

АДМИНИСТРАЦИЯ
ХАБАРОВСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА
Хабаровского края

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

09.04.2018 № 380

г. Хабаровск

О внесении изменений в схему теплоснабжения Сергеевского сельского поселения Хабаровского муниципального района Хабаровского края до 2027 года, утвержденную постановлением администрации Хабаровского муниципального района от 26.07.2016 № 708

В соответствии с Федеральными законами от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» администрация Хабаровского муниципального района
ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Внести изменения в схему теплоснабжения Сергеевского сельского поселения Хабаровского муниципального района Хабаровского края до 2027 года, утвержденную постановлением администрации Хабаровского муниципального района от 26.07.2016 № 708 «Об утверждении схемы теплоснабжения Сергеевского сельского поселения Хабаровского муниципального района Хабаровского края до 2027 года», изложив ее в новой редакции в соответствии с приложением к настоящему постановлению.

2. Управлению по обеспечению деятельности администрации Хабаровского муниципального района (Кузнецов А.Ю.) разместить настоящее постановление на официальном сайте администрации Хабаровского муниципального района и опубликовать в газете «Сельская новь».

3. Контроль за выполнением настоящего постановления возложить на заместителя главы администрации района – председателя Комитета по обеспечению жизнедеятельности населения администрации Хабаровского муниципального района Басова О.Н.

4. Настоящее постановление вступает в силу после его официального опубликования (обнародования).

Глава района



Д.Г. Удод

ПРИЛОЖЕНИЕ
к постановлению администрации
Хабаровского муниципального
района
от 09.04.2018 № 380

«УТВЕРЖДЕНА
постановлением администрации
Хабаровского муниципального
района
от 26.07.2016 № 708

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
Сергеевского сельского поселения
Хабаровского муниципального района
Хабаровского края до 2027 года
(актуализированная)

г. Хабаровск
2018 год

Термины, определения, сокращения

В настоящей работе применяют следующие обозначения:

Теплоснабжение – централизованное снабжение горячей водой (паром) систем отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий и технологических потребителей.

Система теплоснабжения – совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.

Схема теплоснабжения – документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Источник тепловой энергии – устройство, предназначенное для производства тепловой энергии.

Базовый режим работы источника тепловой энергии – режим работы источника тепловой энергии, который характеризуется стабильностью функционирования основного оборудования (котлов, турбин) и используется для обеспечения постоянного уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями при максимальной энергетической эффективности функционирования такого источника.

Пиковый режим работы источника тепловой энергии – режим работы источника тепловой энергии с переменной мощностью для обеспечения изменяющегося уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями.

Единая теплоснабжающая организация – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Тепловая сеть – совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок.

Тепловая мощность – количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени.

Тепловая нагрузка – количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени.

Потребитель тепловой энергии – лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках, либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления.

Теплопотребляющая установка – устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии.

Инвестиционная программа – программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения (технологического присоединения) теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения.

Теплоснабжающая организация – организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии.

Теплосетевая организация – организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии.

Надежность теплоснабжения – характеристика состояния системы теплоснабжения, при которой обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения.

Зона действия системы теплоснабжения – территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения.

Зона действия источника тепловой энергии – территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

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.

Ограничение тепловой мощности – сумма объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе.

Располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, рав-

ная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом ограничения тепловой мощности.

Рабочая мощность – используемая мощность котельной, включающая в себя подключенную нагрузку, потери мощности в тепловой сети и мощность, используемую на собственные нужды котельной.

Резервная мощность – разница между располагаемой и рабочей мощностью котельной, включающая в себя явный (мощность котельного оборудования, полностью выведенного в резерв) и скрытый резерв (разница между резервной мощностью и явным резервом).

Топливо-энергетический баланс – документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территории муниципального образования и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов.

Теплосетевые объекты – объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии.

Элемент территориального деления – территория городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц.

Расчетный элемент территориального деления – территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

Сокращения

В настоящей работе использованы следующие сокращения:

ВПУ-водоподготовительная установка;

ГВС-горячее водоснабжение;

ЕТО-единая теплоснабжающая организация;

ТК-тепловая камера;

УК-уставной капитал;

УТ-тепловой узел;

КПД-коэффициент полезного действия;

ПИР-проектно-изыскательские работы;

ПСД-проектно-сметная документация;

СМР-строительно-монтажные и наладочные работы;

СЦТ-система централизованного теплоснабжения;

РНИ-режимно-наладочные испытания;

ППУ-пенополиуретан.

Объемы потребления тепловой мощности и прироста объемов потребления тепловой мощности производственными зданиями, подключенными к системе теплоснабжения Сергеевского сельского поселения, приведены в таблице 1.2.3.

Таблица 1.2.3. – Объемы потребления тепловой мощности, теплоносителя и прироста объемов потребления тепловой мощности, теплоносителя производственными зданиями

Предоставляемый ресурс	Этапы (периоды) по годам, Гкал/ч (м³/ч)						
	I этап					II этап	III этап
	2012	2013	2014	2015	2016	2017 – 2022	2023 – 2027
Сергеевка							
отопление	0,0320	0,0320	0,0320	0,0320	0,0320	0,0320	0,0320
ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплоноситель	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Калинка							
отопление	0,1296	0,1296	0,1296	0,1296	0,1296	0,1296	0,2223
ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплоноситель	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21 км							
отопление	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046
ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплоноситель	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Светлый							
отопление	0,0956	0,0956	0,0956	0,0956	0,0956	0,0956	0,0956
ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплоноситель	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО							
отопление	0,2618	0,2618	0,2618	0,2618	0,2618	0,2618	0,3545
ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплоноситель	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

В с. Калинка проектом генерального плана предложено строительство на III этапе расчетного периода производственного комплекса по переработке мясо-молочной продукции тепловой мощностью (нагрузкой) 0,1 Гкал/ч.

В объемах потребления тепловой мощности производственными зданиями, подключенными к системе теплоснабжения Сергеевского сельского поселения, учтена тепловая нагрузка зданий отопительных котельных, которые являются источниками тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения Сергеевского сельского поселения.

Таблица 1.2.4. – Объемы потребления тепловой мощности и прироста объемов потребления тепловой мощности Сергеевского сельского поселения

Предоставляемый ресурс	Этапы (периоды) по годам, Гкал/ч (м³/ч)						
	I этап					II этап	III этап
	2012	2013	2014	2015	2016	2017 – 2022	2023 – 2027
Сергеевка							
отопление	1,9768	1,9768	1,9768	1,9768	1,9768	1,9768	1,9768
ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплоноситель	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Предоставляе- мый ресурс	Этапы (периоды) по годам, Гкал/ч (м³/ч)						
	I этап					II этап	III этап
	2012	2013	2014	2015	2016	2017 – 2022	2023– 2027
Калинка							
отопление	4,5117	4,5117	4,5117	4,5117	4,5117	4,5117	5,7844
ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплоноситель	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21 км							
отопление	0,1792	0,1792	0,1792	0,1792	0,1792	0,1792	0,1792
ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
теплоноситель	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Светлый							
отопление	1,3788	1,3788	1,3788	1,3788	1,3788	1,3788	1,3788
ГВС	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586
теплоноситель	2,8836	2,8836	2,8836	2,8836	2,8836	2,8836	2,8836
ВСЕГО							
отопление	8,0465	8,0465	8,0465	8,0465	8,0465	8,0465	9,3192
ГВС	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586
теплоноситель	2,8836	2,8836	2,8836	2,8836	2,8836	2,8836	2,8836



Рисунок 1.2.1. – Доли годового производства тепловой энергии

Расширение зоны действующей системы централизованного теплоснабжения в Сергеевском сельском поселении в среднесрочной перспективе на основании генерального плана не планируется. В расчетах за основу приняты существующие потребности Сергеевского сельского поселения в тепловой энергии.

При появлении новых исходных данных по перспективным нагрузкам, необходимо учесть их при очередной ежегодной актуализации настоящей схемы теплоснабжения.

1.3. Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах.

На территории Сергеевского сельского поселения производственные зоны отсутствуют.

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения

1.1.1. Функциональная структура теплоснабжения.

Муниципальные котельные в Сергеевском сельском поселении осуществляют выработку тепловой энергии, которая расходуется на нужды отопления потребителей и на хозяйственные нужды теплоснабжающей организации. Котельные относятся к категории сезонных котельных.

Ведомственная котельная в/г «Светлый» осуществляет выработку тепловой энергии, которая расходуется на нужды отопления и горячего водоснабжения (ГВС) потребителей. Осуществляется теплоснабжение жилых домов, ведомственных служебных и других помещений. Относится к категории круглогодичных котельных.

Таблица 1.1.1.1. – Структура потребителей и их нагрузки по видам теплопотребления

Котельная	Вид услуги	Население		Бюджетные потребители		Прочие	
		Гкал/год	Гкал/ч	Гкал/год	Гкал/ч	Гкал/год	Гкал/ч
Сергеевка	отопление	4 673,02	1,6126	781,40	0,2696	181,41	0,0626
	ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Калинка	отопление	11 431,87	3,9450	1 214,03	0,4189	371,92	0,1283
	ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21 км	отопление	505,95	0,1746	0,0	0,0	0,00	0,0000
	ГВС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Светлый	отопление	1 394,71	0,4813	2 551,23	0,8804	0,00	0,0000
	ГВС	602,23	0,0717	729,96	0,0869	0,0	0,0
ВСЕГО	отопление	18 005,55	6,2135	4 546,66	1,5689	553,33	0,1909
	ГВС	602,23	0,0717	729,96	0,0869	0,0	0,0

Теплоснабжение муниципальных объектов Сергеевского сельского поселения осуществляют две теплоснабжающие организации: ООО "Сергеевка" и МУП "Новатор". ООО "Сергеевка" эксплуатирует муниципальную котельную с тепловыми сетями в с. Сергеевка, ул. Партизанская. МУП "Новатор" эксплуатирует муниципальные котельные с тепловыми сетями в с. Калинка и в с. Сергеевка ул. 21 км. Котельные находятся в муниципальной собственности Хабаровского муниципального района.

Теплоснабжение объектов в/г "Светлый" Минобороны России 01.04.2017 осуществляется филиалом Федерального Государственного бюджетного учреждения "Центральное жилищно-коммунальное управление" по Восточному военному округу (далее – ФГБУ "ЦЖКУ"), которое эксплуатирует ведомственную котельную с тепловыми сетями, находящуюся в соб-

ственности Минобороны России. До указанной даты теплоснабжение осуществлялось Обособленным подразделением "Хабаровский" АО "Главное управление жилищно-коммунального хозяйства".

В Сергеевском сельском поселении теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых застроек, а также отдельных зданий коммунально-бытовых и промышленных потребителей, не подключенных к центральному теплоснабжению, осуществляется от индивидуальных источников тепловой энергии.

1.1.2. Источники тепловой энергии.

1. Структура основного оборудования источников тепловой энергии. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования.

Таблица 1.1.2.1. – Основные технические характеристики котлов

Марка котлов	Тип котла/ Режим работы	Мощность котлов по паспорту (Гкал/ч)	Год ввода в эксплуатацию	КПД котлов по паспорту (%)	КПД котлов по РНИ (%)	Вид топлива
Сергеевка						
КВм-1,74к	водогрейный	1,5	2013	72,0	70,0	уголь
КВм-1,74к	водогрейный	1,5	2013	72,0	70,0	уголь
КВм-2,0	водогрейный	1,72	2013	72,0	69,0	уголь
Калинка						
КВ-0,89м	паровой	0,46	1998	н/д	н/д	мазут
КВ-0,89м	паровой	0,46	1998	н/д	н/д	мазут
КВ-0,89м	водогрейный	0,57	1998	н/д	н/д	мазут
КВ-0,89м	водогрейный	0,57	1998	н/д	н/д	мазут
КВа-2,0	водогрейный	1,72	2013	80,0	н/д	мазут
КВа-2,0	водогрейный	1,72	2013	80,0	н/д	мазут
КВа-2,0	водогрейный	1,72	2013	80,0	н/д	мазут
21 км						
КВа-0,63гм	водогрейный	0,54	2012	71,0	н/д	мазут
Универсал-6	водогрейный	0,46	2009	71,0	н/д	мазут
Светлый						
КВ-0,81	водогрейный	0,7	2002	н/д	н/д	уголь
КВ-0,81	водогрейный	0,7	2002	н/д	н/д	уголь
КВ-0,81	водогрейный	0,7	2006	н/д	н/д	уголь
КВ-0,81	водогрейный	0,7	2006	н/д	н/д	уголь
КВ-0,42	водогрейный	0,42	2005	н/д	н/д	уголь
КВ-0,42	водогрейный	0,42	2005	н/д	н/д	уголь
ИжКВр-0,8к	водогрейный	0,69	2008	н/д	н/д	уголь
ИжКВр-0,8к	водогрейный	0,69	2008	н/д	н/д	уголь

РНИ – режимно-наладочные испытания котлов

н/д – нет данных

Таблица 1.1.2.2. – Основные технические характеристики насосного оборудования

Марка насоса	Назначение	Производительность		Эл. двигатель		Кол- во (шт.)
		Мощ- ность (м³/ч)	Напор (м.вод.ст.)	Мощ- ность (кВт)	Число оборот. в мин.	
Сергеевка						
Willo-40/130	Питательный	12,5	15,0	1,5	2 800	2
Willo-40/160	Повысительный	12,5	23,0	2,2	3 000	2
Willo-50/160	Циркуляционный	20,0	25,0	3,0	3 000	3
Willo-100/200	Сетевой	160,0	44,0	18,5	3 000	2
БК 2/26	Водоподготовка	н/д	н/д	3,0	1 500	1
БК 2/26	Водоподготовка	н/д	н/д	4,0	1 500	1
Калинка						
1Д200-36А	Сетевой	180,0	20,0	30,0	1 450	1
КМ 150-125-250	Сетевой	200,0	20,0	18,5	1 500	1
КМ 65-50-160ас	Питательный	н/д	н/д	4,0	1 500	1
К45/90	Питательный	н/д	н/д	4,0	1 500	1
НШМ-8-25-3,6/4	Мазут/циркуляц.	н/д	н/д	4,0	1 450	2
НШ-40-4-18/4	Мазут/перекачка	н/д	н/д	5,5	1 500	2
НШ-80-6-36/2,5	Мазут/перекачка	н/д	н/д	15,0	980	1
21 км						
К80-65-160	Циркуляционный	н/д	н/д	7,5	2 895	2
В33ок	Мазут/перекачка	н/д	н/д	4,5	2 950	1
В33ок	Мазут/циркуляц.	н/д	н/д	4,5	2 950	1

Таблица 1.1.2.3. – Прочее оборудование и материалы

Оборудование	Марка/характеристика	Объем/высота (м³/м)	Количество (шт.)
Сергеевка			
Вентилятор дутьевой	ВД – 2, 8; 7,5/3000	–	3
Дымосос	ДН – 8; 15/1500	–	3
Вентилятор радиальный	2,2/1500	–	1
Вентилятор аспирации	1,1/1500	–	1
Емкости запаса воды	сталь/помещение	25	1
Дымовая труба	Сталь	22	1
Калинка			
Вентилятор дутьевой	ВН-8; 15/1500	–	1
Дымосос	№ 6; 18/1500	–	1
Дымосос	№ 6,3; 5,5/1500	–	3
Емкости запаса воды	сталь/помещение	25	2
Дымовая труба	сталь	24	1
21 км			
Вентилятор дутьевой	4/2950	–	2
Дымосос	ДЗ,5; 3/1500	–	1
Емкости запаса воды	сталь/помещение	25	1
Дымовая труба	сталь	20	1

Таблица 1.1.2.4. – Показатели учета зданий котельных

Показатель	Значение показателя
Сергеевка	
Год постройки	2008
Этажность	1
Строительный объем, м³	3 338,0

Показатель	Значение показателя
Материал стен	кирпич
Год последнего капитального ремонта	не проводился
Калинка	
Год постройки	1986
Этажность	2
Строительный объем, м ³	3 295,0
Материал стен	кирпич
Год последнего капитального ремонта	не проводился
21 км	
Год постройки	1969
Этажность	2
Строительный объем, м ³	1 038,0
Материал стен	кирпич
Год последнего капитального ремонта	не проводился
Светлый	
Год постройки	н/д
Этажность	1
Строительный объем, м ³	3 827,0
Материал стен	н/д

Таблица 1.1.2.5. – Мазутное хозяйство

Наименование	Назначение	Характеристика	Объем (м ³)	Количество (шт.)
Калинка				
Мазутная емкость	приемная	подземная	15	1
Мазутная емкость	расходная	надземная/вертикальная	400	2
21 км				
Мазутная емкость	приемная	подземная	3	1
Мазутная емкость	расходная	надземная/горизонтальная	25	1

2. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.

Таблица 1.1.2.6. – Установленные, располагаемые мощности и нагрузка котельных

Наименование котельной	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
			ВСЕГО	отопление	вентиляция	ГВС
Сергеевка	4,72	4,72	1,9619	1,9619	0,0	0,0
Калинка	7,22	6,30	4,5033	4,5033	0,0	0,0
21 км	1,00	0,46	0,1746	0,1746	0,0	0,0
Светлый	5,02	5,02	1,5086	1,3617	0,0	0,1469
ВСЕГО:	17,96	16,50	8,1484	8,0015	0,0	0,1469

УТМ – установленная тепловая мощность источника тепловой энергии;
РТМ – располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии.

Данные о фактической мощности котлов (по результатам РНИ) отсутствуют. В данной схеме теплоснабжения располагаемая мощность каждого котла принята на уровне УТМ.

Во избежание возникновения дефицитов мощности и ухудшения качества теплоснабжения рекомендуется принимать решение о наличии (отсутствии) технической возможности технологического присоединения к сетям теплоснабжения после проведения наладочных испытаний котлоагрегатов.

3. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования.

Таблица 1.1.2.7. – Средневзвешенный срок службы котлов

№ п/п	Марка котла	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Срок эксплуатации, лет
Сергеевка				
1.	КВм-1,74к	2013	не проводился	2,0
2.	КВм-1,74к	2013	не проводился	2,0
3.	КВм-2,0	2013	не проводился	2,0
Калинка				
1.	КВ-0,89м	1998	2010	17,0
2.	КВ-0,89м	1998	2011	17,0
3.	КВ-0,89м	1998	2005	17,0
4.	КВ-0,89м	1998	2006	17,0
5.	КВа-2,0	2013	2013	2,0
6.	КВа-2,0	2013	2013	2,0
7.	КВа-2,0	2013	2013	2,0
21 км				
1.	КВа-0,63гм	2012	2012	3,0
2.	Универсал-6	2009	2015	6,0
Светлый				
1.	КВ-0,81	2002	н/д	13,0
2.	КВ-0,81	2002	н/д	13,
3.	КВ-0,81	2006	н/д	9,0
4.	КВ-0,81	2006	н/д	9,0
5.	КВ-0,42	2005	н/д	10,0
6.	КВ-0,42	2005	н/д	10,0
7.	ИжКВр-0,8к	2008	н/д	7,0
8.	ИжКВр-0,8к	2008	н/д	7,0

н/д – нет данных

4. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.

Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется централизованно непосредственно на котельной. Метод регулирования качественный. Схема присоединения систем отопления всех потребителей зависимая. Утвержденный температурный график отпуска тепла в тепловую сеть из котельных 95/70°C. Для котельного оборудования с рабочей температурой теплоносителя до 115°C температурный график является наиболее экономичным, с точки зрения расхода теплоносителя G .

5. Схема выдачи тепловой мощности котельных.

Отпуск тепла осуществляется следующим образом:

а) котельная с. Сергеевка, ул. Партизанская (вид топлива уголь) – система отпуска тепла 2-ух трубная. Обратная сетевая вода от потребителей поступает в котельную, сетевыми насосами подается в котлы, где подогревается и подается потребителю, т.е. в наличии имеется один контур теплоносителя, который циркулирует по схеме: котел – тепловые сети – системы теплоснабжения абонентов. Для восполнения нормативной утечки, в сеть добавляется вода от водопроводной сети без очистки. Система теплоснабжения закрытая;

б) котельная с. Калинка (вид топлива мазут) – система отпуска тепла 2-ух трубная. Обратная сетевая вода от потребителей поступает в котельную, сетевыми насосами подается в котлы, где подогревается и подается потребителю, т.е. в наличии имеется один контур теплоносителя, который циркулирует по схеме: котел – тепловые сети – системы теплоснабжения абонентов. Для восполнения нормативной утечки, в сеть добавляется вода от водопроводной сети без очистки. Система теплоснабжения закрытая. Для разогрева мазута используется насыщенный пар. Выработка пара осуществляется котлом марки КВ-0,89 м, работающим в паровом режиме ($P=0,7 \text{ кгс/см}^2$). Конденсат возвращается в котельную в накопительную емкость;

в) котельная с. Сергеевка, ул. 21 км (вид топлива мазут) – система отпуска тепла 2-ух трубная. Обратная сетевая вода от потребителей поступает в котельную, сетевыми насосами подается в котлы, где подогревается и подается потребителю, т.е. в наличии имеется один контур теплоносителя, который циркулирует по схеме: котел – тепловые сети – системы теплоснабжения абонентов. Для восполнения нормативной утечки, в сеть добавляется вода от водопроводной сети без очистки. Система теплоснабжения закрытая. Для разогрева мазута используется сетевая вода;

г) котельная в/г "Светлый" (вид топлива уголь) – система отпуска тепла 3-ух трубная. Обратная сетевая вода от потребителей поступает в котельную, сетевыми насосами подается в котлы, где подогревается и подается потребителю, т.е. в наличии имеется один контур теплоносителя, который циркулирует по схеме: котел – тепловые сети – системы теплоснабжения абонентов. Для восполнения нормативной утечки, в сеть добавляется вода от водопроводной сети без очистки. Система теплоснабжения закрытая. ГВС осуществляется по независимой схеме от отдельного теплоисточника по наружной сети ГВС через теплообменник.

6. Среднегодовая загрузка котельного оборудования.

Данные по выработке тепловой энергии в разрезе котлоагрегатов не представлены. По причине отсутствия данных по располагаемой мощности котельных (данные о фактической производительности с учетом износа) целесообразно, при планировании, принимать уровень загрузки каждого отопительного котла в диапазоне от 60% до 80% от номинальной производительности. Испытания котельного оборудования для определения фактических удельных расходов топлива на отпущенную тепловую энергию от котельных не проводились.

7. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

Приборы учета тепловой энергии на муниципальных котельных, а также на стороне потребителей отсутствуют. Учет отпущенной и полученной тепловой энергии осуществляется расчетным способом. Данные по ведомственному теплоисточнику отсутствуют.

8. Тепловая мощность котельных.

Таблица 1.1.2.8. – Тепловая мощность нетто и расчетная максимальная нагрузка на собственные нужды

Показатель	Сергеевка	Калинка	21 км	Светлый
	Гкал/ч			
Собственные нужды котельной	0,0558	0,1279	0,0120	0,0310
Тепловая мощность нетто	4,6642	7,0921	0,9880	4,9890

1.1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.

1. Общая характеристика тепловых сетей.

Схемы тепловых сетей приведены в приложениях к настоящей схеме теплоснабжения:

а) приложение А – схема тепловых сетей с. Сергеевка, ул. Партизанская;

б) приложение Б – схема тепловых сетей с. Калинка;

в) приложение В – схема тепловых сетей с. Сергеевка, ул. 21 км;

г) приложение Г – схема тепловых сетей в/г "Светлый".

Суммарная протяженность сетей теплоснабжения в Сергеевском сельском поселении составляет 7,1 км (в двухтрубном исчислении). Средний наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,111 м. Протяженность сетей ГВС составляет 0,855 км (в однострубно исполнении). Тепловые сети муниципальных котельных 2-ух трубного исполнения, тепловая сеть ведомственной котельной – 3-х трубное (ГВС). Системы отопления присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме без снижения потенциала тепла сетевой воды.

Тепловые сети проложены надземным и подземным способами. Надземные теплопроводы проложены на низких отдельно стоящих опорах, подземные теплопроводы проложены в непроходных каналах. Каналы изготовлены из унифицированных сборных железобетонных деталей. Тепловая изоляция – маты прошивные минераловатные.

Таблица 1.1.3.1. – Общая характеристика тепловой сети котельной Сергеевка

Диаметр (мм)	Протяженность (м)	Год ввода в эксплуатацию	Способ прокладки	По назначению	По исполнению
46	137,6	до 1992	надземный	отопление	2-ух трубная
76	199,3	до 1992	надземный	отопление	2-ух трубная
89	267,6	1980,1995	надземный	отопление	2-ух трубная
114	603,8	до 1990	надземный	отопление	2-ух трубная
159	264,6	до 1990	надземный	отопление	2-ух трубная

Диаметр (мм)	Протяжен- ность (м)	Год ввода в эксплуата- цию	Способ прокладки	По назначению	По исполнению
325	687,0	до 1990	надземный	отопление	2-ух трубная
Итого: общая протяженность 2 159,9 м.					
Итого: средний наружный диаметр 0,176 м.					

Таблица 1.1.3.2. – Общая характеристика тепловой сети котельной Калинка

Диаметр (мм)	Протяжен- ность (м)	Год ввода в эксплуатацию	Способ прокладки	По назначению	По исполнению
46	10,2	до 1990	надземный	отопление	2-ух трубная
57	64,5	до 1990	надземный	отопление	2-ух трубная
76	74,1	до 1990	надземный	отопление	2-ух трубная
89	78,1	до 1990	надземный	отопление	2-ух трубная
89	204,5	с 2004	надземный	отопление	2-ух трубная
89	53,8	до 1998	подземный	отопление	2-ух трубная
108	1 578,9	до 1990	надземный	отопление	2-ух трубная
219	528,3	до 1990	надземный	отопление	2-ух трубная
273	145,8	до 1990	надземный	отопление	2-ух трубная
Итого: общая протяженность 2 738,2 м.					
Итого: средний наружный диаметр 0,137 м.					

Таблица 1.1.3.3. – Общая характеристика тепловой сети котельной 21 км

Диаметр, мм	Протяжен- ность, м	Год ввода в эксплуатацию	Способ про- кладки	По назначе- нию	По исполнению
76	92,0	до 1990	надземный	отопление	2-ух трубная
108	221,0	до 1990	подземный	отопление	2-ух трубная
Итого: общая протяженность 313,0 м					
Итого: средний (наружный) диаметр 0,099 м					

Таблица 1.1.3.4. – Общая характеристика тепловой сети котельной Светлый

Диаметр (мм)	Протяжен- ность (м)	Год ввода в эксплуата- цию	Способ прокладки	По назначению	По исполнению
32	10,0	до 1998	надземный	отопление	2-ух трубная
57	193,0	до 1998	надземный	отопление	2-ух трубная
57	269,0	до 1998	подземный	отопление	2-ух трубная
108	376,0	до 1998	надземный	отопление	2-ух трубная
108	113,0	до 1998	подземный	отопление	2-ух трубная
159	634,0	до 1998	надземный	отопление	2-ух трубная
159	55,0	до 1998	подземный	отопление	2-ух трубная
219	40,0	до 1998	надземный	отопление	2-ух трубная
219	195,0	до 1998	подземный	отопление	2-ух трубная
25	24,0	до 1998	надземный	ГВС	1-трубная
57	253,0	до 1998	надземный	ГВС	1-трубная
57	93,0	до 1998	подземный	ГВС	1-трубная
108	140,0	до 1998	надземный	ГВС	1-трубная
108	345,0	до 1998	подземный	ГВС	1-трубная
Итого: общая протяженность 2 740,0 м.					
Итого: средний наружный диаметр т/с 0,128 м.					
Итого: средний наружный диаметр ГВС 0,085 м.					

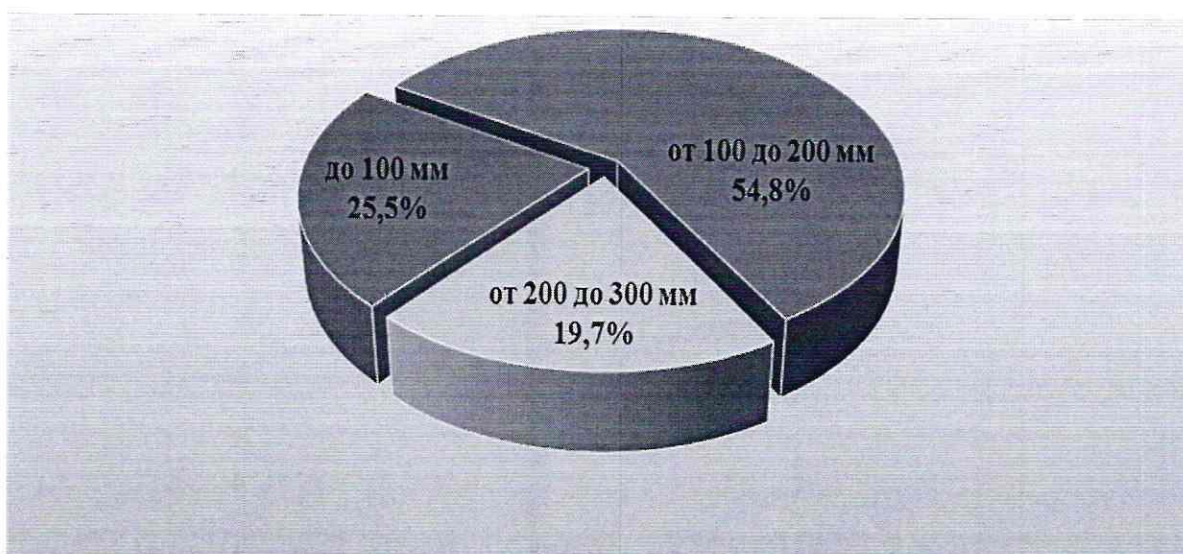


Рисунок 1.1.3.1. – Доли тепловых сетей по диаметрам трубопроводов



Рисунок 1.1.3.2. – Доли тепловых сетей по способу прокладки

2. Материальная характеристика тепловых сетей.

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать системы транспортировки теплоносителя, отличающиеся масштабом теплофицируемого района, является удельная материальная характеристика сети, равная:

$$\mu = \frac{M}{Q}, [\text{м}^2/\text{Гкал/ч}],$$

где:

Q – присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч;

M – материальная характеристика сети, м^2 .

Материальная характеристика по участкам всей тепловой сети определяется по формуле (РД 153 – 34.0 – 20.523 – 98):

$$M = \sum_{i=1}^n D_i \cdot L_i \text{ [м}^2\text{]},$$

где:

D_i – наружный диаметр i -го участка трубопровода тепловой сети с данным способом прокладки, м;

L_i – длина i -го участка трубопровода тепловой сети с диаметром D_i по подающей и обратной линиям для подземной прокладки и по подающей или обратной линиям для надземной прокладки, м.

Удельная материальная характеристика является одним из индикаторов эффективности централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при передаче (транспорте) по тепловым сетям и позволяет установить зону эффективного применения централизованного теплоснабжения.

Удельная материальная характеристика всегда меньше там, где высока плотность тепловой нагрузки, то есть чем меньше удельная материальная характеристика, тем результативней процесс централизованного теплоснабжения. Низкое качество эксплуатации тепловых сетей приводит к повышенному уровню потерь по сравнению с нормативными еще на 5 – 35%.

Зона высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения с тепловыми сетями, выполненными с подвесной теплоизоляцией, определяется не превышением удельной материальной характеристики в зоне действия котельной на уровне 100 м²/Гкал/час. Зона предельной эффективности ограничена 200 м²/Гкал/ч. Данные значения эффективности по сути являются порогами централизации теплоснабжения. То есть, если потери в распределительных сетях децентрализованной системы теплоснабжения равны 5%, то равнозначность вариантов теплоснабжения появляется при условии, что в тепловых сетях централизованной системы теряется не более 10% произведенного на централизованном источнике тепла.

Отношение равнозначных вариантов потерь в централизованной и децентрализованной системах теплоснабжения также зависит от соотношения стоимости строительства источников и тепловых сетей (чем выше это отношение, тем большим может быть уровень централизации) и от стоимости топлива (чем дороже топливо, тем меньшим должен быть уровень потерь в тепловых сетях).

Таблица 1.1.3.5. – Материальная характеристика тепловых сетей котельной Сергеевка

Диаметр участка	Длина участка	Способ прокладки	Материальная характеристика участка	Присоединенная тепловая нагрузка	Удельная материальная характеристика тепловой сети	Объем тепловых сетей	
						отопление	ГВС
мм	м		м ²	Гкал/ч	м ² /Гкал/ч	м ³	м ³
46	137,6	надземный	12,659	1,9619	386,842	120,47	0,0
76	199,3	надземный	30,294				
89	267,6	надземный	47,633				

Диаметр участка	Длина участка	Способ прокладки	Материальная характеристика участка	Присоединенная тепловая нагрузка	Удельная материальная характеристика тепловой сети	Объем тепловых сетей	
						отопление	ГВС
мм	м		м ²	Гкал/ч	м ² /Гкал/ч	м ³	м ³
114	603,8	надземный	137,666				
159	264,6	надземный	84,143				
325	687	надземный	446,550				

Таблица 1.1.3.6. – Материальная характеристика тепловых сетей котельной Калинка

Диаметр участка	Длина участка	Способ прокладки	Материальная характеристика участка	Присоединенная тепловая нагрузка	Удельная материальная характеристика тепловой сети	Объем тепловых сетей	
						отопление	ГВС
мм	м		м ²	Гкал/ч	м ² /Гкал/ч	м ³	м ³
46	10,2	надземный	0,938	4,5033	162,431	76,50	0,0
57	64,5	надземный	7,353				
76	74,1	надземный	11,263				
89	78,1	надземный	13,902				
89	204,5	надземный	36,401				
89	53,8	подземный	9,576				
108	1 578,9	надземный	341,042				
219	528,3	надземный	231,395				
273	145,8	надземный	79,607				

Таблица 1.1.3.7. – Материальная характеристика тепловых сетей котельной 21 км

Диаметр участка	Длина участка	Способ прокладки	Материальная характеристика участка	Присоединенная тепловая нагрузка	Удельная материальная характеристика тепловой сети	Объем тепловых сетей	
						отопление	ГВС
мм	м		м ²	Гкал/ч	м ² /Гкал/ч	м ³	м ³
76	92,0	надземный	13,984	0,1746	273,402	4,18	0,0
108	221,0	подземный	47,736				

Таблица 1.1.3.8. – Материальная характеристика тепловых сетей котельной Светлый

Диаметр участка	Длина участка	Способ прокладки	Материальная характеристика участка	Присоединенная тепловая нагрузка	Удельная материальная характеристика тепловой сети	Объем тепловых сетей	
						отопление	ГВС
мм	м		м ²	Гкал/ч	м ² /Гкал/ч	м ³	м ³
для отопления:							
32	10,0	надземный	0,640	1,3617	353,208	48,60	0,0
57	193,0	надземный	22,002				
57	269,0	подземный	30,666				
108	376,0	надземный	81,216				
108	113,0	подземный	24,408				

Диаметр участка	Длина участка	Способ прокладки	Материальная характеристика участка	Присоединенная тепловая нагрузка	Удельная материальная характеристика тепловой сети	Объем тепловых сетей	
						отопление	ГВС
мм	м		м ²	Гкал/ч	м ² /Гкал/ч	м ³	м ³
159	634,0	надземный	201,612				
159	55,0	подземный	17,490				
219	40,0	надземный	17,520				
219	195,0	подземный	85,410				
для ГВС:							
25	24,0	надземный	0,600	0,1469	494,908	0,0	4,50
57	253,0	надземный	14,421				
57	93,0	подземный	5,301				
108	140,0	надземный	15,120				
108	345,0	подземный	37,260				

Следует обратить внимание на высокие значения удельной материальной характеристики на котельных с. Сергеевка, в/г "Светлый". Данные говорят о нерациональном использовании существующих тепловых сетей.

3. Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры.

На трубопроводах, проложенных как надземным, так и подземным способом, в каналах установлена необходимая чугунная и стальная запорная арматура для дренирования сетевой воды, выпуска воздуха из трубопроводов и отключения ответвлений к потребителям тепловой энергии. Регулирующей арматуры на тепловых сетях не установлено.

Таблица 1.1.3.9. – Общие сведения о тепловых сетях

Наименование элемента	Ед. изм.	Сергеевка	Калинка	21 км	Светлый
Протяженность сети:	м	2 159,9	2 738,2	313,0	2 740,0
- воздушная прокладка:	м	2 159,9	2 684,4	221,0	н/д
а) на эстакадах	м	0,0	0,0	0,0	н/д
б) на опорах	м	2 159,9	2 684,4	221,0	н/д
- подземная прокладка:	м	0,0	53,8	92,0	н/д
а) в непроходных каналах	м	0,0	53,8	0,0	н/д
б) бесканальная	м	0,0	0,0	92,0	н/д
Колодцы (камеры)	шт.	17,0	4,0	3,0	н/д
Компенсаторы:	шт.	11,0	9,0	2,0	н/д
а) горизонтальные	шт.	1,0	7,0	0,0	н/д
б) вертикальные	шт.	10,0	2,0	2,0	н/д

н/д – нет данных

4. Графики регулирования отпуска тепла в тепловую сеть.

В системах централизованного теплоснабжения Сергеевского сельского поселения предусмотрено качественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям на всех теплоисточниках. Регулировка отпуска тепла осуществляется по температурному графику 95/70°C. График выполнен на расчетную температура наружного воздуха для данной местности (– 29 °C).

Таблица 1.1.3.10. – Температурный график

Среднесуточная температура наружного воздуха (°C)	Коэффициент использования тепловой мощности	Температура сетевой воды в трубопроводе (°C)	
		Подающем	Обратном
+ 8	0,245	43,3	37,2
+ 7	0,265	44,9	38,3
+ 6	0,286	46,5	39,4
+ 5	0,306	48,1	40,4
+ 4	0,327	49,6	41,5
+ 3	0,347	51,1	42,5
+ 2	0,367	52,6	43,4
+ 1	0,388	54,2	44,5
0	0,408	55,6	45,4
– 1	0,429	57,1	46,4
– 2	0,449	58,5	47,3
– 3	0,469	60,0	48,2
– 4	0,490	61,4	49,2
– 5	0,510	62,8	50,1
– 6	0,531	64,3	51,0
– 7	0,551	65,7	51,9
– 8	0,571	67,1	52,8
– 9	0,592	68,5	53,7
– 10	0,612	69,8	54,5
– 11	0,633	71,3	55,4
– 12	0,653	72,6	56,3
– 13	0,673	73,9	57,1
– 14	0,694	75,3	58,0
– 15	0,714	76,7	58,8
– 16	0,735	78,0	59,7
– 17	0,755	79,4	60,5
– 18	0,776	80,7	61,3
– 19	0,796	82,0	62,1
– 20	0,816	83,3	62,9
– 21	0,837	84,7	63,7
– 22	0,857	86,0	64,5
– 23	0,878	87,3	65,3
– 24	0,898	88,6	66,1
– 25	0,918	89,8	66,9
– 26	0,939	91,2	67,7
– 27	0,959	92,4	68,5
– 28	0,980	93,7	69,2
– 29	1,000	95,0	70,0

5. Гидравлические режимы тепловых сетей.

Гидравлические режимы тепловых сетей не представлены.

6. Насосные станции и тепловые пункты.

Насосные станции и тепловые пункты на тепловых сетях отсутствуют.

7. Техническое состояние тепловых сетей.

Постоянная тенденция к повышению стоимости отпускаемого тепла связана не только с повышением тарифов на топливо и электроэнергию, но и с постоянно растущими потерями в теплосетях и затратами на поддержание сетей в рабочем состоянии.

Нормативный срок службы трубопроводов тепловых сетей, в соответствии с требованиями пункта 1.13 РД 153–34.0–20.522.99 "Типовой инструкции по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации", соответствует 25 годам. Реконструкции (капитальному ремонту с заменой трубопроводов), экспертизе промышленной безопасности и техническому диагностированию подлежат тепловые сети, которые исчерпали эксплуатационный ресурс и находятся в эксплуатации более 25 лет.

Таблица 1.1.3.11. – Эксплуатационный износ тепловых сетей

Наименование котельной	Протяженность трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию	Степень износа, %	Протяженность трубопроводов требующих замены, м
21 км	626,00	до 1990	90,00	520,00
Светлый	4 625,00	н/д	н/д	н/д
ВСЕГО	15 047,20		82,12	4 055,00

н/д – нет данных

Необходимым условием экономии тепловой энергии и поддержанием комфортных условий для потребителя является соблюдение расчетных параметров температурного и гидравлического режимов в системах централизованного теплоснабжения.

Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, по Сергеевскому сельскому поселению составляет 27%. Объемы капитальных ремонтов тепловых сетей ограничены финансовыми возможностями организаций. Поскольку ежегодные работы по замене тепловых сетей не проводятся и количество нуждающихся в замене тепловых сетей увеличивается, можно сделать вывод о росте тепловых потерь и аварийности в дальнейшем.

Для повышения качества теплоснабжения, снижения аварийности на сетях необходимо осуществить замену отдельных участков с учетом степени износа действующих распределительных тепловых сетей, выполнить восстановление нарушенной тепловой изоляции трубопроводов, осуществить замену выработавшей свой ресурс запорно-регулирующей арматуры, осуществить ремонт опор трубопроводов, тепловых камер и дренажных колодцев. Также необходимо произвести работы по гидравлической регулировке тепловых сетей с привлечением специалистов специализированных организаций.

Общая протяженность тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, составляет 2,02 км в двухтрубном исчислении.

Таблица 1.1.3.12. – Участки тепловых сетей котельной с. Сергеевка, ул. Партизанская, требующие замены

№ п/п	Участок трубопровода	Способ прокладки и диаметр (мм)	Вид работ	Протяженность трубопровода (м)	Стоимость работ (тыс. руб.)
1.	От МКД № 1Б по ул. Центральной до МКД по ул. Центральная, 5	Надземно, d = 89, 76	Кап. ремонт	430	1 750
2.	От т.6 в районе МКД по ул. Партизанская, 2 до т.2 в районе МКД по ул. Партизанская, 7	Надземный, d = 114	Кап. ремонт	240	2 400
3.	От т.6 в районе дома по ул. Партизанская, 7 до ТК №9 в районе дома по ул. Центральная, 26	Надземный, d = 325	Кап. ремонт	640	6 100

Таблица 1.1.3.13. – Участки тепловых сетей котельной Калинка, требующие замены

№ п/п	Участок трубопровода	Способ прокладки и диаметр (мм)	Вид работ	Протяженность трубопровода (м)	Стоимость работ (тыс. руб.)
1.	От магистрального трубопровода до здания по ул. Энергетиков, 2	Надземный, d = 108	Кап. ремонт	225	800
2.	От магистрального трубопровода до здания Дома культуры	Надземный, d = 76	Кап. ремонт	150	450
3.	От магистрального трубопровода до зданий по ул. Молодежная, 1 – 4	Надземный, d = 89, 108	Кап. ремонт	300	1 100
4.	От ТК № 1 до здания школы	Надземный, d = 108	Кап. ремонт	850	2 900
5.	От магистрального трубопровода до здания по ул. Молодежная, 6, ул. Торговая, 6	Надземный, d = 108	Кап. ремонт	250	1 100
6.	От отвода к ул. Торговой, д.4 до станции обезжелезивания	Надземный, d = 108	Кап. ремонт	370	1 960
7.	От магистрального трубопровода до здания по ул. Авиаторов, 6 – 8	Надземный, d = 89, 108	Кап. ремонт	80	350

Таблица 1.1.3.14. – Участки тепловых сетей котельной 21 км, требующие замены

№ п/п	Участок трубопровода	Способ прокладки и диаметр (мм)	Вид работ	Протяженность трубопровода (м)	Стоимость работ (тыс. руб.)
1.	От ТК № 1 до ТК № 3	Подземный, d = 108	Кап. ремонт	105	380
2.	От ТК № 3 до ТК № 4	Подземный, d = 108	Кап. ремонт	85	310
3.	От котельной до дома № 4	Подземный, d = 108	Кап. ремонт	120	430

Таблица 1.1.3.15. – Участки тепловых сетей котельной Светлый, требующие замены

№ п/п	Участок трубопровода	Способ прокладки и диаметр, (мм)	Вид работ	Протяженность трубопровода (м)	Стоимость работ (тыс. руб.)
1.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

н/д – нет данных.

Фактические тепловые потери при передаче тепловой энергии на участках трубопровода с предельным износом достигают 35 – 40% от количества отпущенной тепловой энергии. Замена трубопровода тепловой сети и теплоизоляция современным теплоизоляционным материалом позволит добиться снижения тепловых потерь до 8 – 10%.

Расчетные нормативные тепловые потери при существующих трубопроводах составляют от 10% до 15% от отпущенной тепловой энергии. Выполнение мероприятий по замене ветхих участков тепловых сетей, предлагаемых настоящей схемой теплоснабжения позволит снизить данные потери от 15% до 50%.

8.) Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя.

Испытания трубопроводов на фактические тепловые потери эксплуатирующей организацией не проводились. Методом определения потерь и затрат тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях являются расчеты, которые проводятся в соответствии с приказом Министерства экономики Российской Федерации от 30.12.2008 № 325 "Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя".

Таблица 1.1.3.16. – Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии. Расчетная максимальная нагрузка на тепловые потери

Наименование котельной	Потери тепловой энергии			Потери теплоносителя		Часы работы (ч/год)
	Гкал/ч	Гкал/год	% отп. сеть	м³/ч	м³/год	
Сергеевка	0,2692	1 331,07	21,42%	0,3012	1 488,98	4944
Калинка	0,2997	1 481,68	9,10%	0,1913	945,54	4944
21 км	0,0298	147,51	21,58%	0,0104	51,64	4944
Светлый,	0,1433	767,79	12,54%	0,1328	695,21	8 400

Наименование котельной	Потери тепловой энергии			Потери теплоносителя		Часы работы (ч/год)
	Гкал/ч	Гкал/год	% отп. сеть	м³/ч	м³/год	
в т.ч. ГВС	0,0229	169,28	11,27%	0,0113	94,50	
ВСЕГО,	0,7420	3 728,05	14,70%	0,6357	3 181,37	
в т.ч. ГВС	0,0229	169,28	11,27%	0,0113	94,50	

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети осуществляется отдельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

а) для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм}}^{\text{ср.г}} = \sum(q_n L \beta), [\text{ккал/ч}]$$

б) для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п}}^{\text{ср.г}} = \sum(q_{\text{н.п}} L \beta), [\text{ккал/ч}]$$

$$Q_{\text{норм.о}}^{\text{ср.г}} = \sum(q_{\text{н.о}} L \beta), [\text{ккал/ч}]$$

где:

q_n , $q_{\text{н.п}}$ и $q_{\text{н.о}}$ – удельные (на 1 м длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь в соответствии с нормами проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, ккал/(м·ч);

L – длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром d в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м; диаметр d может приниматься наружным или условным в зависимости от используемых норм проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования;

β – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами, принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2, при диаметрах трубопроводов до 150 мм и 1,15 при диаметрах 150 мм и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена согласно соответствующим нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования. Применение тех или иных норм тепловых потерь определяется в зависимости от времени проектирования (строительства) тепловых сетей: с 1959 по 1990 годы применяются нормы тепловых по-

терь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период с 1959 по 1990 годы, с 1990 года – нормы тепловых потерь теплопроводами, спроектированными в период с 1990 по 1998 годы, с 1998 года – нормы тепловых потерь теплопроводами, спроектированными с 1998 года.

Среднегодовые значения температур сетевой воды определяются как средние значения из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска тепла, соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года. Среднесезонные значения температуры определяются за месяцы соответствующих сезонов, включая и неполные. При этом среднегодовые значения температур, определенные из среднесезонных значений, должны быть равны значениям среднегодовых температур, определенных по среднемесячным значениям. Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам. Среднегодовое значение температуры грунта определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов. Сезонные значения определяются за месяцы работы сети в соответствующих сезонах.

К полученным значениям часовых тепловых потерь по участкам тепловой сети, определенным по нормам, вводятся поправочные коэффициенты, определяемые на основании положений Методических указаний.

8.1. Расчет нормативных технологических потерь в теплосетях котельной с. Сергеевка, ул. Партизанская.

Таблица 1.1.3.17. – Средневзвешенная температура в тепловой сети котельной Сергеевка

Расчет- ный пе- риод	Темпера- тура наруж- ного воз- духа (°C)	Темпера- тура грунта (°C)	Температура холодной воды (°C)	Кол-во суток в периоде	Температурный график 95/70°C		
					T ₁	T ₂	T _{ср}
Расчетная температура наружного воздуха – 29°C							
Среднегодовая разность температур					76,4	61,8	–
январь	– 20,2	0,9	5	31	83,6	63,1	73,35
февраль	– 16,1	0,3	5	28	78,2	59,7	68,95
март	– 6,8	0,1	5	31	65,4	51,7	58,55
апрель	4,5	0,3	5	30	48,8	40,9	44,85
май	12,3	7,3	15	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	18,0	14,3	15	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	21,3	19,6	15	0,0	0,0	0,0	0,0
август	19,6	20,2	15	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	13,5	16,2	15	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	4,9	9,9	5	25	48,2	40,5	44,35
ноябрь	– 7,3	4,6	5	30	66,1	52,2	59,15
декабрь	– 17,7	1,3	5	31	80,3	61,1	70,7

Расчетный период	Температура наружного воздуха (°C)	Температура грунта (°C)	Температура холодной воды (°C)	Кол-во суток в периоде	Температурный график 95/70°C		
					T ₁	T ₂	T _{ср}
ГОД	-8,7	2,3	5	206	67,7	53,1	60,4

Таблица 1.1.3.18. – Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети котельной Сергеевка

Диаметр (мм)	Длина (2-ух трубное исполнение) (м)	Удельные потери q, ккал/(м*ч)		Кэф-т местных потерь, β	Часовые потери (Гкал/ч)		
		подача	обратная		подача	обратная	всего
46	137,6	17,3	13,7	1,2	0,0028	0,0023	0,0051
76	199,3	37,6	21,3	16,9	0,0051	0,0040	0,0091
89	267,6	41,1/23,7	34,7/19,0	1,2	0,0111	0,0091	0,0202
114	603,8	46,1	39,1	1,2	0,0334	0,0283	0,0617
159	264,6	53,9	46,1	1,15	0,0164	0,0140	0,0304
325	687,0	85,2	73,4	1,15	0,0673	0,0580	0,1253
ИТОГО	2 159,9				0,1361	0,1157	0,2518

Таблица 1.1.3.19. – Расчет тепловых потерь в тепловой сети котельной Сергеевка

Расчетный период	Среднечасовые потери (Гкал/ч)	Потери с утечкой		Потери через изоляцию, Гкал		Тепловые потери в сетях Гкал
		Гкал/ч	м³	подача	обратная	
январь	0,3623	0,0216	224,07	137,37	116,11	269,55
февраль	0,3299	0,0202	202,39	112,67	95,49	221,73
март	0,2550	0,0169	224,07	95,56	81,60	189,73
апрель	0,1596	0,0125	216,84	56,79	49,15	114,94
май	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
август	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	0,1561	0,0123	180,70	46,25	40,04	93,67
ноябрь	0,2591	0,0171	216,84	94,02	80,25	186,58
декабрь	0,3426	0,0207	224,07	129,68	109,79	254,87
ГОД (ср)	0,2692	0,0175	1 488,98	672,34	572,43	1 331,07

8.2. Расчет нормативных технологических потерь в теплосетях котельной с. Калинка.

Таблица 1.1.3.20. – Средневзвешенная температура в тепловой сети котельной Калинка

Расчет- ный пе- риод	Темпера- тура наруж- ного воз- духа (°C)	Темпера- тура грунта °C	Темпера- тура холод- ной воды (°C)	Кол-во суток в периоде	Температурный график 95/70°C		
					T ₁	T ₂	T _{ср}
Расчетная температура наружного воздуха – 29°C							
Среднегодовая разность температур (надземно)					76.4	61.8	–

Расчет- ный пе- риод	Темпера- тура наруж- ного воз- духа (°C)	Темпера- тура грунта °C	Темпера- тура холод- ной воды (°C)	Кол-во суток в периоде	Температурный график 95/70°C		
					T ₁	T ₂	T _{ср}
Среднегодовая разность температур (подземно)					58,1		
январь	– 20,2	0,9	5	31	83,6	63,1	73,35
февраль	– 16,1	0,3	5	28	78,2	59,7	68,95
март	– 6,8	0,1	5	31	65,4	51,7	58,55
апрель	4,5	0,3	5	30	48,8	40,9	44,85
май	12,3	7,3	15	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	18,0	14,3	15	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	21,3	19,6	15	0,0	0,0	0,0	0,0
август	19,6	20,2	15	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	13,5	16,2	15	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	4,9	9,9	5	25	48,2	40,5	44,35
ноябрь	– 7,3	4,6	5	30	66,1	52,2	59,15
декабрь	– 17,7	1,3	5	31	80,3	61,1	70,7
ГОД	– 8,7	2,3	5	206	67,7	53,1	60,4

Таблица 1.1.3.21. – Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети котельной Калинка

Диаметр (мм)	Длина (2-ух трубное испол- нение) (м)	Удельные потери q, ккал/(м*ч)		Коэф-т местных потерь, β	Часовые потери, Гкал/ч		
		подача	обратная		подача	обратная	всего
46	10,2	29,3	24,0	1,2	0,0004	0,0003	0,0007
57	64,5	32,6	27,0	1,2	0,0025	0,0021	0,0046
76	74,1	37,6	31,7	1,2	0,0033	0,0028	0,0061
89	78,1	41,1	34,7	1,2	0,0039	0,0033	0,0072
89	204,5	22,0	17,9	1,2	0,0054	0,0044	0,0098
89	53,8	42,9	–	1,2	–	–	0,0028
108	1 578,9	46,1	39,1	1,2	0,0873	0,0740	0,1613
219	528,3	64,6	55,4	1,15	0,0393	0,0337	0,0730
273	145,8	74,4	64,4	1,15	0,0125	0,0108	0,0233
ИТОГО	2 738,2				0,1546	0,1314	0,2888

Таблица 1.1.3.22. – Расчет тепловых потерь в тепловой сети котельной Калинка

Расчет- ный пе- риод	Среднечасовые потери (Гкал/ч)	Потери с утечкой		Потери через изоля- цию (Гкал)		Тепловые по- тери в сетях Гкал
		Гкал/ч	м³	подача	обратная	
январь	0,3903	0,0137	142,29	157,40	132,97	300,56
февраль	0,3550	0,0128	128,52	129,14	109,40	247,14
март	0,2731	0,0107	142,29	109,63	93,58	211,17
апрель	0,1692	0,0079	137,70	65,30	56,51	127,50
май	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
август	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	0,1649	0,0078	114,75	53,04	45,91	103,63
ноябрь	0,2774	0,0108	137,70	107,78	91,94	207,50
декабрь	0,3688	0,0132	142,29	148,61	125,75	284,18
ГОД	0,2886	0,0111	945,54	770,90	656,06	1 481,68

8.3. Расчет нормативных технологических потерь в теплосетях котельной с. Сергеевка, ул. 21 км.

Таблица 1.1.3.23. – Средневзвешенная температура в тепловой сети котельной 21 км

Расчет- ный пе- риод	Темпера- тура наруж- ного воз- духа (°C)	Темпера- тура грунта (°C)	Темпера- тура холод- ной воды (°C)	Кол-во суток в периоде	Температурный график 95/70 °C		
					T ₁	T ₂	T _{ср}
Расчетная температура наружного воздуха – 29°C							
Среднегодовая разность температур (надземно)					76,4	61,8	–
Среднегодовая разность температур (подземно)					58,1		
январь	– 20,2	0,9	5	31	83,6	63,1	73,35
февраль	– 16,1	0,3	5	28	78,2	59,7	68,95
март	– 6,8	0,1	5	31	65,4	51,7	58,55
апрель	4,5	0,3	5	30	48,8	40,9	44,85
май	12,3	7,3	15	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	18,0	14,3	15	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	21,3	19,6	15	0,0	0,0	0,0	0,0
август	19,6	20,2	15	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	13,5	16,2	15	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	4,9	9,9	5	25	48,2	40,5	44,35
ноябрь	– 7,3	4,6	5	30	66,1	52,2	59,15
декабрь	– 17,7	1,3	5	31	80,3	61,1	70,7
ГОД	– 8,7	2,3	5	206	67,7	53,1	60,4

Таблица 1.1.3.24. – Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети котельной 21 км

Диаметр (мм)	Длина (2-ух трубное исполнение) (м)	Удельные потери q, ккал/(м*ч)		Коэф-т местных потерь, β	Часовые потери (Гкал/ч)		
		подача	обратная		подача	обратная	всего
76	92,0	37,6	31,7	1,2	0,0041	0,0035	0,0076
108	221,0	81,4	–	1,2	–	–	0,0216
ИТОГО	313,0				0,0041	0,0035	0,0292

Таблица 1.1.3.25 – Расчет тепловых потерь в тепловой сети котельной 21 км

Расчетный период	Среднечасовые потери (Гкал/ч)	Потери с утечкой		Потери через изоляцию (Гкал)		Тепловые потери в сетях Гкал
		Гкал/ч	м³	подача	обратная	
январь	0,0373	0,0007	7,77	14,20	13,52	28,32
февраль	0,0349	0,0007	7,02	12,01	11,46	23,94
март	0,0290	0,0006	7,77	10,99	10,55	21,99
апрель	0,0210	0,0004	7,52	7,70	7,45	15,44
май	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
август	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	0,0172	0,0004	6,27	5,25	5,05	10,54
ноябрь	0,0276	0,0006	7,52	10,16	9,72	20,31
декабрь	0,0356	0,0007	7,77	13,54	12,91	26,97
ГОД	0,0292	0,0006	51,64	73,85	70,66	147,51

8.4. Расчет нормативных технологических потерь в теплосетях котельной в/г "Светлый".

Таблица 1.1.3.26. – Средневзвешенная температура в тепловой сети котельной Светлый

Расчет- ный пе- риод	Темпера- тура наруж- ного воз- духа (°C)	Темпера- тура грунта (°C)	Темпера- тура холод- ной воды (°C)	Кол-во суток в периоде	Температурный график 95/70°C		
					T ₁	T ₂	T _{ср}
Расчетная температура наружного воздуха – 29°C							
Среднегодовая разность температур (надземно)					76,5/63,4*	61,8	–
Среднегодовая разность температур (подземно)					58,1/57,3*		
для отопления:							
январь	– 20,2	0,9	5	31	83,6	63,1	73,35
февраль	– 16,1	0,3	5	28	78,2	59,7	68,95
март	– 6,8	0,1	5	31	65,4	51,7	58,55
апрель	4,5	0,3	5	30	48,8	40,9	44,85
май	12,3	7,3	15	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	18,0	14,3	15	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	21,3	19,6	15	0,0	0,0	0,0	0,0
август	19,6	20,2	15	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	13,5	16,2	15	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	4,9	9,9	5	25	48,2	40,5	44,35
ноябрь	– 7,3	4,6	5	30	66,1	52,2	59,15
декабрь	– 17,7	1,3	5	31	80,3	61,1	70,7
ГОД	– 8,7	2,3	5	206	67,7	53,1	60,4
для ГВС:							
январь	– 20,2	0,9	5	31	65,0	0,0	65,0
февраль	– 16,1	0,3	5	28	65,0	0,0	65,0
март	– 6,8	0,1	5	31	65,0	0,0	65,0
апрель	4,5	0,3	5	30	65,0	0,0	65,0
май	12,3	7,3	15	31	65,0	0,0	65,0
июнь	18,0	14,3	15	15	65,0	0,0	65,0
июль	21,3	19,6	15	31	65,0	0,0	65,0
август	19,6	20,2	15	31	65,0	0,0	65,0
сентябрь	13,5	16,2	15	30	65,0	0,0	65,0
октябрь	4,9	9,9	5	31	65,0	0,0	65,0
ноябрь	– 7,3	4,6	5	30	65,0	0,0	65,0
декабрь	– 17,7	1,3	5	31	65,0	0,0	65,0
ГОД	– 8,7	2,3	5	350	65,0	0,0	65,0

* – для системы ГВС

Таблица 1.1.3.27. – Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети котельной Светлый

Диаметр (мм)	Длина тепло- вой сети (сети ГВС) (м)	Удельные потери q, ккал/(м*ч)		Коэф-т местных потерь, β	Часовые потери (Гкал/ч)		
		подача	обратная		подача	обратная	всего
для отопления:							
32	10,0	15,9	12,7	1,2	0,0002	0,0002	0,0004
57	193,0	19,3	15,7	1,2	0,0045	0,0036	0,0081
57	269,0	32,9	—	1,2	—	—	0,0106
108	376,0	26,7	22,0	1,2	0,0120	0,0099	0,0219
108	113,0	48,0	—	1,2	—	—	0,0065
159	634,0	33,1	27,2	1,2	0,0241	0,0199	0,0440

Диаметр (мм)	Длина тепло- вой сети (сети ГВС) (м)	Удельные потери q , ккал/(м*ч)		Коэф-т местных потерь, β	Часовые потери (Гкал/ч)		
		подача	обратная		подача	обратная	всего
159	55,0	56,1	—	1,15	—	—	0,0035
219	40,0	40,5	33,5	1,15	0,0019	0,0015	0,0034
219	195,0	69,2	—	1,15	—	—	0,0155
ИТОГО	1885,0				0,0427	0,0351	0,1139
для ГВС:							
25	24,0	16,3	0,0	1,2	0,0005	0,0000	0,0005
57	253,0	20,5	0,0	1,2	0,0062	0,0000	0,0062
57	93,0	15,0	—	1,2	—	—	0,0017
108	140,0	29,7	0,0	1,2	0,0050	0,0000	0,0050
108	345,0	20,0	—	1,2	—	—	0,0083
ИТОГО	855,0				0,0117		0,0217

Таблица 1.1.3.28 – Расчет тепловых потерь в тепловой сети котельной Светлый

Расчет- ный пе- риод	Среднечасовые потери (Гкал/ч)	Потери с утечкой		Потери через изоля- цию (Гкал)		Тепловые по- тери в сетях
		Гкал/ч	м³	подача	обратная	Гкал
для отопления:						
январь	0,1504	0,0087	90,40	59,89	51,99	118,35
февраль	0,1385	0,0081	81,65	49,72	43,32	98,48
март	0,1100	0,0068	90,40	43,53	38,29	86,88
апрель	0,0732	0,0050	87,48	27,82	24,90	56,32
май	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
август	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	0,0659	0,0050	72,90	20,95	18,58	42,53
ноябрь	0,1087	0,0069	87,48	41,73	36,56	83,26
декабрь	0,1426	0,0084	90,40	56,77	49,36	112,38
ГОД	0,1140	0,0071	600,71	300,41	263,00	598,51
для ГВС:						
январь	0,0261	0,0005	8,37	19,43	0,0	19,80
февраль	0,0256	0,0005	7,56	17,17	0,0	17,51
март	0,0239	0,0005	8,37	17,79	0,0	18,16
апрель	0,0218	0,0005	8,10	15,67	0,0	16,03
май	0,0180	0,0004	8,37	13,40	0,0	13,40
июнь	0,0147	0,0004	4,05	5,28	0,0	5,28
июль	0,0123	0,0004	8,37	9,15	0,0	9,15
август	0,0124	0,0004	8,37	9,24	0,0	9,24
сентябрь	0,0149	0,0004	8,10	10,70	0,0	10,70
октябрь	0,0185	0,0005	8,37	13,78	0,0	14,08
ноябрь	0,0225	0,0005	8,10	16,21	0,0	16,57
декабрь	0,0255	0,0005	8,37	18,99	0,0	19,36
ГОД	0,0216	0,0007	94,50	166,81	0,0	169,28

1.1.4. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии.

1. Значения тепловых нагрузок при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии.

Расчет тепловых нагрузок потребителей на отопление и ГВС выпол-

нены по укрупненным показателям, в соответствии с методикой, утвержденной приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 17.03.2014 № 99/пр "Об утверждении методики осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя".

Таблица 1.1.4.1. – Тепловые нагрузки потребителей жилого фонда Сергеевка

№ п/п	Адрес	Этаж-ность	Общ. пл. жилого дома (м ²)	Общ. пл. жилых помещений (м ²)	Тепловая нагрузка, Гкал/час		
					ВСЕГО	отопление	ГВС
1.	ул. Центральная, 1а	2	946,6	583,75	0,0620	0,0620	0,0
2.	ул. Центральная, 1б	2	943,8	581,52	0,0759	0,0759	0,0
3.	ул. Центральная, 1	2	951,6	589,42	0,0603	0,0603	0,0
4.	ул. Центральная, 3	2	950,5	582,03	0,0859	0,0859	0,0
5.	ул. Центральная, 5	2	971,5	579,70	0,0856	0,0856	0,0
6.	ул. Центральная, 7	2	965,7	576,87	0,0845	0,0845	0,0
7.	ул. Центральная, 9	2	966,0	575,85	0,0585	0,0585	0,0
8.	ул. Центральная, 11	2	932,9	570,49	0,0769	0,0769	0,0
9.	ул. Центральная, 13	2	920,8	545,48	0,0787	0,0787	0,0
10.	ул. Центральная, 15	2	926,7	553,27	0,0600	0,0600	0,0
11.	ул. Центральная, 17	2	931,3	568,77	0,0811	0,0811	0,0
12.	ул. Центральная, 19	2	959,1	566,45	0,0560	0,0560	0,0
13.	ул. Центральная, 21	2	958,3	564,11	0,0580	0,0580	0,0
14.	ул. Центральная, 22	2	935,9	570,08	0,0808	0,0808	0,0
15.	ул. Центральная, 24	2	966,5	585,88	0,0600	0,0600	0,0
16.	ул. Центральная, 26	2	960,0	584,36	0,0600	0,0600	0,0
17.	ул. Центральная, 27	2	515,6	395,82	0,0523	0,0523	0,0
18.	ул. Центральная, 29	2	241,7	244,74	0,0331	0,0331	0,0
19.	ул. Центральная, 31	2	244,9	247,98	0,0328	0,0328	0,0
20.	ул. Центральная, 33	2	262,3	265,60	0,0343	0,0343	0,0
21.	ул. Центральная, 35	2	244,9	247,98	0,0343	0,0343	0,0
22.	ул. Партизанская, 2	2	513,9	382,65	0,0443	0,0443	0,0
23.	ул. Партизанская, 4	2	512,4	383,26	0,0521	0,0521	0,0
24.	ул. Партизанская, 6	2	960,4	568,26	0,0838	0,0838	0,0
25.	ул. Партизанская, 7	2	479,6	455,15	0,0607	0,0607	0,0
26.	ул. Партизанская, 8	2	949,6	576,66	0,0607	0,0607	0,0
	ВСЕГО		20 112,5	12 946,13	1,6126	1,6126	0,0

Таблица 1.1.4.2. – Тепловые нагрузки потребителей нежилого фонда Сергеевка

№ п/п	Адрес/Наименование	Строительный наружный объем (м ³)	Тепловая нагрузка (Гкал/час)		
			ВСЕГО	отопление	ГВС
1.	Центральная, 23/ Адм. здание	2 084,0	0,0489	0,0489	0,0
2.	Партизанская, 1/ Общежитие	411,0	0,0154	0,0154	0,0
3.	Партизанская, 3/ Магазин	1 630,0	0,0312	0,0312	0,0
4.	Центральная, 30/ Детский сад	1 424,0	0,0616	0,0616	0,0
5.	Центральная, 28/ Детский сад	1 424,0	0,0012	0,0012	0,0
6.	Центральная, 23а/ Магазин	59,4	0,0406	0,0406	0,0
7.	Партизанская, 5/ Дом культуры	2 100,0	0,1313	0,1313	0,0
8.	Партизанская, 3а/ Школа	6 452,1	0,0020	0,0020	0,0

№ п/п	Адрес/Наименование	Строительный наружный объем (м ³)	Тепловая нагрузка (Гкал/час)		
			ВСЕГО	отопление	ГВС
9.	Партизанская, 1а/ Магазин	107,5	0,0171	0,0171	0,0
10.	Партизанская, 13а/ Гараж	559,0	0,3493	0,3493	0,0
	ВСЕГО	16 251,0	0,0489	0,0489	0,0

Таблица 1.1.4.3. – Тепловые нагрузки потребителей жилого фонда Калинин

№ п/п	Адрес	Этаж ность	Общ. пл. жилого дома (м ²)	Общ. пл. жилых по- мещений (м ²)	Тепловая нагрузка (Гкал/час)		
					ВСЕГО	отопление	ГВС
1.	ул. Авиаторов, 1	5	4 567,2	3 550,20	0,2723	0,2723	0,0
2.	ул. Авиаторов, 2	5	4 680,1	3 425,60	0,3043	0,3043	0,0
3.	ул. Авиаторов, 4	5	3 942,9	2 706,30	0,2567	0,2567	0,0
4.	ул. Авиаторов, 6	5	5 604,4	4 415,70	0,3843	0,3843	0,0
5.	ул. Авиаторов, 8	5	4 255,6	3 288,80	0,2873	0,2873	0,0
6.	ул. Молодежная, 1	5	4 756,6	3 499,70	0,3113	0,3113	0,0
7.	ул. Молодежная, 2	5	4 663,1	3 404,79	0,3093	0,3093	0,0
8.	ул. Молодежная, 4	5	3 733,6	2 836,60	0,2693	0,2693	0,0
9.	ул. Молодежная, 6	5	4 763,0	3 506,60	0,3113	0,3113	0,0
10.	ул. Энергетиков, 1	5	4 594,5	3 553,50	0,2473	0,2473	0,0
11.	ул. Энергетиков, 2	5	3 564,6	2 724,80	0,2413	0,2413	0,0
12.	ул. Энергетиков, 3	5	5 625,9	4 209,20	0,4353	0,4353	0,0
13.	ул. Торговая, 4	4	2 721,2	2 030,80	0,1929	0,1929	0,0
14.	ул. Торговая, 6	4	1 051,7	956,10	0,1221	0,1221	0,0
	ВСЕГО		58 524,4	44 108,69	3,9450	3,9450	0,0

Таблица 1.1.4.4. – Тепловые нагрузки потребителей нежилого фонда Калинин

№ п/п	Адрес/Наименование	Строительный наружный объем (м ³)	Тепловая нагрузка (Гкал/час)		
			ВСЕГО	отопление	ГВС
1	Авиаторов, 5/ Дом культуры	4 191,0	0,0635	0,0635	0,0
2	Авиаторов, 10/ Школа	9 488,0	0,1360	0,1360	0,0
3	Энергетиков, 5/ Админ. здание	5 772,0	0,0939	0,0939	0,0
4	Молодежная, 4/ Магазин	312,0	0,0062	0,0062	0,0
5	Энергетиков, 2/ Магазин	709,29	0,0140	0,0140	0,0
6	Энергетиков, 7а/ Гараж*	7 204,7	0,0111	0,0111	0,0
7	Торговая, 6/ Жилой дом**		0,0259	0,0259	0,0
8	Авиаторов, 9/ Ст. обезжелезивания.	1 863,0	0,0578	0,0578	0,0
9	Авиаторов, 7/ Цех столярный	514,1	0,0163	0,0163	0,0
10	Торговая, 8б/ Скважина	14,3	0,0008	0,0008	0,0
11	Торговая, 8г/ Скважина	8,3	0,0004	0,0004	0,0
12	Торговая, 6б/ Скважина	48,6	0,0026	0,0026	0,0
13	Торговая, 2/ Детский сад	8 138,3	0,1235	0,1235	0,0
14	Магазин Десяточка	320,0	0,0063	0,0063	0,0
	ВСЕГО	38 583,6	0,5583	0,5583	0,0

* -отопливаемая площадь здания гаража 71,1 м².**- нежилое помещение по ул. Торговая, 6 площадью 321,3 м².

Таблица 1.1.4.5. – Тепловые нагрузки потребителей жилого фонда 21 км

№ п/п	Адрес	Этаж-ность	Общ. пл. жи-лого дома, м ²	Общ. пл. жи-лых помеще-ний, м ²	Тепловая нагрузка (Гкал/час)		
					ВСЕГО	отопление	ГВС
1.	Жилой дом № 1	2	н/д	900,9	0,0879	0,0879	0,0
2.	Жилой дом № 4	2	н/д	892,5	0,0867	0,0867	0,0
	ВСЕГО			1 793,4	0,1746	0,1746	0,0

Таблица 1.1.4.6. – Тепловые нагрузки потребителей нежилого фонда 21 км

№ п/п	Адрес/Наименование	Строитель-ный наруж-ный объем (м ³)	Тепловая нагрузка (Гкал/час)		
			ВСЕГО	отопление	ГВС
1.		0,0	0,0	0,0	0,0
	ВСЕГО	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.1.4.7. – Тепловые нагрузки потребителей жилого фонда в/г "Светлый"

№ п/п	Адрес	Этаж-ность	Общ. пл. жилого дома (м ²)	Общ. пл. жи-лых помеще-ний (м ²)	Тепловая нагрузка (Гкал/час)		
					ВСЕГО	отопление	ГВС
1.	ДОС № 3 (инв.48)	2	832,0	634,50	0,0799	0,069916	0,01000
2.	ДОС № 4 (инв.57)	2	837,0	634,70	0,0879	0,070889	0,01700
3.	ДОС № 5 (инв.60)	2	1 192,0	987,80	0,1276	0,101570	0,02600
4.	ДОС № 10(инв.66)	5	3 219,5	2 766,30	0,2459	0,238905	0,00700
	ВСЕГО		6 080,5	5 023,30	0,5413	0,4813	0,0600

Таблица 1.1.4.8. – Тепловые нагрузки потребителей нежилого фонда Светлый

№ п/п	Адрес/Наименование	Строительный наружный объем (м ³)	Тепловая нагрузка (Гкал/час)		
			ВСЕГО	отопление	ГВС
1.	Казарма (инв.1)	1 928,0	0,0516	0,046737	0,00488
2.	Казарма (инв.34)	4 461,0	0,1262	0,111300	0,01492
3.	Столовая (инв.56)	2 242,0	0,0557	0,038945	0,01673
4.	Клуб (инв.37)	1 326,0	0,0244	0,024362	0,00000
5.	КТП (инв.2)	158,0	0,0053	0,005272	0,00000
6.	Служебное здание (инв.72)	34 045,0	0,5049	0,504858	0,00000
7.	Баня (инв.35)	429,0	0,0575	0,007135	0,05037
8.	Гараж (инв.61)	2 445,0	0,0633	0,063331	0,00000
9.	Мастерская (инв.15)	220,0	0,0076	0,007593	0,00000
10.	Станция обезжелезивания (73)	443,0	0,0113	0,011343	0,00000
11.	Дизельная (инв. 18)	555,0	0,0144	0,014357	0,00000
12.	Дизельная (инв.76)	1 615,0	0,0363	0,036324	0,00000
13.	Водонасосная (инв.20)	194,0	0,0089	0,008873	0,00000
	ВСЕГО	50 061,0	0,9674	0,880430	0,08690

2. Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом.

Объемы тепловой энергии, потребляемой на нужды отопления и ГВС потребителей, приняты в соответствии с договорными объемами потребления тепловой энергии по данным теплоснабжающей организации.

Таблица 1.1.4.9. – Потребление тепловой энергии от котельной Сергеевка

Период	жилой фонд (Гкал)		нежилой фонд (Гкал)		на хозяйственные нужды (Гкал)		Средняя температура наружного воздуха (°C)
	отопление*	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	
январь	820,36	0,0	202,67	0,0	10,43	0,0	– 20,2
февраль	661,70	0,0	164,52	0,0	8,47	0,0	– 16,1
март	541,74	0,0	135,20	0,0	6,96	0,0	– 6,8
апрель	305,70	0,0	75,58	0,0	3,89	0,0	4,5
май	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
август	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	236,05	0,0	61,39	0,0	3,16	0,0	4,9
ноябрь	537,87	0,0	133,23	0,0	6,86	0,0	– 7,3
декабрь	766,18	0,0	190,07	0,0	9,78	0,0	– 17,7
ВСЕГО	3 869,60	0,0	962,66	0,0	49,55	0,0	– 8,7

* – объем потребления рассчитан в соответствии с нормативом на тепловую энергию 0,0427 Гкал/м²* мес. (действует до 01.01.2020).

Таблица 1.1.4.10. – Потребление тепловой энергии от котельной Калинка

Период	жилой фонд (Гкал)		нежилой фонд (Гкал)		на хозяйственные нужды (Гкал)		Средняя температура наружного воздуха (°C)
	отопление*	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	
январь	2 795,03	0,0	378,06	0,0	6,16	0,0	– 20,2
февраль	2 254,48	0,0	306,92	0,0	5,00	0,0	– 16,1
март	1 845,77	0,0	252,20	0,0	4,11	0,0	– 6,8
апрель	1 041,54	0,0	140,99	0,0	2,30	0,0	4,5
май	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
август	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	804,23	0,0	114,52	0,0	1,87	0,0	4,9
ноябрь	1 832,59	0,0	248,53	0,0	4,05	0,0	– 7,3
декабрь	2 610,45	0,0	354,56	0,0	5,78	0,0	– 17,7
ВСЕГО	13 184,09	0,0	1 795,78	0,0	29,27	0,0	– 8,7

* – объем потребления рассчитан в соответствии с нормативом на тепловую энергию 0,0427 Гкал/м²* мес. (действует до 01.01.2020).

Таблица 1.1.4.11. – Потребление тепловой энергии от котельной 21 км

Период	жилой фонд (Гкал)		нежилой фонд (Гкал)		на хозяйственные нужды (Гкал)		Средняя температура наружного воздуха, °C
	отопление*	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	
январь	113,64	0,0	3,29	0,0	5,73	0,0	– 20,2
февраль	91,66	0,0	2,67	0,0	4,66	0,0	– 16,1
март	75,05	0,0	2,20	0,0	3,83	0,0	– 6,8
апрель	42,35	0,0	1,23	0,0	2,14	0,0	4,5
май	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Период	жилой фонд (Гкал)		нежилой фонд (Гкал)		на хозяйственные нужды (Гкал)		Средняя тем- пература наружного воздуха, °С
	отопление*	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	
июль	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
август	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	32,70	0,0	1,00	0,0	1,74	0,0	4,9
ноябрь	74,51	0,0	2,17	0,0	3,77	0,0	- 7,3
декабрь	106,14	0,0	3,09	0,0	5,38	0,0	- 17,7
ВСЕГО	536,05	0,0	15,65	0,0	27,25	0,0	- 8,7

* – объем потребления рассчитан в соответствии с нормативом на тепловую энергию 0,0427 Гкал/м²* мес. (действует до 01.01.2020).

Таблица 1.1.4.12. – Потребление тепловой энергии от котельной Светлый

Период	жилой фонд (Гкал)		нежилой фонд (Гкал)		на хозяйственные нужды (Гкал)		Средняя тем- пература наружного воздуха (°С)
	отопле- ние*	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	
январь	311,60	53,34	537,11	64,65	0,0	0,0	- 20,2
февраль	251,34	48,18	436,03	58,40	0,0	0,0	- 16,1
март	205,77	53,34	358,29	64,65	0,0	0,0	- 6,8
апрель	116,12	51,62	200,31	62,57	0,0	0,0	4,5
май	0,0	53,34	0,0	64,65	0,0	0,0	0,0
июнь	0,0	25,81	0,0	31,28	0,0	0,0	0,0
июль	0,0	53,34	0,0	64,65	0,0	0,0	0,0
август	0,0	53,34	0,0	64,65	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,0	51,62	0,0	62,57	0,0	0,0	0,0
октябрь	89,66	53,34	162,70	64,65	0,0	0,0	4,9
ноябрь	204,30	51,62	353,08	62,57	0,0	0,0	- 7,3
декабрь	291,02	53,34	503,71	64,65	0,0	0,0	- 17,7
ВСЕГО	1 469,82	602,23	2551,23	729,94	0,0	0,0	- 8,7

* – объем потребления рассчитан в соответствии с нормативом на тепловую энергию 0,0418 Гкал/м²* мес. (действует до 01.01.2020).

Годовой объем потребления тепловой энергии населением рассчитан исходя из установленных органами местного самоуправления нормативов потребления тепловой энергии на один квадратный метр жилой площади в месяц. Оплата услуг теплоснабжения производится ежемесячно равными долями в течение отопительного периода.

Годовой объем отпуска тепловой энергии другим потребителям определяется расчетным путем по укрупненным показателям, исходя из расчетной максимальной нагрузки отапливаемого здания (строения).

Применение нормативов на отопление жилого фонда обусловлено социальными факторами, с целью недопущения социальной напряженности.

Постановлением Правительства Хабаровского края от 06.07.2015 № 176-пр "Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению" устанавливаются дифференцированные нормативы потребления населением коммунальной услуги по отоплению в Хабаровском крае в зависимости от этажности жилых домов. Данные норма-

тивы вводятся в действие с 01.01.2020 (постановление Правительства Хабаровского края от 26.09.2016 № 330-пр "О внесении изменений в постановление Правительства Хабаровского края от 06.07.2015 № 176-пр "Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению").

До 01.01.2020 на территории Сергеевского сельского поселения действуют нормативы потребления услуги по отоплению для населения, действовавшие по состоянию на 30.06.2012:

- для жилого фонда, отапливаемого от муниципальных котельных, норматив составляет 0,0427 Гкал/м²*мес;

- для жилого фонда, отапливаемого от котельной Минобороны России, норматив составляет 0,0418 Гкал/м²*мес. (установлен для жилого фонда, отапливаемого от Князе-Волконской КЭЧ Минобороны России. На момент установления норматива котельная в/г "Светлый" входила в состав Князе-Волконской КЭЧ).

Таблица 1.1.4.13. – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилыми домами Сергеевского сельского поселения

Этажность	Норматив (Гкал/м ² *мес.)	
	до 01.01.2020	после 01.01.2020
2-х этажный жилой дом	0,0427 / 0,0418	0,0637
4-х этажный жилой дом		0,0389
5-ти этажный жилой дом		0,0341

Расчеты нормативов выполняются исходя из индивидуальных особенностей многоквартирных домов, расчетной тепловой нагрузки и отапливаемой площади здания.

Установленные органами исполнительной власти нормативы должны отвечать условиям соблюдения теплового баланса систем теплоснабжения. В случае несоответствия баланса отпускаемой и потребляемой тепловой энергии установленные нормативы должны пересматриваться.

Таблица 1.1.4.14. – Сравнительный анализ расхода и потребления тепловой энергии жилым фондом от котельной Сергеевка до 01.01.2020

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)		
	Площадь (м ²)	Норматив (Гкал/м ² /мес)	Гкал/мес.	Нагрузка, Гкал/ч	*К _{р.мощн}	Гкал/мес.
январь	12 946,1	0,0427	552,80	1,6126	0,820	983,82
февраль			552,80		0,737	798,66
март			552,80		0,547	656,28
апрель			552,80		0,316	366,90
май			0,0		0,157	0,0
июнь			0,0		0,041	0,0
июль			0,0		0,000	0,0
август			0,0		0,008	0,0
сентябрь			0,0		0,133	0,0
октябрь			552,80		0,308	298,01
ноябрь			552,80		0,557	646,72
декабрь			552,80		0,769	922,63
ВСЕГО	12 946,1		3 869,60	1,6126	0,586	4 673,02

* $K_{p, \text{мощн}}$ – коэффициент использования максимальной нагрузки

Таблица 1.1.4.15. – Сравнительный анализ расхода и потребления тепловой энергии жилым фондом от котельной Сергеевка после 01.01.2020

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)		
	Площадь (м ²)	Норматив (Гкал/м ² /мес)	Гкал/мес.	Нагрузка (Гкал/ч)	* $K_{p, \text{мощн}}$	Гкал/мес.
для 2-х этажных домов						
январь	12 946,1	0,0637	824,67	1,6126	0,820	983,82
февраль			824,67		0,737	798,66
март			824,67		0,547	656,28
апрель			824,67		0,316	366,90
май			0,0		0,157	0,0
июнь			0,0		0,041	0,0
июль			0,0		0,000	0,0
август			0,0		0,008	0,0
сентябрь			0,0		0,133	0,0
октябрь			824,67		0,308	298,01
ноябрь			824,67		0,557	646,72
декабрь			824,67		0,769	922,63
ВСЕГО	12 946,1		5 772,69	1,6126	0,586	4 673,02

* $K_{p, \text{мощн}}$ – коэффициент использования максимальной нагрузки

Таблица 1.1.4.16. – Сравнительный анализ расхода и потребления тепловой энергии жилым фондом от котельной Калинка до 01.01.2020

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)		
	Площадь (м ²)	Норматив, (Гкал/м ² /мес)	Гкал/мес.	Нагрузка (Гкал/ч)	* $K_{p, \text{мощн}}$	Гкал/мес.
январь	44 108,7	0,0427	1 883,44	3,9450	0,820	2 406,77
февраль			1 883,44		0,737	1 953,82
март			1 883,44		0,547	1 605,49
апрель			1 883,44		0,316	897,57
май			0,0		0,157	0,0
июнь			0,0		0,041	0,0
июль			0,0		0,000	0,0
август			0,0		0,008	0,0
сентябрь			0,0		0,133	0,0
октябрь			1 883,44		0,308	729,04
ноябрь			1 883,44		0,557	1 582,10
декабрь			1 883,44		0,769	2 257,08
ВСЕГО			13 184,08		0,586	11 431,87

* $K_{p, \text{мощн}}$ – коэффициент использования максимальной нагрузки

Таблица 1.1.4.17. – Сравнительный анализ расхода и потребления тепловой энергии жилым фондом от котельной Калинка после 01.01.2020

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)		
	Площадь (м ²)	Норматив (Гкал/м ² /мес)	Гкал/мес.	Нагрузка (Гкал/ч)	* $K_{p, \text{мощн}}$	Гкал/мес.
для 4-х этажных домов						
январь	2 986,9	0,0389	116,19	0,3150	0,820	192,18
февраль			116,19		0,737	156,01
март			116,19		0,547	128,19
апрель			116,19		0,316	71,67

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)		
	Площадь (м ²)	Норматив (Гкал/м ² ·мес)	Гкал/мес.	Нагрузка (Гкал/ч)	*К _{р.мощн}	Гкал/мес.
январь	1 793,4	0,0637	114,24	0,1746	0,820	106,52
февраль			114,24		0,737	86,47
март			114,24		0,547	71,06
апрель			114,24		0,316	39,72
май			0,0		0,157	0,0
июнь			0,0		0,041	0,0
июль			0,0		0,0	0,0
август			0,0		0,008	0,0
сентябрь			0,0		0,133	0,0
октябрь			114,24		0,308	32,27
ноябрь			114,24		0,557	70,02
декабрь			114,24		0,769	99,89
ВСЕГО	1 962,9		799,68	0,1746	0,586	505,95

*К_{р.мощн} – коэффициент использования максимальной нагрузки

Таблица 1.1.4.20. – Сравнительный анализ расхода и потребления тепловой энергии жилым фондом от котельной Светлый до 01.01.2020

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)		
	Площадь (м ²)	Норматив, (Гкал/м ² /мес)	Гкал/мес.	Нагрузка (Гкал/ч)	*К _{р.мощн}	Гкал/мес.
январь	5 023,3	0,0418	209,97	0,4813	0,820	293,63
февраль			209,97		0,737	238,37
март			209,97		0,547	195,87
апрель			209,97		0,316	109,51
май			0,0		0,157	0,0
июнь			0,0		0,041	0,0
июль			0,0		0,0	0,0
август			0,0		0,008	0,0
сентябрь			0,0		0,133	0,0
октябрь			209,97		0,308	88,94
ноябрь			209,97		0,557	193,02
декабрь			209,97		0,769	275,37
ВСЕГО	5 023,3		1 469,79	0,4813	0,586	1 394,71

Таблица 1.1.4.21. – Сравнительный анализ расхода и потребления тепловой энергии жилым фондом от котельной Светлый после 01.01.2020

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)		
	Площадь, м ²	Норматив, Гкал/м ² ·мес	Гкал/мес.	Нагрузка, Гкал/ч	*К _{р.мощн}	Гкал/мес.
для 2-х этажных домов						
январь	2 257,0	0,0637	143,77	0,2424	0,820	147,88
февраль			143,77		0,737	120,05
март			143,77		0,547	98,65
апрель			143,77		0,316	55,15
май			0,0		0,157	0,0
июнь			0,0		0,041	0,0
июль			0,0		0,000	0,0
август			0,0		0,008	0,0
сентябрь			0,0		0,133	0,0
октябрь			143,77		0,308	44,80
ноябрь			143,77		0,557	97,21

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)		
	Площадь, м ²	Норматив, Гкал/м ² ·мес	Гкал/мес.	Нагрузка, Гкал/ч	*К _{р.мощн}	Гкал/мес.
декабрь			143,77		0,769	138,69
для 5-и этажных домов						
январь	2 766,3	0,0341	94,33	0,2389	0,820	145,75
февраль			94,33		0,737	118,32
март			94,33		0,547	97,22
апрель			94,33		0,316	54,35
май			0,0		0,157	0,0
июнь			0,0		0,041	0,0
июль			0,0		0,000	0,0
август			0,0		0,008	0,0
сентябрь			0,0		0,133	0,0
октябрь			94,33		0,308	44,15
ноябрь			94,33		0,557	95,81
декабрь			94,33		0,769	136,68
ВСЕГО	5 023,3		1 666,70	0,4813	0,586	1 394,71

*К_{р.мощн} – коэффициент использования максимальной нагрузки

Коэффициент использования максимальной нагрузки К_{р.мощн} зависит от средней за месяц расчетной температуры наружного воздуха и рассчитывается по формуле:

$$K_{p.мощн.} = \frac{(T_{вн}^B - T_{н.ср}^B)}{(T_{вн}^B - T_{нр}^B)};$$

где:

$T_{вн}^B$ – расчетная температура воздуха в отапливаемом помещении °С, определяется по СНиП;

$T_{н.ср}^B$ – средняя за месяц температура воздуха наружного воздуха °С, определяется по СНиП;

$T_{нр}^B$ – расчетная максимальная температура наружного воздуха для проектирования в данной местности °С, определяется по СНиП;

Таблица 1.1.4.22. – Коэффициент использования максимальной нагрузки для Сергеевского сельского поселения

Период	$T_{нр}^B, ^\circ\text{C}$	$T_{вн}^B, ^\circ\text{C}$	$T_{н.ср}^B, ^\circ\text{C}$	$K_{p.мощн.}$
январь	– 29,0	20,0	– 20,2	0,820
февраль			– 16,1	0,737
март			– 6,8	0,547
апрель			4,5	0,316
май			12,3	0,157
июнь			18,0	0,041
июль			21,3	0,0
август			19,6	0,008
сентябрь			13,5	0,133
октябрь			4,9	0,308
ноябрь			– 7,3	0,557
декабрь			– 17,7	0,769

1.1.5. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.

Таблица 1.1.5.1. – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной Сергеевка

Показатель	Значение
Установленная мощность котельной, Гкал/ч	4,7200
Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	4,7200
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,0558
Потери при передаче, Гкал/ч	0,2692
Присоединенная тепловая нагрузка, в том числе:	1,9619
- отопление, в том числе:	1,9619
- жилой фонд, Гкал/ч	1,6126
- нежилой фонд, Гкал/ч	0,3322
- на хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0171
- ГВС, в том числе:	0,0
- жилой фонд, Гкал/ч	0,0
- нежилой фонд, Гкал/ч	0,0
- на хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	2,4331
Доля резерва, %	51,5%

Таблица 1.1.5.2. – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной Калинка

Показатель	Значение
Установленная мощность котельной, Гкал/ч	7,2200
Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	6,3000
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,1279
Потери при передаче, Гкал/ч	0,2997
Присоединенная тепловая нагрузка, в том числе:	4,5033
- отопление, в том числе:	4,5033
- жилой фонд, Гкал/ч	3,9450
- нежилой фонд, Гкал/ч	0,5472
- на хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0111
- ГВС, в том числе:	0,0
- жилой фонд, Гкал/ч	0,0
- нежилой фонд, Гкал/ч	0,0
- на хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,3691
Доля резерва, %	21,7%

Таблица 1.1.5.3. – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной 21 км

Показатель	Значение
Установленная мощность котельной, Гкал/ч	1,0000
Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	0,4600
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,0120
Потери при передаче, Гкал/ч	0,0298
Присоединенная тепловая нагрузка, в том числе:	0,1746
- отопление, в том числе:	0,1746
- жилой фонд, Гкал/ч	0,1746
- нежилой фонд, Гкал/ч	0,0
- на хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0
- ГВС, в том числе:	0,0
- жилой фонд, Гкал/ч	0,0

Показатель	Значение
- нежилой фонд, Гкал/ч	0,0
- на хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	0,2436
Доля резерва, %	53,0%

Таблица 1.1.5.4. – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной Светлый

Показатель	Значение
Установленная мощность котельной, Гкал/ч	5,0200
Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	5,0200
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,0310
Потери при передаче, Гкал/ч	0,1662
Присоединенная тепловая нагрузка, в том числе:	1,5086
- отопление, в том числе:	1,3617
- жилой фонд, Гкал/ч	0,4813
- нежилой фонд, Гкал/ч	0,8804
- на хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0
- ГВС, в том числе:	0,1469
- жилой фонд, Гкал/ч	0,0600
- нежилой фонд, Гкал/ч	0,0869
- на хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	3,3142
Доля резерва, %	66,0%

1.1.6. Балансы теплоносителя.

Количество воды на коммунальных теплоэнергетических предприятиях, требуемое для выработки теплоты, складывается из расходов воды на теплоноситель и на собственные нужды котельной. Расход воды на теплоноситель складывается из расходов на разовое наполнение систем отопления, трубопроводов тепловой сети, расходов на подпитку систем отопления и тепловой сети.

Объем воды на наполнение местных систем отопления и ГВС, м³, присоединенных потребителей определяется:

$$V_{om} = \sum v_{om} * Q_{om};$$

где:

v_{om} – удельный объем воды, м³/(Гкал/ч), определяется в зависимости от характеристики системы и расчетного графика температур. При отсутствии данных о типе нагревательных приборов допускается принимать ориентировочно $v_{om} = 30$ м³/(Гкал/ч). Для систем ГВС при открытой системе теплоснабжения $v_{om} = 6$ м³/(Гкал/ч);

Q_{om} – максимальный тепловой поток на отопление (ГВС_{откр.}) потребителя, Гкал/ч.

Объем воды для наполнения трубопроводов тепловых сетей, м³, вычисляется в зависимости от их площади сечения и протяженности по формуле:

$$V_{cetu} = \sum v_{di} l_d;$$

где:

v_{di} – удельный объем воды в трубопроводе i -го диаметра протяженностью 1,0 метр, м³/м;

l_{di} – протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, м.

Число наполнений определяется графиком работ по ремонту и испытаниям тепловых сетей.

Количество подпиточной воды для восполнения потерь теплоносителя в системах теплоснабжения и трубопроводах тепловой сети должно соответствовать величинам утечек для закрытой системы теплоснабжения, для открытой системы дополнительно и количеству воды, отобранной для нужд ГВС. При эксплуатации с учетом возможных колебаний утечки в течение года в зависимости от режимных условий работы системы теплоснабжения норма утечки теплоносителя для закрытой системы принимается равной 0,25% от объема теплоносителя в трубопроводах тепловой сети и непосредственно присоединенных к ним местных систем отопления зданий.

Расход воды на подпитку составит:

- для закрытой системы: $V^3_{\text{подп.}} = 0,0025 \cdot V_{\text{сист.}}$;

- для открытой системы: $V^0_{\text{подп.}} = 0,0025 \cdot V_{\text{сист.}} + G_{\text{ГВС}} \cdot h_{\text{ГВС}}$;

где:

$G_{\text{ГВС}}$ – среднечасовой расход воды на ГВС, м³/ч;

$h_{\text{ГВС}}$ – продолжительность периода подпитки с расходом $G_{\text{ГВС}}$, часов.

Таблица 1.1.6.1. – Баланс теплоносителя котельной Сергеевка

Показатель	м ³ /год
Подпитка на восполнение нормативных утечек, в том числе:	2 216,45
- в наружной тепловой сети	1 488,98
- во внутренних системах абонента	727,47
Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
Наполнение системы теплоснабжения, в том числе:	208,76
- наружной тепловой сети	120,47
- внутренних системах абонента	88,29
Невозврат конденсата	0,0
На выработку тепловой энергии	312,09
ВСЕГО затраты теплоносителя за год	2 737,30

Таблица 1.1.6.2. – Баланс теплоносителя котельной Калинка

Показатель	м ³ /год
Подпитка на восполнение нормативных утечек, в том числе:	2 615,36
- в наружной тепловой сети	945,54
- во внутренних системах абонента	1 669,82
Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
Наполнение системы теплоснабжения, в том числе:	279,15
- наружной тепловой сети	76,50
- внутренних системах абонента	202,65
Невозврат конденсата	120,95
На выработку тепловой энергии	783,59
ВСЕГО затраты теплоносителя за год	3 799,05

Таблица 1.1.6.3. – Баланс теплоносителя котельной 21 км

Показатель	м ³ /год
Подпитка на восполнение нормативных утечек, в том числе:	116,38
- в наружной тепловой сети	51,64
- во внутренних системах абонента	64,74
Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
Наполнение системы теплоснабжения, в том числе:	12,04
- наружной тепловой сети	4,18
- внутренних системах абонента	7,86
Невозврат конденсата	0,0
На выработку тепловой энергии	35,46
ВСЕГО затраты теплоносителя за год	163,88

Таблица 1.1.6.4. – Баланс теплоносителя котельной Светлый

Показатель	м ³ /год
Подпитка на восполнение нормативных утечек, в том числе:	1 218,64
- в наружной тепловой сети	695,21
- во внутренних системах абонента	523,43
Подпитка на горячее водоснабжение	22 617,49
Наполнение системы теплоснабжения, в том числе:	115,26
- наружной тепловой сети, в т.ч ГВС	53,10
- внутренних системах абонента, в т.ч. ГВС	62,16
Невозврат конденсата	0,00
На выработку тепловой энергии	308,92
ВСЕГО затраты теплоносителя за год	24 260,31

1.1.7. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

1. Характеристики используемого топлива.

Источники тепловой энергии, находящихся на территории Сергеевского сельского поселения, вырабатывают тепловую энергию, используя котельное топливо двух видов – уголь и мазут. Доставка топлива до прикотельных складов осуществляется автомобильным транспортом.

Таблица 1.1.7.1. – Основные характеристики используемого топлива котельной Сергеевка

Характеристика	Размерность	Значение	
		Уголь	Мазут
Низшая теплота сгорания	ккал/кг	4 100	–
Калорийный эквивалент	–	0,586	–
Зольность	%	12	–
Влажность	%	33	–
Выход летучих	%	49	–

Таблица 1.1.7.2. – Основные характеристики используемого топлива котельной Калинка

Характеристика	Размерность	Значение	
		Уголь	Мазут
Низшая теплота сгорания	ккал/кг	–	9 812
Калорийный эквивалент	–	–	1,402
Зольность	%	–	0,04

Характеристика	Размерность	Значение	
		Уголь	Мазут
Влажность	%	–	0,3
Выход летучих	%	–	–

Таблица 1.1.7.3. – Основные характеристики используемого топлива котельной 21 км

Характеристика	Размерность	Значение	
		Уголь	Мазут
Низшая теплота сгорания	ккал/кг	–	9 812
Калорийный эквивалент	–	–	1,402
Зольность	%	–	0,04
Влажность	%	–	0,3
Выход летучих	%	–	–

Таблица 1.1.7.4. – Основные характеристики используемого топлива котельной Светлый

Характеристика	Размерность	Значение	
		Уголь	Мазут
Низшая теплота сгорания	ккал/кг	4410	–
Калорийный эквивалент	–	0,63	–
Зольность	%	н/д	–
Влажность	%	н/д	–
Выход летучих	%	н/д	–

2. Потребность в топливе. Нормативы удельного расхода.

Годовая потребность в топливе определяется расчетным способом. Для расчета используется нормативный удельный расход топлива на единицу отпущенной тепловой энергии с коллекторов, который может быть получен расчетным способом или при проведении РНИ котлов.

Норматив удельного расхода топлива (далее – НУР) это максимально допустимая технически обоснованная мера потребления топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть. НУР рассчитывается на основе индивидуальных нормативов котлов с учетом их производительности, времени работы, средневзвешенного норматива на производство тепловой энергии всеми котлами котельной и величине расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной. Индивидуальный норматив удельного расхода топлива – норматив расхода расчетного вида топлива по котлу на производство 1 Гкал тепловой энергии при оптимальных эксплуатационных условиях.

Тепловая энергия, отпущенная в тепловую сеть, определяется как тепловая энергия, произведенная котельными агрегатами, за вычетом тепловой энергии, использованной на собственные нужды котельной, и переданная в тепловую сеть.

При отсутствии результатов режимно-наладочных испытаний используются индивидуальные нормативы расхода топлива, приведенные в Таблице 1 (рекомендуемая) Порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии, утвержденного приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 323.

Все теплоисточники Сергеевского сельского поселения не имеют результатов проведения РНИ, следовательно, для расчета нормы расхода топлива применяются индивидуальные нормативы расхода топлива.

Таблица 1.1.7.5. – Индивидуальные нормативы расхода топлива котельной Сергеевка

Марка котла	Тип котла (режим работы)	Мощность (Гкал/ч)	Вид топлива	Индивидуаль- ный удельный норматив (кг.у.т/Гкал)	КПД (%)
КВм-1,74к	водогрейный	1,5	уголь бурый	204,09	70,0
КВм-1,74к	водогрейный	1,5	уголь бурый	204,09	70,0
КВм-2,0	водогрейный	1,72	уголь бурый	207,04	69,0

Таблица 1.1.7.6. – Индивидуальные нормативы расхода топлива котельной Калинка

Марка котла	Тип котла (режим работы)	Мощность (Гкал/ч)	Вид топлива	Индивидуаль- ный удельный норматив (кг.у.т/Гкал)	КПД (%)
КВ-0,89м	паровой	0,46	мазут	178,58	80,0
КВ-0,89м	паровой	0,46	мазут	178,58	80,0
КВ-0,89м	водогрейный	0,57	мазут	178,58	80,0
КВ-0,89м	водогрейный	0,57	мазут	178,58	80,0
КВа-2,0	водогрейный	1,72	мазут	178,58	80,0
КВа-2,0	водогрейный	1,72	мазут	178,58	80,0
КВа-2,0	водогрейный	1,72	мазут	178,58	80,0

Таблица 1.1.7.7. – Индивидуальные нормативы расхода топлива котельной 21 км

Марка котла	Тип котла (режим работы)	Мощность (Гкал/ч)	Вид топлива	Индивидуаль- ный удельный норматив (кг.у.т/Гкал)	КПД (%)
КВа-0,63гм	водогрейный	0,54	мазут	201,21	71,0
Универсал-6	водогрейный	0,46	мазут	201,21	71,0

Таблица 1.1.7.8. – Индивидуальные нормативы расхода топлива котельной Светлый

Марка котла	Тип котла (режим работы)	Мощность (Гкал/ч)	Вид топлива	Индивидуаль- ный удельный норматив (кг.у.т/Гкал)	КПД (%)
КВ-0,81	водогрейный	0,7	уголь бурый	238,10	60,0
КВ-0,81	водогрейный	0,7	уголь бурый	238,10	60,0
КВ-0,81	водогрейный	0,7	уголь бурый	238,10	60,0
КВ-0,81	водогрейный	0,7	уголь бурый	238,10	60,0
КВ-0,42	водогрейный	0,42	уголь бурый	238,10	60,0
КВ-0,42	водогрейный	0,42	уголь бурый	238,10	60,0
ИжКВр-0,8к	водогрейный	0,69	уголь бурый	238,10	60,0

Удельные расходы топлива на отпущенную в сеть тепловую энергию

для котельной рассчитываются ежемесячно и в целом за год как средневзвешенная величина. Для расчета применяются поправочные коэффициенты на эксплуатационные характеристики и процент собственных нужд котельной от общего объема выработки тепловой энергии. В качестве исходного норматива используется индивидуальный удельный норматив расхода топлива котлом. В таблице 1.1.7.9 выполнен расчет годового расхода котельного топлива без учета поправочных коэффициентов на эксплуатационные характеристики котлов.

Таблица 1.1.7.9. – Топливный баланс

Котельная	Вид топлива	Собственные нужды, % от выработки	НУР на отпуск в сеть (кг.у.т/Гкал)	Отпуск в сеть (Гкал)	Нормативный расход топлива (тонн/год)
Сергеевка	уголь	5,07	212,52	6 213,58	2 253,43
Калинка	мазут	3,74	185,69	16 283,88	2 156,74
21 км	мазут	7,96	222,98	683,56	108,72
Светлый	уголь	4,08	257,00	6 121,03	2 496,99
ВСЕГО	уголь	4,58	234,59	12 334,61	4 750,42
	мазут	3,91	187,19	16 967,44	2 265,46

3. Нормативные запасы топлива.

Нормативный неснижаемый запас топлива (далее – ННЗТ) – запас топлива, обеспечивающий работу котельной в режиме «выживания» с минимальной расчетной тепловой нагрузкой и составом оборудования, позволяющим поддерживать готовность к работе всех технологических схем и плюсовые температуры в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях:

$$\text{ННЗТ} = Q_{\max} \cdot N_{\text{ср.м}} \cdot \frac{1}{K_3} \cdot T;$$

где:

$Q_{\max}$ – среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в самом холодном месяце, Гкал/сут.;

$N_{\text{ср.м}}$ – расчетный норматив удельного расхода условного топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т.у.т./Гкал;

K_3 – каллорийный эквивалент;

T – количество суток для расчета.

Нормативный эксплуатационный запас топлива (далее – НЭЗТ) – запас топлива, обеспечивающий надежную и стабильную работу котельной и вовлекаемый в расход для обеспечения выработки тепловой энергии в осенне-зимний период (I и IV кварталы):

$$\text{НЭЗТ} = Q_{\max}^3 \cdot N_{\text{ср.м}} \cdot \frac{1}{K_3} \cdot T;$$

где:

$Q_{\max}^3$ – среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в

течение трех наиболее холодных месяцев, Гкал/сут.;

Нср.т – расчетный норматив удельного расхода условного топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т.у.т./Гкал;

Кэ – калорийный эквивалент;

Т – количество суток для расчета.

Таблица 1.1.7.10. – Нормативный неснижаемый запас жидкого топлива (мазут)

Котельная	Среднесуточная выработка в самый холодный месяц (Гкал/сут.)	Норматив удельного расхода топлива (т.у.т./Гкал)	Средне-суточный расход топлива, (т.у.т.)	Кол-во суток для расчета	ННЗТ (тонн)
Калинка	111,36	0,186	20,713	5	73,869
21 км	4,67	0,223	1,041	5	3,713

Таблица 1.1.7.11. – Нормативный эксплуатационный запас жидкого топлива (мазут)

Котельная	Среднесуточная выработка в самый холодный месяц (Гкал/сут.)	Норматив удельного расхода топлива (т.у.т./Гкал)	Средне-суточный расход топлива, (т.у.т.)	Кол-во суток для расчета	НЭЗТ (тонн)
Калинка	105,12	0,186	19,552	30	418,374
21 км	4,41	0,223	0,983	30	21,034

Таблица 1.1.7.12. – Нормативный неснижаемый запас твердого топлива (уголь)

Котельная	Среднесуточная выработка в самый холодный месяц (Гкал/сут.)	Норматив удельного расхода топлива (т.у.т./Гкал)	Средне-суточный расход топлива, (т.у.т.)	Кол-во суток для расчета	ННЗТ (тонн)
Сергеевка	42,49	0,213	9,050	7	108,106
Светлый	41,86	0,257	10,758	7	119,533

Таблица 1.1.7.13. – Нормативный эксплуатационный запас твердого топлива (уголь)

Котельная	Среднесуточная выработка в самый холодный месяц (Гкал/сут.)	Норматив удельного расхода топлива (т.у.т./Гкал)	Средне-суточный расход топлива, (т.у.т.)	Кол-во суток для расчета	НЭЗТ (тонн)
Сергеевка	40,11	0,213	8,543	45	656,032
Светлый	39,51	0,257	10,154	45	725,286

1.1.8. Надежность теплоснабжения.

Надежность – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Это комплексное свойство, включающее единичные свойства безотказности, восстанавливаемости, долговечности, сохраняемости и живучести.

Надежность систем централизованного теплоснабжения – свойство системы (далее – СЦТ) снабжать потребителей теплотой в необходимом количестве, требуемого качества и не допускать ситуаций, опасных для людей и

окружающей среды. Определяется структурой, параметрами, степенью резервирования и качеством элементов всех ее подсистем – источников тепловой энергии, тепловых сетей, узлов потребления, систем. В силу ряда, как удаленных по времени, так и действующих сейчас, причин, положение в централизованном теплоснабжении характеризуется неудовлетворительным техническим уровнем и низкой экономической эффективностью систем, изношенностью оборудования, недостаточными надежностью теплоснабжения и уровнем комфорта в зданиях, большими потерями тепловой энергии.

Наиболее ненадежным звеном систем теплоснабжения являются тепловые сети, особенно при их подземной прокладке. Это, в первую очередь, обусловлено низким качеством применяемых ранее конструкций теплопроводов, тепловой изоляции, запорной арматуры, недостаточным уровнем автоматического регулирования процессов передачи, распределения и потребления тепловой энергии, а также все увеличивающимся моральным и физическим старением теплопроводов и оборудования из-за хронического недофинансирования работ по их модернизации и реконструкции. Кроме того, структура тепловых сетей в крупных системах не соответствует их масштабам.

Вместе с тем, сфера теплоснабжения в нашей стране имеет высокую социальную и экономическую значимость, поскольку играет ключевую роль в жизнеобеспечении населения и потребляет около 40% первичных топливных ресурсов, более 60% которых составляет природный газ.

Надежность теплоснабжения необходимо оценивать вероятностными показателями и обеспечивать их удовлетворение нормативным требованиям.

При разработке схем теплоснабжения решается два типа задач, связанных с расчетами надежности:

а) расчет показателей надежности теплоснабжения потребителей по характеристикам надежности элементов при заданной схеме и параметрах системы (задачи анализа надежности);

б) выбор (корректировка) схемы и параметров системы в рассматриваемой перспективе ее развития с учетом нормативных требований к надежности теплоснабжения потребителей (задачи синтеза (построения) надежной системы).

Оценка надежности теплоснабжения выполняется с целью разработки предложений по реконструкции тепловых сетей, не обеспечивающих нормативной надежности теплоснабжения.

Тепловые сети характеризуются частичными отказами, приводящими к отключению (или снижению уровня теплоснабжения) одного или части потребителей с разными последствиями для каждого из них. Полный отказ системы – чрезвычайно редкое событие. Длительное нарушение теплоснабжения может привести к катастрофическим последствиям, что накладывает ограничения на допустимое время ликвидации отказов. Это время может быть увеличено резервированием тепловой сети, которое позволяет поддерживать некоторый пониженный уровень подачи теплоты потребителям (с некоторым снижением температуры воздуха в зданиях) во время ликвидации аварий и исключает возможное их катастрофическое развитие. Наряду с

повышением надежности конструкций, теплопроводов и оборудования, резервирование тепловой сети является основным способом обеспечения требуемого уровня надежности теплоснабжения, формирующим временной резерв потребителей, который представляет собой время (и частоту) снижения температуры воздуха в здании до нормированного, минимально допустимого значения.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

а) установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

б) местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

в) достаточностью диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;

г) необходимостью замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей на более надежные, а также обоснованностью перехода на надземную или тоннельную прокладку;

д) очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения, а также обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы, коэффициент готовности, живучести. Надежность расчетного уровня теплоснабжения оценивается коэффициентами готовности K_r . Надежность пониженного уровня теплоснабжения потребителей оценивается вероятностями безотказной работы $P_{\text{сцт}}$. Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

а) источника теплоты $P_{\text{ит}} = 0,97$;

б) тепловых сетей $P_{\text{тс}} = 0,9$;

в) потребителя теплоты $P_{\text{пт}} = 0,99$;

г) СЦТ в целом $P_{\text{сцт}} = 0,9 * 0,97 * 0,99 = 0,86$.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе K_r принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

а) готовностью СЦТ к отопительному сезону;

б) достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

в) способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

г) организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;

д) максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Исходными данными для расчетов показателей надежности теплоснабжения потребителей являются характеристики надежности элементов тепловой сети: интенсивность отказов и среднее время восстановления теплопроводов и оборудования. Фактический уровень надежности в конкретной системе теплоснабжения должен оцениваться на основе обработки статистических данных об отказах элементов данной системы. Для того, чтобы статистические выборки обладали необходимой однородностью, полнотой и значимостью, в каждой системе должен быть организован сбор исходных данных об отказах.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях, ниже предусмотренных ГОСТ 30494. Например: больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 часов:

- в жилых и общественных зданиях до 12°C;
- в промышленных зданиях до 8°C.

Третья категория – остальные потребители.

Термины и определения, используемые в данном подразделе, соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 "Надежность в технике".

1.1.8.1. Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети.

Надежность расчетного уровня теплоснабжения оценивается коэффициентами готовности K_j , определяемыми для каждого узла-потребителя и представляющими собой вероятности того, что в произвольный момент времени в течение отопительного периода в j -й узел будет обеспечена подача расчетного количества тепла.

Надежность пониженного уровня теплоснабжения потребителей оценивается вероятностями безотказной работы P_j , определяемыми для каждого узла-потребителя и представляющими собой вероятности того, что в течение отопительного периода температура воздуха в зданиях не опустится ниже граничного значения.

Вероятностные показатели надежности должны удовлетворять нормативным значениям:

$$K_j \geq K_r, \quad j \in J$$

$$P_j \geq P_{тс}, \quad j \in J$$

где:

J – множество узлов расчетной схемы тепловой сети, к которым подключены потребители тепловой энергии.

Для расчетов приняты следующие допущения:

а) при восстановлении отказавшего элемента сети отказы других элементов не происходят, поскольку вероятность возникновения нескольких отказов в определенном временном интервале в одной системе пренебрежимо мала;

б) исходными данными для расчетов показателей надежности теплоснабжения потребителей являются характеристики надежности элементов тепловой сети: интенсивность отказов и среднее время восстановления теплопроводов и оборудования;

в) если статистические данные по отказам не используются, расчет интенсивности отказов теплопроводов λ , с учетом времени их эксплуатации, производится по зависимостям распределения Вейбулла при начальной интенсивности отказов 1 км однолинейного теплопровода $\lambda^{нач}$, равной $5,7 \cdot 10^{-6}$ (1/(км·ч)) или 0,05 (1/(км·год)). Начальная интенсивность отказов соответствует периоду нормальной эксплуатации нового теплопровода после периода приработки. Средняя интенсивность отказов единицы запорно-регулирующей арматуры (например, задвижки) принимается равной $2,28 \cdot 10^{-7}$ (1/ч) или 0,002 (1/год).

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю осуществляется по следующему алгоритму:

- составляется расчетная схема, степень детализации которой зависит от решаемой задачи. Однолинейная расчетная схема отображает только подающие или только обратные линии тепловой сети. В этой схеме участки сети отображаются ветвями, а места расположения источников и потребителей – узлами с притоками и отборами теплоносителя или без них;

- определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

Таблица 1.1.8.1.1. – Исходные данные для обработки данных по отказам и восстановлением участков тепловых сетей

Наименование потребителя	№ узла	К-т тепловой аккумуляции здания, β_j , часов	Расчетн. темп-ра воздуха в здании, $t_{жв}$, °C	Минимально допустимая т-ра в здании, $t_{vj} \min$, °C	Расчетн. темп-ра наружн. воздуха, $t_{нр}$, °C	Продолжительность ОП, $t_{от}$, часов	Средн. темп-ра за ОП, $t_{н ср}$, °C
Сергеевка							
Партизанская, 7	7	60	20	12	-29	4944	-9,5
Партизанская, 2	14	60	20	12	-29	4944	-9,5
Партизанская, 4	17	60	20	12	-29	4944	-9,5
Партизанская, 6	20	40	20	12	-29	4944	-9,5
Партизанская, 8	22	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 27	25	60	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 29	29	60	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 31	32	60	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 33	35	60	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 35	38	60	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 26	60	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 24	63	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 22	66	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 21	68	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 19	68	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 17	68	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 15	68	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 13	68	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 11	68	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 9	70	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 7	70	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 5	73	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 3	76	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 1	79	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 1а	82	40	20	12	-29	4944	-9,5
Центральная, 16	84	40	20	12	-29	4944	-9,5
Дом Культуры	10	40	18	12	-29	4944	-9,5
Гараж	4	25	10	8	-29	4944	-9,5
Школа	41	60	18	12	-29	4944	-9,5
Магазин, 3	44	40	16	8	-29	4944	-9,5
Общежитие	47	40	18	12	-29	4944	-9,5
Адм. здание	50	40	18	12	-29	4944	-9,5
Детский сад	55	40	20	12	-29	4944	-9,5
Детский сад	58	40	20	12	-29	4944	-9,5

Наименование потребителя	№ узла	К-т тепловой аккумуляции здания, β_j , часов	Расчетн. темп-ра воздуха в здании, $t_{жв}$, °C	Минимально допустимая т-ра в здании, $t_{vj} \min$, °C	Расчетн. темп-ра наружн. воздуха $t_{нр}$, °C	Продолжительность ОП, тот, часов	Средн. темп-ра за ОП, $t_{н ср}$, °C
Магазин, 23а	85	25	16	8	-29	4944	-9,5
Магазин, 1а	86	25	16	8	-29	4944	-9,5
Калинка							
Авиаторов, 1	12	40	20	12	-29	4944	-9,5
Авиаторов, 2	16	40	20	12	-29	4944	-9,5
Авиаторов, 4	21	40	20	12	-29	4944	-9,5
Авиаторов, 6	35	40	20	12	-29	4944	-9,5
Авиаторов, 8	38	40	20	12	-29	4944	-9,5
Молодежная, 1	30	40	20	12	-29	4944	-9,5
Молодежная, 2	18	40	20	12	-29	4944	-9,5
Молодежная, 4	32	60	20	12	-29	4944	-9,5
Молодежная, 6	45	40	20	12	-29	4944	-9,5
Энергетиков, 1	9	40	20	12	-29	4944	-9,5
Энергетиков, 2	3	40	20	12	-29	4944	-9,5
Энергетиков, 3	24	60	20	12	-29	4944	-9,5
Торговая, 4	50	60	20	12	-29	4944	-9,5
Торговая, 6	47	60	20	12	-29	4944	-9,5
Дом культуры	27	40	18	12	-29	4944	-9,5
Школа	60	60	18	12	-29	4944	-9,5
Админ. здание	5	40	18	12	-29	4944	-9,5
Гараж	68	25	10	8	-29	4944	-9,5
Ст. обезжелезив.	40	25	15	8	-29	4944	-9,5
Цех столярный	42	25	15	8	-29	4944	-9,5
Скважина	55	25	15	8	-29	4944	-9,5
Скважина	57	25	15	8	-29	4944	-9,5
Скважина	62	25	15	8	-29	4944	-9,5
Детский сад	51	60	20	12	-29	4944	-9,5
21 км							
Жилой дом № 1	8	60	20	12	-29	4944	-9,5
Жилой дом № 4	4	60	20	12	-29	4944	-9,5
Магазин	11	30	16	8	-29	4944	-9,5

Если статистические данные о времени восстановления не используются, расчет среднего времени восстановления участков тепловой сети в зависимости от их диаметра и расстояния между секционирующими задвижками производится по формуле:

$$z^B = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{сз}) \cdot d^{1,2}]$$

На основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

1. Интенсивность отказов элементов тепловой сети (далее – ТС).

а) интенсивность отказов теплопровода λ с учетом времени его эксплуатации:

$$\lambda = \lambda^{\text{нач}} \cdot (0,1 \cdot \tau^{\text{экспл}})^{\alpha-1}, [1/(\text{км} \cdot \text{ч})]$$

где:

$\tau^{\text{экспл}}$ – продолжительность эксплуатации участка, лет;

α – коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации участка:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau^{\text{экспл}} \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau^{\text{экспл}} \leq 17 \\ 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau^{\text{экспл}}}{20}\right)} & \text{при } \tau^{\text{экспл}} > 17 \end{cases}$$

б) интенсивность отказов запорно-регулирующей арматуры (одной единицы):

$$\lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, [1/\text{ч}]$$

2.) Параметр потока отказов элементов ТС:

а) параметр потока отказов участков ТС:

$$\omega = \lambda \cdot L, [1/\text{ч}]$$

где: L – длина участка ТС, км;

б) параметр потока отказов ЗРА:

$$\omega_{\text{зра}} = \lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, [1/\text{ч}]$$

3.) Среднее время до восстановления элементов ТС:

а) среднее время до восстановления участков ТС:

$$z^B = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{\text{сз}}) \cdot d^{1,2}], \text{ ч}$$

где: $L_{\text{сз}}$ – расстояние между секционирующими задвижками (далее – СЗ), км;

d – диаметр теплопровода, м.

Таблица 1.1.8.1.2. – Значения коэффициентов а, b, с

Коэффициент	а	б	с
Значение	2,91256074780734	20,8877641154199	– 1,87928919400643

Значения коэффициентов а, b, с получены на основе численных значений времени восстановления теплопроводов в зависимости от их диаметров, рекомендуемых СНиП 41-02-2003. Расстояние между СЗ, при диаметре теплопровода до 400 мм, принимается 1 км. Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество секционирующих задвижек и расстояние между ними

условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий. Установка дополнительных задвижек включается в рекомендации;

б) среднее время до восстановления ЗРА:

Время восстановления ЗРА принимается равным времени восстановления теплопровода, так как отказ ЗРА на данном участке теплопровода требуют сопоставимых временных затрат на их восстановление. В связи с этим расчет среднего времени до восстановления ЗРА выполняется по аналогичному выражению.

4. Интенсивность восстановления элементов тепловой сети:

$$\mu = \frac{1}{z^B}, [1/\text{ч}]$$

5. Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\omega_i}{\mu_i} \right)^{-1}$$

где:

N – число элементов тепловой сети (участков и ЗРА).

6.) Вероятность состояния сети, соответствующая отказу f -го элемента:

$$p_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \cdot p_0$$

7.) Температура воздуха в здании j -го потребителя в конце периода восстановления f -го элемента t_{jmin}^B принимается согласно СНиП 41–02–2003 «Тепловые сети» для жилых и общественных зданий $+12^\circ\text{C}$, для промышленных зданий $+8^\circ\text{C}$.

8.) Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j -го потребителя (определяется для каждого потребителя расчетной схемы тепловой сети):

$$K_j = p_0 + \sum_{f \in F_j} p_f,$$

где:

F_j – множество элементов тепловой сети выход которых в аварию не нарушает расчетный уровень теплоснабжения j -го потребителя.

9. Вероятность безотказного теплоснабжения j -го потребителя – вероятность обеспечения в течение отопительного периода температуры воздуха в здании j -го потребителя не ниже минимально допустимого значения (определяется для каждого потребителя расчетной схемы тепловой сети):

$$P_j = e^{-[p_0 \cdot \Sigma_f(\omega_f \cdot \tau_{j,f}^{\text{рав}})]},$$

где:

$\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ – продолжительность (число часов) стояния в течение отопительного периода температуры наружного воздуха $t^{\text{н}}$ ниже $t_{j,f}^{\text{рав}}$ – температуры наружного воздуха, при которой время восстановления f -го элемента $z_f^{\text{в}}$ равно временному резерву j -го потребителя, т.е. времени снижения температуры воздуха в здании j -го потребителя до минимально допустимого значения $t_{j,\text{min}}^{\text{в}}$.

С помощью величин $t_{j,f}^{\text{рав}}$ и $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ выделяется доля отопительного сезона, в течение которой выход в аварию f -го элемента влияет на величину P_j :

а) температура наружного воздуха $t_{j,f}^{\text{рав}}$ при которой время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя (j -ый потребитель при аварии на f -ом участке не получает тепло):

$$t_{j,f}^{\text{рав}} = \frac{t_j^{\text{вп}} - t_{j,\text{min}}^{\text{в}} \cdot e^{\left(\frac{z_f^{\text{в}}}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^{\text{в}}}{\beta_j}\right)}}$$

Численные значения коэффициентов тепловой аккумуляции зданий различных типов β_j , принимаются в соответствии с рекомендациями МДС 41–6.2000. Расчетные температуры воздуха в зданиях $t_j^{\text{вп}}$, принимаются в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.2.2645–10, $t_{j,\text{min}}^{\text{в}}$ – по СНиП 41–02–2003.

б) число часов стояния $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ температуры наружного воздуха ниже температуры $t_{j,f}^{\text{рав}}$, при условии, что $t^{\text{нр}} < t_{j,f}^{\text{рав}} < +8^{\circ}\text{C}$ ($t^{\text{нр}}$ – расчетная для отопления температура наружного воздуха) определяется:

$$\tau_{j,f}^{\text{рав}} = \tau^{\text{от}} \cdot \left(\frac{t_{j,f}^{\text{рав}} - t^{\text{нр}}}{8 - t^{\text{нр}}} \right)^{\frac{t^{\text{н ср}} - t^{\text{нр}}}{8 - t^{\text{н ср}}}},$$

где:

$\tau^{\text{от}}$ – продолжительность отопительного периода, ч;

$t^{\text{н ср}}$ – средняя за отопительный период температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$.

Таким образом, автоматически выделяются:

а) элементы, отказы которых нарушают и не нарушают пониженный уровень теплоснабжения потребителя;

б) доля отопительного периода, в течение которого нарушение имеет место.

Таблица 1.1.8.1.3. – Технические характеристики и показатели надежности элементов тепловой сети с. Сергеевка

№ элемент та т/с	Длина участка	Диаметр участка	Срок эксплуа- тации, $\tau_{\text{эксп}}$	Кoeffици- ент эксплуа- тации, α	Интенсив- ность отка- зов, λ	Параметр потока от- казов, ω	Среднее время вос- становле- ния, Z^B , часов	Интенсив- ность вос- становле- ния μ 1/ч	Стационарная вероятность рабочего сост. участков и т/сети в целом P_0	Вероятность состояния т/сети с отка- зом элемента f P_f
f	метр	метр	лет	–	1/(км*ч)	1/ч	1/ч	1/ч	P_0	P_f
тепловая сеть в целом										
1	27,3	0,325	35	2,877301	0,0001198	3,2692E-06	17,28341	0,05786	0,997927505	
т1	0	0,04	6	1	4,56E-07	4,56E-07	4,07587	0,24535	5,65036E-05	5,63865E-05
2	23,1	0,04	28	2,0276	3,284E-05	7,5861E-07	4,07587	0,24535	1,8586E-06	1,85474E-06
3	173,3	0,325	35	2,877301	0,0001198	2,0753E-05	17,28341	0,05786	3,09198E-06	3,08557E-06
т2	0	0,1	6	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	0,000358684	0,000357941
5	15,3	0,114	28	2,0276	3,284E-05	5,0245E-07	7,00053	0,14285	2,92102E-06	2,91497E-06
тк1	0	0,04	5	1	4,56E-07	4,56E-07	4,07587	0,24535	3,51744E-06	3,51015E-06
6	35	0,04	28	2,0276	3,284E-05	1,1494E-06	4,07587	0,24535	1,8586E-06	1,85474E-06
тк1	0	0,1	4	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	4,68482E-06	4,67511E-06
8	52	0,114	28	2,0276	3,284E-05	1,7077E-06	7,00053	0,14285	2,92102E-06	2,91497E-06
тк2	0	0,04	8	1	4,56E-07	4,56E-07	4,07587	0,24535	1,19547E-05	1,19299E-05
9	3,4	0,04	28	2,0276	3,284E-05	1,1166E-07	4,07587	0,24535	1,8586E-06	1,85474E-06
тк2	0	0,1	10	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	4,55096E-07	4,54153E-07
11	50,1	0,114	28	2,0276	3,284E-05	1,6453E-06	7,00053	0,14285	2,92102E-06	2,91497E-06
т6	0	0,08	8	1	4,56E-07	4,56E-07	5,58514	0,17905	1,15179E-05	1,1494E-05
12	30	0,089	28	2,0276	3,284E-05	9,852E-07	5,94988	0,16807	2,54682E-06	2,54154E-06
т7	0	0,04	7	1	4,56E-07	4,56E-07	4,07587	0,24535	5,86184E-06	5,84969E-06
13	8,4	0,04	28	2,0276	3,284E-05	2,7586E-07	4,07587	0,24535	1,8586E-06	1,85474E-06
15	30,5	0,089	28	2,0276	3,284E-05	1,0016E-06	5,94988	0,16807	1,12436E-06	1,12203E-06
т8	0	0,04	5	1	4,56E-07	4,56E-07	4,07587	0,24535	5,95954E-06	5,94718E-06
16	2	0,04	28	2,0276	3,284E-05	6,568E-08	4,07587	0,24535	1,8586E-06	1,85474E-06
18	39,3	0,089	28	2,0276	3,284E-05	1,2906E-06	5,94988	0,16807	2,67704E-07	2,67149E-07
т9	0	0,04	5	1	4,56E-07	4,56E-07	4,07587	0,24535	7,67901E-06	7,66309E-06
19	2	0,04	28	2,0276	3,284E-05	6,568E-08	4,07587	0,24535	1,8586E-06	1,85474E-06
21	34	0,076	28	2,0276	3,284E-05	1,1166E-06	5,42560	0,18431	2,67704E-07	2,67149E-07
23	49,8	0,114	28	2,0276	3,284E-05	1,6354E-06	7,00053	0,14285	6,05802E-06	6,04547E-06
т10	0	0,04	7	1	4,56E-07	4,56E-07	4,07587	0,24535	1,14489E-05	1,14252E-05
									1,8586E-06	1,85474E-06

№ элемент/т/с	Длина участка	Диаметр участка	Срок эксплуатации, $\tau_{\text{эксп}}$	Коэффициент эксплуатации, α	Интенсивность отказов, λ	Параметр потока отказов, ω	Среднее время восстановления, $Z^{\text{в}}$, часов	Интенсивность восстановления, μ	Стационарная вероятность рабочего сост. участков и т/сети в целом P_0	Вероятность состояния т/сети с отказом элемента f P_f
f	метр	метр	лет	—	1/(км*ч)	1/ч	часов	1/ч		
24	19,7	0,04	28	2,0276	3,284E-05	6,4695E-07	4,07587	0,24535	2,63688E-06	2,63142E-06
26	23,6	0,114	28	2,0276	3,284E-05	7,7503E-07	7,00053	0,14285	5,4256E-06	5,41435E-06
тк3	0	0,1	3	0,8	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91497E-06
27	37,3	0,114	28	2,0276	3,284E-05	1,2249E-06	7,00053	0,14285	8,5752E-06	8,55743E-06
тк4	0	0,04	4	1	4,56E-07	4,56E-07	4,07587	0,24535	1,8586E-06	1,85474E-06
28	6,8	0,04	28	2,0276	3,284E-05	2,2331E-07	4,07587	0,24535	9,10193E-07	9,08306E-07
30	34	0,114	28	2,0276	3,284E-05	1,1166E-06	7,00053	0,14285	7,81654E-06	7,80034E-06
тк5	0	0,04	6	1	0,0000114	0,0000114	4,07587	0,24535	4,64649E-05	4,63686E-05
31	6,8	0,04	28	2,0276	3,284E-05	2,2331E-07	4,07587	0,24535	9,10193E-07	9,08306E-07
33	44,7	0,114	28	2,0276	3,284E-05	1,468E-06	7,00053	0,14285	1,02765E-05	1,02552E-05
тк6	0	0,04	2	0,8	4,56E-07	4,56E-07	4,07587	0,24535	1,8586E-06	1,85474E-06
34	6,8	0,04	28	2,0276	3,284E-05	2,2331E-07	4,07587	0,24535	9,10193E-07	9,08306E-07
36	34,9	0,04	28	2,0276	3,284E-05	1,1461E-06	4,07587	0,24535	4,67143E-06	4,66175E-06
тк7	0	0,04	10	1	4,56E-07	4,56E-07	4,07587	0,24535	1,8586E-06	1,85474E-06
37	6,8	0,04	28	2,0276	3,284E-05	2,2331E-07	4,07587	0,24535	9,10193E-07	9,08306E-07
39	37,3	0,325	35	2,877301	0,0001198	4,4668E-06	17,28341	0,05786	7,7201E-05	7,7041E-05
т3	0	0,1	8	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91497E-06
40	24,5	0,114	28	2,0276	3,284E-05	8,0458E-07	7,00053	0,14285	5,63251E-06	5,62083E-06
42	25,3	0,325	35	2,877301	0,0001198	3,0297E-06	17,28341	0,05786	5,23642E-05	5,22557E-05
тк8	0	0,05	6	1	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	2,02148E-06	2,01729E-06
тк8	0	0,25	4	1	4,56E-07	4,56E-07	13,40195	0,07462	6,11129E-06	6,09862E-06
43	43,5	0,076	28	2,0276	3,284E-05	1,4285E-06	5,42560	0,18431	7,7507E-06	7,73464E-06
45	106,9	0,325	35	2,877301	0,0001198	1,2802E-05	17,28341	0,05786	0,000221254	0,000220796
т4	0	0,05	3	0,8	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	2,02148E-06	2,01729E-06
46	23,5	0,076	28	2,0276	3,284E-05	7,7174E-07	5,42560	0,18431	4,18716E-06	4,17848E-06
48	62,6	0,325	35	2,877301	0,0001198	7,4965E-06	17,28341	0,05786	0,000129565	0,000129297
т13	0	0,05	9	1	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	2,02148E-06	2,01729E-06
49	14,3	0,076	28	2,0276	3,284E-05	4,6961E-07	5,42560	0,18431	2,54793E-06	2,54265E-06
51	27,2	0,325	35	2,877301	0,0001198	3,2573E-06	17,28341	0,05786	5,62967E-05	5,618E-05
т5	0	0,15	4	1	4,56E-07	4,56E-07	8,59496	0,11635	3,9193E-06	3,91118E-06

№ элемент та т/с	Длина участка	Диаметр участка	Срок эксплуатации, $\tau_{\text{эксп}}$	Коэффициент эксплуатации, α	Интенсивность отка- зов, λ	Параметр потока от- казов, ω	Среднее время вос- становле- ния, Z^B	Интенсив- ность вос- становле- ния μ	Стационарная вероятность рабочего сост. участков и т/сети в целом P_0	Вероятность состояния т/сети с отка- зом элемента f
f	метр	метр	лет	—	1/(км*ч)	1/ч	часов	1/ч	P_f	
67	264,6	0,159	35	2,877301	0,0001198	3,1687E-05	9,00651	0,11103	0,000285385	0,000284793
т11	0	0,1	3	0,8	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91497E-06
69	86,8	0,114	28	2,0276	3,284E-05	2,8505E-06	7,00053	0,14285	1,99552E-05	1,99138E-05
71	18	0,114	28	2,0276	3,284E-05	5,9112E-07	7,00053	0,14285	4,13817E-06	4,12959E-06
72	38,6	0,114	28	2,0276	3,284E-05	1,2676E-06	7,00053	0,14285	8,87407E-06	8,85568E-06
т12	0	0,08	5	1	4,56E-07	4,56E-07	5,58514	0,17905	2,54682E-06	2,54154E-06
74	50,1	0,089	28	2,0276	3,284E-05	1,6453E-06	5,94988	0,16807	9,78927E-06	9,76898E-06
тк1 5	0	0,05	5	1	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	2,02148E-06	2,01729E-06
75	6,3	0,076	28	2,0276	3,284E-05	2,0689E-07	5,42560	0,18431	1,12252E-06	1,12019E-06
77	43,3	0,089	28	2,0276	3,284E-05	1,422E-06	5,94988	0,16807	8,46059E-06	8,44305E-06
тк1 6	0	0,05	4	1	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	2,02148E-06	2,01729E-06
78	3	0,076	28	2,0276	3,284E-05	9,852E-08	5,42560	0,18431	5,34531E-07	5,33423E-07
80	74,4	0,089	28	2,0276	3,284E-05	2,4433E-06	5,94988	0,16807	1,45374E-05	1,45072E-05
тк1 7	0	0,05	6	1	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	2,02148E-06	2,01729E-06
81	9,9	0,076	28	2,0276	3,284E-05	3,2512E-07	5,42560	0,18431	1,76395E-06	1,7603E-06
83	26,2	0,076	28	2,0276	3,284E-05	8,6041E-07	5,42560	0,18431	4,66824E-06	4,65857E-06
52	55,2	0,325	35	2,877301	0,0001198	6,6103E-06	17,28341	0,05786	0,000114249	0,000114012
тк9	0	0,1	8	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91497E-06
61	31,7	0,114	28	2,0276	3,284E-05	1,041E-06	7,00053	0,14285	7,28777E-06	7,27267E-06
тк1 0	0	0,05	7	1	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	2,02148E-06	2,01729E-06
62	5,4	0,076	28	2,0276	3,284E-05	1,7734E-07	5,42560	0,18431	9,62156E-07	9,60162E-07
64	64	0,114	28	2,0276	3,284E-05	2,1018E-06	7,00053	0,14285	1,47135E-05	1,4683E-05
тк1 1	0	0,05	5	1	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	2,02148E-06	2,01729E-06
65	4	0,076	28	2,0276	3,284E-05	1,3136E-07	5,42560	0,18431	7,12708E-07	7,11231E-07
тк9	0	0,05	4	1	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	2,02148E-06	2,01729E-06

№ элемент т/с	Длина участка	Диаметр участка	Срок эксплуатации, $\tau_{\text{эксп}}$	Коэффициент эксплуатации, α	Интенсивность отказов, λ	Параметр потока отказов, ω	Среднее время восстановления, Z^B	Интенсивность восстановления, μ	Стационарная вероятность рабочего сост. участков и т/сети в целом P_0	Вероятность состояния т/сети с отказом элемента f
f	метр	метр	лет	–	$1/(\text{км}^*\text{ч})$	$1/\text{ч}$	часов	$1/\text{ч}$	P_0	P_f
59	6,1	0,076	28	2,0276	3,284E-05	2,0032E-07	5,42560	0,18431	1,08688E-06	1,08463E-06
53	124,3	0,325	35	2,877301	0,0001198	1,4885E-05	17,28341	0,05786	0,000257268	0,000256734
тк12	0	0,1	3	0,8	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91497E-06
54	14,4	0,114	28	2,0276	3,284E-05	4,729E-07	7,00053	0,14285	3,31053E-06	3,30367E-06
56	46,6	0,325	35	2,877301	0,0001198	5,5805E-06	17,28341	0,05786	9,64495E-05	9,62496E-05
тк13	0	0,1	5	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91497E-06
57	19	0,114	28	2,0276	3,284E-05	6,2396E-07	7,00053	0,14285	4,36807E-06	4,35901E-06
т4	0	0,025	7	1	4,56E-07	4,56E-07	3,57440	0,27977	1,62992E-06	1,62655E-06
58	4	0,025	7	1	0,0000114	4,56E-08	3,57440	0,27977	1,62992E-07	1,62655E-07
т13	0	0,025	7	1	4,56E-07	4,56E-07	3,57440	0,27977	1,62992E-06	1,62655E-06
59	4	0,025	7	1	0,0000114	4,56E-08	3,57440	0,27977	1,62992E-07	1,62655E-07

Таблица 1.1.8.1.4. – Технические характеристики и показатели надежности элементов тепловых сети с. Калинин

№ элемент т/с	Длина участка	Диаметр участка	Срок эксплуатации, $\tau_{\text{эксп}}$	Коэффициент эксплуатации, α	Интенсивность отказов, λ	Параметр потока отказов, ω	Среднее время восстановления, Z^B	Интенсивность восстановления, μ	Стационарная вероятность рабочего сост. участков и т/сети в целом P_0	Вероятность состояния т/сети с отказом элемента f
f	метр	метр	лет	–	$1/(\text{км}^*\text{ч})$	$1/\text{ч}$	часов	$1/\text{ч}$	P_0	P_f
тепловая сеть в целом										
1	37,4	0,273	22	1,502083	1,694E-05	6,3343E-07	14,57038	0,06863	0,999557989	9,22529E-06
т1	0	0,08	5	1	4,56E-07	4,56E-07	5,58514	0,17905	9,22937E-06	2,5457E-06
2	40,2	0,089	10	1	0,0000114	4,5828E-07	5,94988	0,16807	2,54682E-06	2,5457E-06
4	12,8	0,089	22	1,502083	1,694E-05	2,1679E-07	5,94988	0,16807	2,72671E-06	2,72551E-06
6	109,4	0,25	22	1,502083	1,694E-05	1,8529E-06	13,40195	0,07462	1,28987E-06	1,2893E-06
т2	0	0,1	6	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,48322E-05	2,48212E-05
7	130	0,108	22	1,502083	1,694E-05	2,2018E-06	6,74373	0,14829	2,92102E-06	2,91973E-06
т3	0	0,1	4	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	1,48482E-05	1,48416E-05
									2,92102E-06	2,91973E-06

№ элемент а т/с	Длина участка а	Диаметр участка	Срок эксплуатации, $t_{\text{экспл}}$	Коэффициент эксплуатации, α	Интенсивность отказов, λ	Параметр потока отказов, ω	Среднее время восстановления, Z^B	Интенсивность восстановления, μ	Стационарная вероятность рабочего сост. участков и т/сети в целом P_0	Вероятность состояния т/сети с отказом элемента f P_f
f	метр	метр	лет	—	1/(км*ч)	1/ч	часов	1/ч	P_0	P_f
8	5,4	0,108	13	1	0,0000114	6,156E-08	6,74373	0,14829	4,15144E-07	4,1496E-07
10	54,2	0,108	22	1,502083	1,694E-05	9,1797E-07	6,74373	0,14829	6,19054E-06	6,1878E-06
t4	0	0,1	4	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
11	7,6	0,108	13	1	0,0000114	8,664E-08	6,74373	0,14829	5,84276E-07	5,84018E-07
13	80,1	0,108	22	1,502083	1,694E-05	1,3566E-06	6,74373	0,14829	9,14875E-06	9,14471E-06
t5	0	0,15	4	1	4,56E-07	4,56E-07	8,59496	0,11635	3,9193E-06	3,91757E-06
14	30,7	0,219	22	1,502083	1,694E-05	5,1996E-07	11,86116	0,08431	6,1673E-06	6,16457E-06
t6	0	0,1	7	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
15	13	0,108	22	1,502083	1,694E-05	2,2018E-07	6,74373	0,14829	1,48482E-06	1,48416E-06
17	72,1	0,108	15	1	0,0000114	8,2194E-07	6,74373	0,14829	5,54294E-06	5,54049E-06
19	84,8	0,219	22	1,502083	1,694E-05	1,4362E-06	11,86116	0,08431	1,70354E-05	1,70279E-05
t7	0	0,1	7	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
20	13	0,108	22	1,502083	1,694E-05	2,2018E-07	6,74373	0,14829	1,48482E-06	1,48416E-06
22	25,3	0,219	22	1,502083	1,694E-05	4,285E-07	11,86116	0,08431	5,0825E-06	5,08025E-06
t8	0	0,1	8	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
23	112	0,108	22	1,502083	1,694E-05	1,8969E-06	6,74373	0,14829	1,27923E-05	1,27866E-05
25	42	0,219	22	1,502083	1,694E-05	7,1134E-07	11,86116	0,08431	8,43735E-06	8,43362E-06
t9	0	0,05	6	1	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	2,02148E-06	2,02058E-06
26	74,1	0,076	23	1,579096	1,847E-05	1,3684E-06	5,42560	0,18431	7,42413E-06	7,42085E-06
t9	0	0,1	5	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
28	69	0,108	22	1,502083	1,694E-05	1,1686E-06	6,74373	0,14829	7,88095E-06	7,87746E-06
t10	0	0,08	4	1	4,56E-07	4,56E-07	5,58514	0,17905	2,54682E-06	2,5457E-06
29	17,1	0,108	22	1,502083	1,694E-05	2,8962E-07	6,74373	0,14829	1,9531E-06	1,95224E-06
31	74,2	0,089	22	1,502083	1,694E-05	1,2567E-06	5,94988	0,16807	7,47724E-06	7,47394E-06
33	20,3	0,219	22	1,502083	1,694E-05	3,4382E-07	11,86116	0,08431	4,07805E-06	4,07625E-06
t11	0	0,08	7	1	4,56E-07	4,56E-07	5,58514	0,17905	2,54682E-06	2,5457E-06
34	19,9	0,089	22	1,502083	1,694E-05	3,3704E-07	5,94988	0,16807	2,00535E-06	2,00447E-06
36	125,4	0,219	22	1,502083	1,694E-05	2,1239E-06	11,86116	0,08431	2,51915E-05	2,51804E-05
t12	0	0,1	4	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
37	18,4	0,108	22	1,502083	1,694E-05	3,1164E-07	6,74373	0,14829	2,10159E-06	2,10066E-06

№ элемент а т/с	Длина участка а	Диаметр участка	Срок эксплуатации, $\tau_{\text{эксп}}$	Коэффициент эксплуатации, α	Интенсивность отказов, λ	Параметр потока отказов, ω	Среднее время восстановления, Z^B	Интенсивность восстановления, μ	Стационарная вероятность рабочего сост. участков и т/сети в целом P_0	Вероятность состояния т/сети с отказом элемента f
f	метр	метр	лет	—	$1/(\text{км}^*\text{ч})$	$1/\text{ч}$	часов	$1/\text{ч}$	P_0	P_f
39	60	0,108	13	1	0,0000114	6,84E-07	6,74373	0,14829	4,61271E-06	4,61067E-06
т13	0	0,04	3	0,8	4,56E-07	4,56E-07	4,07587	0,24535	1,8586E-06	1,85777E-06
41	10,2	0,04	15	1	0,0000114	1,1628E-07	4,07587	0,24535	4,73942E-07	4,73732E-07
39	66,4	0,108	13	1	0,0000114	7,5696E-07	6,74373	0,14829	5,10473E-06	5,10247E-06
43	165,5	0,219	22	1,502083	1,694E-05	2,803E-06	11,86116	0,08431	3,32472E-05	3,32325E-05
т14	0	0,1	5	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
44	55,5	0,108	22	1,502083	1,694E-05	9,3999E-07	6,74373	0,14829	6,33902E-06	6,33622E-06
45	15	0,219	22	1,502083	1,694E-05	2,5405E-07	11,86116	0,08431	3,01334E-06	3,01201E-06
т15	0	0,1	5	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
45	16,6	0,219	22	1,502083	1,694E-05	2,8115E-07	11,86116	0,08431	3,33476E-06	3,33329E-06
т16	0	0,1	4	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
46	31,3	0,108	22	1,502083	1,694E-05	5,3012E-07	6,74373	0,14829	3,57498E-06	3,5734E-06
48	46	0,219	22	1,502083	1,694E-05	7,7909E-07	11,86116	0,08431	9,24091E-06	9,23682E-06
т17	0	0,1	6	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
49	110,6	0,108	22	1,502083	1,694E-05	1,8732E-06	6,74373	0,14829	1,26324E-05	1,26268E-05
52	204,5	0,108	5	1	0,0000114	2,3313E-06	6,74373	0,14829	1,57216E-05	1,57147E-05
53	63,4	0,108	22	1,502083	1,694E-05	1,0738E-06	6,74373	0,14829	7,24133E-06	7,23813E-06
т18	0	0,1	6	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
54	107,9	0,108	22	1,502083	1,694E-05	1,8275E-06	6,74373	0,14829	1,2324E-05	1,23185E-05
56	62,5	0,057	23	1,579096	1,847E-05	1,1541E-06	4,69195	0,21313	5,41519E-06	5,4128E-06
58	23,3	0,108	23	1,579096	1,847E-05	4,3027E-07	6,74373	0,14829	2,90159E-06	2,90031E-06
т19	0	0,1	5	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	2,92102E-06	2,91973E-06
59	411	0,108	23	1,579096	1,847E-05	7,5897E-06	6,74373	0,14829	5,11825E-05	5,11599E-05
61	6,2	0,108	23	1,579096	1,847E-05	1,1449E-07	6,74373	0,14829	7,72097E-07	7,71755E-07
63	13	0,108	23	1,579096	1,847E-05	2,4006E-07	6,74373	0,14829	1,61891E-06	1,6182E-06
65	68	0,108	22	1,502083	1,694E-05	1,1517E-06	6,74373	0,14829	7,76673E-06	7,7633E-06
67	181,45	0,108	13	1	0,0000114	2,0685E-06	6,74373	0,14829	1,39496E-05	1,39434E-05

Таблица 1.1.8.1.5. – Технические характеристики и показатели надежности элементов тепловой сети п. 21 км

№ элемента т/с	Длина участка	Диаметр участка	Срок эксплуатации, лет	Коэффициент эксплуатации, α	Интенсивность отказов, λ	Параметр потока отказов, ω	Среднее время восстановления, Z^B	Интенсивность восстановления, μ	Стационарная вероятность рабочего сост. т/сети в целом	Вероятность состояния т/сети с отказом элемента f
f	метр	метр	лет	α	λ	ω	часов	$1/\mu$	P_0	P_f
тепловая сеть в целом										
1	8	0,108	45	4,743868	0,0031801	2,5441E-05	6,74373	0,14829	0,993700187	
тк1	0	0,1	10	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	0,000171568	0,000170487
2	14	0,108	45	4,743868	0,0031801	4,4522E-05	6,74373	0,14829	2,92102E-06	2,90262E-06
3	36	0,108	45	4,743868	0,0031801	0,00011449	6,74373	0,14829	0,000300244	0,000298352
5	53	0,108	45	4,743868	0,0031801	0,00016855	6,74373	0,14829	0,000772056	0,000767192
тк3	0	0,1	7	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	0,001136637	0,001129477
6	43	0,108	45	4,743868	0,0031801	0,00013675	6,74373	0,14829	2,92102E-06	2,90262E-06
тк4	0	0,1	8	1	4,56E-07	4,56E-07	6,40575	0,15611	0,000922178	0,000916368
7	6	0,108	45	4,743868	0,0031801	1,9081E-05	6,74373	0,14829	2,92102E-06	2,90262E-06
9	61	0,108	45	4,743868	0,0031801	0,00019399	6,74373	0,14829	0,000128676	0,000127865
тк5	0	0,05	8	1	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	0,001308205	0,001299964
10	14	0,076	45	4,743868	0,0031801	4,4522E-05	5,42560	0,18431	2,02148E-06	2,00874E-06
тк5	0	0,05	8	1	4,56E-07	4,56E-07	4,43306	0,22558	0,000241558	0,000240036
12	78	0,076	45	4,743868	0,0031801	0,00024805	5,42560	0,18431	2,02148E-06	2,00874E-06
									0,001345824	0,001337346

Таблица 1.1.8.1.6. – Показатели надежности теплоснабжения потребителей

Наименование потре- бителя	№ узла	Коэффициент готовно- сти потребителей, Kj,		Вероятность безотказного теплоснабжения потребите- лей, Pj	
		норматив	расчет	норматив	расчет
Сергеевка					
Партизанская, 7	7	0,97	0,999564	0,9	0,9512851
Партизанская, 2	14	0,97	0,999532	0,9	0,9512851
Партизанская, 4	17	0,97	0,999527	0,9	0,9512851
Партизанская, 6	20	0,97	0,999519	0,9	0,92249612
Партизанская, 8	22	0,97	0,999515	0,9	0,92249612
Центральная, 27	25	0,97	0,999527	0,9	0,9512851
Центральная, 29	29	0,97	0,999512	0,9	0,9512851
Центральная, 31	32	0,97	0,99946	0,9	0,9512851
Центральная, 33	35	0,97	0,999494	0,9	0,9512851
Центральная, 35	38	0,97	0,999489	0,9	0,9512851
Центральная, 26	60	0,97	0,998921	0,9	0,81289805
Центральная, 24	63	0,97	0,998912	0,9	0,81289805
Центральная, 22	66	0,97	0,998898	0,9	0,81289805
Центральная, 21	68	0,97	0,99875	0,9	0,80334046
Центральная, 19	68	0,97	0,99875	0,9	0,80334046
Центральная, 17	68	0,97	0,99875	0,9	0,80334046
Центральная, 15	68	0,97	0,99875	0,9	0,80334046
Центральная, 13	68	0,97	0,99875	0,9	0,80334046
Центральная, 11	68	0,97	0,99875	0,9	0,80334046
Центральная, 9	70	0,97	0,998728	0,9	0,80334046
Центральная, 7	70	0,97	0,998728	0,9	0,80334046
Центральная, 5	73	0,97	0,998712	0,9	0,80334046
Центральная, 3	76	0,97	0,998699	0,9	0,80334046
Центральная, 1	79	0,97	0,998691	0,9	0,80334046
Центральная, 1а	82	0,97	0,998675	0,9	0,80334046
Центральная, 1б	84	0,97	0,998674	0,9	0,80334046
Дом Культуры	10	0,97	0,999554	0,9	0,88509378
Гараж	4	0,97	0,99993	0,9	0,98103099
Школа	41	0,97	0,999491	0,9	0,92047875
Магазин, 3	44	0,97	0,999438	0,9	0,91575755
Общежитие	47	0,97	0,999218	0,9	0,84160447
Административ. зда- ние	50	0,97	0,999091	0,9	0,81741113
Детский сад	55	0,97	0,998662	0,9	0,77326202
Детский сад	58	0,97	0,998565	0,9	0,75890573
Магазин, 23а	85	0,97	0,999233	0,9	0,84662731
Магазин, 1а	86	0,97	0,999225	0,9	0,84662731
Калинка					
Авиаторов, 1	12	0,97	0,999942	0,9	0,99724361
Авиаторов, 2	16	0,97	0,999922	0,9	0,99700705
Авиаторов, 4	21	0,97	0,999902	0,9	0,99635391
Авиаторов, 6	35	0,97	0,999885	0,9	0,99567966
Авиаторов, 8	38	0,97	0,999859	0,9	0,99471525
Молодежная, 1	30	0,97	0,999879	0,9	0,99583587
Молодежная, 2	18	0,97	0,999918	0,9	0,99700705
Молодежная, 4	32	0,97	0,999876	0,9	0,99583587
Молодежная, 6	45	0,97	0,999821	0,9	0,99344388
Энергетиков, 1	9	0,97	0,999949	0,9	0,99724361
Энергетиков, 2	3	0,97	0,999989	0,9	0,99912504
Энергетиков, 3	24	0,97	0,999886	0,9	0,99615913
Торговая, 4	50	0,97	0,9998	0,9	0,99284831

Наименование потребителя	№ узла	Коэффициент готовности потребителей, K_j		Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей, P_j	
		норматив	расчет	норматив	расчет
Торговая, 6	47	0,97	0,999818	0,9	0,99320131
Дом культуры	27	0,97	0,999884	0,9	0,97709466
Школа	60	0,97	0,999768	0,9	0,99332873
Административ. здание	5	0,97	0,999988	0,9	0,99912504
Гараж	68	0,97	0,999984	0,9	0,99647123
Ст. обезжелезивания	40	0,97	0,999855	0,9	0,96147003
Цех столярный	42	0,97	0,999857	0,9	0,96705836
Скважина	55	0,97	0,999796	0,9	0,94641078
Скважина	57	0,97	0,9998	0,9	0,94837181
Скважина	62	0,97	0,999767	0,9	0,93988813
Детский сад	51	0,97	0,999784	0,9	0,99284831
21 км					
Жилой дом № 1	8	0,97	0,997650	0,9	1,000000
Жилой дом № 4	4	0,97	0,998761	0,9	1,000000
Магазин	11	0,97	0,997157	0,9	0,806587

В соответствии со СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети" минимально допустимое значение показателя вероятности безотказной работы системы теплоснабжения в целом, т.е. нормативное значение вероятности того, что температура воздуха в зданиях не опустится ниже граничного значения, $P_{\text{сцт}}=0,86$. Вклад тепловой сети в этот показатель составляет 0,9, т.е. $P_{\text{ТС}}=0,9$.

В СНиП 41-02-2003 значение минимально допустимого показателя готовности системы теплоснабжения в целом принято равным 0,97 без выделения долей источника теплоты, тепловых сетей и потребителей. Поскольку вклад источника теплоты, и потребителей в этот показатель существенно ниже, нормативное значение коэффициента готовности K_r принимается равным 0,97.

На основе расчета показателей K_j и P_j выявляется необходимость структурного резервирования тепловой сети и выделяется резервируемая часть сети.

В результате проведенных расчетов по тепловым сетям от теплогенерирующих источников Сергеевского сельского поселения определена необходимость замены трубопроводов тепловых сетей в связи с исчерпанием физического ресурса действующих теплопроводов, необходимого для обеспечения теплоснабжения потребителей с надежностью, характеризующейся нормативными показателями, принятыми при их проектировании. Проведенный расчет надежности по некоторым путям теплопроводов показал результат вероятности безотказной работы 0,75 (при нормативном значении равном 0,9). Такие результаты эксплуатационной надежности объясняются прежде всего практически полным исчерпанием физического ресурса магистральных тепловых сетей. Средневзвешенный срок их эксплуатации приближается к кри-

тическому, свыше 30 лет. Если не предпринять действенных мер долгосрочного характера по восстановлению эксплуатационного ресурса, то в ближайшие 5 – 10 лет поток отказов на тепловых сетях резко увеличиться, и справляться с их своевременным устранением будет крайне тяжело.

Расчет показателей надежности системы теплоснабжения в/г "Светлый" не проводился ввиду отсутствия технической документации на тепловую сеть.

1.1.9. Производственная программа теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

На территории Сергеевского сельского поселения функции теплоснабжающих организаций выполняют три предприятия, осуществляющие производство и передачу тепловой энергии. В с. Сергеевка – ООО "Сергеевка" и МУП "Новатор", в с. Калинка – МУП "Новатор", в в/г "Светлый" – ФГБУ "ЦЖКУ".

Объекты теплоэнергетического комплекса эксплуатируются на основании договора аренды (ООО "Сергеевка") и на праве хозяйственного ведения (МУП "Новатор"). Право собственности на котельные и тепловые сети принадлежит Хабаровскому муниципальному району. ООО "Сергеевка" осуществляет другие виды деятельности, в том числе регулируемые. Адрес местонахождения: ООО "Сергеевка" – 680549, с. Калинка, ул. Энергетиков, д. 5; МУП "Новатор" – 680539, с. Восточное, ул. Центральная, 1.

Финансово-экономические показатели предприятия в сфере теплоснабжения формируются в зависимости от суммарного значения натуральных показателей и финансовых затрат в денежном эквиваленте каждой из трех систем теплоснабжения. Отпуск тепловой энергии осуществляется по трем группам потребителей – население, бюджетная сфера, прочие потребители. По виду услуги – отопление. Отпущенная тепловая энергия также расходуется на хозяйственные (производственные) нужды предприятия.

Филиал ФГБУ "ЦЖКУ" является ведомственным учреждением собственника объектов теплоэнергетического комплекса в/г "Светлый". Адрес местонахождения: 680032, г. Хабаровск, пр-т 60-летия Октября, д. 42.

Таблица 1.1.9.1. – Производственная программа теплоснабжающих организаций в 2017 году

№ п/п	Показатель	Единицы измерения	ООО "Сергеевка" (котельная Сергеевка)	МУП "Новатор", в том числе:	Котельная Калинин	Котельная 21 км	АО "ГУ ЖСК" (ФГБУ "ЦЖКУ")
1.	Выработка	Гкал	6 545,43	17 658,80	16 916,11	742,69	6 381,66
2.	Собственные нужды	Гкал	331,85	691,34	632,21	59,13	260,63
	то же в %	%	5,07%	3,91%	3,74%	7,96%	4,08%
3.	Потери	Гкал	1 331,07	1 629,19	1 481,68	147,51	767,79
	то же в %	%	21,42%	9,60%	9,10%	21,58%	12,54%
4.	Полезный отпуск	Гкал	4 882,51	15 338,27	14 802,22	536,05	5 353,24
4.1.	- население	Гкал	3 869,60	13 720,15	13 184,10	536,05	2 072,05
4.2.	- бюджет	Гкал	781,40	1 214,03	1 214,03	0,0	3 281,19
4.3.	- прочие	Гкал	181,41	371,92	371,92	0,00	0,00
4.4.	- хозяйственные нужды	Гкал	50,10	32,17	32,17	0,0	0,0
5.	Топливо	тыс. руб.	8 725,28	52 527,19	50 006,41	2 520,78	6 731,89
5.1.	Мазут	тыс. руб.	0,0	52 527,19	50 006,41	2 520,78	0,0
	цена	руб./тонна	0,0	46 372,00	23 186,00	23 186,00	0,0
	НУР на отпуск 1 Гкал	кг. у. т./Гкал	0,0	408,67	185,69	222,98	0,0
	калорийный эквивалент	–	0,0	2,804	1,402	1,402	0,0
	расход натур. топлива	тонн	0,0	2 265,47	2 156,75	108,72	0,0
5.2.	Уголь	тыс. руб.	8 725,28	0,00	0,0	0,0	6 731,89
	Цена	руб./тонна	3 872,00	0,00	0,0	0,0	2 696,00
	НУР на отпуск 1 Гкал	кг. у. т./Гкал	212,52	0,00	0,0	0,0	257,00
	калорийный эквивалент	–	0,586	0,000	0,0	0,0	0,63
	расход натур. топлива	тонн	2 253,43	0,00	0,0	0,0	2 496,99
6.	Электроэнергия	тыс. руб.	1 038,64	2 177,28	1 724,80	452,48	833,79
	- количество	тыс. кВт*ч	231,84	486,00	385,00	101,00	220,58
7.	Вода	тыс. руб.	148,97	217,22	205,34	11,88	28,26
	- количество	куб. м	2 814,53	4 103,83	3 879,39	224,44	1 770,92

1.1.10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.

Целью настоящего раздела является описание:

а) динамики утвержденных тарифов в Сергеевском сельском поселении, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) с учетом последних пяти лет;

б) структуры цены (тарифов), установленных на момент разработки (актуализации) настоящей схемы теплоснабжения;

в) платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности;

г) платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.

Таблица 1.1.10.1. – Тарифы на отпуск и передачу тепловой энергии

Предприятие	Тариф на тепловую энергию с НДС, руб./Гкал				
	2014	2015	2016	2017	2018
ООО "Сергеевка"	4 893,46	5 074,35	4 990,25	4 202,23	4 202,23
АО "ГУ ЖКХ"			4 959,09		
АО "РЭУ"*	2 807,37	2 985,94			
МУП "Новатор"			10 409,85	11 315,85	11 661,48
ФГБУ "ЦЖКУ"					4 124,38

* – до 2016 года функции теплоснабжающей организации в/г "Светлый" осуществляет филиал "Хабаровский" АО "Ремонтно-эксплуатационное управление" (РЭУ).

1.1.11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения Сергеевского сельского поселения.

Целью настоящего раздела является описание существующих проблем организации качественного и эффективного теплоснабжения в Сергеевском сельском поселении:

а) причины, приводящие к снижению качества теплоснабжения;

б) причины, негативно влияющие на себестоимость тепловой энергии;

в) проблемы развития систем теплоснабжения;

Износ основных фондов вследствие длительной эксплуатации, устаревшее оборудование и несоблюдение сроков капитального ремонта являются основной технической и технологической проблемой систем теплоснабжения Сергеевского сельского поселения. В том числе износ основного и вспомогательного оборудования котельной, морально устаревшее электрооборудование, износ трубопроводов тепловых сетей и внутренних инженерных систем. В результате имеют место сверхнормативные потери тепловой энергии и теплоносителя на всех этапах процесса теплоснабжения: выработка – передача – потребление тепловой энергии.

В составе инженерных коммуникаций жилых домов с. Сергеевка, с. Калинка отсутствуют системы ГВС. По данной причине систематически допускается несанкционированный отбор теплоносителя из систем отопления на нужды ГВС.

Наружные тепловые сети систем теплоснабжения населенных пунктов гидравлически не отрегулированы (отсутствие стационарных и динамических регулирующих устройств). По данной причине возможно возникновение "недотопов" и "перетопов" отдельных потребителей. Для устранения "недотопов" возможны сбросы теплоносителя из систем отопления.

Несанкционированным сбросам теплоносителя также способствует отсутствие приборного учёта отпускаемой и потребляемой тепловой энергии.

Результаты расчетов показателей удельной материальной характеристики и вероятности безотказной работы тепловых сетей свидетельствуют о том, что централизованные системы теплоснабжения Сергеевского сельского поселения не отвечают требованиям надежности и эффективности. Исключение составляет система теплоснабжения котельной с. Калинка. Расчетные показатели тепловой сети данной котельной относят данную систему теплоснабжения к зоне высокой эффективности.

Тепловые сети котельной с. Сергеевка, ул. Партизанская, ввиду длительной эксплуатации без проведения капитального ремонта, не обеспечивают минимальный уровень надежности теплоснабжения для 50% потребителей, в том числе детский сад и десять жилых домов. Для обеспечения требуемого уровня надежности всех потребителей системы теплоснабжения с. Сергеевка необходимо заменить 790 метров (в 2-ух трубном исполнении) тепловых сетей, в том числе 440 метров $\varnothing 325$ мм; 265 метров – $\varnothing 159$ мм; 85 метров – $\varnothing 114$ мм.

Согласно рассчитанной удельной материальной характеристике система теплоснабжения с. Сергеевка находится в зоне предельной эффективности, но вне зоны высокой эффективности, что снижает качество эксплуатации тепловых сетей и приводит к повышенному уровню тепловых потерь. Связано это с разбросанностью объектов теплоснабжения при их невысокой тепловой нагрузке.

Система теплоснабжения котельной с. Сергеевка, ул. 21 км характеризуется весьма значительным уровнем тепловых потерь на сетях из-за крайне низкой плотности тепловой нагрузки. При этом также не обеспечивается требуемый уровень надежности двух потребителей. Требуется замена 160 метров тепловых сетей, в том числе 70 метров – $\varnothing 108$ мм и 90 метров – $\varnothing 76$ мм.

В целом, тепловая сеть котельной достигла предельного износа. Минимально допустимый уровень надежности обеспечения тепловой энергией двух жилых домов обеспечивается за счет того, что наибольший диаметр трубопровода в системе $\varnothing 100$ мм, и время восстановления данного элемента после отказа, меньше, чем время снижения температуры воздуха в домах из кирпича до минимально допустимой – $+ 12^{\circ}\text{C}$.

К основной технологической проблеме систем теплоснабжения Сергеевского сельского поселения относится вид используемого котельного топлива. Выработка тепловой энергии осуществляется с использованием дорогостоящего мазута на двух муниципальных котельных, что создает весьма высокую себестоимость производимой тепловой энергии. При использовании дорогого вида топлива необходимо обеспечить наиболее эффективное его сжигание, с

целью минимизации потерь тепловой энергии. Технологическая схема и состояние оборудования жидкотопливных котельных не обеспечивают максимально эффективного топливоиспользования.

Технологическая линия не оснащена необходимыми приборами контроля (щиты управления) и системами регулирования, имеют место значительные присосы свободного воздуха при горении топлива через ограждающие конструкции котлов. Отсутствуют водоподготовительные установки, что способствует повышенному накипеобразованию на внутренних стенках труб поверхностей нагрева.

Особенности технологического процесса мазутной котельной с. Сергеевка, ул. 21 км:

Котельная 21 км работает на мазуте марки М-100 и относится к разряду маломощных котельных. Расчетная тепловая нагрузка составляет 0,222 Гкал/ч (в т.ч. технологические потери 0,031 Гкал/ч). В работе находится один котел марки КВ-0,63 с горелочным устройством типа IL 3S2. Диапазон регулировки расхода топлива по паспорту составляет от 12,6 до 30,1 кг/час.

Одним из условий эффективного сжигания топлива в топке котла является соблюдение теплового баланса в котле. Данное условие способно обеспечить заданный КПД во всем диапазоне нагрузок. В таблице 1.1.11.1. представлено соотношение показателей топливоиспользования, которое создается в установленных диапазонах регулирования топливоподачи и расходования тепловой мощности, обусловленное установленным оборудованием – котлом и горелочным устройством.

Таблица 1.1.11.1. – Диапазоны подводимой и расходуемой тепловой энергии котлом котельной 21 км

Диапазон регулировки горелки (кг/ч)	Диапазон подводимой энергии к котлу (при низшей теплоте сгорания 9850 ккал/кг) (Гкал/ч)	Диапазон полезной энергии на нагрев теплоносителя (при КПД 80%) (Гкал/ч)	Диапазон нагрузок потребителей (Гкал/ч)
12,6 – 30,1	0,124–0,296	0,099–0,237	0,034–0,180



Рисунок 1.1.11.1 – График изменения теплового баланса котла котельной 21 км

Из графика видно, что в период наиболее теплых месяцев отопительного сезона значения тепловых нагрузок потребителя лежат вне диапазона регулирования горелочного устройства. Это означает, что в данный период процесс выработки тепловой энергии неизбежно будет сопровождаться повышенными потерями, а, следовательно, снижением КПД и перерасходом топлива. При высокой стоимости мазута данное явление не допустимо.

Таким образом, котельное оборудование данной котельной работает с низкой эффективностью из-за нарушенного баланса между количеством подводимой энергией и максимальной теплоотдачей рабочему телу.

Раздел 2. Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

2.1. Радиус эффективного теплоснабжения.

В работе систем централизованного теплоснабжения имеется достаточное количество недостатков, нерешенных проблем, неудачных решений, неиспользованных резервов, которые снижают экономичность и надежность таких систем. В связи с этим в последнее время в России возрос интерес к внедрению поквартирного теплоснабжения как одному из видов децентрализованных систем. Безусловно, децентрализованные системы позволяют исключить потери энергии при ее транспортировке, повысить надежность систем отопления и горячего водоснабжения, вести жилищное строительство там, где нет развитых тепловых сетей.

Однако, популярный сегодня переход от централизации к децентрализации в системе теплоснабжения не должен быть неоспоримым решением, верным по умолчанию. В каждой конкретной ситуации наиболее выгодным может оказаться как подключение к существующим тепловым сетям, так и строитель-

ство автономного источника тепла – все зависит от конкретных условий и расположения объекта. Для оценки эффективности возможных решений необходим критерий, позволяющий судить о том, какой из вариантов предпочтительнее.

В Федеральном законе от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении" вводится понятие радиуса эффективного теплоснабжения, как максимального расстояния от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Иными словами, подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) являются минимальными.

Таким образом, радиус эффективного теплоснабжения позволяет оценивать возможность подключения объекта к тепловым сетям по сравнению с переходом на автономное теплоснабжение. Учет данного показателя позволяет избежать высоких тепловых потерь в сетях, улучшает качество теплоснабжения и положительно сказывается на снижении расходов.

С учетом важности проблемы, необходима разработка четких критериев оценки и методик определения этого параметра на федеральном уровне. Однако, отсутствие разработанных, согласованных на федеральном уровне и введенных в действие методических рекомендаций по расчету экономически целесообразного радиуса централизованного теплоснабжения потребителей не позволяет формировать решения о реконструкции действующей системы теплоснабжения в направлении централизации или децентрализации локальных зон теплоснабжения и принципе организации вновь создаваемой системы теплоснабжения.

Вместе с тем, рассматриваемое понятие – отнюдь не новое. За время развития в России централизованного теплоснабжения существовало несколько аналогов этой величины.

Одна из них – удельная материальная характеристика μ , рассмотрена и рассчитана для систем теплоснабжения Сергеевского сельского поселения в предыдущем разделе.

Вторая – удельная длина тепловой сети λ (м/Гкал/ч). Связь между ними устанавливается при помощи среднего диаметра тепловой сети.

Данные критерии применяются и в настоящее время для укрупненной оценки. Показатели позволяют оценивать СЦТ в целом без географической привязки. Анализ значений показателей приводит к очевидным и логически осмысливаемым выводам:

а) удельная материальная характеристика выражает соотношение между вложенными капитальными затратами и эффектом от реализации тепловой энергии к перспективным потребителям. Таким образом, чем меньше удельная материальная характеристика, тем выше эффективность капиталовложений на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей к перспективным потребителям;

б) аналогичный вывод следует и по показателю удельной протяженности тепловой сети. Однако результаты оценки протяженности имеют существенную погрешность по сравнению с показателем материальной характеристики.

2.2. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.

Зоны действия источников тепловой энергии Сергеевского сельского поселения представлены на рисунках 2.2.1 – 2.2.4. Каждая котельная имеет одну зону действия.

Подключение новой нагрузки к централизованным системам теплоснабжения требует постоянной проработки вариантов развития данных систем. Оптимальный вариант должен характеризоваться экономически целесообразной зоной действия источника при соблюдении требований качества и надежности теплоснабжения, а также экологии.

Расчет оптимального радиуса теплоснабжения, применяемого в качестве характерного параметра, позволит определить границы действия централизованного теплоснабжения по целевой функции минимума себестоимости полезно отпущенного тепла. При этом также возможен вариант убыточности дальнего транспорта тепла, принимая во внимание важность и сложность проблемы.

Индивидуальный жилищный фонд подключать к централизованным сетям нецелесообразно, ввиду малой плотности распределения тепловой нагрузки.

Центры тепловых нагрузок муниципальных котельных с. Сергеевка, с. Калинка, п. 21 км сильно удалены друг от друга (по прямой линии 1 700 – 5 300 метров). Поэтому объединение тепловых нагрузок, указанных котельных, считаем нецелесообразным.

По в/г "Светлый" данные о перспективной застройке отсутствуют. Индивидуальный жилищный фонд отсутствует.

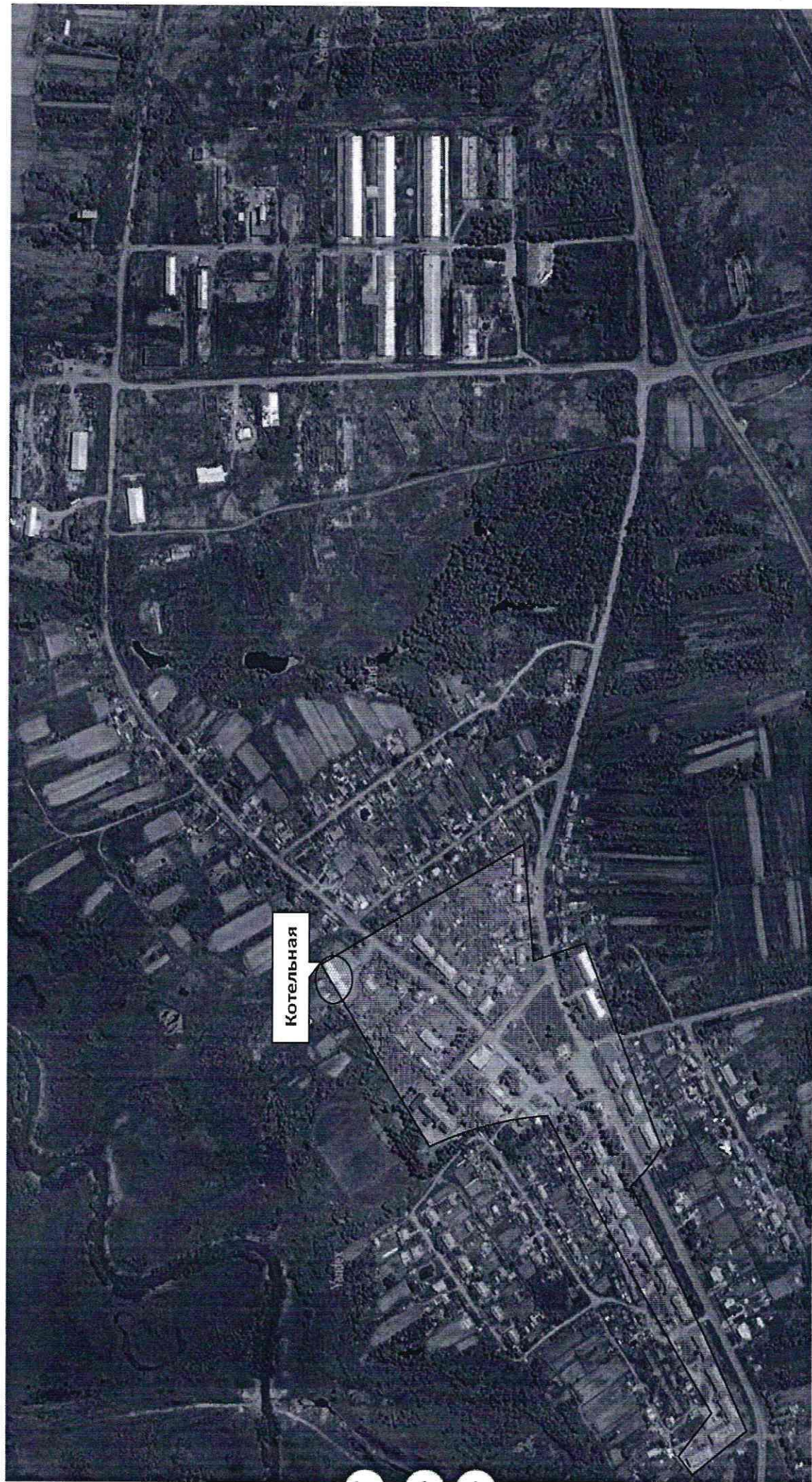


Рисунок 2.2.1. — Зона действия котельной с. Сергеевка, ул. Партизанская

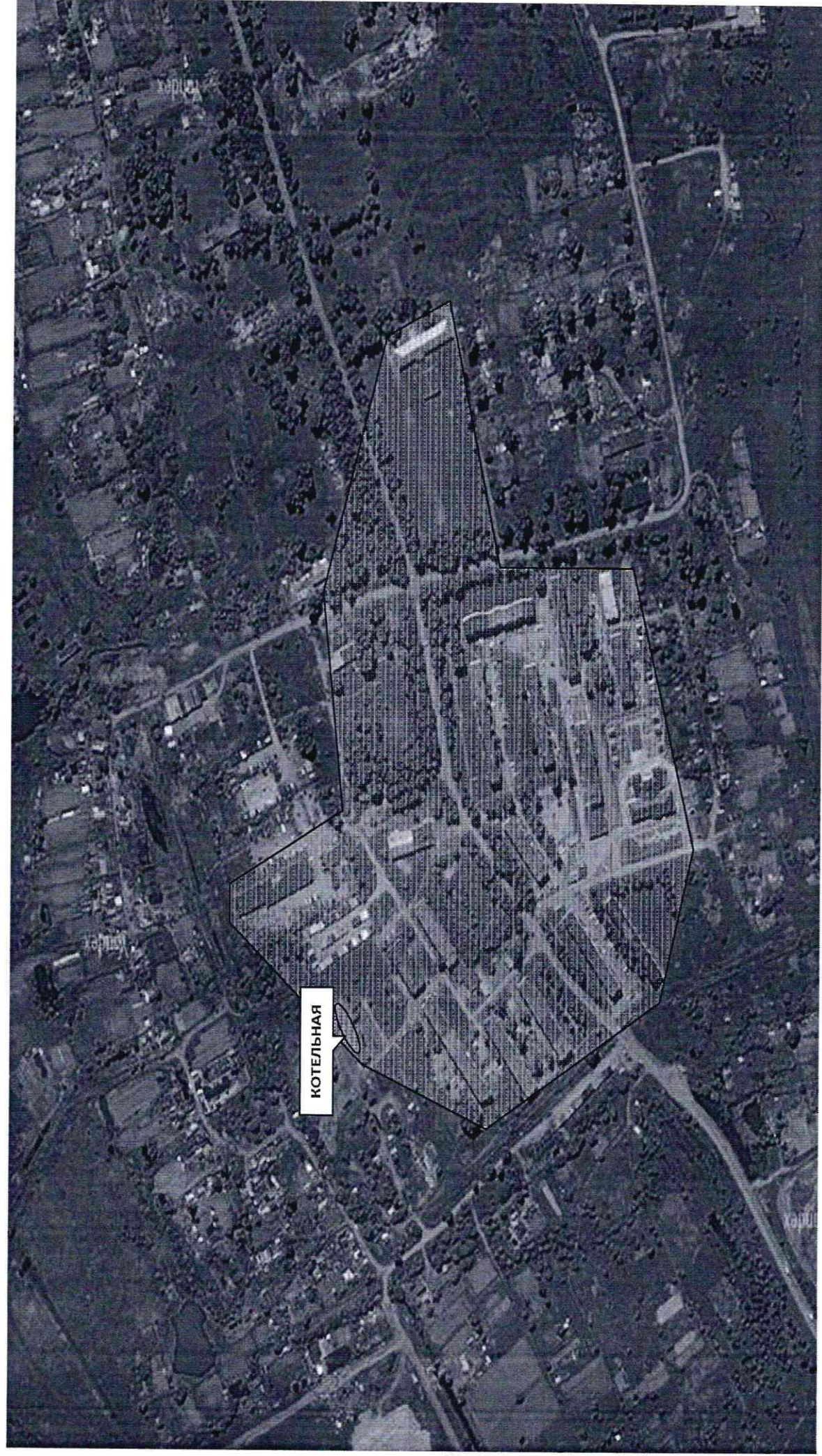


Рисунок 2.2.2. – Зона действия котельной с. Калинка

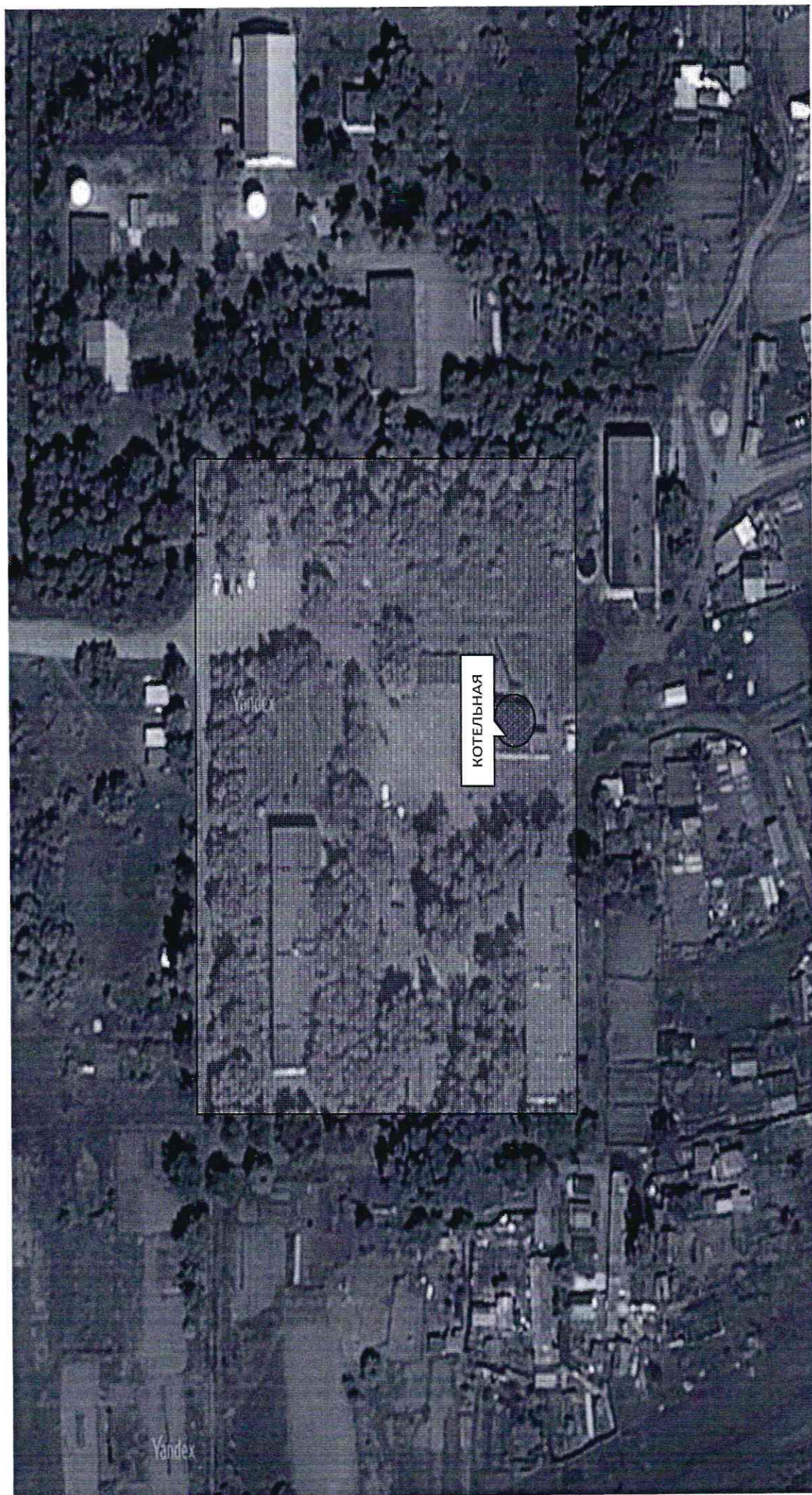


Рисунок 2.2.3. – Зона действия котельной с. Сергеевка, ул. 21 км



Рисунок 2.2.4. – Зона действия котельной в/г "Светлый"

2.3. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.

В Сергеевском сельском поселении теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых застроек, а также отдельных зданий коммунально-бытовых и промышленных потребителей, не подключенных к центральному теплоснабжению, осуществляется от индивидуальных источников тепловой энергии. Расширение действующих зон действия индивидуальных источников планируется только за счет нового строительства индивидуальных и малоэтажных жилых построек.

2.4. Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии.

В таблице 2.4.1 приведены перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки на период до 2027 года.

Таблица 2.4.1. – Перспективные балансы тепловой мощности*

Параметр	Сергеевка	Калинка	21 км	Светлый
до 2017				
Установленная мощность, Гкал/ч	4,7200	7,2200	1,0000	5,0200
Располагаемая мощность, Гкал/ч	4,7200	6,3000	0,4600	5,0200
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,0558	0,1279	0,0120	0,0310
Потери ТЭ при передаче, Гкал/ч	0,2692	0,2997	0,0298	0,1433
Потери т/носителя при передаче, м ³ /ч	0,3012	0,1913	0,0104	0,1328
Присоединенная тепл. нагрузка, Гкал/ч	1,9768	4,5117	0,1792	1,5374
Резерв(+)/Дефицит(-) мощности, Гкал/ч	2,1170	1,1694	0,2286	3,1755
Резерв, %	44,9%	18,6%	49,7%	63,3%
2017 – 2022				
Установленная мощность, Гкал/ч	4,7200	7,2200	1,0000	5,0200
Располагаемая мощность, Гкал/ч	4,7200	6,3000	0,4600	5,0200
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,0558	0,1279	0,0120	0,0310
Потери ТЭ при передаче, Гкал/ч	0,2692	0,2997	0,0298	0,1433
Потери т/носителя при передаче, м ³ /ч	0,3012	0,1913	0,0104	0,1328
Присоединенная тепл. нагрузка, Гкал/ч	1,9768	4,5117	0,1792	1,5374
Резерв(+)/Дефицит(-) мощности, Гкал/ч	2,1170	1,1694	0,2286	3,1755
Резерв, %	44,9%	18,6%	49,7%	63,3%
2023 – 2027				
Установленная мощность, Гкал/ч	4,7200	7,2200	1,0000	5,0200
Располагаемая мощность, Гкал/ч	4,7200	6,3000	0,4600	5,0200
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,0558	0,1279	0,0120	0,0310
Потери ТЭ при передаче, Гкал/ч	0,2692	0,2997	0,0298	0,1433
Потери т/носителя при передаче, м ³ /ч	0,3012	0,1913	0,0104	0,1328
Присоединенная тепл. нагрузка, Гкал/ч	1,9768	5,7844	0,1792	1,5374
Резерв(+)/Дефицит(-) мощности, Гкал/ч	2,1170	-0,1033	0,2286	3,1755
Резерв, %	44,9%	-1,6%	49,7%	63,3%

* - без учета увеличения существующих тепловых сетей.

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

Базовое потребление тепловой энергии принято на уровне 2017 года.

Таблица 2.2.1.1. – Базовый уровень объема тепловой энергии и тепловой нагрузки

Котельная	жилой фонд (Гкал/год)	нежилой фонд (Гкал/год)	хозяйственный фонд (Гкал/год)	Максимальная расчетная нагрузка, Гкал/ч
Сергеевка	3 869,60	962,81	50,10	1,9619
Калинка	13 184,10	1 585,95	32,17	4,5033
21 км	536,05	0,00	0,00	0,1746
Светлый	2 072,05	3 281,17	0,0	1,5086
в т.ч. ГВС	602,23	407,25	0,0	0,1469

2.2.2. Прогноз приростов площади строительных фондов.

Таблица 2.2.2.1. – Прогнозное изменение численности населения и динамика изменения жилищного фонда с. Сергеевка

Показатель	Единица измерения	Значения		
		I этап до 2017	II этап 2017 – 2022	III этап 2023 – 2027
Численность населения	чел	н/д	н/д	н/д
Жилищный фонд (на начало года)	тыс. м ²	22,07	22,07	22,07

Таблица 2.2.2.2. – Прогнозное изменение численности населения и динамика изменения жилищного фонда с. Калинка

Показатель	Единица измерения	Значения		
		I этап до 2017	II этап 2017 – 2022	III этап 2023 – 2027
Численность населения	чел	н/д	н/д	н/д
Жилищный фонд (на начало года)	тыс. м ²	58,52	58,52	73,52

Таблица 2.2.2.3. – Прогнозное изменение численности населения и динамика изменения жилищного фонда в/г "Светлый"

Показатель	Единица измерения	Значения		
		I этап до 2017	II этап 2017 – 2022	III этап 2023 – 2027
Численность населения	чел	н/д	н/д	н/д
Жилищный фонд (на начало года)	тыс. м ²	6,08	6,08	6,08

н/д – нет данных

2.2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление.

Таблица 2.2.3.1. – Сводные показатели динамики жилой застройки с. Сергеевка

Показатель		Значения		
		I этап до 2017	II этап 2017 – 2022	III этап 2023 – 2027
Сохраняемые жилые строения	площадь, тыс. м ²	22,07	22,07	22,07
	нагрузка, Гкал/ч	1,7872	1,7872	1,7872
Сносимые жилые	площадь, м ²	0,0	0,0	0,0

Показатель		Значения		
		I этап до 2017	II этап 2017 – 2022	III этап 2023 – 2027
строения	нагрузка, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0
Проектируемые жи- лые строения	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
в т.ч. многоэтажное	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
в т.ч. малоэтажное (индивидуальное)	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Всего жилищного фонда	площадь, тыс. м ²	22,07	22,07	22,07
	нагрузка, Гкал/ч	1,7872	1,7872	1,7872

Таблица 2.2.3.2. – Сводные показатели динамики жилой застройки с. Калинка

Показатель		Значения		
		I этап до 2017	II этап 2017 – 2022	III этап 2023 – 2027
Сохраняемые жилые строения	площадь, тыс. м ²	58,52	58,52	58,52
	нагрузка, Гкал/ч	3,9450	3,9450	3,9450
Сносимые жилые строения	площадь, тыс. м ²	0,0	0,0	0,0
	нагрузка, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0
Проектируемые жи- лые строения	площадь, тыс. м ²	0,0	15,00	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	0,0	1,1800	н/д
в т.ч. многоэтажное	площадь, тыс. м ²	0,0	15,00	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	0,0	1,1800	н/д
в т.ч. малоэтажное (индивидуальное)	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Всего жилищного фонда	площадь, тыс. м ²	58,52	58,52	58,52
	нагрузка, Гкал/ч	3,9450	3,9450	3,9450

Таблица 2.2.3.4. – Сводные показатели динамики жилой застройки в/г "Светлый"

Показатель		Значения		
		I этап до 2017	II этап 2017 – 2022	III этап 2023 – 2027
Сохраняемые жилые строения	площадь, тыс. м ²	6,08	6,08	6,08
	нагрузка, Гкал/ч	0,5470	0,5470	0,5470
Сносимые жилые строения	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Проектируемые жи- лые строения	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
в т.ч. многоэтажное	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
в т.ч. малоэтажное (индивидуальное)	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Всего жилищного фонда	площадь, тыс. м ²	6,08	6,08	6,08
	нагрузка, Гкал/ч	0,5470	0,5470	0,5470

н/д – нет данных

2.2.4. Прогнозы перспективных тепловых нагрузок на отопление.

Таблица 2.2.4.1. – Перспективные тепловые нагрузки котельной Сергеевка

Показатель		Значения		
		I этап до 2017	II этап 2017 – 2022	III этап 2023 – 2027
Всего жилого фонда, в том числе:	площадь, м ²	20,11	20,11	20,11
	нагрузка, Гкал/ч	1,6126	1,6126	1,6126
- с центральным источником	площадь, м ²	20,11	20,11	20,11
	нагрузка, Гкал/ч	1,6126	1,6126	1,6126
- с индивидуальным источником	площадь, м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Всего нежилого фонда, в том числе:	строит. объем, м ³	19,58	19,58	19,58
	нагрузка, Гкал/ч	0,3642	0,3642	0,3642
ИТОГО, в том числе:	нагрузка, Гкал/ч	1,9768	1,9768	1,9768
- с центральным источником	нагрузка, Гкал/ч	1,9768	1,9768	1,9768
- с индивидуальным источником	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д

Таблица 2.2.4.2. – Перспективные тепловые нагрузки котельной Калинка

Показатель		Значения		
		I этап до 2017	II этап 2017 – 2022	III этап 2023 – 2027
Всего жилого фонда, в том числе:	площадь, м ²	58,52	73,52	73,52
	нагрузка, Гкал/ч	3,9450	3,9450	5,1250
- с центральным источником	площадь, м ²	58,52	58,52	73,52
	нагрузка, Гкал/ч	3,9450	3,9450	5,1250
- с индивидуальным источником	площадь, м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Всего нежилого фонда, в том числе:	строит. объем, м ³	41,88	41,88	46,88
	нагрузка, Гкал/ч	0,5667	0,5667	0,6594
ИТОГО, в том числе:	нагрузка, Гкал/ч	4,5117	4,5117	5,7844
- с центральным источником	нагрузка, Гкал/ч	4,5117	4,5117	5,7844
- с индивидуальным источником	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д

Таблица 2.2.4.3. – Перспективные тепловые нагрузки котельной 21 км

Показатель		Значения		
		I этап до 2017	II этап 2017 – 2022	III этап 2023 – 2027
Всего жилого фонда, в том числе:	площадь, м ²	1,96	1,96	1,96
	нагрузка, Гкал/ч	0,1746	0,1746	0,1746
- с центральным источником	площадь, м ²	1,96	1,96	1,96
	нагрузка, Гкал/ч	0,1746	0,1746	0,1746
- с индивидуальным источником	площадь, м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Всего нежилого фонда, в том числе:	строит. объем, м ³	0,18	0,18	0,18
	нагрузка, Гкал/ч	0,0046	0,0046	0,0046
ИТОГО, в том числе:	нагрузка, Гкал/ч	0,1792	0,1792	0,1792
- с центральным источником	нагрузка, Гкал/ч	0,1792	0,1792	0,1792
- с индивидуальным источником	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д

Таблица 2.2.4.4. – Перспективные тепловые нагрузки котельной Светлый

Показатель		Значения		
		I этап до 2017	II этап 2017 – 2022	III этап 2023 – 2027
Всего жилого фонда, в том числе:	площадь, м ²	6,08	6,08	6,08
	нагрузка, Гкал/ч	0,5530	0,5530	0,5530
- с центральным источником	площадь, м ²	6,08	6,08	6,08
	нагрузка, Гкал/ч	0,5530	0,5530	0,5530
- с индивидуальным источником	площадь, м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Всего нежилого фонда, в том числе:	строит. объем, м ³	53,89	53,89	53,89
	нагрузка, Гкал/ч	0,9844	0,9844	0,9844
ИТОГО, в том числе:	нагрузка, Гкал/ч	1,5374	1,5374	1,5374
- с центральным источником	нагрузка, Гкал/ч	1,5374	1,5374	1,5374
- с индивидуальным источником	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д

2.2.5. Баланс тепловой энергии с учетом перспективных тепловых нагрузок.

Общий объем выработки тепловой энергии теплоисточником включает в себя составные части:

а) тепловая энергия, расходуемая на нужды отопления и ГВС – полезный отпуск;

б) тепловая энергия, расходуемая на покрытие тепловых потерь в тепловых сетях – технологические потери;

в) тепловая энергия, расходуемая на собственные нужды котельных – собственные нужды котельной.

Тепловая энергия, расходуемая на нужды отопления и ГВС, делится по группам потребителей:

а) население;

б) бюджетные потребители;

в) прочие потребители;

По группе "население" потребление тепловой энергии на отопление осуществляется по установленным нормативам. С 01.01.2020 предполагается введение в действие дифференцированного норматив потребления коммунальной услуги по отоплению в зависимости от этажности жилых домов. Таким образом, с 2020 года предполагается изменение в расчетных объемах реализации тепловой энергии по группе "население".

В с. Калинка в период с 2023 по 2027 годы планируется строительство трех многоквартирных жилых домов и мясомолочного производственного комплекса.

Таблица 2.2.5.1. – Перспективный тепловой баланс котельной Сергеевка

[illegible]

Таблица 2.2.5.2. – Перспективный тепловой баланс котельной Калинка

[illegible]

Таблица 2.2.5.3. – Перспективный тепловой баланс котельной 21 км

[illegible]

Таблица 2.2.5.4. – Перспективный тепловой баланс котельной Светлый

[illegible]

Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя

3.1. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками, в том числе в аварийных режимах.

В настоящее время на котельных Сергеевского сельского поселения отсутствуют водоподготовительные установки, но в тоже время для обеспечения надежности теплоснабжения установлены баки-аккумуляторы. Для определения перспективной проектной производительности водоподготовительных установок указанных котельных, а также перспективной проектной производительности водоподготовительных установок (далее – ВПУ) на строящихся источниках рассчитаны среднечасовые (таблицы 3.1.1 – 3.1.4) и годовые (таблицы 3.1.5 – 3.1.8) расходы подпитки тепловой сети.

Таблица 3.1.1. – Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельной Сергеевка

Период	Показатель	Значение
2016	Объем наружной тепловой сети, м ³	120,47
	Объем наружной сети ГВС, м ³	0,0
	Объем внутренних систем отопления, м ³	59,30
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,0
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,4494
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	0,0
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,0631
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	0,5125
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	1,3483
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	3,5954
2017 – 2022	Объем наружной тепловой сети, м ³	120,47
	Объем наружной сети ГВС, м ³	0,0
	Объем внутренних систем отопления, м ³	59,30
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,0
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,4494
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	0,0
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,0631
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	0,5125
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	1,3483
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	3,5954
2023 – 2027	Объем наружной тепловой сети, м ³	120,47
	Объем наружной сети ГВС, м ³	0,0
	Объем внутренних систем отопления, м ³	59,30
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,0
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,4494
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	0,0
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,0631
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	0,5125
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	1,3483
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	3,5954

Таблица 3.1.2. – Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельной Калинин

Период	Показатель	Значение
2016	Объем наружной тепловой сети, м ³	76,50
	Объем наружной сети ГВС, м ³	0,0
	Объем внутренних систем отопления, м ³	135,35
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,0
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,5296
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	0,0
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0245
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,1585
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	0,7126
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	1,5889
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	4,2370
2017 – 2022	Объем наружной тепловой сети, м ³	76,50
	Объем наружной сети ГВС, м ³	0,0
	Объем внутренних систем отопления, м ³	135,35
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,0
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,5296
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	0,0
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0245
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,1585
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	0,7126
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	1,5889
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	4,2370
2023 – 2027	Объем наружной тепловой сети, м ³	76,50
	Объем наружной сети ГВС, м ³	0,0
	Объем внутренних систем отопления, м ³	173,53
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,0
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,6251
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	0,0
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0245
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,1585
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	0,8081
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	1,8752
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	5,0006

Таблица 3.1.3. – Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельной 21 км

Период	Показатель	Значение
2016	Объем наружной тепловой сети, м ³	4,18
	Объем наружной сети ГВС, м ³	0,0
	Объем внутренних систем отопления, м ³	5,38
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,0
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,0239
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	0,0
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,0072
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	0,0311
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	0,0717
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	0,1912
2017 –	Объем наружной тепловой сети, м ³	4,18

Период	Показатель	Значение
2022	Объем наружной сети ГВС, м ³	0,0
	Объем внутренних систем отопления, м ³	5,38
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,0
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,0239
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	0,0
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,0072
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	0,0311
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	0,0717
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	0,1912
2023 – 2027	Объем наружной тепловой сети, м ³	4,18
	Объем наружной сети ГВС, м ³	0,0
	Объем внутренних систем отопления, м ³	5,38
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,0
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,0239
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	0,0
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,0072
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	0,0311
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	0,0717
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	0,1912

Таблица 3.1.4. – Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельной Светлый

Период	Показатель	Значение
2016	Объем наружной тепловой сети, м ³	48,60
	Объем наружной сети ГВС, м ³	4,50
	Объем внутренних систем отопления, м ³	41,36
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,95
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,2385
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	2,8836
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,0625
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	3,1846
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	0,7156
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	1,9082
2017 – 2022	Объем наружной тепловой сети, м ³	48,60
	Объем наружной сети ГВС, м ³	4,50
	Объем внутренних систем отопления, м ³	41,36
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,95
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,2385
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	2,8836
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0625
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,0
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	3,1846
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	0,7156
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	1,9082
2023 – 2027	Объем наружной тепловой сети, м ³	48,60
	Объем наружной сети ГВС, м ³	4,50
	Объем внутренних систем отопления, м ³	41,36
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,95
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,2385

Период	Показатель	Значение
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	2,8836
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	н/д
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,0625
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	3,1846
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	0,7156
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	1,9082

н/д – нет данных

Таблица 3.1.5. – Перспективный баланс теплоносителя котельной Сергеевка

Период	Показатель	м ³ /год
2016	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	2 221,98
	- в наружной тепловой сети	1 488,98
	- во внутренних системах абонента	733,00
	Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	209,43
	- наружной тепловой сети	120,47
	- внутренних системах абонента	88,96
	Невозврат конденсата	0,0
	На выработку тепловой энергии	312,09
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	2 743,50
2017 – 2022	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	2 221,98
	- в наружной тепловой сети	1 488,98
	- во внутренних системах абонента	733,00
	Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	209,43
	- наружной тепловой сети	120,47
	- внутренних системах абонента	88,96
	Невозврат конденсата	0,0
	На выработку тепловой энергии	312,09
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	2 743,50
2023 – 2027	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	2 221,98
	- в наружной тепловой сети	1 488,98
	- во внутренних системах абонента	733,00
	Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	209,43
	- наружной тепловой сети	120,47
	- внутренних системах абонента	88,96
	Невозврат конденсата	0,0
	На выработку тепловой энергии	312,09
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	2 743,50

Таблица 3.1.6. – Перспективный баланс теплоносителя котельной Калинка

Период	Показатель	м ³ /год
2016	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	2 618,48
	- в наружной тепловой сети	945,54
	- во внутренних системах абонента	1 672,94
	Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	279,53
	- наружной тепловой сети	76,50
	- внутренних системах абонента	203,03
	Невозврат конденсата	121,0
	На выработку тепловой энергии	783,59
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	3 802,60

Период	Показатель	м³/год
2017 – 2022	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	2 618,48
	- в наружной тепловой сети	945,54
	- во внутренних системах абонента	1 672,94
	Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	279,53
	- наружной тепловой сети	76,50
	- внутренних системах абонента	203,03
	Невозврат конденсата	121,0
	На выработку тепловой энергии	783,59
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	3 802,60
2023 – 2027	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	3 090,40
	- в наружной тепловой сети	945,54
	- во внутренних системах абонента	2 144,86
	Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	336,80
	- наружной тепловой сети	76,50
	- внутренних системах абонента	260,30
	Невозврат конденсата	121,0
	На выработку тепловой энергии	783,59
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	4 331,79

Таблица 3.1.7. – Перспективный баланс теплоносителя котельной 21 км

Период	Показатель	м³/год
2016	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	118,09
	- в наружной тепловой сети	51,64
	- во внутренних системах абонента	66,45
	Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	12,24
	- наружной тепловой сети	4,18
	- внутренних системах абонента	8,06
	Невозврат конденсата	0,0
	На выработку тепловой энергии	35,46
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	165,79
2017 – 2022	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	118,09
	- в наружной тепловой сети	51,64
	- во внутренних системах абонента	66,45
	Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	12,24
	- наружной тепловой сети	4,18
	- внутренних системах абонента	8,06
	Невозврат конденсата	0,0
	На выработку тепловой энергии	35,46
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	165,79
2023 – 2027	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	118,09
	- в наружной тепловой сети	51,64
	- во внутренних системах абонента	66,45
	Подпитка на горячее водоснабжение	0,0
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	12,24
	- наружной тепловой сети	4,18
	- внутренних системах абонента	8,06
	Невозврат конденсата	0,0
	На выработку тепловой энергии	35,46
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	165,79

Таблица 3.1.8. – Перспективный баланс теплоносителя котельной Светлый

Период	Показатель	м ³ /год
2016	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	1 206,47
	- в наружной тепловой сети	695,21
	- во внутренних системах абонента	511,26
	Подпитка на горячее водоснабжение	14 256,5
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	115,15
	- наружной тепловой сети, в т.ч ГВС	53,10
	- внутренних системах абонента, в т.ч. ГВС	62,05
	Невозврат конденсата	0,0
	На выработку тепловой энергии	308,92
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	15 887,04
2017 – 2022	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	1 206,47
	- в наружной тепловой сети	695,21
	- во внутренних системах абонента	511,26
	Подпитка на горячее водоснабжение	14 256,5
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	115,15
	- наружной тепловой сети	53,10
	- внутренних системах абонента	62,05
	Невозврат конденсата	0,0
	На выработку тепловой энергии	308,92
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	15 887,04
2023 – 2027	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	1 206,47
	- в наружной тепловой сети	695,21
	- во внутренних системах абонента	511,26
	Подпитка на горячее водоснабжение	14 256,5
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	115,15
	- наружной тепловой сети	53,10
	- внутренних системах абонента	62,05
	Невозврат конденсата	0,0
	На выработку тепловой энергии	308,92
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	15 887,04

Глава 4. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками, в том числе в аварийных режимах

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, содержат обоснование балансов производительности водоподготовительных установок в целях подготовки теплоносителя для тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, а также обоснование перспективных потерь теплоносителя при его передаче по тепловым сетям.

Согласно правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 № 115, при эксплуатации тепловых сетей утечка теплоносителя не должна превышать норму, которая составляет 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления в час.

Расчетный часовой расход воды для определения производительности

водоподготовки (далее – ВПУ) и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения принимается в соответствии со СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети":

а) в закрытых системах теплоснабжения – 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км. от источников теплоты без распределения теплоты, расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах;

б) в открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км. от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах;

в) для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков – по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение плюс (в обоих случаях) 0,75% фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий;

г) для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусмотрена дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принят равным 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

3.4.1. Определение расхода воды на собственные нужды водоподготовительных установок.

Расход воды на собственные нужды водоподготовительных установок зависит от ряда факторов, основными из которых являются:

- а) принципиальная схема водоподготовки;
- б) качество исходной воды;
- в) рабочая обменная емкость применяемых ионитов;
- г) удельный расход воды на регенерацию и требуемую отмывку свежего ионита;
- д) степень отмывки ионита от продуктов регенерации;
- е) повторное использование части отмывочных вод (на взрыхление ионитов, на приготовление регенерирующих растворов).

Для определения расчетного расхода воды на собственные нужды ВПУ использовались усредненные данные, приведенные в таблицах 2 – 14, 2 – 15 тома 1 "Водоподготовка и водный режим парогенераторов" "Справочника химика-энергетика" под общей редакцией С.М. Гурвича (М., Энергия, 1972).

По приведенным ниже формулам определяется расход воды на собственные нужды водоподготовительного аппарата в процентах количества полученного в нем фильтрата:

а) для натрий-катионитного фильтра первой ступени с загруженным в фильтр сульфоглем: $P_{Na1} = P_{и} * 100 * Ж_0 / e_{cy}$;

б) для натрий-катионитного фильтра первой ступени с загруженным в фильтр катионитом КУ-2: $P_{Na1} = P_{и} * 100 * Ж_0 / e_{ky2}$;

в) для натрий-катионитного фильтра второй ступени с загруженным в фильтр сульфоглем: $P_{Na2} = P_{и} * (100 + P_{Na1}) * Ж_{Na1} / e_{cy}$;

г) для натрий-катионитного фильтра второй ступени с загруженным в фильтр катионитом КУ-2: $P_{Na2} = P_{и} * (100 + P_{Na1}) * Ж_{Na1} / e_{ky2}$;

где: $P_{и}$ – удельный расход воды на собственные нужды ионита $м^3/м^3$:

а) для фильтра первой ступени, загруженного сульфоглем в Na-форме – 5,0;

б) для фильтра второй ступени, загруженного сульфоглем в Na-форме – 6,0;

в) для фильтра первой ступени, загруженного сульфоглем в H-форме – 5,0;

г) для фильтра второй ступени, загруженного сульфоглем в H-форме – 10,0;

д) для фильтра первой ступени, загруженного катионитом КУ-2 в Na-форме – 6,0;

е) для фильтра второй ступени, загруженного катионитом КУ-2 в Na-форме – 8,0;

ж) для фильтра первой ступени, загруженного катионитом КУ-2 в H-форме – 6,5;

з) для фильтра второй ступени, загруженного катионитом КУ-2 в H-форме – 12,0.

e_{cy} – значение рабочей обменной емкости ионита, г-экв/ $м^3$:

а) для сульфогля марки СК в Na-форме – 267;

б) для сульфогля марки СК в H-форме – 270;

в) для сульфогля марки СМ в Na-форме – 357;

г) для сульфогля марки СМ в H-форме – 270;

д) для катионита марки КУ-2 в Na-форме – 950;

е) для катионита марки КУ-2 в H-форме – 650.

$Ж_0$ – жесткость исходной воды.

Поскольку данные по жесткости воды в теплоснабжающих организациях отсутствуют, расход воды на собственные нужды ВПУ не определен.

Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции (модернизации) и техническому перевооружению источников тепловой энергии

4.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых терри-

ториях Сергеевского сельского поселения, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии.

В связи с отсутствием дефицита тепловой мощности на период актуализации настоящей схемы теплоснабжения, нового строительства, связанного с увеличением мощности существующих источников тепловой энергии не планируется.

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

Существенными недостатками действующих в Сергеевском сельском поселении локальных систем централизованного теплоснабжения являются:

- а) использование дорогостоящего вида топлива;
- б) значительная изношенность распределительных тепловых сетей.

Данные критерии, в значительной части, определяют высокую себестоимость вырабатываемого тепла в Сергеевском сельском поселении.

С целью снижения себестоимости тепловой энергии, целесообразно использовать для выработки тепловой энергии природный газ. Для этого необходимо в рамках реконструкции переводить жидко-топливные котельные на использование природного газа. Данное решение позволяет снизить себестоимость тепловой энергии на 50 – 60 процентов.

4.2.2. Предложение по реконструкции котельной Калинка.

В качестве проекта по модернизации источника тепловой энергии предлагается перевод системы теплоснабжения с. Калинка на использование природного газа в качестве основного котельного топлива. Для этого необходимо осуществить новое строительство газовой котельной.

Финансово-экономическое обоснование перевода на природный газ приведено в таблице 4.2.2.1.

Таблица 4.2.2.1. – Финансово-экономическое обоснование перевода системы теплоснабжения котельной Калинка на природный газ

№ п/п	Показатель	Единицы измерения	Годовые показатели	
			Мазут	Газ
1.	Выработка тепловой энергии	Гкал	16 916,11	16 390,76
2.	Собственные нужды котельной	Гкал	632,21	139,03
	то же в %	%	3,74	0,85
3.	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	16 283,90	16 251,73
4.	Потери в сетях	Гкал	1 481,68	1 481,68
	то же в %	%	9,10	9,12
5.	Полезный отпуск тепловой энергии в т. ч.:	Гкал	14 802,22	14 770,05
5.1.	Хозяйственные нужды	Гкал	32,17	0,00
5.2.	Объем реализации в том числе:	Гкал	14 770,05	14 770,05
5.2.1.	-население	Гкал	13 184,10	13 184,10
5.2.2.	-бюджетные организации	Гкал	1 214,03	1 214,03
5.2.3.	-прочие потребители	Гкал	371,92	371,92
6.	Затраты на котельное топливо:	тыс. руб.	50 006,41	17 706,60
6.а.	Мазут	тыс. руб.	50 006,41	0,0
	-цена за 1 тонну	руб.	23 186	0,0
	- удельный расход усл. топлива на отпуск	кг.у.т./Гкал	185,69	0,0

№ п/п	Показатель	Единицы измерения	Годовые показатели	
			Мазут	Газ
	-калорийный эквивалент	-	1,402	0,0
	-расход натурального топлива	тонн	2 156,75	0,0
6.б.	Природный газ	тыс. руб.	0	17 706,60
	-цена за 1 тыс. куб. м.	руб.	0	8 565,00
	- удельный расход усл. топлива на отпуск	кг.у.т./Гкал	0	155,7
	-калорийный эквивалент	—	0	1,224
	- расход натурального топлива	тыс. куб.м	0	2 067,32

В результате перевода системы на природный газ затраты на котельное топливо снижаются на 64,6%, что составляет годовую экономию 32,3 млн. рублей.

Для осуществления проекта перевода системы теплоснабжения с. Калинка на природный газ, схемой теплоснабжения Сергеевского сельского поселения предусматривается заключение в 2018 – 2019 годах концессионного соглашения, предусматривающего инвестиции в строительство газовой котельной в с. Калинка. Расчетный срок ввода в эксплуатацию угольной котельной – 2024 год.

4.2.3. Предложение по реконструкции котельной с. Сергеевка ул. 21 км.

В качестве проекта реконструкции системы теплоснабжения предлагается перевод котельной на использование угля в качестве основного котельного топлива.

Финансово-экономическое обоснование перевода системы теплоснабжения котельной с. Сергеевка, ул. 21 км на уголь приведено в таблице 4.2.3.1.

Таблица 4.2.3.1. – Финансово-экономическое обоснование перевода системы теплоснабжения котельной с. Сергеевка, ул. 21 км на уголь

№ п.п.	Показатель	Единица измерения	Показатели за год	
			мазут	уголь
1.	Выработка тепловой энергии	Гкал	742,69	720,36
2.	Собственные нужды котельной	Гкал	59,13	36,8
	то же в %	%	7,96	5,11
3.	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	683,56	683,56
4.	Потери в сетях	Гкал	147,51	147,51
	то же в %	%	21,58	21,58
5.	Полезный отпуск тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	536,05	536,05
5.1.	Хозяйственные нужды	Гкал	0,00	0
5.2.	Объем реализации, в том числе:	Гкал	536,05	536,05
5.2.1.	Население	Гкал	536,05	536,05
5.2.2.	Бюджетные организации	Гкал	0,0	0,0
5.2.3.	Прочие потребители	Гкал	0,00	0
6.	Затраты на топливо:	тыс. руб.	2 524,26	989,14
6.а.	Мазут	тыс. руб.	2 524,26	0,0
	- цена за 1 тонну	руб.	23 186	0,0
	- удельный расход усл. топлива на отпуск	кг.у.т./Гкал	222,98	0,0
	- калорийный эквивалент		1,40	0,0
	- расход натурального топлива	тонн	108,87	0,0
6.2.	Уголь	тыс. руб.	0,0	989,14
	- цена за 1 тонну	руб.	0,0	3 872
	- удельный расход усл. топлива на отпуск	кг.у.т./Гкал	0,0	219
	- калорийный эквивалент		0,0	0,586
	- расход натурального топлива	тонн	0,0	255,46

При переводе котельной с. Сергеевка, ул. 21 км на уголь затраты на котельное топливо снижаются на 60,8%, что составляет годовую экономию 1,535 млн. рублей.

Для осуществления проекта перевода системы теплоснабжения котельной с. Сергеевка, ул. 21 км на уголь, схемой теплоснабжения предусматривается разработка и заключение в 2021 – 2022 годах концессионного соглашения, предусматривающего инвестиции для реконструкции мазутной котельной.

4.3. Предложения по техническому перевооружению, модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.

Для повышения эффективности системы теплоснабжения можно применять нижеперечисленные направления при формировании программ технического перевооружения.

Таблица 4.3.1. – Мероприятия по повышению эффективности выработки тепловой энергии.

Наименование мероприятия	Источник экономии
Внедрение системы автоматизации и комплексного регулирования	- увеличение КПД и экономия топлива
Внедрение системы водоподготовки сетевой воды и использование теплообменных аппаратов	- повышение интенсивности теплообмена в котлах, снижение потерь; - увеличение рабочего ресурса котлов
Внедрение метода глубокой утилизации тепла дымовых газов	- повышение КПД, экономия топлива
Диспетчеризация в системах теплоснабжения	- оптимизация режимов работы тепловой сети; - сокращение времени проведения ремонтно-аварийных работ; - уменьшение количества эксплуатационного персонала
Замена устаревших электродвигателей на современные	- экономия электрической энергии; - повышение качества и надёжности электроснабжения
Замена физически и морально устаревших котлов	- экономия топлива; - улучшение качества и надёжности теплоснабжения
Использование систем частотного регулирования в приводах электродвигателей тягодутьевого и насосного оборудования с переменной нагрузкой	- экономия электрической энергии; - повышение надёжности и увеличение сроков службы оборудования
Регулирование процесса сжигания топлива. Обучение обслуживающего персонала	- повышение КПД, экономия топлива
Ликвидация несанкционированного расхода воды	- экономия электрической энергии; - экономия воды; - экономия топлива
Организация тепловизионного мониторинга состояния ограждающих конструкций зданий и сооружений. Оперативное устранение недостатков с помощью современных методов и материалов	- экономия тепловой энергии и топлива; - предупреждение аварийных ситуаций

Наименование мероприятия	Источник экономии
Проведение режимной наладки котлов и составление режимных карт	- экономия топлива; - улучшение качества и надёжности теплоснабжения
Применение вихревых топок	- экономия топлива
Установка подогревателя воздуха	- экономия топлива; - повышение КПД теплоисточника
Устранение присосов воздуха в газоходах и обмуровках котлов	- экономия топлива

Энергосбережение в современных условиях является одним из основных факторов при выборе оборудования и схемы котельной. Основным критерием энергосбережения является снижение затрат энергетических ресурсов котельной при ее эксплуатации. КПД сжигания топлива – один из самых важных факторов в работе котлов, в которых используется жидкое, твердое или газообразное топливо.

Стоимость энергии составляет значительную часть эксплуатационных расходов для любого предприятия. В случае, когда теплогенерирующий объект использует дорогостоящий вид топлива, и при этом перевод его на более дешевый вид топлива весьма затруднителен, необходимо максимально эффективно организовать процесс выработки тепловой энергии с наиболее высоким КПД и при минимальных тепловых потерях. Самым простым и экономным вариантом решения данной задачи может стать техническое перевооружение (модернизация) теплоисточника.

Модернизация котельных это:

- а) обновление оборудования котельной (в частности водогрейных котлов), систем и установок регулирования;
- б) автоматизация процессов, происходящих в котельной.

Под модернизацией подразумевается частичная или полная замена технологического оборудования и/или необходимые действия по его наладке для эффективной работы котельной.

Модернизация оборудования необходима в случаях:

- а) физического и морального износа теплоэнергетического оборудования;
- б) высокого потребления электроэнергии на выработку тепла;
- в) перебоев температурных режимов;
- г) увеличения выбросов вредных веществ в экосистему.

Модернизация теплоэнергетического оборудования повысит эффективность его использования, что является важнейшим условием повышения эффективности хозяйственной деятельности предприятия. Капитальные вложения в модернизацию котельного оборудования во многих случаях имеют короткий срок окупаемости.

Дорогостоящее топливо, которое использует котельная в с. Калинка Сергеевского сельского поселения неизбежно способствует тому, что эксплуатация изношенных систем теплоснабжения начинает обходиться слишком дорого. Котельная имеет значительную тепловую нагрузку и перевод ее на

твердое топливо весьма затруднителен. Модернизация котельной – это разумный выход из положения, который обойдется собственнику существенно дешевле покупки нового оборудования.

Пути для снижения затрат энергетических ресурсов являются:

а) автоматизированное погодозависимое регулирование выработки и отпуска тепловой энергии. Обеспечивает оптимизацию затрат на выработку тепловой энергии и экономию топлива на 12 – 15%;

б) применение автоматизированных горелок, обеспечивающих КПД котлоагрегатов не ниже 90%. Современные горелки и котлы имеют КПД 91 – 94%, против устаревших котлоагрегатов без автоматизации, имеющих КПД 75 – 80%;

в) применение частотных приводов и устройств плавного пуска на электродвигателях. Это позволяет снизить расход электроэнергии на 25 – 30%, а также продлить срок эксплуатации двигателя на 15%. Применение плавного пуска позволяет защитить оборудование и трубопроводы от гидроударов;

г) применение современных автоматизированных установок подготовки воды позволяет снизить размер отложений в котлах и трубопроводах, и соответственно улучшить теплосъем и теплопередачу. Данные решения позволяют добиться экономии потребления топлива котлоагрегатами на 5 – 7%.

Одним из лучших путей, гарантирующим эффективную эксплуатацию котельной, является высокоэффективное регулирование, которое возможно применить для водогрейных котельных и окупается в течение двух лет.

Наладка и регулирование отопительного оборудования – это экономичная и очень эффективная схема. С помощью наладки режимов осуществляется настройка соотношения параметров режима горения, тем самым обеспечивается более эффективное и полное сгорание топлива.

Для достижения большей эффективности высокоточной регулировки необходимо предварительно произвести базисную очистку топки и дымоходов. Для уменьшения избыточного воздуха и уменьшения температуры уходящих газов необходимо:

а) устранить присосы воздуха в камеру сгорания;

б) произвести контроль тяги дымохода, при необходимости установить в дымовой трубе шибер;

в) вести контроль соответствия количества воздуха для горения;

г) оптимизировать модуляции горелки (если горелка снабжена этой функцией).

Справочно:

Известно, что при определенном соотношении расходов воздуха и топлива происходит наиболее полное сгорание внутри котла. При этом следует добиваться ведения топочного процесса с минимальным количеством избыточного воздуха, однако, при обязательном условии обеспечения полного сгорания топлива. Если в топку подается избыточный воздух в большем ко-

личестве, чем требуется для нормального ведения топочного процесса, то излишний воздух не сгорает и лишь бесполезно охлаждает топку, что может в свою очередь повести к потерям вследствие химической неполноты сгорания топлива.

Необходимо также контролировать температуру уходящих газов. При завышенной температуре дымовых газов на выходе из котла значительно снижается КПД агрегата за счет выброса в атмосферу лишней теплоты, которую можно было бы использовать по назначению.

Данные измерения и работы по наладке проводятся с применением специальных приборов: газоанализатора, ультразвукового расходомера, пирометра, а также с применением штатных измерительных приборов котельной. Результатом работы является выдача режимной карты и рекомендаций по устранению недостатков.

Однако, после проведения наладки, возникает проблема поддержания настроенного соотношения параметров в случае необходимого изменения текущего режима работы котла (понижение или повышение температуры наружного воздуха). Режимной картой обычно предусматриваются 3 – 4 режима, то есть 3 – 4 варианта соотношения ключевых эксплуатационных параметров котла в зависимости от текущей производительности (нагрузки). Для этого у оператора котельной должна быть возможность оценки технологических параметров при помощи контрольно-измерительных приборов (текущей производительности, давления топлива и воздуха, разряжения в топке, температуры уходящих газов и др.).

На котельной с. Калинка из вышеперечисленных параметров штатно осуществляется измерение только давление топлива.

Мероприятия по совершенствованию действующих систем могут сводиться к установке системы автоматического регулирования соотношения воздуха и топлива в зависимости от изменения нагрузки и внешних условий. Для анализа состава продуктов сгорания используются специальные приборы. Используя результаты этого анализа, можно улучшить процесс горения и, следовательно, получить экономию энергии.

Итак, в проекте используются следующие системы автоматического регулирования (далее – САР):

- САР температуры прямой воды с коррекцией по температуре обратной воды, температуры наружного воздуха изменением расхода топлива в зависимости от температуры в общем коллекторе;
- САР давление воздуха с коррекцией по содержанию O_2 в дымовых газах и по расходу топлива, изменением подачи воздуха;
- САР разряжения в топке котла с коррекцией по расходу воздуха, изменением производительности дымососа;
- САР обратной воды, подачей питательной воды.

Предлагаемая система отличается от известных тем, что она снабжена регулятором соотношения температуры наружного воздуха и прямой сетевой воды, последовательно с которым включены регуляторы положения сервомо-

торами, соединенными с регуляторами положения и трехходовыми регулирующими органами на линии обратной сетевой воды. Такое выполнение системы обеспечивает распределение заданной тепловой нагрузки между котлами.

Основным назначением тягодутьевых механизмов котельной является поддержание оптимального режима горения в топке котла. Под понятием оптимального режима подразумевается поддержание оптимального соотношения "топливо – воздух" и создание наиболее благоприятных условий для полного сгорания топлива. Для выполнения этого условия необходимо, с одной стороны, подать нужное количество воздуха в топку, с другой – с заданной интенсивностью извлекать из неё продукты горения.

Как правило, система регулирования дымососа должна поддерживать заданную величину разрежения в топке котла независимо от производительности котлоагрегата. С увеличением подачи топлива увеличивается подача воздуха в топку котла и электропривод дымососа должен увеличить отводящий объём продуктов горения. Таким образом, связь между системами регулирования вентилятора и дымососа осуществляется через топку котла.

Тягодутьевые машины потребляют около 60% электроэнергии собственных нужд котельных. Поэтому регулирование их режимных параметров оказывает существенное влияние на мощность и экономичность работы котельных установок.

Использование частотно-регулируемых приводов позволяет решать задачу согласования режимных параметров и энергопотребления тягодутьевых механизмов с изменяющимся характером нагрузки котлов, а также автоматизировать этот процесс наиболее полно и эффективно. Поскольку график нагрузки отопительной котельной достаточно неравномерный, уменьшение производительности, как вентилятора, так и дымососа позволит сэкономить до 70% электроэнергии, идущей на приведение в действие этих механизмов.

Преимущества применения частотно-регулируемого электропривода:

- а) экономия электроэнергии от 30 до 70%;
- б) исключение гидроударов, что позволяет резко увеличить срок службы трубопроводов и запорной арматуры;
- в) отсутствие больших пусковых токов, полная защита электродвигателей насосных агрегатов, работа электродвигателей и пусковой аппаратуры с пониженной нагрузкой, что значительно увеличивает срок службы электродвигателей;
- г) значительная экономия воды за счёт оптимизации давления в сетях и уменьшения разрывов трубопроводов;
- д) возможность полной автоматизации насосных групп.

Таким образом, достигнутый эффект в результате проведенных мероприятий по модернизации будет выражен в следующем:

- а) увеличение эффективности функционирования теплового оборудования;
- б) повышение коэффициента полезного действия и уменьшение расхода топлива;

- в) повышение надежности в эксплуатации котельной;
- г) снижение затрат на обслуживание за счёт автоматизации процессов.

Модернизация позволяет эксплуатировать технологическое оборудование в безаварийном режиме с меньшими затратами и гораздо более продолжительное время.

4.3.1. Предложение по техническому перевооружению котельной с. Сергеевка, ул. Партизанская.

Котельная в с. Сергеевка, ул. Партизанская вырабатывает тепловую энергию для нужд населения и других потребителей. В качестве котельного топлива используется уголь.

Циркуляция теплоносителя осуществляется посредством сетевого насоса, производительностью 160 м³/ч. На объектах теплоснабжения, расположенных в наиболее удаленных точках присоединения, наблюдается недопоставки тепла, возникающие по причине нерасчетной производительности сетевого насоса. Для снижения возникающих "недотопов" персоналом котельной дополнительно включается резервный сетевой насос.

С целью повышения качества теплоснабжения потребителей предлагается проект по реконструкции источника тепловой энергии с мероприятиями по модернизации насосного оборудования.

Таблица 4.3.1.1. – Мероприятия по техническому перевооружению насосного оборудования котельной Сергеевка

Наименование мероприятий	Количество, шт.	Существующая мощность, м³/ч, (кВт)	Перспективная мощность, м³/ч, (кВт)	Источник финансирования
Замена сетевых насосов на насосы марки "WILLO" со встроенным частотно-регулируемым приводом	2	160, (18,5)	190, (22,0)	Инвестиционная составляющая в тарифе

4.3.2. Предложение по техническому перевооружению котельной с. Калинка.

Котельная в с. Калинка вырабатывает тепловую энергию для нужд отопления населенного пункта. В качестве котельного топлива используется мазут М-100. Всего в работе находятся четыре котла: КВ-089м – 1 единица, работающий в паровом режиме на разогрев мазута, и КВа-2,0 – 3 единицы, работающие в водогрейном режиме на тепловую сеть. Котлы оборудованы горелками ПЛ 8S2 с диапазоном регулирования расхода топлива 63 – 260 кг/ч. Присоединенная нагрузка составляет 4,5033 Гкал/ч.

Теплогенерирующее оборудование работает без режимных карт. Фактический КПД котлов не контролируется. С большой долей вероятности можно предположить, что фактический КПД непостоянный и изменяется в зависимости от регулировки подачи топлива оператором, в зависимости от наружной температуры воздуха. При этом соотношение параметров, характеризующих горение, является "случайным".

В связи с этим можно предположить, что КПД работы каждого котла находится не выше 80%. Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии в сеть при этом составляет 185 кг.у.т/Гкал. Данные котлы, согласно паспортным данным, могут работать на жидком топливе с КПД 87%.

После проведения наладочных испытаний котлов с разработкой режимных карт, с большой долей вероятности можно утверждать, что данные котлы обеспечат выработку тепловой энергии с КПД 84 – 87%, что соответствует удельному расходу топлива на отпуск тепловой энергии в сеть 173,5 – 169,5 кг.у.т/Гкал.

Далее приведен сравнительный анализ технико-экономических показателей котлов для существующего режима работы и режима согласно режимной карте.

Таблица 4.3.1.2 – Финансово-экономические показатели котельной Калинка при выработке ТЭ с различным КПД

№ п.п.	Показатель	Единица измерения	Годовые показатели		
			КПД 80%	КПД 84%	КПД 87%
1.	Выработка тепловой энергии	Гкал	16 916,11	16 916,11	16 916,11
2.	Собственные нужды котельной	Гкал	632,21	632,21	632,21
	- то же в %	%	3,74	3,74	3,74
3.	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	16 283,90	16 283,90	16 283,90
4.	Потери в сетях	Гкал	1 481,68	1 481,68	1 481,68
	- то же в %	%	9,10	9,10	9,10
5.	Отпуск тепловой энергии, в том числе:	Гкал	14 802,22	14 802,22	14 802,22
5.1.	Хозяйственные нужды	Гкал	32,17	32,17	32,17
5.2.	Объем реализации, в том числе:	Гкал	14 770,05	14 770,05	14 770,05
5.2.1	- население	Гкал	13 184,10	13 184,10	13 184,10
5.2.2	- бюджетные организации	Гкал	1 214,03	1 214,03	1 214,03
5.2.3	- прочие потребители	Гкал	371,92	371,92	371,92
6.	Затраты на топливо:	тыс. руб.	51 731,41	49 118,54	47 448,91
6.1.	Мазут	тыс. руб.	50 006,41	47 908,54	46 238,91
	цена за 1 тонну	руб.	23 186	23 186	23 186
	удельный расход условного топлива на отпуск	кг.у.т./Гкал	185,69	177,90	171,70
	калорийный эквивалент		1,402	1,402	1,402
	расход натурального топлива	тонн	2 156,75	2 066,27	1 994,26
7.	Электроэнергия	тыс. руб.	1 725	1 389	1 389
	Количество	тыс. кВт*ч	385,00	310,00	310,00
	Расход кВт*ч на 1 Гкал выработанной ТЭ	кВт*ч/Гкал	22,76	18,33	18,33

Таким образом, при повышении КПД котлов на 4% затраты на топливо снижаются более чем на 2,5 млн. руб. в год, а при повышении КПД на 6% затраты на топливо снижаются на 4,2 млн. руб. в год.

Внедрение частотного регулирования на электрооборудование регулирующих механизмов позволит снизить затраты на электроэнергию на 20%. Тем самым для котельной с. Калинка расходы на электроэнергию снизятся на 340 тыс. руб. в год.

Автоматическое регулирование процесса горения способно обеспечить работу котельного оборудования на заданных режимной картой параметрах и обеспечить наивысшее КПД.

Подобные системы автоматики и комплекты средств управления выпускаются российскими производителями. Такие системы, как КСУ-1-ГМ (г. Старая Руса) или АГОК-66 (г. Санкт-Петербург) предназначены для водогрейных котлов производительностью до 1,0 ГкВт/ч. Стоимость подобных систем составляет около 120 тыс. руб. на один котел.

4.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы.

Источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют. Избыточные источники тепловой энергии отсутствуют.

4.5. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Перевод котельных в источник, работающий в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, не рассматривался.

4.6. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы.

Источники тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

4.7. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности.

При подключении новых объектов к системе централизованного теплоснабжения значение установленной мощности источника тепловой энергии изменится в сторону увеличения ввиду подключения новых объектов. Численное значение тепловой нагрузки должно быть указано при проведении следующей актуализации.

Глава 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

4.5.1. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных

тепловых нагрузок не предусматривается.

4.5.2. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, утвержденным Приказами Министерства энергетики Российской Федерации и Министерством регионального развития Российской Федерации от 29.12.2012 № 565/667 (далее – Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения), предложения по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, рекомендуется разрабатывать при условии, что проектируемая установленная электрическая мощность турбоагрегатов составляет 25 МВт и более. При проектируемой установленной электрической мощности турбоагрегатов менее 25 МВт предложения по реконструкции разрабатываются в случае отказа подключения потребителей к электрическим сетям.

Таким образом, реконструкция котельных для выработки электроэнергии в Сергеевском сельском поселении не предусматривается.

4.5.3. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.

Настоящей схемой теплоснабжения не предусматривается увеличение зоны действия котельных путем подключения к ним дополнительных потребителей тепловой энергии.

4.5.4. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки Сергеевского сельского поселения малоэтажными жилыми зданиями.

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать в зонах застройки Сергеевского сельского поселения малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки менее 0,01 Гкал/га.

При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя и высокие финансовые затраты на строительство таких сетей.

4.5.5. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории Сергеевского сельского поселения.

Производственные зоны на территории Сергеевского сельского поселения отсутствуют.

4.5.6. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих

установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не разработана.

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- а) затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- б) пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- в) затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- г) потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- д) надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

4.5.7. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

Согласно статье 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190 "О теплоснабжении", подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных Федеральным законом от 27.07.2010 № 190 "О теплоснабжении" и Правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 № 307 "О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" (далее – Правила подключения к системам теплоснабжения).

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей или теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются Правилами подключения к системам теплоснабжения.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в

границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены Правилами подключения к системам теплоснабжения, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договоры долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений", в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, а также противопожарных требований. Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

Согласно СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт, с параметрами теплоносителя не более 95°C и 0,6 МПа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2011 "Здания жилые многоквартирные" и СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха".

Согласно пункту 15 статьи 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении", запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется Правилами подключения к системам теплоснабжения, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

Раздел 5. Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей

Обеспечение надежности теплоснабжения новых потребителей и оптимизации гидравлических режимов работы проектируемых и существующих тепловых сетей в соответствии со сложившейся системой теплоснабжения и Генеральным планом определено как цель разработки настоящей схемы теплоснабжения.

При обосновании предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии за исходное принималось покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.

5.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.

Источники тепловой энергии с дефицитом тепловой мощности на территории поселения отсутствуют.

5.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах Сергеевского сельского поселения под жилищную, комплексную или производственную застройку.

Предложения по реконструкции и строительству новых тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах Сергеевского сельского поселения под жилищную, комплексную или производственную застройку отсутствуют.

5.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

В связи с отсутствием технической возможности и экономической целесообразности, предложения по обеспечению возможностей поставок тепловой энергии от различных источников не рассматриваются.

5.4. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности не предполагается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет замены трубопроводов в связи с окончанием срока службы.

5.5. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

Необходимость увеличения диаметров трубопровода при существующей нагрузке потребителей определяется гидравлическим расчетом. При разработке настоящей схемы теплоснабжения гидравлический расчет тепловой сети не выполнялся.

Увеличение диаметров трубопровода тепловых сетей в связи с приростом тепловой нагрузки не рассматривался. Расчет гидравлических режимов

необходимо рассмотреть при следующей актуализации настоящей схемы теплоснабжения.

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

Схемой теплоснабжения предусматривается реконструкция тепловых сетей путем замены отдельных участков с применением труб в ППУ изоляции.

Таблица 5.5.6.1. – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей котельной с. Сергеевка

Наименование мероприятий	Протяженность тепловой сети, м	Диаметр трубопровода, мм	Источник финансирования
От МКД № 1Б по ул. Центральной до МКД по ул. Центральная, 5	430,0	89 76	Инвестиционная составляющая в тарифе
От т.6 в районе МКД по ул. Партизанская, 2 до т.2 в районе МКД по ул. Партизанская, 7	240,0	114	Инвестиционная составляющая в тарифе
От т.6 в районе дома по ул. Партизанская, 7 до ТК №9 в районе дома по ул. Центральная, 26	640	325	Инвестиционная составляющая в тарифе

5.7. Строительство и реконструкция насосных станций.

Насосные станции в системах теплоснабжения отсутствуют.

5.8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения.

Мероприятия по строительству и реконструкции магистральных и распределительных тепловых сетей в локальных системах централизованного теплоснабжения направлены на создание условий для развития территории, создание технической возможности технологического присоединения к системе централизованного теплоснабжения и повышения качества теплоснабжения.

Таблица 5.5.8.1. – Мероприятия по повышению эффективности передачи тепловой энергии

Наименование мероприятия	Источник экономии
Замена устаревших электродвигателей и насосного оборудования на современные модели	- экономия электрической энергии; - повышение качества и надёжности электроснабжения
Использование систем частотного регулирования в приводах электродвигателей насосного оборудования с переменной нагрузкой	- экономия электрической энергии; - повышение надёжности и увеличение сроков службы оборудования
Ликвидация несанкционированного расхода воды	- экономия электрической энергии; - экономия воды; - экономия топлива
Проведение режимной наладки тепловых сетей	- снижение потерь тепловой энергии при передаче;

Наименование мероприятия	Источник экономии
	- улучшение качества и надёжности теплоснабжения
Применение труб в ППУ изоляции, восстановление тепловой изоляции	- снижение потерь тепловой энергии при передаче; - повышение надёжности и качества теплоснабжения

Раздел 6. Перспективные топливные балансы

Теплогенерирующие объекты Сергеевского сельского поселения осуществляют выработку тепловой энергии при использовании основного вида топлива. Резервные и аварийные виды топлива не предусмотрены.

Топливные балансы котельных Сергеевского сельского поселения учитывают расчетные объемы тепловой энергии, предусмотренные перспективными тепловыми балансами раздела II настоящей схемы.

Вместе с тем, предусматривается реконструкция системы теплоснабжения с. Калинка с переходом на использование природного газа в качестве основного вида топлива (ввод в эксплуатацию газовой котельной в 2024 году).

Реконструкция системы теплоснабжения от котельной с. Сергеевка, ул. 21 км с переводом на использование твердого топлива (уголь) в качестве основного вида топлива перспективным топливным балансом не учитывается.

Таблица 6.1. – Перспективный топливный баланс котельной Сергеевка

Показатель	Ед. измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Удельный расход топлива на отпуск в сеть	кг.у.т./Гкал	210,16	212,52	212,52	212,52	212,52	212,52	212,52	212,52	212,52	212,52	212,52	212,52	212,52
Расход условного топлива	т.у.т	1 655,05	1 320,51	1 320,51	1 320,51	1 320,51	1 724,95	1 724,95	1 724,95	1 724,95	1 724,95	1 724,95	1 724,95	1 724,95
Калорийный эквивалент	-	0,540	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586
Расход натурального топлива	т.н.т	3 064,91	2 253,43	2 253,43	2 253,43	2 253,43	2 943,60	2 943,60	2 943,60	2 943,60	2 943,60	2 943,60	2 943,60	2 943,60
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	7 875,17	6 213,58	6 213,58	6 213,58	6 213,58	8 116,66	8 116,66	8 116,66	8 116,66	8 116,66	8 116,66	8 116,66	8 116,66
Максимальный часовой расход топлива	т.н.т/час	0,87	0,64	0,64	0,64	0,64	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
ННЗТ	т.н.т	135,11	107,87	107,87	107,87	107,87	140,91	140,91	140,91	140,91	140,91	140,91	140,91	140,91
НЭЗТ	т.н.т	819,83	654,62	654,62	654,62	654,62	855,12	855,12	855,12	855,12	855,12	855,12	855,12	855,12

Таблица 6.2. – Перспективный топливный баланс котельной Калинин

Показатель	Ед. измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Удельный расход топлива на отпуск в сеть (мазут)	кг.у.т./Гкал	183,05	186,74	185,69	185,69	185,69	185,69	185,69	185,69	185,69	185,69	0,0	0,0	0,0
Удельный расход топлива на отпуск в сеть (газ)	кг.у.т./Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	155,70	155,70	155,70	155,70
Расход условного топлива (мазут)	т.у.т	2519,19	3135,23	3023,75	3023,75	3023,75	2549,32	2549,32	2549,32	2625,89	1528,30	0,0	0,0	0,0

[illegible]

Таблица 6.3. – Перспективный топливный баланс котельной 21 км

[illegible]

[illegible]

Таблица 6.4. – Перспективный топливный баланс котельной Светлый

[illegible]

Раздел 7. Инвестиции в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Существенными недостатками действующих в Сергеевском сельском поселении локальных систем централизованного теплоснабжения являются: высокая себестоимость вырабатываемого тепла, значительная изношенность используемого котельного оборудования и распределительных тепловых сетей.

Предлагаемые мероприятия по развитию систем централизованного теплоснабжения муниципальных теплоисточников направлены на достижение следующих целей:

- повышение энергоэффективности и надежности работы теплоисточников, снижение себестоимости вырабатываемой энергии;
- повышение эффективности передачи тепловой энергии от источника к потребителю.

Учитывая продолжительность сроков реализации предложений по развитию настоящей схемы теплоснабжения, при строительстве энергетических объектов допускается выделение очередей и пусковых комплексов.

Привлечение инвестиций на реализацию предложенных мероприятий возможно из следующих источников:

- включение капитальных затрат в тариф на отпускаемую тепловую энергию;
- бюджетов различных уровней;
- внешних инвестиций;
- заемных ресурсов.

7.1. Предложение по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе.

Объем инвестиций для реконструкции теплоисточников Сергеевского сельского поселения путем перевода двух муниципальных котельных на другой вид котельного топлива предлагается принять в соответствии с нижеприведенной таблицей 7.1.1.

Таблица 7.1.1. – Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение теплоисточников.

Теплоисточник	Инвестиции, млн. рублей
Калинка	130,0
21 км	5,0
ВСЕГО	135,0

7.2. Предложение по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе.

Реконструкцию тепловых сетей котельных Сергеевского сельского поселения предлагается проводить путем замены трубопровода ветхих участков с применением труб в ППУ изоляции.

Объем инвестиции для реконструкции тепловых сетей муниципальных

котельных Сергеевского сельского поселения предлагается принять в соответствии с нижеприведенной таблицей 7.1.2.

Таблица 7.1.2. – Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей котельных

Котельная	Инвестиции, млн. рублей
Сергеевка	12,0
ВСЕГО	12,0

7.3 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.

Утвержденный температурный график обеспечивает выполнение требований нормативных документов относительно температуры внутреннего воздуха отапливаемых помещений и на момент разработки схемы теплоснабжения, не требуется каких-либо дополнительных инвестиций.

Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации

В соответствии с пунктом 2 статьи 4 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении" Правительство Российской Федерации сформировало новые Правила организации теплоснабжения. В правилах, утвержденных постановлением Правительства РФ, предписаны права и обязанности теплоснабжающих и теплосетевых организаций, иных владельцев источников тепловой энергии и тепловых сетей, потребителей тепловой энергии в сфере теплоснабжения. Из условий повышения качества обеспечения населения тепловой энергией в них предписана необходимость организации единых теплоснабжающих организаций (далее – ЕТО). При разработке настоящей схемы теплоснабжения предусматривается включение обоснования соответствия организации, предлагаемой в качестве единой теплоснабжающей организации, требованиям (критериям), установленным постановлениями Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" и от 08.08.2012 № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации".

Основные положения по организации ЕТО в соответствии с Правилами организации теплоснабжения заключаются в следующем:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением органа местного самоуправления при утверждении схемы теплоснабжения поселения.

2. Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы

теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения-заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на официальном сайте муниципального образования.

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

4. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

а) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

б) размер собственного капитала;

в) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

5. В случае, если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации. Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

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

7. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

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

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

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

8. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения. Они могут быть изменены в следующих случаях:

а) подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

б) технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

8.1. Обоснование и предложения по определению единой теплоснабжающей организации.

Границы зон деятельности единых теплоснабжающих организаций Сергеевского сельского поселения предлагается формировать в границах населенных пунктов (в границах систем теплоснабжения).

1. В границах системы теплоснабжения котельной с. Сергеевка, ул. Партизанская статус ЕТО присвоен ООО "Сергеевка".

2. В границах системы теплоснабжения котельной с. Сергеевка, ул. 21 км, с. Калинка статус ЕТО присвоен МУП "Новатор".

Раздел 9. Решение по бесхозным тепловым сетям

На момент разработки настоящей схемы теплоснабжения в границах Сергеевского сельского поселения бесхозных тепловых сетей не выявлено.

При обнаружении таковых в последующих периодах, необходимо руководствоваться п. 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении":

"В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления обязан до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети, в течение тридцати дней с даты их выявления, определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети, и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования".

».



Схема прокладки наружных тепловых сетей от котельной Сергеевка

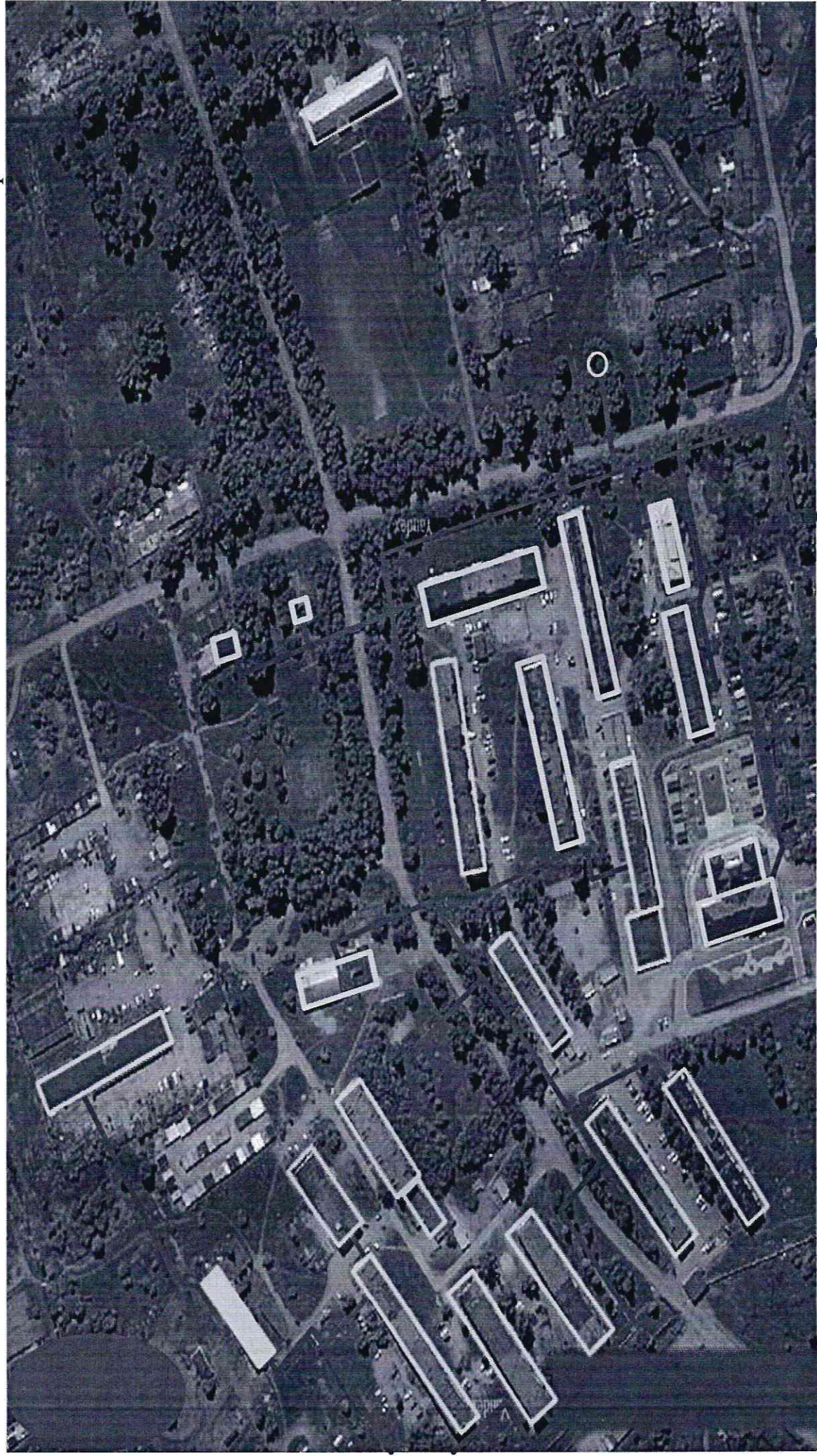


Схема прокладки наружных тепловых сетей от котельной Калинка



Схема прокладки наружных тепловых сетей от котельной 21 км

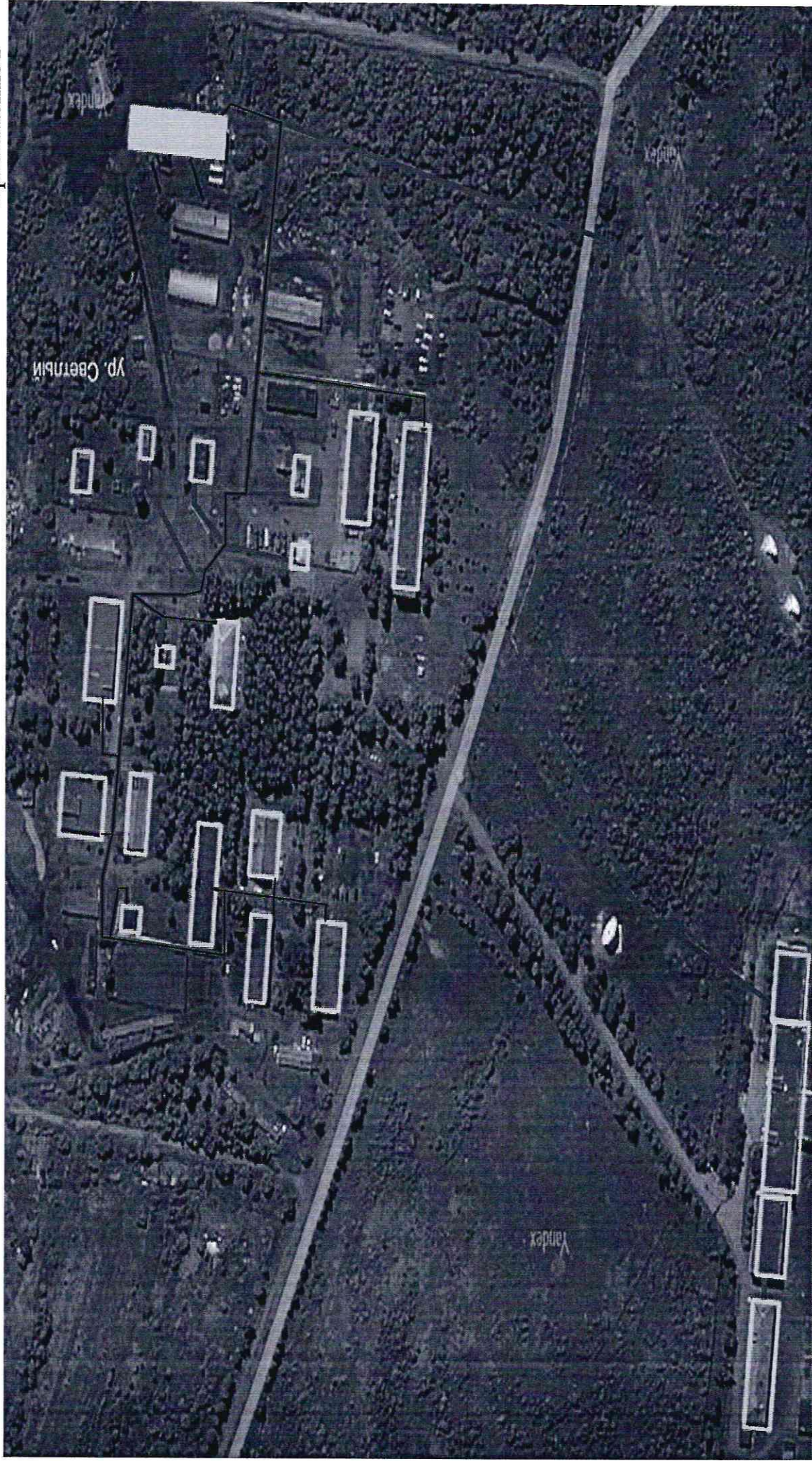


Схема прокладки наружных тепловых сетей от котельной Светлый