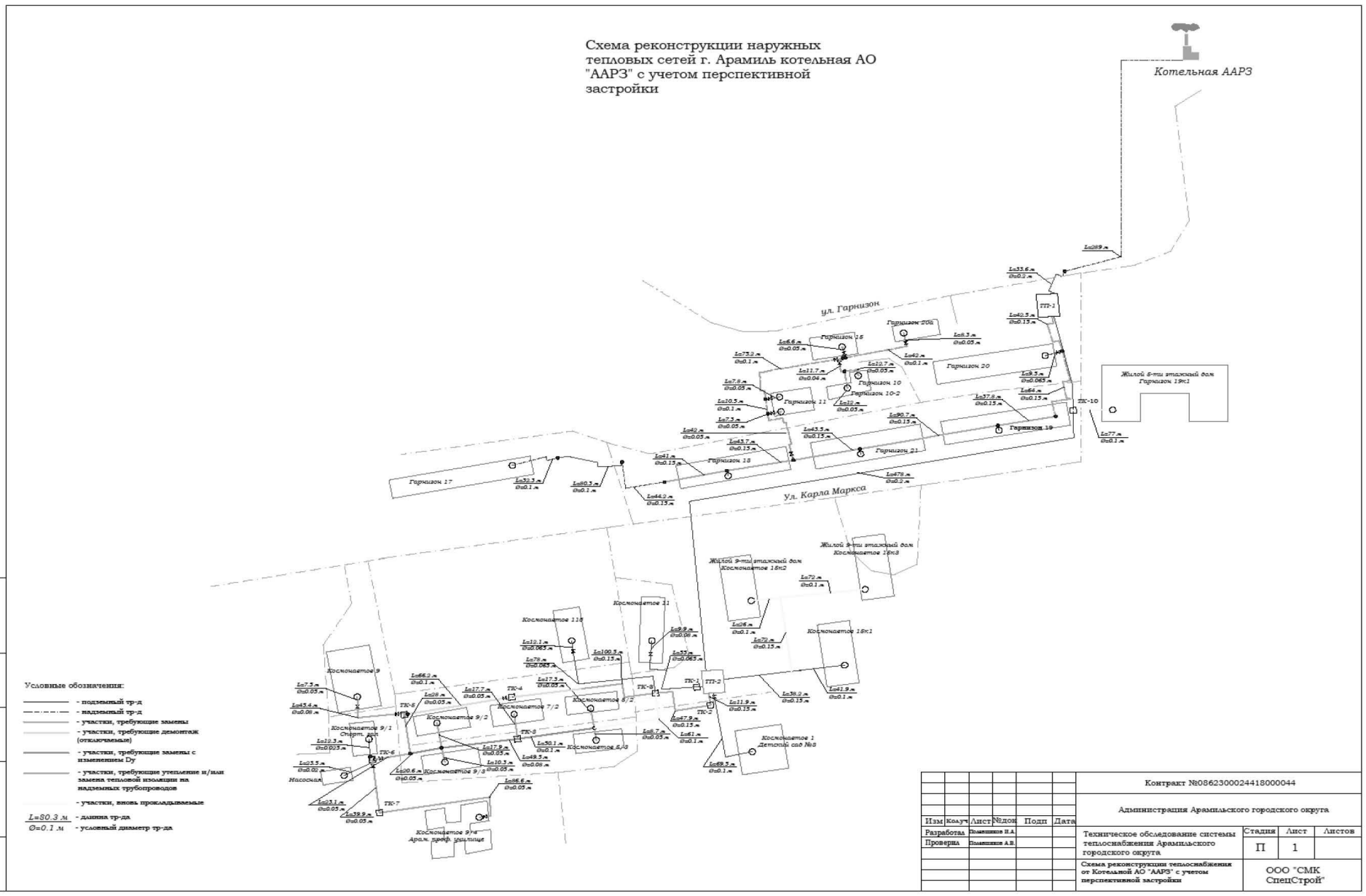

Схема 15 – **Схема реконструкции теплоснабжения от котельной АО «ААРЗ» с учетом перспективной застройки**

4.9 Мероприятия по модернизации тепловых сетей, присоединенных к котельной ООО «Монди»

В соответствии с Генеральным планом Арамильского городского округа, в период до 2024 года в границах улиц Отдыха, Луговая, Речной переулок планируется строительство Детского дошкольного учреждения (ДДУ).

Мощность котельной ООО «Монди» не позволяют подключение нового потребителя. Теплоснабжение от котельной ООО «Монди» до отапливаемой Арамильской городской больницы(ул. Садовая, д. 10) неэффективно и затратно в связи с удаленностью потребителя от Источника. Поэтому целесообразно в границах ул. Луговая, Речной переулок непосредсвтенно в зоне эффективного теплоснабжения построить Блочно-Модульную Котельную №9. Теплопроизводительность котельной, с учетом перспективного строительства должна составлять 2,5 Гкал/час.

4.10 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельным №№1,2

При проведении предложенных мероприятий по утеплению, модернизации тепловых сетей, наладки гидравлического режима и строительства новой БМК на площадке котельной №1 экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь, повышения КПД котельной (уменьшения удельных расходов топлива и электрической энергии).

Снижение тепловых потерь

При проведении предложенных мероприятий по утеплению, модернизации тепловых сетей и строительства новой БМК на площадке котельной №1 экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь.

По тепловым расчетам, сделанным в программе ZuluThermo общие тепловые потери составляют:

- 0,3918 Гкал/ч при работе котельной №1 и №2 в отопительном сезоне 2017-2018;
- 0,3187 Гкал/ч при работе новой котельной №2 при той же нагрузке.

Разница тепловых потерь составит ΔQтеп.пот.=0,3918-0,3187=0,0731 Гкал/ч.

За отопительный сезон экономия от снижения потерь составит

Этеп.пот.= ΔQ * Д*Ч * Т = 0,0731 * 230 * 24 * 1444,23 = 582,8 тыс. руб./отопительный сезон

Где:

Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;

Ч-количество часов в сутках, 24ч;

Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (см. табл. 3.1).

Расчет экономии от наладки гидравлического режима

При установке дроссельных диафрагм по гидравлическим расчетам, сделанным в программе ZuluThermo экономия тепловой энергии составит ΔQгид.реж.= 0,0705 Гкал/ч.

За отопительный сезон экономия от наладки гидравлического режима составит

Эгид.реж.= ΔQгид.реж * Д*Ч * Т = 0,0705 * 230 * 24 * 1444,23 = 562,0 тыс. руб./отопительный сезон

Где:

Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;

Ч-количество часов в сутках, 24ч;

Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (см. табл. 3.1).

Расчет экономии от повышения КПД котельной за счет строительства новой котельной.

Повышение КПД котельной складывается за счет уменьшения удельных расходов топлива и электрической энергии.

Уменьшение удельного расхода топлива

В настоящее время КПД котельной №1 составляет 85,5%, а КПД котельной №2 – 79,5% (в среднем 82,5%).

КПД новой БМК составляет не менее 92%.

За 2018г на котельной №1 выработка составила W = 8,108 тыс. Гкал/год (см. табл. 3.2), а на котельной №2 –W = 10,311 тыс. Гкал/год (см. табл. 3.3). Общая выработка составила Wобщ. = 8,108 + 10,311 = 18,419 тыс. Гкал/год.

За 2018г на котельных №1 и №2 на выработку 18,419 тыс. Гкал израсходовали Qгаз = 1173,87 + 1605,52 = 2779,39 тыс. м^3 природного газа/год.

При КПД новой БМК №2 КПД=92% (0,92) на выработку 18,419 тыс. Гкал/год потребуется израсходовать природного газа Qгаз:

Qгаз$_{БМК}$ = Wобщ. * 1000000/(КПД * 8078) = 18,419 * 100000/(0,92 *8078) = 2478,4 тыс. м^3 природного газа/год.

Где: 8078 – каллорийность природного газа, ккал/м^3

Тогда разность в потреблении газа за счет высокого КПД новой котельной составит

ΔQгаз = Qгаз- Qгаз $_{БМК}$ = 2779,39 – 2478,4 = 300,99 тыс. м^3 природного газа/год

При цене природного газа Цгаз = 4364,86 руб./1000 м^3 экономия составит:

Эгаз = Цгаз * ΔQгаз = 4364,86 * 300,99 = 1 313,78 тыс. руб./год.

Снижение удельного расхода электроэнергии

Затраты эл. энергии на транспортировку теплоносителя уменьшаются за счет установки на новой БМК нового насосного оборудования с более высоким КПД, а также использования частотных преобразователей.

Преобразователи частоты предназначены для защиты электродвигателя от перегрузок и экономии электроэнергии. Они позволяют регулировать производительность и частоту оборотов двигателя.

В 2018 гудельный расход электроэнергии на котельной №1 составлялУРЭ= 37,6 кВт*ч/Гкал, а на котельной №2 – 44,5 кВт*ч/Гкал (см. табл. 3.2, 3.3).

Удельный расход электроэнергии на новой БМК №2 планируется на уровне УРЭ=20 кВт*ч/Гкал.

За 2018г на котельной №1 выработка составила W = 8,108 тыс. Гкал/год (см. табл. 3.2), а на котельной №2 –W = 10,311 тыс. Гкал/год (см. табл. 3.3). Общая выработка составила Wобщ. = 8,108 + 10,311 = 18,419 тыс. Гкал/год.

За 2018г на котельных №1 и №2 на выработку W=18,419 тыс. Гкал израсходовали электроэнергии Qэл. = 304,72 + 458,35 = 763,07 тыс. кВт*ч/год.

При УРЭ$_{БМК}$=20 кВт*ч/Гкал на новой БМК №2 на выработку 18,419 тыс. Гкал/год потребуется израсходовать электроэнергии:

Qэл$_{БМК}$ = УРЭ$_{БМК}$ * W= 18,419 * 20 = 368,38 тыс. кВт*ч/год.

Тогда разность в потреблении электроэнергии за счет снижения затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя.

ΔQэл = Qэл- Qэл$_{БМК}$ = 763,07 – 368,38 = 394,69 тыс. кВт*ч/год

При тарифе (цене)на электроэнергию Цэл = 5,29 руб./кВт*ч экономия составит:

Ээл = Цэл * ΔQгаз * = 5,29 * 394,69 = 2 087,91 тыс. руб./год.

Наладка водоподготовки котельной

Наладка водоподготовки (установки умягчения воды и комплексонной обработки воды) в 2018г на котельных №№1,2 позволит значительно снизить накипеобразование на теплообменном оборудовании, в первую очередь на самих котлах.

Накипь приводит к значительному перерасходу топлива и, соответственно, к снижению КПД котельных установок. Так, при наблюдаемой толщине накипи на котлах котельных №№1,2 около 2…3 мм и более потери топлива достигают до 4…5% (по данным ВТИ им. Дзержинского г. Москва) принимаем 5%.

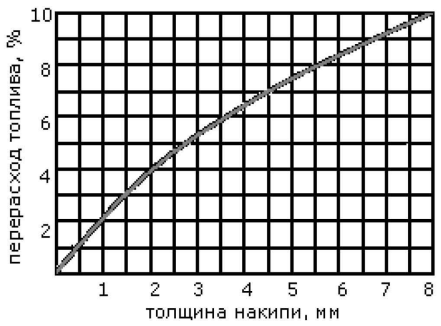

Рис 1 - Зависимость перерасхода топлива от толщины слоя накипи для котельных установок низкого давления (по данным ВТИ им. Дзержинского)

Экономия за счет снижения расхода топлива при наладке водоподготовки
Расчет экономии рассчитывается следующим образом:
Эвод. = Расход топлива (Qгаз) х 0,05 (5% снижение расхода топлива) х Цгаз / 1000
где:Qгаз - расход газа на котельной за 2018г (см. табл 3.2, 3.3), тыс. м^3/год;
0,05 - ожидаемое снижение расхода топлива (5% снижение расхода топлива);
Цгаз - цена газа на 2018г (см. табл 3.2, 3.3), тыс. руб./1000 м^3
котельная №1:
Эводоп.№1=1173,87 х 0,05 х 4361,64 / 1000=256,0 тыс. руб/год
котельная №2:
Эводоп.№2=1605,52 х 0,05 х 4364,86 / 1000=350,39 тыс. руб/год
Общий по котельным №№1,2:
Эводоп. = Эводоп.№1 + Эводоп.№2=256,0 + 350,39 = 606,39 тыс. руб/год

Как видно из этих данных, при стоимости работ по организации водоподготовки порядка 150 000 – 200 000 руб., срок окупаемости только за счет снижения накипеобразования составляет менее одного отопительного сезона.

Фонд оплаты труда

Пуск в эксплуатацию новой блочно-модульной котельной с системой автоматизации, необходимой для работы котельной без постоянного присутствия обслуживающего персонала позволит сократить расходы на ФОТ производственных рабочих при выводе из эксплуатации котельных №№1,2.

Согласно предоставленным заказчиком данным по расчету тарифа на тепловую энергию на 2018 г расходы на оплату труда производственных рабочих котельных№№1,2составляют Эфот = 2579,93 + 2 966,71 = 5546,64тыс. руб., что и будет составлять экономию по ФОТ. Оплата труда ИТР не учитывается, т.к. на обслуживание котельных требуется оперативный персонал и ИТР.

Общий ожидаемый экономический эффект от проведения мероприятий на котельных №№1,2

Эобщ.= Этеп.пот. + Эгид.реж. + Эгаз + Ээл.+ Эводоп. + Эфот=582,8 + 562,0 + 1 313,78 + 2 087,91 + 606,39 + 5 546,64= 10 699,52 тыс. руб./год

4.11 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельной №5

При проведении предложенных мероприятий по утеплению, модернизации тепловых сетей, наладки гидравлического режима и строительства новой БМК №5 экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь, повышения КПД котельной (уменьшения удельных расходов топлива и электрической энергии).

Снижение тепловых потерь

При проведении предложенных мероприятий по утеплению, модернизации тепловых сетей и строительства новой БМК №5 экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь.

По тепловым расчетам, сделанным в программе ZuluThermo общие тепловые потери составляют:
- 1,0107 Гкал/ч при работе котельной №5 в отопительном сезоне 2017-2018;
- 0,87354 Гкал/ч при работе новой котельной №5 при той же нагрузке.
Разница тепловых потерь составит ΔQтеп.пот.=1,0107 -0,87354 =0,13716 Гкал/ч.
За отопительный сезон экономия от снижения потерь составит
Этеп.пот.= ΔQ * Д*Ч * Т = 0,13716 * 230 * 24 * 1835,3 = 1389,55 тыс. руб./отопительный сезон
Где:
Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;
Ч-количество часов в сутках, 24ч;
Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (см. табл. 3.4).

Расчет экономии от наладки гидравлического режима

При установке дроссельных диафрагм по гидравлическим расчетам, сделанным в программе ZuluThermo экономия тепловой энергии составит ΔQгид.реж.= 4,16608-4,07123 = 0,09485 Гкал/ч.
За отопительный сезон экономия от наладки гидравлического режима составит
Эгид.реж.= ΔQгид.реж * Д*Ч * Т = 0,09485 * 230 * 24 * 1835,3 = 960,91 тыс. руб./отопительный сезон
Где:
Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;
Ч-количество часов в сутках, 24ч;
Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (см. табл. 3.4).

Расчет экономии от повышения КПД котельной за счет строительства новой котельной.

Повышение КПД котельной складывается за счет уменьшения удельных расходов топлива и электрической энергии.

Уменьшение удельного расхода топлива

В настоящее время КПД котельной №5 составляет 80,5%.
КПД новой БМК №5 составляет не менее 92%.
За 2018г на котельной №5 выработка составила W = 21,582 тыс. Гкал/год (см. табл. 3.4).
За 2018г на котельной №5 на выработку 21,582 тыс. Гкал израсходовали Qгаз = 3318,9 тыс. м^3 природного газа/год.
При КПД новой БМК №5 КПД=92% (0,92) на выработку 21,582 тыс. Гкал/год потребуется израсходовать природного газа Qгаз:
Qгаз$_{БМК}$ = W * 1000000/(КПД * 8078) = 21,582 * 100000/(0,92 *8078) = 2904,02 тыс. м^3 природного газа/год.
Где: 8078 – каллорийность природного газа, ккал/м^3
Тогда разность в потреблении газа за счет высокого КПД новой котельной составит
ΔQгаз = Qгаз- Qгаз $_{БМК}$ = 3318,9 – 2904,02 = 414,88 тыс. м^3 природного газа/год
При цене природного газа Цгаз = 4364,8 руб./1000 м^3 экономия составит:
Эгаз = Цгаз * ΔQгаз = 4364,8 * 414,88 = 1 810,87 тыс. руб./год.

Снижение удельного расхода электроэнергии

Затраты эл. энергии на транспортировку теплоносителя уменьшаются за счет установки на новой БМК нового насосного оборудования с более высоким КПД, а также использования частотных преобразователей.

Преобразователи частоты предназначены для защиты электродвигателя от перегрузок и экономии электроэнергии. Они позволяют регулировать производительность и частоту оборотов двигателя.

В 2018г удельный расход электроэнергии на котельной №5 составлял УРЭ= 30,5 кВт*ч /Гкал (см. табл. 3.4).

Удельный расход электроэнергии на новой БМК №5 планируется на уровне УРЭ=20 кВт*ч /Гкал.

За 2018г на котельной №5 выработка составила W = 21,582 тыс. Гкал/год (см. табл. 3.4), при этом израсходовали электроэнергии Qэл. = 658,11 тыс. кВт*ч /год.

При УРЭ$_{БМК}$=20 кВт*ч /Гкал на новой БМК №5 на выработку 21,582 тыс. Гкал/год потребуется израсходовать электроэнергии:

Qэл$_{БМК}$ = УРЭ$_{БМК}$ * W= 21,582 * 20 = 431,64 тыс. кВт*ч /год.

Тогда разность в потреблении электроэнергии за счет снижения затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя.

ΔQэл = Qэл- Qэл$_{БМК}$ = 658,11 – 431,64 = 226,47 тыс. кВт*ч /год

При тарифе (цене) на электроэнергию Цэл = 4,73 руб./кВт*ч экономия составит:

Ээл = Цэл * ΔQгаз * = 4,73 * 226,47 = 1 071,20 тыс. руб./год.

Фонд оплаты труда

Пуск в эксплуатацию новой блочно-модульной котельной с системой автоматизации, необходимой для работы котельной без постоянного присутствия обслуживающего персонала позволит сократить расходы на ФОТ производственных рабочих при выводе из эксплуатации котельной №5.

Согласно предоставленным заказчиком данным по расчету тарифа на тепловую энергию на 2018 г расходы на оплату труда производственных рабочих котельной№5составляют Эфот = 4325,32тыс. руб., что и будет составлять экономию по ФОТ. Оплата труда ИТР не учитывается, т.к. на обслуживание котельных требуется оперативный персонал и ИТР.

Общий ожидаемый экономический эффект от проведения мероприятий на котельной №5

Эобщ.= Этеп.пот. + Эгид.реж. + Эгаз + Ээл.+ Эфот=1389,55+ 960,91 + 1 810,87 + 1 071,20 + 4 325,32= 9 557,85 тыс. руб./год

4.12 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельной №6

При проведении предложенных мероприятий по модернизации тепловых сетей, наладки гидравлического режима и реконструкциикотельной №6 экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь, повышения КПД котельной (уменьшения удельных расходов топлива и электрической энергии).

Снижение тепловых потерь

При проведении предложенных мероприятий по модернизации тепловых сетей и реконсрукциикотельной №6 экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь.

По тепловым расчетам, сделанным в программе ZuluThermo общие тепловые потери составляют:
- 0,4508 Гкал/ч при работе котельной №6 в отопительном сезоне 2017-2018;
- 0,20909 Гкал/ч при работе новой котельной №6 при той же нагрузке.
Разница тепловых потерь составит ΔQтеп.пот.= 0,4508 -0,20909 =0,24171 Гкал/ч.
За отопительный сезон экономия от снижения потерь составит
Этеп.пот.= ΔQ * Д*Ч * Т = 0,24171* 230 * 24 * 1231,66 = 1 643,33 тыс. руб./отопительный сезон
Где:
Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;
Ч-количество часов в сутках, 24ч;
Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (см. табл. 3.5).

Расчет экономии от наладки гидравлического режима

При установке дроссельных диафрагм по гидравлическим расчетам, сделанным в программе ZuluThermo экономия тепловой энергии составит ΔQгид.реж.= 2,95493-2,89368 = 0,06125 Гкал/ч.
За отопительный сезон экономия от наладки гидравлического режима составит
Эгид.реж.= ΔQгид.реж * Д*Ч * Т = 0,06125 * 230 * 24 * 1231,66= 416,42 тыс. руб./отопительный сезон
Где:
Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;
Ч-количество часов в сутках, 24ч;
Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (см. табл. 3.5).

Общий ожидаемый экономический эффект от проведения мероприятий на котельной №6

Эобщ.= Этеп.пот. + Эгид.реж. =1 643,33 + 416,42 = 2 059,75 тыс. руб./год

4.13 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельной №7

При проведении предложенных мероприятий по модернизации тепловых сетей и реконструкции котельной №7 с увеличением мощности до 3 Гкал/ч экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь, повышения КПД котельной (уменьшения удельных расходов топлива и электрической энергии).

Снижение тепловых потерь

При проведении предложенных мероприятий по модернизации тепловых сетей реконструкции котельной №7 экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь.

По тепловым расчетам, сделанным в программе ZuluThermo общие тепловые потери составляют:
- 0,3918 Гкал/ч при работе котельной №7 в отопительном сезоне 2017-2018;
- 0,3187 Гкал/ч при работе котельной №7после модернизации сетей при той же нагрузке.
Разница тепловых потерь составит ΔQтеп.пот.=0,3918-0,3187=0,0731 Гкал/ч.
За отопительный сезон экономия от снижения потерь составит
Этеп.пот.= ΔQ * Д*Ч * Т = 0,0731 * 230 * 24 * 1444,23 = 582,8 тыс. руб./отопительный сезон
Где:

Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;
Ч-количество часов в сутках, 24ч;
Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (см. табл. 3.1).

Расчет экономии от повышения КПД котельной за счет реконструкции

Повышение КПД котельной складывается за счет уменьшения удельных расходов топлива и электрической энергии.

Уменьшение удельного расхода топлива

В настоящее время КПД котельной №7 составляет 82,5%.
КПД котельной после реконструкции предположительно составти не менее 92%.
За 2018г на котельной №7 выработка составила W = 3,363 тыс. Гкал/год (см. табл. 3.6), для этого израсходовали Qгаз = 504,66 тыс. м^3 природного газа/год.
При КПД котельной №7 после реконструкции КПД=92% (0,92) на выработку 3,363 тыс. Гкал/год потребуется израсходовать природного газа Qгаз:
$Qгаз_{нов}$ = W * 1000000/(КПД * 8078) = 3,363 * 100000/(0,92 *8078) = 452,52 тыс. м^3 природного газа/год.
Где: 8078 – каллорийность природного газа, ккал/м^3
Тогда разность в потреблении газа за счет высокого КПД новой котельной составит
ΔQгаз = Qгаз- $Qгаз_{нов}$ = 504,66 – 452,52 = 52,14 тыс. м^3 природного газа/год
При цене природного газа Цгаз = 4426,0 руб./1000 м^3 экономия составит:
Эгаз = Цгаз * ΔQгаз = 4426,0 * 52,14 = 230,77 тыс. руб./год.

Общий ожидаемый экономический эффект от проведения мероприятий на котельной №7

Эобщ.= Этеп.пот. + Эгаз =582,8+ 230,77 = 813,57 тыс. руб./год

4.14 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельной №8

При проведении предложенных мероприятий по модернизации тепловых сетей, наладки гидравлического режима и диспетчеризации тепловых сетей экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь, повышения КПД котельной (уменьшения удельных расходов топлива и электрической энергии).

Снижение тепловых потерь

При проведении предложенных мероприятий по модернизации тепловых сетей №8 экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь.

По тепловым расчетам, сделанным в программе ZuluThermo общие тепловые потери составляют:
- 0,4447 Гкал/ч при работе котельной №8 в отопительном сезоне 2017-2018;
- 0,34724 Гкал/ч при работе котельной №8после модернизации сетей при той же нагрузке.
Разница тепловых потерь составит ΔQтеп.пот.=0,4447 -0,34724 =0,09746 Гкал/ч.
За отопительный сезон экономия от снижения потерь составит
Этеп.пот.= ΔQ * Д*Ч * Т = 0,09746* 230 * 24 * 1468,7 = 790,13 тыс. руб./отопительный сезон
Где:
Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;
Ч-количество часов в сутках, 24ч;
Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (см. табл. 3.7).

Расчет экономии от наладки гидравлического режима

При установке дроссельных диафрагм по гидравлическим расчетам, сделанным в программе ZuluThermo экономия тепловой энергии составит ΔQгид.реж.= 5,68724 - 5,53488 = 0,15236 Гкал/ч.
За отопительный сезон экономия от наладки гидравлического режима составит
Эгид.реж.= ΔQгид.реж * Д*Ч * Т = 0,15236* 230 * 24 * 1468,7= 1 235,22 тыс. руб./отопительный сезон
Где:
Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;
Ч-количество часов в сутках, 24ч;
Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (см. табл. 3.7).

Диспетчеризация тепловых сетей

Автоматизированная диспетчеризация основана на автоматической передаче информации из подстанций, контрольно-распределительных и тепловых пунктов в центральный диспетчерский пункт.

Диспетчеризация позволяет:

- повысить безопасность и эксплуатационную надежностьсистемы теплоснабжения;
- снизить расход топлива и финансовых затрат за счет уменьшения количества аварийи количества обслуживающего персонала;
- оптимизировать режим тепловой сети, снизить непроизводительные потери тепловой энергии;
- сократить время на аварийно-ремонтные работы, увеличить срок эксплуатации оборудования,

Расчеты показали, что при эксплуатации тепловой сети с использованием системы диспетчеризации, количество сберегаемого тепла составляет около 10 % от отпускаемой тепловой энергии за один отопительный сезон.
За 2018г на котельной №8 выработка составила составил W = 25,151 тыс. Гкал/год (см. табл. 3.7), для этого израсходовали Qгаз = 3402,7 тыс. м^3 природного газа/год.
Удельный расход топлива составил УРТ=135,3 м^3/Гкал.
После проведения диспетчеризации для обеспечения того же полезного отпуска потребителям планируемое снижение выработки составит 10% (0,1), что составит Wсниж=W x 0,1 = 25,151 x 0,1 = 2,512 Гкал/год.
При УРТ=135,3 м^3/Гкал экономия газа составит:
ΔQгаз = Wсниж x УРТ = 2,512 x 135,3 = 339,874 тыс. м^3 природного газа/год
При цене природного газа Цгаз = 4366,6 руб./1000 м^3 экономия составит:
Эгаз = Цгаз * ΔQгаз = 4336,5 * 339,874 = 1 473,86 тыс. руб./год.

Общий ожидаемый экономический эффект от проведения мероприятий на котельной №8

Эобщ.= Этеп.пот. + Эгид.реж. + Эгаз=790,13 + 1 235,22 + 1 473,86 = 3 499,21 тыс. руб./год

4.15 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по котельной №11

При проведении предложенных мероприятий по модернизации тепловых сетей, наладки гидравлического режима и диспетчеризации тепловых сетей экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь, повышения КПД котельной (уменьшения удельных расходов топлива и электрической энергии).

Снижение тепловых потерь

При проведении предложенных мероприятий по модернизации тепловых сетей №11 экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь.

По тепловым расчетам, сделанным в программе ZuluThermo общие тепловые потери составляют:
- 0,0521 Гкал/ч при работе котельной №11 в отопительном сезоне 2017-2018;
- 0,0432 Гкал/ч при работе котельной №11 после модернизации сетей при той же нагрузке.
Разница тепловых потерь составит ΔQтеп.пот.= 0,0521 - 0,0432 =0,0089 Гкал/ч.
За отопительный сезон экономия от снижения потерь составит
Этеп.пот.= ΔQ * Д*Ч * Т = 0,0089 * 230 * 24 * 1651,52 = 81,14 тыс. руб./отопительный сезон
Где:
Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;
Ч-количество часов в сутках, 24ч;
Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (см. табл. 3.8).

Расчет экономии от наладки гидравлического режима

При установке дроссельных диафрагм по гидравлическим расчетам, сделанным в программе ZuluThermo экономия тепловой энергии составит ΔQгид.реж.= 0,31577-0,30461 = 0,01116Гкал/ч.
За отопительный сезон экономия от наладки гидравлического режима составит
Эгид.реж.= ΔQгид.реж * Д*Ч * Т = 0,01116 * 230 * 24 * 1651,52= 101,74 тыс. руб./отопительный сезон
Где:
Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;
Ч-количество часов в сутках, 24ч;
Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г., руб./Гкал (см. табл. 3.8).

Диспетчеризация тепловых сетей

Расчеты показали, что при эксплуатации тепловой сети с использованием системы диспетчеризации, количество сберегаемого тепла составляет около 10 % от отпускаемой тепловой энергии за один отопительный сезон.
За 2018г на котельной №11 выработка составила составил W = 1,908 тыс. Гкал/год (см. табл. 3.8), для этого израсходовали Qгаз = 263,85 тыс. м^3 природного газа/год.
Удельный расход топлива составил УРТ=138,3 м^3/Гкал.
После проведения диспетчеризации для обеспечения того же полезного отпуска потребителям планируемое снижение выработки составит 10% (0,1), что составит Wсниж=W x 0,1 = 1,908 x 0,1 = 0,191 Гкал/год.
При УРТ=138,3 м^3/Гкал экономия газа составит:
ΔQгаз = Wсниж x УРТ = 0,191x 138,3 = 26,415 тыс. м^3 природного газа/год
При цене природного газа Цгаз = 4426,44 руб./1000 м^3 экономия составит:
Эгаз = Цгаз * ΔQгаз = 4426,44 * 26,415 = 116,92 тыс. руб./год.

Общий ожидаемый экономический эффект от проведения мероприятий на котельной №11

Эобщ.= Этеп.пот. + Эгид.реж. + Эгаз =81,14 + 101,74 = 182,88 тыс. руб./год

4.16 Расчет ожидаемого экономического эффекта от предложенных мероприятий по тепловым сетям, присоединенным к котельной АО "ААРЗ"

При проведении предложенных мероприятий по утеплению, модернизации тепловых сетей, наладки гидравлического режима и диспетчерезации ТП-1 и ТП-2 котельной АО "ААРЗ" экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь, повышения КПД котельной (уменьшения удельных расходов топлива).

Снижение тепловых потерь

При проведении предложенных мероприятий по утеплению, модернизации тепловых сетей экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь.

По тепловым расчетам, сделанным в программе ZuluThermo общие тепловые потери составляют:
- 0,1982 Гкал/ч при работе котельной АО "ААРЗ" в отопительном сезоне 2017-2018;
- 0,15427 Гкал/ч при работе котельной АО "ААРЗ"после модернизации сетей при той же нагрузке.
Разница тепловых потерь составит ΔQтеп.пот.= 0,1982 -0,15427 =0,04393 Гкал/ч.
За отопительный сезон экономия от снижения потерь составит
Этеп.пот.= ΔQ * Д*Ч * Т = 0,04393* 230 * 24 * 1651,52= 400,48 тыс. руб./отопительный сезон
Где:
Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;
Ч-количество часов в сутках, 24ч;
Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (взят тариф котельной №11).

Расчет экономии от наладки гидравлического режима

При установке дроссельных диафрагм по гидравлическим расчетам, сделанным в программе ZuluThermo экономия тепловой энергии составит ΔQгид.реж.= 1,95452 - 1,87252 = 0,082 Гкал/ч.
За отопительный сезон экономия от наладки гидравлического режима составит
Эгид.реж.= ΔQгид.реж * Д*Ч * Т = 0,082* 230 * 24 * 1651,52= 747,54 тыс. руб./отопительный сезон
Где:
Д-количество дней отопительного периода для г. Арамиль, 230 дней;
Ч-количество часов в сутках, 24ч;
Т – тариф за тепловую энергию в 2018 г, руб./Гкал (взят тариф котельной №11).

4.17 Реконструкция существующих тепловых сетей МУП «Арамиль-Тепло»

Для снижения потерь в тепловых сетях и повышения надежности системы теплоснабжения потребителей на протяжении проведения этапов по модернизации схемы теплоснабжениянеобходимо проводить параллельномодернизацию тепловых сетей в связи с перераспределением тепловых нагрузок и вводом в эксплуатацию новых котельных. Предложения по первоочередному утеплению участков тепловых сетей представлены в табл. 4.7, модернизации тепловых сетей - в таблице 4.8.

Таблица 4.7 - **Предложения по утеплению тепловых сетей**

№ п/п	Наименование утепляемого участка	№ фото	Диаметр и протяжённость тепловой сети (в одно трубном исполнении)	Требуемые капитальные вложения на реализацию работ, тыс.руб.	Результат от выполнения мероприятия	Предельные сроки реализации
1	2	3	4	5	6	7
Тепловые сети котельной №1						
1	Утепление участка тепловой сети от ТК-14 до дома Светлый 24 (1 ввод)	-	Dy =32 мм L = 53,4 м.	**274**	Снижение потери тепловой энергии. Повышение надежности и энергоэффективности	2019
2	Утепление участка тепловой сети от ответ. дома 6к2 на дом Светлый 18	-	Dy =50 мм L = 10,9 м. Dy =25 мм L = 10,4 м.	**137**	Снижение потери тепловой энергии. Повышение надежности и энергоэффективности	2019
3	Утепление участка тепловой сети от ответ. дома 18 на дом Светлый 22	-	Dy =50 мм L = 42,9 м. Dy =25 мм L = 13,2 м.	**425**	Снижение потери тепловой энергии. Повышение надежности и энергоэффективности	2019
Тепловые сети котельной №5						
4	Утепление участка тепловой сети от ТК-1 до дома ул. Энгельса 26	158	Dy =150 мм L = 42,1 м. Dy =50 мм L = 16,9 м.	**967**	Снижение потери тепловой энергии. Повышение надежности и энергоэффективности	2019
5	Утепление участка тепловой сети от ТП-1 до ТП-2 магистраль	144-146	Dy =300 мм L = 411,3 м.	**11770**	Снижение потери тепловой энергии. Повышение надежности и энергоэффективности	2019

6	Утепление участка тепловой сети на дома по ул. Красноармейская 120к2, 120к1, 118	151	Dy =70 мм L = 10,6 м Dy =80 мм L = 109,3 м	**1106**	Снижение потери тепловой энергии. Повышение надежности и энергоэффективности	2019
7	Утепление участка тепловой сети в дома по ул. Курчатова 28,28а, Гарбачова 19		Dy =50 мм L = 43,8 м	**169**	Снижение потери тепловой энергии. Повышение надежности и энергоэффективности	
8	Утепление участка тепловой сети в дома по Гарбачова 13, Новая 7, Новая 3(ввод1)	188-189 191	Dy =50 мм L =12,1 м Dy =80 мм L =59,1 м	**416**	Снижение потери тепловой энергии. Повышение надежности и энергоэффективности	
9	Утепление участка тепловой сети на дома по ул. Горбачева11, 9, 7, 5 (1 ввод), 3,		Dy =50 мм L = 135,4 м	**522**	Снижение потери тепловой энергии. Повышение надежности и энергоэффективности	
	Тепловые сети котельной АО ААРЗ					
10	Утепление участка тепловой сети в в дома Гарнизон 11, 15, 10, 10-2 и 20а	285-290	Dy = 50 мм L = 54,7 м	**211**	Снижение потери тепловой энергии. Повышение надежности и энергоэффективности	
	ИТОГО			**15 997**		

Приложение № 4
к конкурсной документации

Потери и удельное потребление энергетических ресурсов на единицу объема полезного отпуска тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя, на единицу объема отпуска горячей воды в году, предшествующем первому году действия концессионного соглашения (по каждому виду используемого энергетического ресурса)

Номер строки	Наименование показателей	Единица измерения	фактические
			2019
1	2	3	4
	Централизованный системы теплоснабжения Арамильского го (всего в целом)		
	расположенной по адресу:		
1	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	166,51
2	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	17,552
3	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	12,851
4	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 1		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Светлый, д. 56		
5	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	173,62
6	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	1,514
7	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	1,0478
8	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной №2		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Арамиль, ул. Станционная, д. 12б		
9	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	177,35
10	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	1,729
11	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	1,019
12	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 11		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Арамиль, ул. Ломоносова, д. 4б		
13	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	162,05
14	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	0,239
15	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	0,111
16	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 5		
	расположенной по адресу: Свердловская обл., г. Арамиль, ул. Красноармейская, д. 118		
17	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	169,59
18	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	6,027
19	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	4,326
20	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 6		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. Лесная, д. 13а		
21	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	161,39
22	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	3,434
23	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	1,337
24	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 7		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. 1 Мира, д. 6а/2		
25	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	160,24
26	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	0,146
27	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	0,091
28	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 8		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. 1 Мая, д 79б/1		
29	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	160,75
30	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	2,179
31	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	2,512
32	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 10		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Арамиль, ул. Свердлова, д. 8		
33	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./Гкал	155,71
34	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	-
35	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	-
36	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной акционерного общества "Арамильский авиационный завод",		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. Гарнизон		
37	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-
38	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	1,626
39	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	1,776

Номер строки	Наименование показателей	Единица измерения	фактические
			2019
1	2	3	4
1	Централизованные системы горячего водоснабжения, расположенные на территории городского округа Арамильского городского округа (всего)		
2	Удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	Гкал/куб.м	0,88
3	Общее количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	тыс. Гкал/ год	14,301
4	Общий объем подогретой горячей воды, поданной в водопроводную сеть	тыс. куб.м/ год	162,58
5	Объем потерь воды в централизованных системах водоснабжения при ее транспортировке	тыс. куб.м/ год	1,694
6	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	7,451
7	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 1		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Светлый, д. 56		
8	Удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	Гкал/куб.м	0,089
9	Общее количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	тыс. Гкал/ год	1,137
10	Общий объем подогретой горячей воды, поданной в водопроводную сеть	тыс. куб.м/ год	12,785
11	Объем потерь воды в централизованных системах водоснабжения при ее транспортировке	тыс. куб.м/ год	0,31
12	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	1,107
13	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной №2		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Арамиль, ул. Станционная, д. 12б		
14	Удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	Гкал/куб.м	0,117
15	Общее количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	тыс. Гкал/ год	2,948
16	Общий объем подогретой горячей воды, поданной в водопроводную сеть	тыс. куб. м/ год	25,27
17	Объем потерь воды в централизованных системах водоснабжения при ее транспортировке	тыс. куб. м/ год	0,446
18	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	1,873
19	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной №11		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Арамиль, ул. Ломоносова, д. 4б		
20	Удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	Гкал/куб.м	0,0513
21	Общее количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	тыс. Гкал/ год	0,215
22	Общий объем подогретой горячей воды, поданной в водопроводную сеть	тыс. куб. м/ год	4,188
23	Объем потерь воды в централизованных системах водоснабжения при ее транспортировке	тыс. куб. м/ год	0,0223
24	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	0,12
25	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной №6		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. Лесная, д. 13а		
26	Удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	Гкал/куб.м	0,076
27	Общее количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	тыс. Гкал/ год	3,51
28	Общий объем подогретой горячей воды, поданной в водопроводную сеть	тыс. куб. м/ год	46,32
29	Объем потерь воды в централизованных системах водоснабжения при ее транспортировке	тыс. куб. м/ год	0,338
30	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	2,715
31	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной №7		
	расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. 1 Мира, д. 6а/2		
32	Удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	Гкал/куб.м	0,115
33	Общее количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	тыс. Гкал/	1,048

		год	
34	Общий объем подогретой горячей воды, поданной в водопроводную сеть	тыс. куб. м/ год	9,108
35	Объем потерь воды в централизованных системах водоснабжения при ее транспортировке	тыс. куб. м/ год	0,025
36	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	0,236
37	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной №8 расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. 1 Мая, д 79б/1		
38	Удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	Гкал/куб.м	0,089
39	Общее количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	тыс. Гкал/ год	5,107
40	Общий объем подогретой горячей воды, поданной в водопроводную сеть	тыс. куб. м/ год	57,106
41	Объем потерь воды в централизованных системах водоснабжения при ее транспортировке	тыс. куб. м/	0,527
		год	
42	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	0,924
43	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной акционерного общества "Арамильский авиационный завод", расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. Гарнизон		
44	Удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	Гкал/куб.м	0,043
45	Общее количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды	тыс. Гкал/ год	0,336
46	Общий объем подогретой горячей воды, поданной в водопроводную сеть	тыс. куб. м/ год	7,801
47	Объем потерь воды в централизованных системах водоснабжения при ее транспортировке	тыс. куб. м/ год	0,025
48	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	0,476

Приложение № 5
к конкурсной документации

Предельный (максимальный) рост необходимой валовой выручки концессионера от осуществления регулируемых видов деятельности, предусмотренной нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, в сфере горячего водоснабжения, по отношению к предыдущему году

Показатель	Един. измер.	2020 (переходный период)	2021 (1 год реализации)	2022 (2 год реализации)	2023 (3 год реализации)	2024 (4 год реализации)	2025 (5 год реализации)	2026 (6 год реализации)	2027 (7 год реализации)	2028 (8 год реализации)	2029 (9 год реализации)	2030 (10 год реализации)	2031 (11 год реализации)	2032 (12 год реализации)	2033 (13 год реализации)	2034 (14 год реализации)	2035 (15 год реализации)
Предельный (максимальный) рост необходимой валовой выручки концессионера	%		105,1%	105,4%	105,5%	105,5%	105,5%	105,5%	114,9%	105,5%	105,3%	105,2%	104,7%	104,0%	104,1%	103,4%	103,0%
Прогнозный объем необходимой валовой выручки	тыс. руб.	132 341,86	139 065,41	146 629,02	154 681,06	163 161,43	172 071,42	181 501,83	208 498,43	220 050,50	231 738,33	243 780,93	255 176,34	265 270,15	276 063,50	285 393,35	293 964,79

Приложение № 6
к конкурсной документации

Объем полезного отпуска тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя или объем отпуска горячей воды в году, предшествующему первому году действия Концессионного соглашения, прогноз объема полезного отпуска тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя, прогноз объема отпуска горячей воды на срок действия Концессионного соглашения

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019 (фактические)	2020 (переходный период)	2021 1 год РКС	2022 2 год РКС	2023 3 год РКС	2024 4 год РКС	2025 5 год РКС	2026 6 год РКС	2027 7 год РКС	2028 8 год РКС	2029 9 год РКС	2030 10 год РКС	2031 11 год РКС	2032 12 год РКС	2033 13 год РКС	2034 14 год РКС	2035 15 год РКС
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.	Объем полезного отпуска тепловой энергии в году, предшествующем первому году действия концессионного соглашения	тыс. Гкал	64,90																
2..	Прогноз объема полезного отпуска тепловой энергии на срок действия концессионного соглашения	тыс. Гкал		66,37	66,37	66,37	66,37	66,37	66,37	66,37	74,52	74,52	74,52	74,52	74,52	74,52	74,52	74,52	74,52
3	Объем полезного отпуска теплоносителя в году, предшествующем первому году действия концессионного соглашения	тыс. м3	168,90																
4.	Прогноз объема полезного отпуска теплоносителя на срок действия концессионного соглашения	тыс. м3		23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25

Приложение № 7
к конкурсной документации

Долгосрочные параметры
регулирования деятельности концессионера (долгосрочные параметры регулирования тарифов в сфере теплоснабжения, горячего водоснабжения, определенных в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере теплоснабжения, горячего водоснабжения), не являющиеся критериями конкурса

1. Динамика изменения расходов, связанных с поставками соответствующих товаров, услуг (индекс эффективности операционных расходов).
Устанавливается следующие значения динамики изменения расходов, связанных с поставками соответствующих товаров, услуг (индекс эффективности операционных расходов):

Производство тепловой энергии

Долгосрочный параметр, ед. изм.	Значения по годам срока действия Соглашения									
Динамика изменения расходов, связанных с поставками соответствующих товаров, услуг (индекс эффективности операционных расходов), %	2020/ переходный период	2021/ 1 год РКС	2022/ 2 год РКС	2023/ 3 год РКС	2024/ 4 год РКС	2025/ 5 год РКС	2026/ 6 год РКС	2027/ 7 год РКС	2028/ 8 год РКС	2029/ 9 год РКС
	–	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	2030/ 10 год РКС	2031/ 11 год РКС	2032/ 12 год РКС	2033/ 13 год РКС	2034/ 14 год РКС	2035/ 15 год РКС				
	1	1	1	1	1	1				

Передача тепловой энергии собственного производства

Долгосрочный параметр, ед. изм.	Значения по годам срока действия Соглашения									
Динамика изменения расходов, связанных с поставками соответствующих товаров, услуг (индекс эффективности операционных расходов), %	2020/ переходный период	2021/ 1 год РКС	2022/ 2 год РКС	2023/ 3 год РКС	2024/ 4 год РКС	2025/ 5 год РКС	2026/ 6 год РКС	2027/ 7 год РКС	2028/ 8 год РКС	2029/ 9 год РКС
	–	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	2030/ 10 год РКС	2031/ 11 год РКС	2032/ 12 год РКС	2033/ 13 год РКС	2034/ 14 год РКС	2035/ 15 год РКС				
	1	1	1	1	1	1				

Передача тепловой энергии, производимой акционерным обществом «Арамильский авиационный ремонтный завод», г. Арамиль

Долгосрочный параметр, ед. изм.	Значения по годам срока действия Соглашения									
Динамика изменения расходов, связанных с поставками соответствующих товаров, услуг (индекс эффективности операционных расходов), %	2020/ переходный период	2021/ 1 год РКС	2022/ 2 год РКС	2023/ 3 год РКС	2024/ 4 год РКС	2025/ 5 год РКС	2026/ 6 год РКС	2027/ 7 год РКС	2028/ 8 год РКС	2029/ 9 год РКС
	–	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	2030/ 10 год РКС	2031/ 11 год РКС	2032/ 12 год РКС	2033/ 13 год РКС	2034/ 14 год РКС	2035/ 15 год РКС				
	1	1	1	1	1	1				

Теплоноситель

Долгосрочный параметр, ед. изм.	Значения по годам срока действия Соглашения

Динамика изменения расходов, связанных с поставками соответствующих товаров, услуг (индекс эффективности операционных расходов), %	2020/ переходный период	2021/ 1 год РКС	2022/ 2 год РКС	2023/ 3 год РКС	2024/ 4 год РКС	2025/ 5 год РКС	2026/ 6 год РКС	2027/ 7 год РКС	2028/ 8 год РКС	2029/ 9 год РКС
	–	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	2030/ 10 год РКС	2031/ 11 год РКС	2032/ 12 год РКС	2033/ 13 год РКС	2034/ 14 год РКС	2035/ 15 год РКС				
	1	1	1	1	1	1				

Приложение № 8
к конкурсной документации

Сведения о ценах, величинах, значениях и параметрах, используемых для расчета дисконтированной выручки участника конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении Объекта Соглашения – в сфере теплоснабжения (производство и передача тепловой энергии)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 – 2035 годы
	Цены на энергетические ресурсы в году, предшествующем первому году действия концессионного соглашения (без НДС):					
1.1.	Топливо:					
	Газ природный	руб./тыс. м3	4 562,58			
	Уголь	руб./т.				
	Электрическая энергия					
	на производство	руб./кВт*ч	5,37			
	на передачу	руб./кВт*ч	5,37			
	Холодная вода					
	на производство	руб./м3	27,62			
	на передачу	руб./м3	27,62			
	Прогноз цен на энергетические ресурсы на срок действия концессионного соглашения:					
	Топливо:					
	Газ природный	%	103,000	103,000	103,000	103,000
	Уголь	%				
	Электрическая энергия	%	105,600	102,900	102,900	102,900
	Холодная вода	%	103,600	103,900	104,000	104,000
	Удельное потребление энергетических ресурсов на единицу объема полезного отпуска тепловой энергии в году, предшествующем первому году действия концессионного соглашения (по каждому используемому энергетическому ресурсу)					
	Топливо**:					
	Газ природный	кгу.т./Гкал	161,913			
	Уголь	кгу.т./Гкал				
	Электрическая энергия					
	на производство тепловой энергии	кВт*ч/Гкал	35,029			
	на передачу тепловой энергии	кВт*ч/Гкал	0,028			
	Холодная вода					
	на производство тепловой энергии	м3/Гкал	0,113			
	на передачу тепловой энергии	м3/Гкал	0,084			
	Величина неподконтрольных расходов, определенная в соответствии с Основами ценообразования в сфере теплоснабжения, за исключением расходов на энергетические ресурсы, арендной платы и налога на прибыль	тыс. руб.				
4.1	На производство	тыс. руб.	13 467,834			
4.2	На передачу	тыс. руб.	328,830			

** удельный расход на единицу отпуска тепловой энергии с коллекторов.

Сведения о ценах, величинах, значениях и параметрах, используемых для расчета дисконтированной выручки участника конкурса на право заключения концессионного соглашения в отношении Объекта Соглашения – в сфере водоснабжения (горячее водоснабжение)

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2035
1.	Цены на энергетические ресурсы в году, предшествующем первому году срока действия концессионного соглашения:							
1.1.	Тепловая энергия	руб./Гкал	1543,05					
1.2.	Холодная вода	руб./м3	19,71					
2.	Прогноз цен на энергетические ресурсы на срок действия концессионного соглашения:							
2.1.	Тепловая энергия	%		104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
2.2.	Холодная вода	%		103,6	103,9	104,0	104,0	104,0
3.	Удельное потребление энергетических ресурсов на единицу объема горячей воды в году, предшествующем первому году действия концессионного соглашения (по каждому используемому энергетическому ресурсу):							
3.1.	Тепловая энергия	Гкал/м3	0,0507	-	-	-	-	-
3.2.	Холодная вода	м3/м3	1,0	-	-	-	-	-
4.	Величина неподконтрольных расходов за исключением расходов на энергетические ресурсы, концессионной платы и налога на прибыль организации	тыс. руб.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

№ п/п	Наименование критериев открытого конкурса	max/ min	Предельные максимальные и минильные (max/min) значения критериев конкурса по годам реализации концессионного соглашения (далее - РКС)															
			2020 переходный период РКС	2021 1 год РКС	2022 2 год РКС	2023 3 год РКС	2024 4 год РКС	2025 5 год РКС	2026 6 год РКС	2027 7 год РКС	2028 8 год РКС	2029 9 год РКС	2030 10 год РКС	2031 11 год РКС	2032 12 год РКС	2033 13 год РКС	2034 14 год РКС	2035 15 год РКС
1	Предельный размер расходов на создание и (или) реконструкцию объекта концессионного соглашения, которые предполагается осуществить концессионером, без учета расходов, источником финансирования которых является плата за подключение (технологическое присоединение), на весь срок действия концессионного соглашения, тыс. руб. с НДС	max	449 709,232															
2	Долгосрочные параметры регулирования деятельности концессионера:																	
2.1.	Базовый уровень операционных расходов в год, тыс. руб.	max	36 794,007															
2.1.1.	Производство тепловой энергии	max	31 367,719															
2.1.2.	Передача тепловой энергии собственного производства		2 937,873															
2.1.3.	Передача тепловой энергии, производимой акционерным обществом «Арамильский авиационный ремонтный завод», г. Арамиль		1 474,415															
2.1.4.	Теплоноситель	max	1 014,000															
2.2.	Показатели энергосбережения и энергетической эффективности на каждый год срока действия концессионного соглашения:	max																
2.2.1.	Удельный расход топлива кг.у.т./Гкал																	
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 1 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, п. Светлый, д. 56		173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62									
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 2 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, пос. Арамиль, ул.Станционная, д.126, д. 56		177,35	177,35	177,35	177,35	177,35	177,35	177,35	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 11 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, п. Арамиль, ул. Ломоносова, д. 4-Б		162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05

	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 5,расположенного по адресу: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118		169,59	169,59	169,59	169,59	169,59												
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 5,расположенного по адресу: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118							169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59
	Централизованная система теплоснабжения от от газовой котельной № 6 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Лесная, 13а		161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной,№7 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Мира, 6, А/2		160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 8 и сети горячего водоснабжения,расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. 1 Мая, д. 79-Б/1		160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 10, расположенного по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, п. Арамиль, ул. Свердлова, д. 8		155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной общества с ограниченной ответственностью «Монди», расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. Клубная, д. 25 с переводом на новую газовую котельную, строящуюся по адресу:624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. Садовая, д. 10				160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной акционерного общества «Арамильский авиационный ремонтный завод» и сети горячего водоснабжения с переводом на новую газовую котельную, строящуюся по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Гарнизон							165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00
2.2.2.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям тыс. Гкал/год год																		
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 1 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, п. Светлый, д. 56		1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514										
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 2 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, пос. Арамиль, ул.Станционная, д.12б, д. 56		1,729	1,729	1,729	1,729	1,729	1,729	1,729	3,243	3,243	3,243	3,243	3,243	3,243	3,243	3,243	3,243	3,243
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 11 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, п. Арамиль, ул. Ломоносова, д. 4-Б		0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 5,расположенного по адресу: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118		6,027	6,027	6,027	6,027	6,027												
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 5,расположенного по адресу: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. Красноармейская, 118							6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027
	Централизованная система теплоснабжения от от газовой котельной № 6 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Лесная, 13а		3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной,№7 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Мира, 6, А/2		0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 8 и сети горячего водоснабжения,расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. 1 Мая, д. 79-Б/1		2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 10, расположенного по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, п. Арамиль, ул. Свердлова, д. 8																		
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной общества с ограниченной ответственностью «Монди», расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. Клубная, д. 25 с переводом на новую газовую котельную, строящуюся по адресу:624000, Свердловская область, г. Арамиль, ул. Садовая, д. 10		0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной акционерного общества «Арамильский авиационный ремонтный завод» и сети горячего водоснабжения с переводом на новую газовую котельную, строящуюся по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Гарнизон		1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626
2.2.3.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям в централизованний системе горячего водоснабжения тыс. Гкал/год																		
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 1 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, п. Светлый, д. 56		1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107										
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 2 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, пос. Арамиль, ул.Станционная, д.12б, д. 56		1,873	1,873	1,873	1,873	1,873	1,873	1,873	2,980	2,980	2,980	2,980	2,980	2,980	2,980	2,980	2,980	2,980
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 11 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, п. Арамиль, ул. Ломоносова, д. 4-Б		0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120
	Централизованная система теплоснабжения от от газовой котельной № 6 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Лесная, 13а		2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной,№7 и сети горячего водоснабжения, расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Мира, 6, А/2		0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236
	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 8 и сети горячего водоснабжения,расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. 1 Мая, д. 79-Б/1		0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924

	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной акционерного общества «Арамильский авиационный ремонтный завод» и сети горячего водоснабжения с переводом на новую газовую котельную, строящуюся по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Гарнизон		0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476
2.2.4.	Удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды Гкал/куб.м																	
	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 1 , расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, п. Светлый, д. 56		0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089									
	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 2 , расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, пос. Арамиль, ул.Станционная, д.12б, д. 56		0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107
	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 11 , расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, п. Арамиль, ул. Ломоносова, д. 4-Б		0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513	0,0513
	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 6 , расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Лесная, 13а		0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной,№7 , расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Мира, 6, А/2		0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 8 ,расположенной по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. 1 Мая, д. 79-Б/1		0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной акционерного общества «Арамильский авиационный ремонтный завод» с переводом на новую газовую котельную, строящуюся по адресу: 624000, Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. Гарнизон		0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
2.3.	Нормативный уровень прибыли, %	max																
2.3.1.	Производство тепловой энергии	max	-	-	2,30%	5,05%	6,55%	7,75%	8,95%	14,30%	16,80%	19,00%	21,00%	22,50%	23,50%	24,50%	25,00%	25,00%
2.3.2.	Передача тепловой энергии собственного производства	max	-	-	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
2.3.3.	Передача тепловой энергии, производимой акционерным обществом «Арамильский авиационный ремонтный завод», г. Арамиль	max	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3.4.	Теплоноситель	max			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3.	Плановые значения показателей деятельности концессионера:																	
3.1.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей ед./км	max	0,737	0,737	0,737	0,737	0,737	0,737	0,737	0,737	0,713	0,699	0,668	0,668	0,637	0,637	0,605	0,605
3.2.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды %	max	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
3.3.	Количество перерывов в подаче воды, зафиксированных в местах исполнения обязательств организацией, осуществляющей горячее водоснабжение, по подаче горячей воды, возникших в результате аварий, повреждений и иных технологических нарушений на объектах централизованной системы горячего водоснабжения, в расчете на протяженность водопроводной сети	max	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
4.	Плата Концедента, тыс. руб. с НДС	max	0,000	0,000	59 961,230	59 961,230	59 961,230	59 961,230	59 961,230	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Приложение № 10
к конкурсной документации

Минимально допустимые плановые значения показателей деятельности Концессионера

Объекты централизованных систем теплоснабжения

Номер строки	Наименование показателей	Значения показателей по годам																	
		Единица измерения	2019 (фактические)	2020 (переходный период)	2021 1 год РКС	2022 2 год РКС	2023 3 год РКС	2024 4 год РКС	2025 5 год РКС	2026 6 год РКС	2027 7 год РКС	2028 8 год РКС	2029 9 год РКС	2030 10 год РКС	2031 11 год РКС	2032 12 год РКС	2033 13 год РКС	2034 14 год РКС	2035 15 год РКС
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.	Централизованные системы теплоснабжения Арамильского городского округа																		
2.	Показатели надежности																		
3.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей	ед./км	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476
4.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/час	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,240	0,240	0,203	0,203	0,203	0,203	0,203	0,203	0,203	0,203	0,203
5.	Показатели энергетической эффективности																		
6.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51	166,51
7.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552	17,552
8.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб.м/ год	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851	12,851
9.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725	2,725
10.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99
11.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 1, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Светлый, д. 56																		
12.	Показатели надежности																		
13.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей	ед./км	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	–	–	–	–	–	–	–	–	–
14.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	–	–	–	–	–	–	–	–	–
15.	Показатели энергетической эффективности																		
16.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	–	–	–	–	–	–	–	–	–
17.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	–	–	–	–	–	–	–	–	–

18.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	1,0478	1,0478	1,0478	1,0478	1,0478	1,0478	1,0478	1,0478	–	–	–	–	–	–	–	–	–
19.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	–	–	–	–	–	–	–	–	–
20.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	1,928	1,928	1,928	1,928	1,928	1,928	1,928	1,928	–	–	–	–	–	–	–	–	–
21.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 2, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Арамиль, ул. Станционная, д. 12б																		
22.	Показатели надежности																		
23.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
24.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25.	Показатели энергетической эффективности																		
26.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	177,35	177,35	177,35	177,35	177,35	177,35	177,35	177,35	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62	173,62
27.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	1,729	1,729	1,729	1,729	1,729	1,729	1,729	1,729	3,243	3,243	3,243	3,243	3,243	3,243	3,243	3,243	3,243
28.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб.м/ год	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	2,067	2,067	2,067	2,067	2,067	2,067	2,067	2,067	2,067
29.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	3,235	3,235	3,235	3,235	3,235	3,235	3,235	3,235	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01
30.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92
31.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 11, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Арамиль, ул. Ломоносова, д. 4б																		
32.	Показатели надежности																		
33.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522	1,522
34.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35.	Показатели энергетической эффективности																		
36.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05
37.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239
38.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
39.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217	2,217
40.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033	1,033
41.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 5, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., г. Арамиль, ул. Красноармейская, д. 118																		
42.	Показатели надежности																		
43.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
44.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
45.	Показатели энергетической эффективности																		
46.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
47.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
48.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	4,326	4,326	4,326	4,326	4,326	4,326	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
49.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	3,038	3,038	3,038	3,038	3,038	3,038	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
50.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
51.	Централизованная система теплоснабжения от проектируемой газовой котельной, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., г. Арамиль, ул. Красноармейская																		
52.	Показатели надежности																		
53.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	–	–	–	–	–	–	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
54.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/час	–	–	–	–	–	–	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
55.	Показатели энергетической эффективности																		
56.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	–	–	–	–	–	–	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59	169,59
57.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	–	–	–	–	–	–	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027	6,027
58.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	–	–	–	–	–	–	4,326	4,326	4,326	4,326	4,326	4,326	4,326	4,326	4,326	4,326	4,326
59.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	–	–	–	–	–	–	3,038	3,038	3,038	3,038	3,038	3,038	3,038	3,038	3,038	3,038	3,038
60.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	–	–	–	–	–	–	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
61.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной,№6, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. Лесная, д. 13а																		
62.	Показатели надежности																		
63.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
64.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
65.	Показатели энергетической эффективности																		

66.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39	161,39
67.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434	3,434
68.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337
69.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
70.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
71.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 7, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. 1 Мира, д. 6а/2																		
72.	Показатели надежности																		
73.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
74.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/ час установленной мощности	ед./ Гкал/час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
75.	Показатели энергетической эффективности																		
76.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24
77.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146
78.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
79.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99
80.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
81.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 8, расположенного по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. 1 Мая, д 79б/1																		
82.	Показатели надежности																		
83.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
84.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/ час установленной мощности	ед./ Гкал/час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
85.	Показатели энергетической эффективности																		
86.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75	160,75
87.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179
88.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512
89.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747
90.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
91.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной № 10, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Арамиль, ул. Свердлова, д. 8																		
92.	Показатели надежности																		
93.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
94.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/ час установленной мощности	ед./ Гкал/час	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
95.	Показатели энергетической эффективности																		
96.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71	155,71
97.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
98.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
99.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
100.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
101.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной общества с ограниченной ответственностью «Монди», расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., г. Арамиль, ул. Клубная, д. 25																		
102.	Показатели надежности																		
103.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	0,84	0,84	0,84	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
104.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/ час установленной мощности	ед./ Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
105.	Показатели энергетической эффективности																		
106.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
107.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	0,656	0,656	0,656	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
108.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	0,63	0,63	0,63	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
109.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	1,844	1,844	1,844	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
110.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	1,77	1,77	1,77	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
111.	Централизованная система теплоснабжения от проектируемой газовой котельной, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., г. Арамиль, ул. Садовая, д.10 624000, Свердловская обл., г. Арамиль, ул. Клубная, д. 25																		
112.	Показатели надежности																		

113.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	–	–	–	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
114.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/час	–	–	–	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
115.	Показатели энергетической эффективности																		
116.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	–	–	–	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
117.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	–	–	–	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656	0,656
118.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	–	–	–	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
119.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	–	–	–	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844
120.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	–	–	–	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
121.	Централизованная система теплоснабжения от газовой котельной акционерного общества «Арамильский авиационный ремонтный завод», расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. Гарнизон																		
122.	Показатели надежности																		
123.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
124.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
125.	Показатели энергетической эффективности																		
126.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
127.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
128.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	1,776	1,776	1,776	1,776	1,776	1,776	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
129.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
130.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	2,253	2,253	2,253	2,253	2,253	2,253	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
131.	Централизованная система теплоснабжения от проектируемой газовой котельной, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. Гарнизон																		
132.	Показатели надежности																		
133.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых сетей	ед./км	–	–	–	–	–	–	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
134.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/час	–	–	–	–	–	–	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
135.	Показатели энергетической эффективности																		
136.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	–	–	–	–	–	–	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0
137.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс. Гкал/ год	–	–	–	–	–	–	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626
138.	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым и паровым сетям	тыс.куб. м/ год	–	–	–	–	–	–	1,776	1,776	1,776	1,776	1,776	1,776	1,776	1,776	1,776	1,776	1,776
139.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/ кв. м	–	–	–	–	–	–	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
140.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	–	–	–	–	–	–	2,253	2,253	2,253	2,253	2,253	2,253	2,253	2,253	2,253	2,253	2,253

Объекты централизованных систем горячего водоснабжения закрытого типа

Номер строки	Наименование показателей	Значения показателей по годам																	
		Единица измерения	2019 (фактические)	2020 (переходный период)	2021 1 год РКС	2022 2 год РКС	2023 3 год РКС	2024 4 год РКС	2025 5 год РКС	2026 6 год РКС	2027 7 год РКС	2028 8 год РКС	2029 9 год РКС	2030 10 год РКС	2031 11 год РКС	2032 12 год РКС	2033 13 год РКС	2034 14 год РКС	2035 15 год РКС
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.	Централизованные системы горячего водоснабжения, расположенные на территории Арамильского городского округа																		
2.	Показатели надежности																		
3.	Количество перерывов в подаче горячей воды, возникших в результате аварий, повреждений и иных технологических нарушений на объектах централизованной системы горячего водоснабжения, в расчёте на протяжённость сети горячего водоснабжения в год	ед./км	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419
4.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/ час	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
5.	Показатели качества горячей воды																		
6.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
7.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
8.	Показатели энергетической эффективности																		
9.	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
10.	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451	7,451
11.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/ год)/ кв. м	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511	5,511
12.	Отношение технологических потерь при передаче (транспортировке), горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253	1,253
13.	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 1, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Светлый, д. 56																		
14.	Показатели надежности																		
15.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей	ед./км	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	–	–	–	–	–	–	–	–	–

16.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/ час	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
17.	Показатели качества горячей воды																		
18.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	–	–	–	–	–	–	–	–	–
19.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	–	–	–	–	–	–	–	–	–
20.	Показатели энергетической эффективности																		
21.	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	1,107	–	–	–	–	–	–	–	–	–
22.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/ год)/ кв. м	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	–	–	–	–	–	–	–	–	–
23.	Отношение технологических потерь при передаче (транспортировке), горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44	–	–	–	–	–	–	–	–	–
24.	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 2, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Арамиль, ул. Станционная, д.12б																		
25.	Показатели надежности																		
26.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей	ед./км	0	0	0	0	0	0	0	0	0,299	0,299	0,299	0,299	0,299	0,299	0,299	0,299	0,299
27.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/ час	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
28.	Показатели качества горячей воды																		
29.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
30.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
31.	Показатели энергетической эффективности																		
32.	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	1,873	1,873	1,873	1,873	1,873	1,873	1,873	1,873	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
33.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/ год)/ кв. м	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71
34.	Отношение технологических потерь при передаче (транспортировке), горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
35.	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 11, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, пос. Арамиль, ул. Ломоносова, д. 4б																		
36.	Показатели надежности																		
37.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей	ед./км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/ час	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
39.	Показатели качества горячей воды																		
40.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
41.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
42.	Показатели энергетической эффективности																		
43.	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120
44.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/ год)/ кв. м	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
45.	Отношение технологических потерь при передаче (транспортировке), горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653	0,653
46.	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 6, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. Лесная, д. 13а																		
47.	Показатели надежности																		
48.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей	ед./км	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
49.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/ час	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
50.	Показатели качества горячей воды																		
51.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
52.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
53.	Показатели энергетической эффективности																		
54.	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715
55.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/ год)/ кв. м	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06
56.	Отношение технологических потерь при передаче (транспортировке), горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/ год)/ кв. м	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002
57.	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 7, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. Мира, д. 6а/2																		
58.	Показатели надежности																		
59.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей	ед./км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./ Гкал/ час	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
61.	Показатели качества горячей воды																		
62.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
63.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
64.	Показатели энергетической эффективности																		
65.	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236
66.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/ год)/ кв. м	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74

67.	Отношение технологических потерь при передаче (транспортировке), горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/год)/кв. м	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
68.	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной № 8, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. 1 Мая, д. 79б/1																		
69.	Показатели надежности																		
70.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей	ед./км	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
71.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
72.	Показатели качества горячей воды																		
73.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
74.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
75.	Показатели энергетической эффективности																		
76.	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924	0,924
77.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/кв. м	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686
78.	Отношение технологических потерь при передаче (транспортировке), горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/год)/кв. м	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532	1,532
79.	Централизованная система горячего водоснабжения от газовой котельной акционерного общества «Арамильский авиационный ремонтный завод», расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. Гарнизон																		
80.	Показатели надежности																		
81.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей	ед./км	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
82.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
83.	Показатели качества горячей воды																		
84.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
85.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
86.	Показатели энергетической эффективности																		
87.	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
88.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/кв. м	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
89.	Отношение технологических потерь при передаче (транспортировке), горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/год)/кв. м	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
90.	Централизованная система горячего водоснабжения от проектируемой газовой котельной, расположенной по адресу: 624000, Свердловская обл., Сысертский р-н, г. Арамиль, ул. Гарнизон																		
91.	Показатели надежности																		
92.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых и паровых сетях на 1 км тепловых и паровых сетей	ед./км	–	–	–	–	–	–	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
93.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед./Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
94.	Показатели качества горячей воды																		
95.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	–	–	–	–	–	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
96.	Доля проб горячей воды в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объёме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	%	–	–	–	–	–	–	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
97.	Показатели энергетической эффективности																		
98.	Величина технологических потерь при передаче (транспортировке) горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения	тыс. Гкал/ год	–	–	–	–	–	–	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476
99.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	(Гкал/год)/кв. м	–	–	–	–	–	–	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10
100.	Отношение технологических потерь при передаче (транспортировке), горячей воды в централизованных системах горячего водоснабжения к материальной характеристике тепловой сети	(куб. м/год)/кв. м	–	–	–	–	–	–	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323

1050 7018

ИНН 6685012118--
КПП 668501001 Стр. 001

Форма по КНД 0710099

Бухгалтерская (финансовая) отчетность

Номер корректировки 0-- Отчетный период (код) 34 Отчетный год 2017

МУНИЦИПАЛЬНОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "АРАМИЛЬ-ТЕПЛО"

(наименование организации)

Дата утверждения отчетности __.__.____

Код вида экономической деятельности по классификатору ОКВЭД 40.3.__

Код по ОКПО 12307399

Форма собственности (по ОКФС) 14

Организационно-правовая форма (по ОКОПФ) 42---

Единица измерения: (тыс. руб. / млн. руб. - код по ОКЕИ) 384

На 12 страницах с приложением документов или их копий на ___ листах

Достоверность и полноту сведений, указанных в настоящем документе, подтверждаю:

2 1 – руководитель
2 – уполномоченный представитель

Шаршунова
Инга
Митрофановна

(фамилия, имя, отчество* руководителя (уполномоченного представителя) полностью)

Подпись _____ Дата 20.03.2018
МП**

Наименование документа, подтверждающего полномочия представителя

ДОВЕРЕННОСТЬ

Документ подписан электронной подписью и отправлен через АО «ПФ «СКБ Контур» 20.03.2018 в 07:37

Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e»
* Шаршунова Инга Митрофановна
** Сертификат: b10930bfe701e4e3ad013a5d4bb3ac51397c6ad1

Заполняется работником налогового органа

Сведения о представлении документа

Данный документ представлен (код) __

на ___ страницах

в составе (отметить знаком V)

0710001		0710002	
0710003		0710004	
0710005		0710006	

с приложением документов или их копий на ___ листах

Дата представления документа __.__.____

Зарегистрирован за № _____

Принято 21.03.2018 в 05:15

6685 Межрайонная ИФНС России №31 по Свердловской области
Трофимова Ольга Фаатовна
Сертификат: ee7738d76f827eddef144cfacdb75257b23e23f8
Фамилия, И. О.* Подпись

1050 7032

ИНН 6685012118--
КПП 668501001 Стр. 003

Форма по ОКУД 0710001

Бухгалтерский баланс

АКТИВ

Пояснения[1]	Наименование показателя	Код строки	На отчетную дату отчетного периода	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5	6
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
-	Нематериальные активы	1110	-	-	-
-	Результаты исследований и разработок	1120	-	-	-
-	Нематериальные поисковые активы	1130	-	-	-
-	Материальные поисковые активы	1140	-	-	-
-	Основные средства	1150	77050	81485	89534
-	Доходные вложения в материальные ценности	1160	-	-	-
-	Финансовые вложения	1170	-	-	-
-	Отложенные налоговые активы	1180	-	-	-
-	Прочие внеоборотные активы	1190	-	-	-
-	Итого по разделу I	1100	77050	81485	89534
	II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
-	Запасы	1210	4209	2102	1770
-	Налог на добавленную стоимость по приобретённым ценностям	1220	96	13	-
-	Дебиторская задолженность	1230	55355	67764	54522
-	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	-	-	-
-	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	-	-	-
-	Прочие оборотные активы	1260	29	24	21
-	Итого по разделу II	1200	59689	69903	56314
-	**БАЛАНС**	1600	136739	151388	145848

Принято 21.03.2018 в 05:15
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e

1050 7025

ИНН 6685012118--
КПП 668501001 Стр. 002

Местонахождение (адрес)

Почтовый индекс 624000

Субъект Российской Федерации (код) 66

Район Сысертский р-н

Город Арамиль г

Населенный пункт (село, поселок и т.п.)

Улица (проспект, переулок и т.п.) 1 Мая ул

Номер дома (владения) 79

Номер корпуса (строения)

Номер офиса

Принято 21.03.2018 в 05:15
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e

1050 7049

ИНН 6685012118--
КПП 668501001 Стр. 004

ПАССИВ

Пояснения[1]	Наименование показателя	Код строки	На отчетную дату отчетного периода	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5	6
	III КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
-	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	10000	10000	10000
-	Собственные акции, выкупленные у акционеров[2]	1320	(-)	(-)	(-)
-	Переоценка внеоборотных активов	1340	-	-	-
-	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	-	-	-
-	Резервный капитал	1360	-	-	-
-	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	(18886)	15730	40738
-	Итого по разделу III	1300	(8886)	25730	50738
	III ЦЕЛЕВОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ[3]				
-	Паевой фонд	1310	-	-	-
-	Целевой капитал	1320	-	-	-
-	Целевые средства	1350	-	-	-
-	Фонд недвижимого и особо ценного движимого имущества	1360	-	-	-
-	Резервный и иные целевые фонды	1370	-	-	-
-	Итого по разделу III	1300	-	-	-
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
-	Заемные средства	1410	-	-	-
-	Отложенные налоговые обязательства	1420	-	-	-
-	Оценочные обязательства	1430	-	-	-
-	Прочие обязательства	1450	-	-	-
-	Итого по разделу IV	1400	-	-	-

Принято 21.03.2018 в 05:15
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e

1050 7056 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 005

Пояснения[1]	Наименование показателя	Код строки	На отчетную дату отчетного периода	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5	6
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
-	Заемные средства	1510	2986	2986	2986
-	Кредиторская задолженность	1520	142639	122671	92123
-	Доходы будущих периодов	1530	-	-	-
-	Оценочные обязательства	1540	-	-	-
-	Прочие обязательства	1550	-	-	-
-	Итого по разделу V	1500	145625	125657	95109
-	**БАЛАНС**	1700	136739	151388	145848

Примечания
1 Указывается номер соответствующего пояснения к бухгалтерскому балансу и отчету о финансовых результатах.
2 Здесь и в других формах отчетов вычитаемый или отрицательный показатель показывается в круглых скобках.
3 Заполняется некоммерческими организациями

Принято 21.03.2018 в 05:15
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e

1050 7100 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 006

Отчет о финансовых результатах — **Форма по ОКУД 0710002**

Пояснения[1]	Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4	5
-	Выручка [2]	2110	105054	96831
-	Себестоимость продаж	2120	(116863)	(111571)
-	Валовая прибыль (убыток)	2100	(11809)	(14740)
-	Коммерческие расходы	2210	(-)	(-)
-	Управленческие расходы	2220	(-)	(-)
-	Прибыль (убыток) от продаж	2200	(11809)	(14740)
-	Доходы от участия в других организациях	2310	-	-
-	Проценты к получению	2320	-	-
-	Проценты к уплате	2330	(-)	(-)
-	Прочие доходы	2340	38448	3067
-	Прочие расходы	2350	(66552)	(9716)
-	**Прибыль (убыток) до налогообложения**	2300	(39913)	(21389)
-	Текущий налог на прибыль	2410	(-)	(-)
-	в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	-	-
-	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	-	-
-	Изменение отложенных налоговых активов	2450	-	-
-	Прочее	2460	(46)	(806)
-	**Чистая прибыль (убыток)**	2400	(39959)	(22195)
-	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	-	-
-	Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	-	-
-	Совокупный финансовый результат периода[3]	2500	(39959)	(22195)
	СПРАВОЧНО			
-	Базовая прибыль (убыток) на акцию	2900	-	-
-	Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2910	-	-

Примечания
1 Указывается номер соответствующего пояснения к бухгалтерскому балансу и отчету о финансовых результатах.
2 Выручка отражается за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов.
3 Совокупный финансовый результат периода определяется как сумма строк «Чистая прибыль (убыток)», «Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода» и «Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода»

Принято 21.03.2018 в 05:15
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e

1050 7131 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 007

Отчет об изменениях капитала — **Форма по ОКУД 0710003**

1. Движение капитала

Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Резервный капитал	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	Итого
1	2	3	4	5	6
Величина капитала на 31 декабря года, предшествующего предыдущему (3100)					
10000	(-)	-	-	40738	50738
(ПРЕДЫДУЩИЙ ГОД)					
Увеличение капитала – всего: (3210)					
-	-	-	-	-	-
в том числе: чистая прибыль (3211)				-	-
переоценка имущества (3212)		-		-	-
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала (3213)		-		-	-
дополнительный выпуск акций (3214)					
-	-	-			-
увеличение номинальной стоимости акций (3215)					
-	-	-		-	
реорганизация юридического лица (3216)					
-	-	-	-	-	-
Уменьшение капитала – всего: (3220)					
(0)	-	(-)	(-)	(24465)	(24465)
в том числе: убыток (3221)				(24465)	(24465)
переоценка имущества (3222)		(-)		(-)	(-)
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала (3223)		(-)		(-)	(-)
уменьшение номинальной стоимости акций (3224)					
(-)	-	-		-	(-)
уменьшение количества акций (3225)					
(-)	-	-		-	(-)
реорганизация юридического лица (3226)					
-	-	-	-	-	(-)
дивиденды (3227)				(-)	(-)
Изменение добавочного капитала (3230)		-	-	-	
Изменение резервного капитала (3240)			-	-	

Принято 21.03.2018 в 05:15
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e

1050 7148 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 008

Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Резервный капитал	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	Итого
1	2	3	4	5	6
Величина капитала на 31 декабря предыдущего года (3200)					
10000	(-)	-	-	15766	25766
(ОТЧЕТНЫЙ ГОД)					
Увеличение капитала – всего: (3310)					
-	-	-	-	-	-
в том числе: чистая прибыль (3311)				-	-
переоценка имущества (3312)		-		-	-
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала (3313)		-		-	-
дополнительный выпуск акций (3314)					
-	-	-			-
увеличение номинальной стоимости акций (3315)					
-	-	-		-	
реорганизация юридического лица (3316)					
-	-	-	-	-	-
Уменьшение капитала – всего: (3320)					
(0)	-	(-)	(-)	(39883)	(39883)
в том числе: убыток (3321)				(39883)	(39883)
переоценка имущества (3322)		(-)		(-)	(-)
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала (3323)		(-)		(-)	(-)
уменьшение номинальной стоимости акций (3324)					
(-)	-	-		-	(-)
уменьшение количества акций (3325)					
(-)	-	-		-	(-)
реорганизация юридического лица (3326)					
-	-	-	-	-	(-)
дивиденды (3327)				(-)	(-)
Изменение добавочного капитала (3330)		-	-	-	
Изменение резервного капитала (3340)			-	-	
Величина капитала на 31 декабря отчетного года (3300)					
10000	(-)	-	-	(18886)	(8886)

Принято 21.03.2018 в 05:15
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e

1050 7155 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 009

2. Корректировка в связи с изменением учетной политики и исправлением ошибок

Наименование показателя	Код строки	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему	Изменение капитала за предыдущий год: за счет чистой прибыли (убытка)	Изменение капитала за предыдущий год: за счет иных факторов	На 31 декабря предыдущего года
1	2	3	4	5	6
Капитал – всего:					
до корректировок	3400	50738	(24465)	(507)	25766
корректировка в связи с: изменением учетной политики	3410	-	-	-	-
исправлением ошибок	3420	-	-	-	-
после корректировок	3500	50738	(24465)	(507)	25766
в том числе:					
нераспределенная прибыль (непокрытый убыток):					
до корректировок	3401	40738	(24465)	(507)	15766
корректировка в связи с: изменением учетной политики	3411	-	-	-	-
исправлением ошибок	3421	-	-	-	-
после корректировок	3501	40738	(24465)	(507)	15766
по другим статьям капитала:					
до корректировок	3402	-	-	-	-
корректировка в связи с: изменением учетной политики	3412	-	-	-	-
исправлением ошибок	3422	-	-	-	-
после корректировок	3502	-	-	-	-

3. Чистые активы

Наименование показателя	Код строки	На 31 декабря отчетного года	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5
Чистые активы	3600	(10586)	24030	49038

Принято 21.03.2018 в 05:15
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e

1050 7179 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 010

Отчет о движении денежных средств

Форма по ОКУД 0710004

Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4
Денежные потоки от текущих операций			
Поступления – всего	4110	7901	7875
в том числе: от продажи продукции, товаров, работ и услуг	4111	6781	7748
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112	-	-
от перепродажи финансовых вложений	4113	-	-
прочие поступления	4119	1120	127
Платежи – всего	4120	(0)	(2680)
в том числе: поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	4121	(-)	(-)
в связи с оплатой труда работников	4122	(0)	(2680)
процентов по долговым обязательствам	4123	(-)	(-)
налог на прибыль	4124	(-)	(-)
прочие платежи	4129	(-)	(-)
Сальдо денежных потоков от текущих операций	4100	7901	5195
Денежные потоки от инвестиционных операций			
Поступления – всего	4210	-	-
в том числе: от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4211	-	-
от продажи акций других организаций (долей участия)	4212	-	-
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4213	-	-
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4214	-	-
прочие поступления	4219	-	-
Платежи – всего	4220	(-)	(-)
в том числе: в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	4221	(-)	(-)
в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)	4222	(-)	(-)
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам	4223	(-)	(-)
процентов по долговым обязательствам, включаемым в стоимость инвестиционного актива	4224	(-)	(-)
прочие платежи	4229	(-)	(-)
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	-	-

Принято 21.03.2018 в 05:15
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e

1050 7186 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 011

Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4
Денежные потоки от финансовых операций			
Поступления – всего	4310	-	-
в том числе: получение кредитов и займов	4311	-	-
денежных вкладов собственников (участников)	4312	-	-
от выпуска акций, увеличения долей участия	4313	-	-
от выпуска облигаций, векселей и других долговых ценных бумаг и др.	4314	-	-
прочие поступления	4319	-	-
Платежи – всего	4320	(-)	(-)
в том числе: собственникам (участникам) в связи с выкупом у них акций (долей участия) организаций или их выходом из состава участников	4321	(-)	(-)
на уплату дивидендов и иных платежей по распределению прибыли в пользу собственников (участников)	4322	(-)	(-)
в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(-)	(-)
прочие платежи	4329	(-)	(-)
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	-	-
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400	7901	5195
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	0	-
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	7901	5195
Величина влияния изменений курса иностранной валюты по отношению к рублю	4490	-	-

Принято 21.03.2018 в 05:15
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e

1050 7209 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 012

Отчет о целевом использовании средств

Форма по ОКУД 0710006

Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4
Остаток средств на начало отчетного года	6100	0	-
Поступило средств			
Вступительные взносы	6210	-	-
Членские взносы	6215	-	-
Целевые взносы	6220	-	-
Добровольные имущественные взносы и пожертвования	6230	-	-
Прибыль от приносящей доход деятельности	6240	-	-
Прочие	6250	-	-
Всего поступило средств	6200	-	-
Использовано средств			
Расходы на целевые мероприятия	6310	(-)	(-)
в том числе: социальная и благотворительная помощь	6311	(-)	(-)
проведение конференций, совещаний, семинаров и т.п.	6312	(-)	(-)
иные мероприятия	6313	(-)	(-)
Расходы на содержание аппарата управления	6320	(-)	(-)
в том числе: расходы, связанные с оплатой труда (включая начисления)	6321	(-)	(-)
выплаты, не связанные с оплатой труда	6322	(-)	(-)
расходы на служебные командировки и деловые поездки	6323	(-)	(-)
содержание помещений, зданий, автомобильного транспорта и иного имущества (кроме ремонта)	6324	(-)	(-)
ремонт основных средств и иного имущества	6325	(-)	(-)
прочие	6326	(-)	(-)
Приобретение основных средств, инвентаря и иного имущества	6330	(-)	(-)
Прочие	6350	(-)	(-)
Всего использовано средств	6300	(-)	(-)
Остаток средств на конец отчетного года	6400	0	-

Принято 21.03.2018 в 05:15
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20180320_d7c6fb38-564f-420c-b86c-5f1bfd0ddd7e

1050 7018

ИНН 6685012118-
КПП 668501001 Стр. 001

Форма по КНД 0710099

Бухгалтерская (финансовая) отчетность

Номер корректировки 0-- Отчетный период (код) 34 Отчетный год 2018

МУНИЦИПАЛЬНОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "АРА
МИЛЬ-ТЕПЛО"

(наименование организации)

Дата утверждения отчетности

Код вида экономической деятельности по классификатору ОКВЭД 35.30.1

Код по ОКПО 12307399

Форма собственности (по ОКФС) 14

Организационно-правовая форма (по ОКОПФ) 42---

Единица измерения: (тыс. руб. / млн. руб. - код по ОКЕИ) 384

На 12 страницах с приложением документов или их копий на листах

Достоверность и полноту сведений, указанных в настоящем документе, подтверждаю:

2 1 – руководитель
2 – уполномоченный представитель

Шаршунова
Инга
Митрофановна

(фамилия, имя, отчество* руководителя (уполномоченного представителя) полностью)

Подпись _____ Дата 14.03.2019

МП**

Наименование документа, подтверждающего полномочия представителя

ДОВЕРЕННОСТЬ

Документ подписан электронной подписью и отправлен через АО «ПФ «СКБ Контур» 14.03.2019 в 11:43

Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_668501211866850100 1_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2»
Идентификатор: 8bbbbaacfa6a03108852839df6ee2053e839431

Заполняется работником налогового органа

Сведения о представлении документа

Данный документ представлен (код)

на страницах

в составе (отметить знаком V)

0710001		0710002	
0710003		0710004	
0710005		0710006	

с приложением документов или их копий на листах

Дата представления документа

Зарегистрирован за №

Принято 17.03.2019 в 10:41

6685 Межрайонная ИФНС России №31 по Свердловской области
Трофимова Ольга Фаатовна
Фамилия, И. О.* Подпись

1050 7032

ИНН 6685012118-
КПП 668501001 Стр. 003

Форма по ОКУД 0710001

Бухгалтерский баланс

АКТИВ

Пояснения[1]	Наименование показателя	Код строки	На отчетную дату отчетного периода	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5	6
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
-	Нематериальные активы	1110	-	-	-
-	Результаты исследований и разработок	1120	-	-	-
-	Нематериальные поисковые активы	1130	-	-	-
-	Материальные поисковые активы	1140	-	-	-
-	Основные средства	1150	68255	77050	81485
-	Доходные вложения в материальные ценности	1160	-	-	-
-	Финансовые вложения	1170	-	-	-
-	Отложенные налоговые активы	1180	-	-	-
-	Прочие внеоборотные активы	1190	-	-	-
-	Итого по разделу I	1100	68255	77050	81485
	II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
-	Запасы	1210	3981	4209	2102
-	Налог на добавленную стоимость по приобретённым ценностям	1220	0	96	13
-	Дебиторская задолженность	1230	59810	55355	67764
-	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	-	-	-
-	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	-	-	-
-	Прочие оборотные активы	1260	33	29	24
-	Итого по разделу II	1200	63824	59689	69903
-	**БАЛАНС**	1600	132079	136739	151388

Принято 17.03.2019 в 10:41
NO_BUHOTCH_6685_6685_668501211866850100 1_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2

1050 7025

ИНН 6685012118-
КПП 668501001 Стр. 002

Местонахождение (адрес)

Почтовый индекс 624000

Субъект Российской Федерации (код) 66

Район Сысертский р-н

Город Арамиль г

Населенный пункт (село, поселок и т.п.)

Улица (проспект, переулок и т.п.) 1 Мая ул

Номер дома (владения) 79

Номер корпуса (строения)

Номер офиса

Принято 17.03.2019 в 10:41
NO_BUHOTCH_6685_6685_668501211866850100 1_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2

1050 7049

ИНН 6685012118-
КПП 668501001 Стр. 004

ПАССИВ

Пояснения[1]	Наименование показателя	Код строки	На отчетную дату отчетного периода	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5	6
	III КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
-	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	10000	10000	10000
-	Собственные акции, выкупленные у акционеров[2]	1320	(-)	(-)	(-)
-	Переоценка внеоборотных активов	1340	-	-	-
-	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	-	-	-
-	Резервный капитал	1360	-	-	-
-	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	(31963)	(18886)	15730
-	Итого по разделу III	1300	(21963)	(8886)	25730
	III ЦЕЛЕВОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ[3]				
-	Паевой фонд	1310	-	-	-
-	Целевой капитал	1320	-	-	-
-	Целевые средства	1350	-	-	-
-	Фонд недвижимого и особо ценного движимого имущества	1360	-	-	-
-	Резервный и иные целевые фонды	1370	-	-	-
-	Итого по разделу III	1300	-	-	-
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
-	Заемные средства	1410	-	-	-
-	Отложенные налоговые обязательства	1420	-	-	-
-	Оценочные обязательства	1430	-	-	-
-	Прочие обязательства	1450	-	-	-
-	Итого по разделу IV	1400	-	-	-

Принято 17.03.2019 в 10:41
NO_BUHOTCH_6685_6685_668501211866850100 1_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2

1050 7056 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 005

Пояснения[1]	Наименование показателя	Код строки	На отчетную дату отчетного периода	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5	6
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
-	Заемные средства	1510	2986	2986	2986
-	Кредиторская задолженность	1520	131056	142639	122671
-	Доходы будущих периодов	1530	20000	-	-
-	Оценочные обязательства	1540	-	-	-
-	Прочие обязательства	1550	-	-	-
-	Итого по разделу V	1500	154042	145625	125657
-	**БАЛАНС**	1700	132079	136739	151388

Примечания
1 Указывается номер соответствующего пояснения к бухгалтерскому балансу и отчету о финансовых результатах.
2 Здесь и в других формах отчетов вычитаемый или отрицательный показатель показывается в круглых скобках.
3 Заполняется некоммерческими организациями

Принято 17.03.2019 в 10:41
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2

1050 7100 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 006

Отчет о финансовых результатах — **Форма по ОКУД 0710002**

Пояснения[1]	Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4	5
-	Выручка [2]	2110	105604	105054
-	Себестоимость продаж	2120	(119931)	(116863)
-	Валовая прибыль (убыток)	2100	(14327)	(11809)
-	Коммерческие расходы	2210	(-)	(-)
-	Управленческие расходы	2220	(-)	(-)
-	Прибыль (убыток) от продаж	2200	(14327)	(11809)
-	Доходы от участия в других организациях	2310	-	-
-	Проценты к получению	2320	-	-
-	Проценты к уплате	2330	(-)	(-)
-	Прочие доходы	2340	56603	38448
-	Прочие расходы	2350	(55355)	(66552)
-	**Прибыль (убыток) до налогообложения**	2300	(13079)	(39913)
-	Текущий налог на прибыль	2410	(-)	(-)
-	в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	-	-
-	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	-	-
-	Изменение отложенных налоговых активов	2450	-	-
-	Прочее	2460	0	(46)
-	**Чистая прибыль (убыток)**	2400	(13079)	(39959)
-	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	-	-
-	Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	-	-
-	Совокупный финансовый результат периода[3]	2500	(13079)	(39959)
	СПРАВОЧНО			
-	Базовая прибыль (убыток) на акцию	2900	-	-
-	Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2910	-	-

Примечания
1 Указывается номер соответствующего пояснения к бухгалтерскому балансу и отчету о финансовых результатах.
2 Выручка отражается за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов.
3 Совокупный финансовый результат периода определяется как сумма строк «Чистая прибыль (убыток)», «Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода» и «Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода».

Принято 17.03.2019 в 10:41
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2

1050 7131 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 007

Отчет об изменениях капитала — **Форма по ОКУД 0710003**

1. Движение капитала

Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Резервный капитал	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	Итого
1	2	3	4	5	6
Величина капитала на 31 декабря года, предшествующего предыдущему (3100)					
10000	(-)	-	-	15766	25766
(ПРЕДЫДУЩИЙ ГОД)					
Увеличение капитала – всего: (3210)					
-	-	-	-	-	-
в том числе: чистая прибыль (3211)				-	-
переоценка имущества (3212)		-		-	-
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала (3213)		-		-	-
дополнительный выпуск акций (3214)					
-	-	-			-
увеличение номинальной стоимости акций (3215)					
-	-	-		-	
реорганизация юридического лица (3216)					
-	-	-	-	-	-
Уменьшение капитала – всего: (3220)					
(0)	-	(-)	(-)	(39883)	(39883)
в том числе: убыток (3221)				(39883)	(39883)
переоценка имущества (3222)		(-)		(-)	(-)
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала (3223)		(-)		(-)	(-)
уменьшение номинальной стоимости акций (3224)					
(-)	-	-		-	(-)
уменьшение количества акций (3225)					
(-)	-	-		-	(-)
реорганизация юридического лица (3226)					
-	-	-	-	-	(-)
дивиденды (3227)				(-)	(-)
Изменение добавочного капитала (3230)		-	-	-	
Изменение резервного капитала (3240)			-	-	

Принято 17.03.2019 в 10:41
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2

1050 7148 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 008

Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Резервный капитал	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	Итого
1	2	3	4	5	6
Величина капитала на 31 декабря предыдущего года (3200)					
10000	(-)	-	-	(24117)	(14117)
(ОТЧЕТНЫЙ ГОД)					
Увеличение капитала – всего: (3310)					
-	-	-	-	-	-
в том числе: чистая прибыль (3311)				-	-
переоценка имущества (3312)		-		-	-
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала (3313)		-		-	-
дополнительный выпуск акций (3314)					
-	-	-			-
увеличение номинальной стоимости акций (3315)					
-	-	-		-	
реорганизация юридического лица (3316)					
-	-	-	-	-	-
Уменьшение капитала – всего: (3320)					
(0)	-	(-)	(-)	(13077)	(13077)
в том числе: убыток (3321)				(13077)	(13077)
переоценка имущества (3322)		(-)		(-)	(-)
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала (3323)		(-)		(-)	(-)
уменьшение номинальной стоимости акций (3324)					
(-)	-	-		-	(-)
уменьшение количества акций (3325)					
(-)	-	-		-	(-)
реорганизация юридического лица (3326)					
-	-	-	-	-	(-)
дивиденды (3327)				(-)	(-)
Изменение добавочного капитала (3330)		-	-	-	
Изменение резервного капитала (3340)			-	-	
Величина капитала на 31 декабря отчетного года (3300)					
10000	(-)	-	-	(37194)	(27194)

Принято 17.03.2019 в 10:41
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2

1050 7155 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 009

2. Корректировка в связи с изменением учетной политики и исправлением ошибок

Наименование показателя	Код строки	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему	Изменение капитала за предыдущий год: за счет чистой прибыли (убытка)	Изменение капитала за предыдущий год: за счет иных факторов	На 31 декабря предыдущего года
1	2	3	4	5	6
Капитал – всего:					
до корректировок	3400	15766	(39883)	5231	(18886)
корректировка в связи с:					
изменением учетной политики	3410	-	-	-	-
исправлением ошибок	3420	-	-	-	-
после корректировок	3500	15766	(39883)	5231	(18886)
в том числе:					
нераспределенная прибыль (непокрытый убыток):					
до корректировок	3401	15766	(39883)	5231	(18886)
корректировка в связи с:					
изменением учетной политики	3411	-	-	-	-
исправлением ошибок	3421	-	-	-	-
после корректировок	3501	15766	(39883)	5231	(18886)
по другим статьям капитала:					
до корректировок	3402	-	-	-	-
корректировка в связи с:					
изменением учетной политики	3412	-	-	-	-
исправлением ошибок	3422	-	-	-	-
после корректировок	3502	-	-	-	-

3. Чистые активы

Наименование показателя	Код строки	На 31 декабря отчетного года	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5
Чистые активы	3600	(3663)	(10586)	24030

Принято 17.03.2019 в 10:41
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2

1050 7179 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 010

Отчет о движении денежных средств

Форма по ОКУД 0710004

Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4
Денежные потоки от текущих операций			
Поступления – всего	4110	7541	7901
в том числе: от продажи продукции, товаров, работ и услуг	4111	7394	6781
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112	-	-
от перепродажи финансовых вложений	4113	-	-
прочие поступления	4119	147	1120
Платежи – всего	4120	(7470)	(7904)
в том числе: поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	4121	(-)	(-)
в связи с оплатой труда работников	4122	(-)	(-)
процентов по долговым обязательствам	4123	(-)	(-)
налог на прибыль	4124	(-)	(-)
прочие платежи	4129	(7470)	(7904)
Сальдо денежных потоков от текущих операций	4100	71	(3)
Денежные потоки от инвестиционных операций			
Поступления – всего	4210	-	-
в том числе: от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4211	-	-
от продажи акций других организаций (долей участия)	4212	-	-
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4213	-	-
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4214	-	-
прочие поступления	4219	-	-
Платежи – всего	4220	(-)	(-)
в том числе: в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	4221	(-)	(-)
в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)	4222	(-)	(-)
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам	4223	(-)	(-)
процентов по долговым обязательствам, включаемым в стоимость инвестиционного актива	4224	(-)	(-)
прочие платежи	4229	(-)	(-)
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	-	-

Принято 17.03.2019 в 10:41
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2

1050 7186 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 011

Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4
Денежные потоки от финансовых операций			
Поступления – всего	4310	-	-
в том числе: получение кредитов и займов	4311	-	-
денежных вкладов собственников (участников)	4312	-	-
от выпуска акций, увеличения долей участия	4313	-	-
от выпуска облигаций, векселей и других долговых ценных бумаг и др.	4314	-	-
прочие поступления	4319	-	-
Платежи – всего	4320	(-)	(-)
в том числе: собственникам (участникам) в связи с выкупом у них акций (долей участия) организаций или их выходом из состава участников	4321	(-)	(-)
на уплату дивидендов и иных платежей по распределению прибыли в пользу собственников (участников)	4322	(-)	(-)
в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(-)	(-)
прочие платежи	4329	(-)	(-)
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	-	-
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400	71	(3)
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	0	-
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	71	(3)
Величина влияния изменений курса иностранной валюты по отношению к рублю	4490	-	-

Принято 17.03.2019 в 10:41
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2

1050 7209 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 012

Отчет о целевом использовании средств

Форма по ОКУД 0710006

Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4
Остаток средств на начало отчетного года	6100	0	-
Поступило средств			
Вступительные взносы	6210	-	-
Членские взносы	6215	-	-
Целевые взносы	6220	-	-
Добровольные имущественные взносы и пожертвования	6230	-	-
Прибыль от приносящей доход деятельности	6240	-	-
Прочие	6250	-	-
Всего поступило средств	6200	-	-
Использовано средств			
Расходы на целевые мероприятия	6310	(-)	(-)
в том числе: социальная и благотворительная помощь	6311	(-)	(-)
проведение конференций, совещаний, семинаров и т.п.	6312	(-)	(-)
иные мероприятия	6313	(-)	(-)
Расходы на содержание аппарата управления	6320	(-)	(-)
в том числе: расходы, связанные с оплатой труда (включая начисления)	6321	(-)	(-)
выплаты, не связанные с оплатой труда	6322	(-)	(-)
расходы на служебные командировки и деловые поездки	6323	(-)	(-)
содержание помещений, зданий, автомобильного транспорта и иного имущества (кроме ремонта)	6324	(-)	(-)
ремонт основных средств и иного имущества	6325	(-)	(-)
прочие	6326	(-)	(-)
Приобретение основных средств, инвентаря и иного имущества	6330	(-)	(-)
Прочие	6350	(-)	(-)
Всего использовано средств	6300	(-)	(-)
Остаток средств на конец отчетного года	6400	0	-

Принято 17.03.2019 в 10:41
NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20190314_70d873c4-c575-47f5-a8d3-48caeee4b4a2

1050 8015 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 001

Форма по КНД 0710099

Бухгалтерская (финансовая) отчетность

Номер корректировки 1-- Отчетный период (код)* 34 Отчетный год 2019

МУНИЦИПАЛЬНОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "АРА
МИЛЬ-ТЕПЛО"

(наименование организации)

Код вида экономической деятельности по классификатору ОКВЭД 2 35.30.1

Код по ОКПО 12307399 Организационно-правовая форма (по ОКОПФ) 65243

Форма собственности (по ОКФС) 14 Единица измерения: (тыс. руб. – код по ОКЕИ) 384

Местонахождение (адрес)

624000,ОБЛ СВЕРДЛОВСКАЯ,Р-Н СЫСЕРТСКИЙ,Г АРАМИЛЬ,УЛ 1 МАЯ,79

Бухгалтерская отчетность подлежит обязательному аудиту 0 (1 - да, 0 - нет)

Наименование аудиторской организации/фамилия, имя, отчество** индивидуального аудитора

ИНН ОГРН/ОГРНИП

На 012 страницах с приложением документов или их копий на листах

Достоверность и полноту сведений, указанных в настоящем документе, подтверждаю:

1 (1 – руководитель, 2 – уполномоченный представитель)

ШАРШУНОВА
ИНГА
МИТРОФАНОВНА

(фамилия, имя, отчество** руководителя (уполномоченного представителя) полностью)

Подпись _____ Дата 30.03.2020

Наименование и реквизиты документа, подтверждающего полномочия представителя

Документ подписан электронной подписью и отправлен через ЗАО "ПФ "СКБ Контур" 30.03.2020 в 07:43

Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»
Шаршунова Инга Митрофановна
Сертификат: f0403738d4406cae3b0e2e634d41d5c139766f74

Заполняется работником налогового органа

Сведения о представлении документа

Данный документ представлен (код)

на страницах

в составе (отметить знаком V)

0710001 0710002
0710003 0710004
0710005

Дата представления документа

Зарегистрирован за №

Принято 31.03.2020 в 07:43 Шаршина Л. С. Подпись

6685 Межрайонная ИФНС России №31 по Свердловской области
Трофимова Ольга Фаатовна
Сертификат: 7038e2b0335f29b8cbaa9d333c13dd595fb0bbd8

* Принимает значение: 34 – год, 94 – первый отчетный год, отличный по продолжительности от календарного.
** Отчество при наличии.

1050 8039 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 003

ПАССИВ

Пояснения [1]	Наименование показателя	Код строки	На отчетную дату отчетного периода	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5	6
	III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
-	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	10000	10000	10000
-	Собственные акции, выкупленные у акционеров [2]	1320	(-)	(-)	(-)
-	Переоценка внеоборотных активов	1340	-	-	-
-	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	-	-	-
-	Резервный капитал	1360	-	-	-
-	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	(42535)	(31963)	(18886)
-	Итого по разделу III	1300	(32535)	(21963)	(8886)
	III. ЦЕЛЕВОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ [3]				
-	Паевой фонд	1310	-	-	-
-	Целевой капитал	1320	-	-	-
-	Целевые средства	1350	-	-	-
-	Фонд недвижимого и особо ценного движимого имущества	1360	-	-	-
-	Резервный и иные целевые фонды	1370	-	-	-
-	Итого по разделу III	1300	-	-	-
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
-	Заемные средства	1410	-	-	-
-	Отложенные налоговые обязательства	1420	-	-	-
-	Оценочные обязательства	1430	-	-	-
-	Прочие обязательства	1450	-	-	-
-	Итого по разделу IV	1400	-	-	-

Принято 31.03.2020 в 07:43
Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»

1050 8022 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 002

Форма по ОКУД 0710001

Бухгалтерский баланс

АКТИВ

Пояснения [1]	Наименование показателя	Код строки	На отчетную дату отчетного периода	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5	6
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
-	Нематериальные активы	1110	-	-	-
-	Результаты исследований и разработок	1120	-	-	-
-	Нематериальные поисковые активы	1130	-	-	-
-	Материальные поисковые активы	1140	-	-	-
-	Основные средства	1150	62153	68255	77050
-	Доходные вложения в материальные ценности	1160	-	-	-
-	Финансовые вложения	1170	-	-	-
-	Отложенные налоговые активы	1180	-	-	-
-	Прочие внеоборотные активы	1190	-	-	-
-	Итого по разделу I	1100	62153	68255	77050
	II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
-	Запасы	1210	4332	3981	4209
-	Налог на добавленную стоимость по приобретённым ценностям	1220	15	-	96
-	Дебиторская задолженность	1230	68367	59810	55355
-	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	-	-	-
-	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	-	-	-
-	Прочие оборотные активы	1260	20	33	29
-	Итого по разделу II	1200	72734	63824	59689
-	**БАЛАНС**	1600	134887	132079	136739

Принято 31.03.2020 в 07:43
Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»

1050 8046 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 004

Пояснения [1]	Наименование показателя	Код строки	На отчетную дату отчетного периода	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5	6
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
-	Заемные средства	1510	2986	2986	2986
-	Кредиторская задолженность	1520	144436	131056	142639
-	Доходы будущих периодов	1530	20000	20000	-
-	Оценочные обязательства	1540	-	-	-
-	Прочие обязательства	1550	-	-	-
-	Итого по разделу V	1500	167422	154042	145625
-	**БАЛАНС**	1700	134887	132079	136739

Примечания
1 Указывается номер соответствующего пояснения.
2 Здесь и в других формах отчетов, а также в расшифровках отдельных показателей вычитаемый или отрицательный показатель показывается в круглых скобках.
3 Заполняется некоммерческими организациями вместо раздела «Капитал и резервы».

Принято 31.03.2020 в 07:43
Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»

1050 8107 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 005

Форма по ОКУД 0710002

Отчет о финансовых результатах

Пояснения [1]	Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4	5
-	Выручка [2]	2110	106719	105604
-	Себестоимость продаж	2120	(119489)	(119931)
-	Валовая прибыль (убыток)	2100	(12770)	(14327)
-	Коммерческие расходы	2210	(-)	(-)
-	Управленческие расходы	2220	(-)	(-)
-	Прибыль (убыток) от продаж	2200	(12770)	(14327)
-	Доходы от участия в других организациях	2310	-	-
-	Проценты к получению	2320	-	-
-	Проценты к уплате	2330	(454)	(-)
-	Прочие доходы	2340	66193	56603
-	Прочие расходы	2350	(64984)	(55355)
-	**Прибыль (убыток) до налогообложения**	2300	(12015)	(13079)
-	Налог на прибыль [3]	2410	-	-
-	в т.ч. текущий налог на прибыль	2411	(472)	(-)
-	отложенный налог на прибыль [4]	2412	-	-
-	Прочее	2460	-	-
-	**Чистая прибыль (убыток)**	2400	(12015)	(13079)
-	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	-	-
-	Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	-	-
-	Налог на прибыль от операций, результат которых не включается в чистую прибыль (убыток) периода [3]	2530	-	-
-	Совокупный финансовый результат периода [5]	2500	(12015)	(13079)
	СПРАВОЧНО			
-	Базовая прибыль (убыток) на акцию	2900	-	-
-	Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2910	-	-

Примечания
1 Указывается номер соответствующего пояснения.
2 Выручка отражается за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов.
3 Отражается расход (доход) по налогу на прибыль.
4 Отражается суммарная величина изменений отложенных налоговых активов и отложенных налоговых обязательств за отчетный период
5 Совокупный финансовый результат периода определяется как сумма строк «Чистая прибыль (убыток)», «Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода» и «Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода», «Налог на прибыль от операций, результат которых не включается в чистую прибыль (убыток) периода»

Принято 31.03.2020 в 07:43
Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»

1050 8145 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 007

Отчет о целевом использовании средств

Форма по ОКУД 0710003

Пояснения [1]	Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4	5
-	**Остаток средств на начало отчетного года**	6100	0	-
	Поступило средств			
-	Вступительные взносы	6210	-	-
-	Членские взносы	6215	-	-
-	Целевые взносы	6220	-	-
-	Добровольные имущественные взносы и пожертвования	6230	-	-
-	Прибыль от приносящей доход деятельности	6240	-	-
-	Прочие	6250	-	-
-	Всего поступило средств	6200	-	-
	Использовано средств			
-	Расходы на целевые мероприятия	6310	(-)	(-)
-	в том числе: социальная и благотворительная помощь	6311	(-)	(-)
-	проведение конференций, совещаний, семинаров и т.п.	6312	(-)	(-)
-	иные мероприятия	6313	(-)	(-)
-	Расходы на содержание аппарата управления	6320	(-)	(-)
-	в том числе: расходы, связанные с оплатой труда (включая начисления)	6321	(-)	(-)
-	выплаты, не связанные с оплатой труда	6322	(-)	(-)
-	расходы на служебные командировки и деловые поездки	6323	(-)	(-)
-	содержание помещений, зданий, автомобильного транспорта и иного имущества (кроме ремонта)	6324	(-)	(-)
-	ремонт основных средств и иного имущества	6325	(-)	(-)
-	прочие	6326	(-)	(-)
-	Приобретение основных средств, инвентаря и иного имущества	6330	(-)	(-)
-	Прочие	6350	(-)	(-)
-	Всего использовано средств	6300	(-)	(-)
-	**Остаток средств на конец отчетного года**	6400	0	-

Примечания
1 Указывается номер соответствующего пояснения. При этом информация о доходах и расходах, [illegible] применительно к составу показателей отчета о финансовых результатах и отчета о движении денежных средств соответственно, согласно форме по ОКУД 0710002 и 0710005.

Принято 31.03.2020 в 07:43
Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»

1050 8138 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 006

Дополнительные строки отчета о финансовых результатах

Лист представляется за отчетный период 2019 года при принятии организацией решения о неприменении изменений, предусмотренных пунктом 2 приказа Минфина от 19.04.2019 г №61н «О внесении изменений в приказ Министерства финансов Российской Федерации от 02.07.2010 г. № 66н «О формах бухгалтерской отчетности организаций», до указанного в данном пункте срока»

Пояснения	Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4	5
	Текущий налог на прибыль [1]	2410		
-	в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	0	-
-	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	0	-
-	Изменение отложенных налоговых активов	2450	0	-

[1] Значения показателя заполняются по коду строки 2411 отчета о финансовых результатах.

Принято 31.03.2020 в 07:43
Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»

1050 8169 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 008

Отчет об изменениях капитала

Форма по ОКУД 0710004

1. Движение капитала

Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Резервный капитал	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	Итого
1	2	3	4	5	6
Величина капитала на 31 декабря года, предшествующего предыдущему (3100)					
10000	(-)	-	-	(18886)	(8886)
(ПРЕДЫДУЩИЙ ГОД)					
Увеличение капитала – всего: (3210)					
-	-	-	-	-	-
в том числе: чистая прибыль (3211)				-	-
переоценка имущества (3212)		-		-	-
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала (3213)		-		-	-
дополнительный выпуск акций (3214)					
-	-	-			-
увеличение номинальной стоимости акций (3215)					
-	-	-		-	
реорганизация юридического лица (3216)					
-	-	-	-	-	-
Уменьшение капитала – всего: (3220)					
(0)	-	(-)	(-)	(13077)	(13077)
в том числе: убыток (3221)				(13077)	(13077)
переоценка имущества (3222)		(-)		(-)	(-)
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала (3223)		(-)		(-)	(-)
уменьшение номинальной стоимости акций (3224)					
(-)	-	-		-	(-)
уменьшение количества акций (3225)					
(-)	-	-		-	(-)
реорганизация юридического лица (3226)					
-	-	-	-	-	(-)
дивиденды (3227)				(-)	(-)
Изменение добавочного капитала (3230)		-	-	-	
Изменение резервного капитала (3240)			-	-	

Принято 31.03.2020 в 07:43
Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»

1050 8176 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 009

Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Резервный капитал	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	Итого
1	2	3	4	5	6
Величина капитала на 31 декабря предыдущего года (3200)					
10000	(-)	-	-	(31963)	(21963)
(ОТЧЕТНЫЙ ГОД)					
Увеличение капитала – всего: (3310)					
-	-	-	-	-	-
в том числе: чистая прибыль (3311)				-	-
переоценка имущества (3312)		-		-	-
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала (3313)		-		-	-
дополнительный выпуск акций (3314)					
-	-	-			-
увеличение номинальной стоимости акций (3315)					
-	-	-		-	
реорганизация юридического лица (3316)					
-	-	-	-	-	-
Уменьшение капитала – всего: (3320)					
(0)	-	(-)	(-)	(12579)	(12579)
в том числе: убыток (3321)				(12579)	(12579)
переоценка имущества (3322)		(-)		(-)	(-)
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала (3323)		(-)		(-)	(-)
уменьшение номинальной стоимости акций (3324)					
(-)	-	-		-	(-)
уменьшение количества акций (3325)					
(-)	-	-		-	(-)
реорганизация юридического лица (3326)					
-	-	-	-	-	(-)
дивиденды (3327)				(-)	(-)
Изменение добавочного капитала (3330)		-	-	-	
Изменение резервного капитала (3340)			-	-	
Величина капитала на 31 декабря отчетного года (3300)					
10000	(-)	-	-	(42535)	(32535)

Принято 31.03.2020 в 07:43
Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»

1050 8206 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 011

Отчет о движении денежных средств

Форма по ОКУД 0710005

Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4
Денежные потоки от текущих операций			
Поступления – всего	4110	8958	7541
в том числе: от продажи продукции, товаров, работ и услуг	4111	8250	7394
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112	-	-
от перепродажи финансовых вложений	4113	-	-
прочие поступления	4119	708	147
Платежи – всего	4120	(9898)	(7470)
в том числе: поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	4121	(-)	(-)
в связи с оплатой труда работников	4122	(-)	(-)
процентов по долговым обязательствам	4123	(-)	(-)
налог на прибыль	4124	(-)	(-)
прочие платежи	4129	(9898)	(7470)
Сальдо денежных потоков от текущих операций	4100	(940)	71
Денежные потоки от инвестиционных операций			
Поступления – всего	4210	-	-
в том числе: от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4211	-	-
от продажи акций других организаций (долей участия)	4212	-	-
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4213	-	-
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4214	-	-
прочие поступления	4219	-	-
Платежи – всего	4220	(-)	(-)
в том числе: в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	4221	(-)	(-)
в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)	4222	(-)	(-)
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам	4223	(-)	(-)
процентов по долговым обязательствам, включаемым в стоимость инвестиционного актива	4224	(-)	(-)
прочие платежи	4229	(-)	(-)
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	-	-

Принято 31.03.2020 в 07:43
Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»

1050 8183 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 010

2. Корректировка в связи с изменением учетной политики и исправлением ошибок

Наименование показателя	Код строки	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему	Изменение капитала за предыдущий год: за счет чистой прибыли (убытка)	Изменение капитала за предыдущий год: за счет иных факторов	На 31 декабря предыдущего года
1	2	3	4	5	6
Капитал – всего:					
до корректировок	3400	(18886)	(13077)	0	(31963)
корректировка в связи с: изменением учетной политики	3410	-	-	-	-
исправлением ошибок	3420	-	-	-	-
после корректировок	3500	(18886)	(13077)	0	(31963)
в том числе:					
нераспределенная прибыль (непокрытый убыток):					
до корректировок	3401	(18886)	(13077)	0	(31963)
корректировка в связи с: изменением учетной политики	3411	-	-	-	-
исправлением ошибок	3421	-	-	-	-
после корректировок	3501	(18886)	(13077)	0	(31963)
по другим статьям капитала:					
до корректировок	3402	-	-	-	-
корректировка в связи с: изменением учетной политики	3412	-	-	-	-
исправлением ошибок	3422	-	-	-	-
после корректировок	3502	-	-	-	-

3. Чистые активы

Наименование показателя	Код строки	На 31 декабря отчетного года	На 31 декабря предыдущего года	На 31 декабря года, предшествующего предыдущему
1	2	3	4	5
Чистые активы	3600	(14104)	(3663)	(10586)

Принято 31.03.2020 в 07:43
Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»

1050 8213 ИНН 6685012118 КПП 668501001 Стр. 012

Наименование показателя	Код строки	За отчетный год	За предыдущий год
1	2	3	4
Денежные потоки от финансовых операций			
Поступления – всего	4310	-	-
в том числе: получение кредитов и займов	4311	-	-
денежных вкладов собственников (участников)	4312	-	-
от выпуска акций, увеличения долей участия	4313	-	-
от выпуска облигаций, векселей и других долговых ценных бумаг и др.	4314	-	-
прочие поступления.	4319	-	-
Платежи – всего	4320	(-)	(-)
в том числе: собственникам (участникам) в связи с выкупом у них акций (долей участия) организаций или их выходом из состава участников	4321	(-)	(-)
на уплату дивидендов и иных платежей по распределению прибыли в пользу собственников (участников)	4322	(-)	(-)
в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(-)	(-)
прочие платежи	4329	(-)	(-)
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	-	-
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400	(940)	71
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	0	-
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	(940)	71
Величина влияния изменений курса иностранной валюты по отношению к рублю	4490	-	-

Принято 31.03.2020 в 07:43
Имя файла «NO_BUHOTCH_6685_6685_6685012118668501001_20200330_96c8d12f-d259-4e05-830c-85c866a8aa7e»

Форма 3.

Информация о расходах на топливо.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Отчётный период	Предложение организации по корректировке тарифа на 2017 год.

Вид топлива	Объём топлива (т, тыс.м3)	Цена топлива (руб./т, руб./тыс.м3)	Расходы на топливо, тыс.руб.	Способ приобретения
Уголь				
Газ природный всего, в том числе:	10 984,04	4 152,41	45 610,24	договор поставки
газ по регулируемой цене	10 984,04	4 152,41	45 610,24	
газ по нерегулируемой цене				
Расходы на топливо всего			45 610,24	

Форма 2

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности организации в сфере теплоснабжения и сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии.

Наименование организации
Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН 6685012118
КПП 66801001
Местонахождение (адрес)
624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Отчётный период
Предложение организации по корректировке тарифа на 2017 год.

№ п/п	Наименование показателя	Показатель		
		производство	передача	всего
1	Расходы на энергетические ресурсы:	57 710,12	0,00	57 710,12
1.1.	Расходы на топливо, всего, тыс.руб.	45 610,24		45 610,24
1.1.1.	Газ природный (основное), тыс.руб.	45 610,24		45 610,24
	Цена, руб./тыс.м3	4 152,41		4 152,41
	Объём, млн.м3	10,984		10,984
1.2.	Вода на технологические нужды	256,18		256,18
1.2.1.	Цена (тариф) 1 руб./м3	20,01		20,01
1.2.2.	Объём израсходованной воды, тыс.м3	12,800		12,800
1.3.	Затраты на эл.энергию	11 232,15		11 232,15
1.3.1.	цена, руб./кВтч	4,80		4,80
1.3.2.	Объём, тыс.кВтч	2 341,31		2 341,31
1.4.	Покупная энергия	611,55		611,55
1.4.1.	цена, руб./Гкал	1 466,55		1 466,55
1.4.2.	Объём, тыс.Гкал	0,417		0,42
2	Операционные расходы:	33 506,51	5 490,15	38 996,66
3.	Неподконтрольные расходы:	11 175,72	3 146,03	14 321,75
3.1.	Арендная плата, тыс.руб.	0,00		0,00
3.2.	Отч.на соц.нужды, 30,2%, тыс.руб.	3 707,51	1 658,03	5 365,54
3.3.	Амортизация всего, в т.ч.:	6 206,20	1 488,00	7 694,20
3.5.	Налоги:	1 262,01	0,00	1 262,01
	на имущество	1 262,01	0,00	1 262,01
3.6.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность	0,00	0	0,00
3.7.	Прочие неподконтрольные расходы, тыс.руб.	0,00	0	0,00
4	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения всего, в т.ч.:	2 918,00	0,00	2 918,00
	расходы на капитальные вложения (инвестиции)			0,00
	Денежные выплаты социального характера (по Кол. договору)			0,00
	Средства необходимые для реализации программы энергосбережения	2 918,00		2 918,00
5	Расчётная предпринимательская прибыль	0,00		0,00
6	Недополученный доход	4 966,95	0,00	4 966,95
	экономически обоснованные расходы понесённые за отчётные периоды	0,00		0,00
	выпадающие доходы за отчётные периоды регулирования, связанные с изменением объёмов реализации	4 966,95		4 966,95
	прочий недополученный доход			0,00
7	Избыток средств	0,00	0,00	0,00
	Корректировка с целью учёта отклонения фактических значений параметров расчёта тарифов от значений, учтённых при установлении тарифов			0,00
	Корректировка с учётом надёжности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учёту в НВВ			0,00
	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы			0,00
	Прочий избыток средств			0,00
8	Расходы по сомнительным долгам	0		0,00
9	Всего необходимая выручка	110 277,30	8 636,18	118 913,48
10	Сведения об источнике публикаций годовой бухгалтерской отчётности, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему			
11	Установленная тепловая мощность (Гкал/час)	61,66		
12	Присоединенная нагрузка (Гкал/час)			
13	Объём вырабатываемой тепловой энергии (тыс.Гкал)			79,599
14	Объём покупаемой тепловой энергии (тыс.Гкал)			0,417
15	Объём тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (тыс.Гкал), в том числе:			76,993
16	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (тыс.Гкал)			14,298
17	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (процентов)			18,571
18	Объём тепловой энергии, отпускаемой потребителям из тепловой сети (тыс.Гкал), в том числе:			62,695
	собственное потребление, тыс.Гкал			0,000
	бюдженые организации, тыс.Гкал			7,96
	жилищные организации и население, тыс.Гкал			48,704
	прочие потребители, тыс.Гкал			6,031
19	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (кг у.т./Гкал)			166,51
20	Удельный расход электрической энергии (кВт*ч/Гкал)			29,41
21	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (м3/Гкал)			0,161
22	Протяжённость магистральных тепловых сетей (в однотрубном исполнении) (км)			
23	Протяжённость распределительных тепловых сетей (в однотрубном исполнении) (км)			
24	Количество тепловых станций и котельных (шт.)	8		8
25	Количество тепловых пунктов, насосных (шт.)		3	3

Информация о тарифе на тепловую энергию и надбавках к тарифу на теплоноситель.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Атрибуты решения по утверждённому тарифу (наименование, дата, номер)	Постановление № 206-ПК от 10.12.2015 года
Наименование регулирующего органа, принявшего решение	РЭК Свердловской области
Период действия утверждённого тарифа	с 01.01.2016 г. по 31.12.2016 г.
Источник опубликования	Предложение организации по корректировке тарифа на 2017 год.

Одноставочный тариф на теплоноситель, руб./м3

№ п/п	Вид тарифа	Период действия тарифа	Вид теплоносителя	
			вода	пар
1	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям			
	одноставочный, руб./куб.м	с 01.01.2017г. по 31.12.2017г.	27,51	

Информация о тарифе на тепловую энергию и надбавках к тарифу на горячую воду в закрытых системах горячего водоснабжения .

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Атрибуты решения по утверждённому тарифу (наименование, дата, номер)	Постановление № 207-ПК от 10.12.2015 года
Наименование регулирующего органа, принявшего решение	РЭК Свердловской области
Период действия утверждённого тарифа	с 01.01.2016 г. по 31.12.2016 г.
Источник опубликования	Предложение организации по корректировке тарифа на 2017 год.

№ п/п	Период действия тарифа	компонент на холодную воду, руб./куб.м	компонент на тепловую энергию		
			Одноставочный, руб./Гкал	Двухставочный	
				ставка за мощность, тыс.руб./Гкал/час в мес.	ставка за тепловую энергию, руб./Гкал
1.1.	с 01.01.2017г. по 31.12.2017г.	27,51	1 896,70		

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Атрибуты решения по утверждённому тарифу (наименование, дата, номер)	Постановление № 188-ПК от 10.12.2015 года
Наименование регулирующего органа, принявшего решение	РЭК Свердловской области
Период действия утверждённого тарифа	с 01.01.2016 г. по 31.12.2016 г.
Источник опубликования	Предложение организации по корректировке тарифа на 2017 год.

Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал

Потребители		Горячая вода	Отборный пар (кг/см3)				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5	от 2,5 до 7,0	от 7,0 до 13,0	свыше 13,0	
	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	одноставочный						
с 01.01.2017г. по 31.12.2017г.	через тепловую сеть	1 896,70					
2018	через тепловую сеть	1874,48					
2019	через тепловую сеть	1950,37					
2020	через тепловую сеть	2028,24					
2021	через тепловую сеть	2119,55					

Приложение № 12 к конкурсной документации от _____
Информация о тарифе на тепловую энергию и надбавках к тарифу на тепловую энергию.
Форма 3.
Информация о расходах на топливо.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Отчётный период	Предложение организации по корректировке тарифа на 2018 год.

Вид топлива	Объём топлива (т, тыс.м3)	Цена топлива (руб./т, руб./тыс.м3)	Расходы на топливо, тыс.руб.	Способ приобретения
Уголь				
Газ природный всего, в том числе:	11 335,86	4 465,38	50 618,95	договор поставки
газ по регулируемой цене	11 335,86	4 465,38	50 618,95	
газ по нерегулируемой цене				
Расходы на топливо всего			50 618,95	

Форма 2

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности организации в сфере теплоснабжения и сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Отчётный период	Предложение организации по корректировке тарифа на 2018 год.

№ п/п	Наименование показателя	Показатель		
		производство	передача	всего
1	Расходы на энергетические ресурсы:	64 076,87	0,00	64 076,87
1.1.	Расходы на топливо, всего, тыс.руб.	50 618,95		50 618,95
1.1.1.	Газ природный (основное), тыс.руб.	50 618,95		50 618,95
	Цена, руб./тыс.м3	4 465,38		4 465,38
	Объём, млн.м3	11,336		11,336
1.2.	Вода на технологические нужды	270,64		270,64
1.2.1.	Цена (тариф) 1 руб./м3	21,14		21,14
1.2.2.	Объём израсходованной воды, тыс.м3	12,800		12,800
1.3.	Затраты на эл.энергию	12 410,71		12 410,71
1.3.1.	цена, руб./кВтч	4,90		4,90
1.3.2.	Объём, тыс.кВтч	2 530,84		2 530,84
1.4.	Покупная энергия	776,57		776,57
1.4.1.	цена, руб./Гкал	1 565,67		1 565,67
1.4.2.	Объём, тыс.Гкал	0,496		0,50
2	Операционные расходы:	18 711,40	2 752,99	21 464,39
3.	Неподконтрольные расходы:	11 855,47	2 322,60	14 178,07
3.1.	Арендная плата, тыс.руб.	0,00		0,00
3.2.	Отч.на соц.нужды, 30,2%, тыс.руб.	3 559,46	839,80	4 399,26
3.3.	Амортизация всего, в т.ч.:	6 200,90	1 482,80	7 683,70
3.5.	Налоги:	1 237,80	0,00	1 237,80
	на имущество	1 237,80	0,00	1 237,80
3.6.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность	0,00	0	0,00
3.7.	Прочие неподконтрольные расходы, тыс.руб.	857,31	0	857,31
4	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения всего, в т.ч.:	1 883,00	0,00	1 883,00
	расходы на капитальные вложения (инвестиции)			0,00
	Денежные выплаты социального характера (по Кол.договору)			0,00
	Средства необходимые для реализации программы энергосбережения	1 883,00		1 883,00
5	Расчётная предпринимательская прибыль	1 736,63		1 736,63
6	Недополученный доход	0,00	0,00	0,00
	экономически обоснованные расходы понесённые за отчётные периоды	0,00		0,00
	выпадающие доходы за отчётные периоды регулирования, связанные с изменением объёмов реализации			0,00
	прочий недополученный доход			0,00
7	Избыток средств	0,00	0,00	0,00
	Корректировка с целью учёта отклонения фактических значений параметров расчёта тарифов от значений, учтённых при установлении тарифов			0,00
	Корректировка с учётом надёжности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учёту в НВВ			0,00
	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы			0,00
	Прочий избыток средств			0,00
8	Расходы по сомнительным долгам	1045,03		1 045,03
9	Всего необходимая выручка	99 308,40	5 075,59	104 383,99
10	Сведения об источнике публикаций годовой бухгалтерской отчётности, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему			
11	Установленная тепловая мощность (Гкал/час)	61,44		
12	Присоединенная нагрузка (Гкал/час)			
13	Объём вырабатываемой тепловой энергии (тыс.Гкал)			82,469
14	Объём покупаемой тепловой энергии (тыс.Гкал)			0,496
15	Объём тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (тыс.Гкал), в том числе:			79,814
16	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (тыс.Гкал)			15,614
17	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (процентов)			19,563
18	Объём тепловой энергии, отпускаемой потребителям из тепловой сети (тыс.Гкал), в том числе:			64,200
	собственное потребление, тыс.Гкал			0,000
	бюдженые организации, тыс.Гкал			9,131
	жилищные организации и население, тыс.Гкал			50,849
	прочие потребители, тыс.Гкал			4,22
19	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (кг у.т./Гкал)			166,51
20	Удельный расход электрической энергии (кВт*ч/Гкал)			30,69
21	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (м3/Гкал)			0,155
22	Протяжённость магистральных тепловых сетей (в однотрубном исполнении) (км)			
23	Протяжённость распределительных тепловых сетей (в однотрубном исполнении) (км)			
24	Количество тепловых станций и котельных (шт.)	8		8
25	Количество тепловых пунктов, насосных (шт.)		3	3

Информация о тарифе на тепловую энергию и надбавках к тарифу на теплоноситель.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Атрибуты решения по утверждённому тарифу (наименование, дата, номер)	Постановление № 182-ПК от 13.12.2016 года
Наименование регулирующего органа, принявшего решение	РЭК Свердловской области
Период действия утверждённого тарифа	с 01.01.2017 г. по 31.12.2017 г.
Источник опубликования	Предложение организации по корректировке тарифа на 2018 год.
Одноставочный тариф на теплоноситель, руб./м3	

№ п/п	Вид тарифа	Период действия тарифа	Вид теплоносителя	
			вода	пар
1	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям			
	одноставочный, руб./куб.м	с 01.01.2018г. по 31.12.2018г.	27,47	

Информация о тарифе на тепловую энергию и надбавках к тарифу на горячую воду в закрытых системах горячего водоснабжения .

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Атрибуты решения по утверждённому тарифу (наименование, дата, номер)	Постановление № 181-ПК от 13.12.2016 года
Наименование регулирующего органа, принявшего решение	РЭК Свердловской области
Период действия утверждённого тарифа	с 01.01.2017 г. по 31.12.2017 г.
Источник опубликования	Предложение организации по корректировке тарифа на 2018 год.

№ п/п	Период действия тарифа	компонент на холодную воду, руб./куб.м	компонент на тепловую энергию		
			Одноставочный, руб./Гкал	Двухставочный	
				ставка за мощность, тыс.руб./Гкал/час в мес.	ставка за тепловую энергию, руб./Гкал
1.1.	с 01.01.2018г. по 31.12.2018г.	27,47	1 625,93		

Приложение № 12 к конкурсной документации от _____

Информация о тарифе на тепловую энергию и надбавках к тарифу на тепловую энергию.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Атрибуты решения по утверждённому тарифу (наименование, дата, номер)	Постановление № 161-ПК от 13.12.2016 года
Наименование регулирующего органа, принявшего решение	РЭК Свердловской области
Период действия утверждённого тарифа	с 01.01.2017 г. по 31.12.2017 г.
Источник опубликования	Предложение организации по корректировке тарифа на 2018 год.

Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал

Потребители		Горячая вода	Отборный пар (кг/см3)				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5	от 2,5 до 7,0	от 7,0 до 13,0	свыше 13,0	
	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	одноставочный						
с 01.01.2018г. по 31.12.2018г.	через тепловую сеть	1 625,93					

Форма 3.

Информация о расходах на топливо.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Отчётный период	Предложение организации по корректировке тарифа на 2019 год.

Вид топлива	Объём топлива (т, тыс.м3)	Цена топлива (руб./т, руб./тыс.м3)	Расходы на топливо, тыс.руб.	Способ приобретения
Уголь				
Газ природный всего, в том числе:	11 344,55	4 484,06	50 869,62	договор поставки
газ по регулируемой цене	11 344,55	4 484,06	50 869,62	
газ по нерегулируемой цене				
Расходы на топливо всего			50 869,62	

Форма 2

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности организации в сфере теплоснабжения и сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Отчётный период	Предложение организации по корректировке тарифа на 2019 год.

№ п/п	Наименование показателя	Показатель		
		производство	передача	всего
1	Расходы на энергетические ресурсы:	64 591,43	0,00	64 591,43
1.1.	Расходы на топливо, всего, тыс.руб.	50 869,62		50 869,62
1.1.1.	Газ природный (основное), тыс.руб.	50 869,62		50 869,62
	Цена, руб./тыс.м3	4 484,06		4 484,06
	Объём, млн.м3	11,345		11,345
1.2.	Вода на технологические нужды	275,25		275,25
1.2.1.	Цена (тариф) 1 руб./м3	21,50		21,50
1.2.2.	Объём израсходованной воды, тыс.м3	12,800		12,800
1.3.	Затраты на эл.энергию	12 716,66		12 716,66
1.3.1.	цена, руб./кВтч	5,21		5,21
1.3.2.	Объём, тыс.кВтч	2 438,85		2 438,85
1.4.	Покупная энергия	729,90		729,90
1.4.1.	цена, руб./Гкал	1 579,87		1 579,87
1.4.2.	Объём, тыс.Гкал	0,462		0,46
2	Операционные расходы:	19 656,42	2 892,03	22 548,45
3.	Неподконтрольные расходы:	11 664,61	3 256,79	14 921,40
3.1.	Арендная плата, тыс.руб.	0,00		0,00
3.2.	Отч.на соц.нужды, 30,2%, тыс.руб.	3 701,84	873,39	4 575,23
3.3.	Амортизация всего, в т.ч.:	5 958,90	2 383,40	8 342,30
3.5.	Налоги:	967,62	0,00	967,62
	на имущество	967,62	0,00	967,62
3.6.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность	0,00	0	0,00
3.7.	Прочие неподконтрольные расходы, тыс.руб.	1 036,25	0	1 036,25
4	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения всего, в т.ч.:	1 485,00	0,00	1 485,00
	расходы на капитальные вложения (инвестиции)			0,00

	Денежные выплаты социального характера (по Кол.договору)			0,00
	Средства необходимые для реализации программы энергосбережения	1 485,00		1 485,00
5	Расчётная предпринимательская прибыль	0,00		0,00
6	Недополученный доход	0,00	0,00	0,00
	экономически обоснованные расходы понесённые за отчётные периоды	0,00		0,00
	выпадающие доходы за отчётные периоды регулирования, связанные с изменением объёмов реализации			0,00
	прочий недополученный доход			0,00
7	Избыток средств	0,00	0,00	0,00
	Корректировка с целью учёта отклонения фактических значений параметров расчёта тарифов от значений, учтённых при установлении тарифов			0,00
	Корректировка с учётом надёжности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учёту в НВВ			0,00
	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы			0,00
	Прочий избыток средств			0,00
8	Всего необходимая выручка	97 397,46	6 148,82	103 546,28
9	Сведения об источнике публикаций годовой бухгалтерской отчётности, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему			
10	Установленная тепловая мощность (Гкал/час)	61,44		
11	Присоединенная нагрузка (Гкал/час)			
12	Объём вырабатываемой тепловой энергии (тыс.Гкал)			82,28
13	Объём покупаемой тепловой энергии (тыс.Гкал)			0,462
15	Объём тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (тыс.Гкал), в том числе:			79,756
16	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (тыс.Гкал)			15,532
17	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (процентов)			19,474
18	Объём тепловой энергии, отпускаемой потребителям из тепловой сети (тыс.Гкал), в том числе:			64,224
	собственное потребление, тыс.Гкал			0,000
	бюдженые организации, тыс.Гкал			8,86
	жилищные организации и население, тыс.Гкал			51,802
	прочие потребители, тыс.Гкал			3,562
19	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (кг у.т./Гкал)			166,51
20	Удельный расход электрической энергии (кВт*ч/Гкал)			29,64
21	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (м3/Гкал)			0,156
22	Протяжённость магистральных тепловых сетей (в однотрубном исполнении) (км)			
23	Протяжённость распределительных тепловых сетей (в однотрубном исполнении) (км)			
24	Количество тепловых станций и котельных (шт.)	8		8
25	Количество тепловых пунктов, насосных (шт.)		3	3

Информация о тарифе на тепловую энергию и надбавках к тарифу на теплоноситель.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Атрибуты решения по утверждённому тарифу (наименование, дата, номер)	Постановление № 167-ПК от 11.12.2017 года
Наименование регулирующего органа, принявшего решение	РЭК Свердловской области
Период действия утверждённого тарифа	с 01.01.2018 г. по 31.12.2018 г.
Источник опубликования	Предложение организации по корректировке тарифа на 2019 год.

Одноставочный тариф на теплоноситель, руб./м3

№ п/п	Вид тарифа	Период действия тарифа	Вид теплоносителя	
			вода	пар
1	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям			
	одноставочный, руб./куб.м	с 01.01.2019г. по 31.12.2019г.	31,10	
		2020	31,77	
		2021	33,05	
		2022	34,37	
		2023	36,38	

Информация о тарифе на тепловую энергию и надбавках к тарифу на горячую воду в закрытых системах горячего водоснабжения .

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Атрибуты решения по утверждённому тарифу (наименование, дата, номер)	Постановление № 172-ПК от 11.12.2017 года
Наименование регулирующего органа, принявшего решение	РЭК Свердловской области
Период действия утверждённого тарифа	с 01.01.2018 г. по 31.12.2018 г.
Источник опубликования	Предложение организации по корректировке тарифа на 2019 год.

№ п/п	Период действия тарифа	компонент на холодную воду, руб./куб.м	компонент на тепловую энергию		
			Одноставочный, руб./Гкал	Двухставочный	
				ставка за мощность, тыс.руб./Гкал/час в мес.	ставка за тепловую энергию, руб./Гкал
1.1.	с 01.01.2019г. по 31.12.2019г.	31,10	1 612,27		

Приложение № 12 к конкурсной документации от _____

Информация о тарифе на тепловую энергию и надбавках к тарифу на тепловую энергию.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Атрибуты решения по утверждённому тарифу (наименование, дата, номер)	Постановление № 138-ПК от 11.12.2017 года
Наименование регулирующего органа, принявшего решение	РЭК Свердловской области
Период действия утверждённого тарифа	с 01.01.2018 г. по 31.12.2018 г.
Источник опубликования	Предложение организации по корректировке тарифа на 2019 год.
Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	

Потребители		Горячая вода	Отборный пар (кг/см3)				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5	от 2,5 до 7,0	от 7,0 до 13,0	свыше 13,0	
Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии							
	одноставочный						
с 01.01.2019г. по 31.12.2019г.	через тепловую сеть	1 612,27					

Форма 3.

Информация о расходах на топливо.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Отчётный период	Предложение организации по корректировке тарифа на 2020 год.

Вид топлива	Объём топлива (т, тыс.м3)	Цена топлива (руб./т, руб./тыс.м3)	Расходы на топливо, тыс.руб.	Способ приобретения
Уголь				
Газ природный всего, в том числе:	12 309,66	4 562,59	56 163,97	договор поставки
газ по регулируемой цене	12 309,66	4 562,59	56 163,97	
газ по нерегулируемой цене				
Расходы на топливо всего			56 163,97	

№ п/п	Наименование показателя	Показатель		
		производство	передача	всего
1	Расходы на энергетические ресурсы:	70 098,35	0,00	70 098,35
1.1.	Расходы на топливо, всего, тыс.руб.	56 163,97		56 163,97
1.1.1.	Газ природный (основное), тыс.руб.	56 163,97		56 163,97
	Цена, руб./тыс.м3	4 562,59		4 562,59
	Объём, млн.м3	12,310		12,310
1.2.	Вода на технологические нужды	286,03		286,03
1.2.1.	Цена (тариф) 1 руб./м3	22,35		22,35
1.2.2.	Объём израсходованной воды, тыс.м3	12,800		12,800
1.3.	Затраты на эл.энергию	12 957,33		12 957,33
1.3.1.	цена, руб./кВтч	5,37		5,37
1.3.2.	Объём, тыс.кВтч	2 413,46		2 413,46
1.4.	Покупная энергия	691,02		691,02
1.4.1.	цена, руб./Гкал	1 641,38		1 641,38
1.4.2.	Объём, тыс.Гкал	0,421		0,42
2	Операционные расходы:	20 442,67	3 007,71	23 450,38
3.	Неподконтрольные расходы:	11 239,03	3 893,93	15 132,96
3.1.	Арендная плата, тыс.руб.	0,00		0,00
3.2.	Отч.на соц.нужды, 30,2%, тыс.руб.	3 849,91	908,33	4 758,24
3.3.	Амортизация всего, в т.ч.:	5 896,60	2 985,60	8 882,20
3.5.	Налоги:	961,25	0,00	961,25
	на имущество	961,25	0,00	961,25
3.6.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность	0,00	0	0,00
3.7.	Прочие неподконтрольные расходы, тыс.руб.	531,27	0	531,27
4	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения всего, в т.ч.:	5 880,00	0,00	5 880,00
	расходы на капитальные вложения (инвестиции)			0,00
	Денежные выплаты социального характера (по Кол.договору)			0,00
	Средства необходимые для реализации программы энергосбережения	5 880,00		5 880,00
5	Расчётная предпринимательская прибыль	1 997,23		1 997,23
6	Недополученный доход	1 120,85	0,00	1 120,85
	экономически обоснованные расходы понесённые за отчётные периоды	0,00		0,00
	выпадающие доходы за отчётные периоды регулирования, связанные с изменением объёмов реализации	1 120,85		1 120,85
	прочий недополученный доход			0,00
7	Расходы на сбыт	2 700,92	0,00	2 700,92
8	Всего необходимая выручка	113 479,05	6 901,64	120 380,69
9	Сведения об источнике публикаций годовой бухгалтерской отчётности, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему			
10	Установленная тепловая мощность (Гкал/час)	61,44		
11	Присоединенная нагрузка (Гкал/час)			
12	Объём вырабатываемой тепловой энергии (тыс.Гкал)			89,023
13	Объём покупаемой тепловой энергии (тыс.Гкал)			0,421
15	Объём тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (тыс.Гкал), в том числе:			86,254
16	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (тыс.Гкал)			19,905
17	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (процентов)			23,077
18	Объём тепловой энергии, отпускаемой потребителям из тепловой сети (тыс.Гкал), в том числе:			66,349
	собственное потребление, тыс.Гкал			0,000
	бюдженые организации, тыс.Гкал			8,728
	жилищные организации и население, тыс.Гкал			52,222
	прочие потребители, тыс.Гкал			5,399
19	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (кг у.т./Гкал)			166,51
20	Удельный расход электрической энергии (кВт*ч/Гкал)			27,11
21	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (м3/Гкал)			0,144
22	Протяжённость магистральных тепловых сетей (в однотрубном исполнении) (км)			
23	Протяжённость распределительных тепловых сетей (в однотрубном исполнении) (км)			
24	Количество тепловых станций и котельных (шт.)	8		8
25	Количество тепловых пунктов, насосных (шт.)		3	3

Информация о тарифе на тепловую энергию и надбавках к тарифу на теплоноситель.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Атрибуты решения по утверждённому тарифу (наименование, дата, номер)	постановление № 224-ПК от 11.12.2018г.
Наименование регулирующего органа, принявшего решение	РЭК Свердловской области
Период действия утверждённого тарифа	с 01.01.2019 г. по 31.12.2019 г.
Источник опубликования	Предложение организации по корректировке тарифа на 2020 год.

Одноставочный тариф на теплоноситель, руб./м3

№ п/п	Вид тарифа	Период действия тарифа	Вид теплоносителя	
			вода	пар
1	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям			
	одноставочный, руб./куб.м	с 01.01.2020г. по 31.12.2020г.	32,45	

Информация о тарифе на тепловую энергию и надбавках к тарифу на горячую воду в закрытых системах горячего водоснабжения .

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"			
ИНН	6685012118			
КПП	66801001			
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79			
Атрибуты решения по утверждённому тарифу (наименование, дата, номер)	постановление № 299-ПК от 19.12.2018г.			
Наименование регулирующего органа, принявшего решение	РЭК Свердловской области			
Период действия утверждённого тарифа	с 01.01.2019 г. по 31.12.2019 г.			
Источник опубликования	Предложение организации по корректировке тарифа на 2020 год.			
№ п/п	Период действия тарифа	компонент на холодную воду, руб./куб.м	компонент на тепловую энергию	
			Одноставочный, руб./Гкал	Двухставочный
				ставка за мощность, тыс.руб./Гкал/час в мес. / ставка за тепловую энергию, руб./Гкал
1.1.	с 01.01.2020г. по 31.12.2020г.	32,45	1 814,35	

Форма 3.

Информация о расходах на топливо.

Наименование организации	Муниципальное унитарное предприятие "Арамиль-Тепло"
ИНН	6685012118
КПП	66801001
Местонахождение (адрес)	624000, Свердловская область, г.Арамиль, ул.1 Мая,79
Отчётный период	Предложение организации по корректировке тарифа на 2020 год.

Вид топлива	Объём топлива (т, тыс.м3)	Цена топлива (руб./т, руб./тыс.м3)	Расходы на топливо, тыс. руб.	Способ приобретения
Уголь				
Газ природный всего, в том числе:	12 309,66	4 562,59	56 163,97	договор поставки
газ по регулируемой цене	12 309,66	4 562,59	56 163,97	
газ по нерегулируемой цене				
Расходы на топливо всего			56 163,97	

КОМИТЕТ ПО УПРАВЛЕНИЮ МУНИЦИПАЛЬНЫМ ИМУЩЕСТВОМ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

624000 Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. 1 Мая, д. 12
тел (факс). (343)385-32-86
E-mail: kumi-aramil@mail.ru
ОКПО 44655305, ОГРН 1026602178041
ИНН/КПП 6652009423/668501001

12.11.2020 № *82*

на № _____ от _____

По месту требования

ВЫПИСКА
из Реестра муниципального имущества

Объект недвижимости: Здание теплового пункта

расположенный по адресу: Российская Федерация, Свердловская область, Сысертский район, город Арамиль, улица Гарнизон, 20-Б

Принят в казну Арамильского городского округа на основании:

Постановление главы Администрации МО города Арамиль № 342 от 05.12.1996 «О передаче жилого фонда с баланса 695 Авиаремонтного завода МОРФ на баланс Арамильского комитета по управлению имуществом»;
Акт передачи жилья и инженерных коммуникаций с баланса 695 Авиаремонтного завода от 05.12.1996 г.;

и внесен в реестр муниципальной собственности под № 189.

Вр.и.о. Комитета по управлению муниципальным имуществом Арамильского городского округа **О.Г.Семеновская**

КОМИТЕТ ПО УПРАВЛЕНИЮ МУНИЦИПАЛЬНЫМ ИМУЩЕСТВОМ АРАМИЛЬСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

624000 Свердловская область, Сысертский район, г. Арамиль, ул. 1 Мая, д. 12
тел (факс). (343)385-32-86
E-mail: kumi-aramil@mail.ru
ОКПО 44655305, ОГРН 1026602178041
ИНН/КПП 6652009423/668501001

12.11.2020 № *81*

на № _____ от _____

По месту требования

ВЫПИСКА
из Реестра муниципального имущества

Объект недвижимости: Тепловые сети и сети ГВС

расположенный по адресу: Российская Федерация, Свердловская область, Сысертский район, п.Светлый, д. 56, п.Арамиль, ул. Станционная, д. 12б, п.Арамиль, ул. Ломоносова, д.4б, г.Арамиль, ул. Красноармейская, 118, г.Арамиль, ул. Лесная, д. 13а, г.Арамиль, ул. Мира, д. 6а/2, г.Арамиль, ул. 1 Мая, д. 79б/1, г.Арамиль, ул. Гарнизон, г.Арамиль, ул. Клубная, д. 25

Принят в казну Арамильского городского округа на основании:

Постановление главы Администрации МО города Арамиль № 117 от 13.05.1996 «О передаче объектов коммунального-бытового назначения от СЗТП в муниципальную собственность города Арамиль»;
Постановление главы Администрации МО города Арамиль № 342 от 05.12.1996 «О передаче жилого фонда с баланса 695 Авиаремонтного завода МОРФ на баланс Арамильского комитета по управлению имуществом»;
Постановление главы Администрации МО города Арамиль№ 1341 от 29.12.1999 «О передаче в муниципальную собственность с баланса ОАО «Арамильский комбинат хлебопродуктов» отдельных объектов коммунально-бытового назначения»;
Постановление главы Администрации МО город Арамиль № 442 от 05.05.1999 «О передаче в муниципальную собственность города Арамиль от ОАО «Арамильский комбинат хлебопродуктов» объектов жилого фонда, объектов соцкультбыта и техники для обслуживания передаваемых объектов».

Постановление главы Администрации МО города Арамиль № 301 от 20.04.1998;
Постановление главы МО города Арамиль № 513 от 07.06.2001 «О принятии в муниципальную собственность города Арамиль от ООО «Уралтрансгаз» 20-ти квартирной секции 64-х квартирного дома по адресу: г.Арамиль, ул.Ленине,2Е и объектов коммунально-бытового назначения»;
Постановление главы МО города Арамиль № 355 от 26.04.2001 «О принятии в муниципальную собственность города Арамиль от ОАО «Арамильский завод пластмасс» объектов теплоснабжения и жилого фонда»;
Постановление главы МО город Арамиль № 475 от 24.05.2005 «О принятии в собственность Муниципального образования город Арамиль объектов соцкультбыта, жилого фонда и инженерной инфраструктуры от Муниципального образования Сысертского район»
Постановление главы Администрации МО города Арамиль № 531 от 13.06.2005 «О принятии в муниципальную собственность Муниципального образования город Арамиль объектов жилого фонда и объектов коммунального назначения, не принятых в муниципальную собственность постановлением № 355 от 26.04.2001»;
Постановление главы МО города Арамиль № 175 от 12.03.2002 «О приеме в Муниципальную собственность муниципального образования город Арамиль с баланса АООТ «Сысертскагрохимсервис» оборудования котельной и теплотрассы».

и внесен в реестр муниципальной собственности под № 1614.

Вр.и.о. Комитета по управлению муниципальным имуществом Арамильского городского округа **О.Г.Семеновская**

Арамильские ВЕСТИ
Учредитель - Администрация Арамильского городского округа. Газета зарегистрирована Управлением ФС по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия по Уральскому Федеральному округу.
Св. о регистр. ПИ №ФС11-1421. Адрес редакции, издателя : г.Арамиль, ул. 1 Мая, 15, второй этаж, каб. №1; e-mail: vesti-aramil@yandex.ru
Авторы публикаций и рекламных объявлений несут ответственность за содержание. Редакция может не разделять позиции авторов.
Номер отпечатан в Березовской типографии ГУП СО «Монетный Щебеночный завод», 623700, Свердловская обл., г. Березовский, ул. Красных Героев, 10. Тел. (34369) 4-89-11.
Главный редактор: Шараев Р.В.
Подписано в печать по графику и фактически 10.11.2020 г. в 15 час. 00 мин.
Выход 11.11.2020 г. Тираж 50 экз. Заказ № 2703