



**Актуализация
Схемы теплоснабжения
Дружногогорского городского поселения
на 2025 год**

Пояснительная записка

2024год

ГИПРОГРАД



научно-технический центр

РАЗРАБОТАНО:

Генеральный директор
ООО «Научно-технический центр «Гипроград»

_____ Ф.Н. Газизов

«__» _____ 2024 г.

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель главы администрации Гатчинского
муниципального района по жилищно-
коммунальному и городскому хозяйству

_____ А.А. Супренок

«__» _____ 2024 г.

Актуализация Схемы теплоснабжения Дружноторского городского поселения на 2025 год

Пояснительная записка

Санкт-Петербург
2024

Содержание

Содержание	3
1. ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	8
1.1. Величина существующей отопливаемой площади строительных фондов и прироста отопливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам – на каждый год первого 5–летнего периода и на последующие 5–летние периоды	10
1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе	12
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе	13
1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения по поселению, городскому округу, городу федерального значения	13
2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛОМОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	14
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	19
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	23
2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе	23
2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения	23
2.4.1. Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии	24
2.4.2. Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии	24
2.4.3. Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии	24
2.4.4. Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто	24
2.4.5. Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь	24
2.4.6. Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды теплоснабжающей (теплосетевой) организации в отношении тепловых сетей	25
2.4.7. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников тепловой энергии, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих	

организаций, с выделением значений аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности	25
2.4.8. Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки	27
2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	27
3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	44
3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей	44
3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения	47
4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР–ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	48
4.1. Сценарии развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	48
4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	51
5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	52
5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, города федерального значения, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей (в ценовых зонах теплоснабжения – обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей, если реализацию товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии планируется осуществлять по регулируемым ценам (тарифам), и (или) обоснованная анализом индикаторов развития системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, если реализация товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии будет осуществляться по ценам, определяемым по соглашению сторон договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя) и радиуса эффективного теплоснабжения	52
5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии	52
5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	52
5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных	53
5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно	53
5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	53
5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо вывод их из эксплуатации	54
5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей	

на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения.....	54
5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей	57
5.10. Предложения по вводу новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	63
6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	64
6.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации 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.....	64
6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения под жилищную, комплексную или производственную застройку.....	64
6.3. 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.....	67
6.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	67
6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей	67
7. ПЕРЕВОД ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ.	68
7.1. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения.....	68
7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения	69
8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	70
8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе	70
8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии	75
8.3. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, – вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543–2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....	75
8.4. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе.....	76
8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа	76
9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ	77
9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию,	

техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе	77
9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	78
9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения на каждом этапе	81
9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе	82
9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям	82
9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации	85
10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)	86
10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организаций)	86
10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)	86
10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организацией	86
10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	91
10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения	91
11. РЕШЕНИЕ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	92
12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ	93
13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗОФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	94
13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии	94
13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии	94
13.3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	94
13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения	95
13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме	

теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии.....	95
13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения	96
13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	96
14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНО ЗНАЧЕНИЯ	97
15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	100

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

Централизованное теплоснабжение на территории Дружногорского городского поселения присутствует только в пос. Дружная Горка и д. Лампово:

- система централизованного теплоснабжения котельной №21 пос. Дружная Горка;
- система централизованного теплоснабжения котельной №43 д. Лампово;
- система централизованного теплоснабжения котельной №53 пос. Дружная Горка.

Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения представлены в таблице ниже.

Таблица 1. Данные базового уровня потребления тепловой энергии за 2023 г.

Наименование показателей	Ед. измерения	Наименование населенного пункта			
		Дружногорское ГП			ИТОГО
		Котельная №21	Котельная №43	Котельная №58	
		пос. Дружная Горка	д. Лампово	пос. Дружная Горка	
		21	43	58	
Вид топлива		Газ	Газ	Уголь	
Выработка тепловой энергии	Гкал	19284,196	8585,043	489,382	28358,621
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	15359,591	6452,212	309,899	22121,702
<i>отопление</i>	Гкал	12418,07	5049,449	287,389	17754,908
<i>ГВС</i>	Гкал	2941,521	1402,763	22,509	4366,793
Реализация тепловой энергии	Гкал	15359,591	6452,212	309,899	22121,702
<i>отопление</i>	Гкал	12418,07	5049,449	287,389	17754,908
<i>ГВС</i>	Гкал	2941,521	1402,763	22,509	4366,793
Подключенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	5,683	2,316	0,126	8,125
Резерв/Дефицит	Гкал/ч	1,414	0,916	0,805	3,135

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

На момент базового года, жилищный фонд Дружногогорского ГП составляет 181,29 тыс. м². Количество индивидуальных жилых домов составляет 1696 ед., количество многоквартирных домов – 63 ед., количество домов блокированной застройки – 24 ед.

Согласно полученной информации от администрации Дружногогорского городского поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменение площадей строительных фондов за счет нового строительства не проводилось.

В связи с этим прогнозы изменения площадей строительных фондов на территории Дружногогорского городского поселения сформированы на основании данных, полученных от администрации Дружногогорского городского поселения при изначальной разработанной схеме теплоснабжения и её предшествующих актуализациях. Ввиду того, что ввод новых площадей не производился, все перспективные показатели развития перенесены на последующие периоды.

Согласно данным, полученным от Администрации Дружногогорского городского поселения, в период до 2035 года на территории Дружногогорского городского поселения прирост тепловой нагрузки зданий, оборудованных централизованным теплоснабжением и горячим водоснабжением, не ожидается. Для новой индивидуальной застройки предусмотрено децентрализованное теплоснабжение с применением автономных источников теплоты (АИТ).

Изменение площадей строительных фондов за счет нового строительства приведено в таблице ниже.

Таблица 2. Изменение площадей строительных фондов за счет нового строительства на территории Дружнгорского городского поселения в зоне действия источников централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2030	2031-2035
Дружнгорское городское поселение	тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Жилые	тыс. м ²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	тыс. м ²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	тыс. м ²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №21 пос. Дружная Горка	тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Жилые	тыс. м ²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	тыс. м ²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	тыс. м ²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №43 д. Лампово	тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Жилые	тыс. м ²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	тыс. м ²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	тыс. м ²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №58 пос. Дружная Горка	тыс. м²	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	тыс. м ²	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	тыс. м ²	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	тыс. м ²	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

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

Прогнозы приростов тепловой нагрузки с разбивкой по источникам тепловой энергии приведены в таблице ниже.

Таблица 3. Приросты перспективных нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2030	2031-2035
Дружнотское городское поселение	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №21 пос. Дружная Горка	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №43 д. Лампово	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №58 пос. Дружная Горка	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

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

В настоящий момент, существующие предприятия не имеют проекта расширения или увеличения мощности производства.

Изменение производственных зон, а также их перепрофилирование в течение расчетного периода не предусматривается.

Прирост потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в производственной зоне в перспективе до 2035 г. не запланирован.

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

Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки указывается с учетом площади действия источника тепловой энергии и нагрузки, которая к нему подключена. Существующее и перспективное значение средневзвешенной плотности тепловой нагрузки представлена в таблице ниже.

Таблица 4. Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки

Наименование котельной	Ед. измерения	Существующая средневзвешенная плотность тепловой нагрузки	Перспективная средневзвешенная плотность тепловой нагрузки
Котельная №43	Гкал·10 ⁻³ /ч·м ²	0,02953	0,02953
Котельная №58	Гкал·10 ⁻³ /ч·м ²	0,02228	0,02228
Котельная №21	Гкал·10 ⁻³ /ч·м ²	0,03624	0,03624

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

На территории Дружногорского городского поселения функционирует три источника централизованного теплоснабжения:

- котельная №21 пос. Дружная Горка;
- котельная №43 д. Лампово;
- котельная №58 пос. Дружная Горка.

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по каждой зоне действия источника тепловой энергии Дружногорского городского поселения по годам определяются с учетом следующего балансового соотношения:

$$Q_{p.m.u.}^i - Q_{соб.н.}^i - Q_{рез.}^i = Q_{нагр.}^{2022} + Q_{прирост}^i + Q_{пот.мс}^i + Q_{хоз.мс}^i \quad (1)$$

где $Q_{p.m.u.}^i$ – располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{соб.н.}^i$ – затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{рез.}^i$ – резерв тепловой мощности источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{пот.мс}^i$ – потери тепловой мощности в тепловых сетях при температуре наружного воздуха принятой для проектирования систем отопления в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{нагр.}^{2022}$ – тепловая нагрузка внешних потребителей в зоне действия источника тепловой энергии в отопительный период 2023 г., Гкал/ч;

$Q_{прирост}^i$ – прирост тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии за счет нового строительства объектов жилого и нежилого фонда в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{хоз.мс}^i$ – тепловая нагрузка объектов хозяйственных нужд в тепловых сетях в рассматриваемом году, Гкал/ч.

Тепловая нагрузка внешних потребителей на коллекторах ТЭЦ и котельных в i -ом году $Q_{кол.вн.}^i$ определяется следующим образом:

$$Q_{кол.вн.}^i = Q_{нагр.}^{2022} + Q_{прирост}^i + Q_{пот.тс}^i + Q_{хоз.тс}^i \quad (2)$$

Актуализация перспективных балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки выполнена в следующем порядке:

- Установлены перспективные тепловые нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии в соответствии с данными, приведенными в главе 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»;
- Составлены балансы существующей установленной, располагаемой, тепловой мощности «нетто» и перспективной тепловой нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии за каждый год прогнозируемого периода;
- Определены дефициты (резервы) существующей располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии до конца прогнозируемого периода (до 2035 г.);
- Установлены зоны развития Дружногорского городского поселения с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной тепловой мощностью;
- Составлены балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии;
- В существующих зонах действия источников тепловой энергии с перспективной тепловой нагрузкой выполнено моделирование присоединения тепловой нагрузки в каждом кадастровом квартале к магистральным тепловым сетям;
- Выполнен расчет гидравлического режима тепловых сетей с перспективными тепловыми нагрузками и определены зоны с недостаточными располагаемыми напорами у потребителей.

Тепловая нагрузка теплоиспользующих установок внешних потребителей, определяется по формуле:

$$Q_p^{вн} = \sum_{i=1}^n (Q_{от} + Q_{вн} + Q_{звс} + Q_{тс}) \quad (3)$$

где n - количество теплоиспользующих установок отдельно стоящих потребителей, присоединенных к тепловым сетям, Гкал/ч;

$Q_{от}$ - тепловая нагрузка отопления (тепловая мощность теплоиспользующих установок отопления) i -го внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{вен}$ - тепловая нагрузка вентиляции (тепловая мощность теплоиспользующих установок вентиляции) i -го внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{гвс}$ - тепловая нагрузка горячего водоснабжения (тепловая мощность теплоиспользующих установок горячего водоснабжения) i -го внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{тех}$ - тепловая нагрузка на технологические нужды i -го внешнего потребителя, Гкал/ч.

Балансы существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия источников тепловой энергии (прогнозируемые в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения) определяются по балансам существующей тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и тепловой нагрузки на коллекторах источников, определяемых по формуле (2).

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории Дружногорского городского поселения на расчетный срок до 2035 года представлены в таблице ниже. Значения потерь тепловой энергии отражены без учета проведения каких-либо мероприятий на тепловых сетях (сохранение существующего уровня тепловых потерь).

Таблица 5. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки источников тепловой энергии Дружногорского ГП

Наименование источника	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035
Котельная №21										
Установленная мощность	Гкал/час	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60
Располагаемая мощность	Гкал/час	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248
то же в %	%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,352	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,25	1,13	1,16	1,18	1,20	1,22	1,24	1,26	1,28
то же в %	%	18%	16%	17%	17%	17%	18%	18%	18%	19%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05
Располагаемая тепловая мощность без вывода из эксплуатации наиболее мощного котла	Гкал/час	8,352	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при выходе из строя наиболее мощного котла)	Гкал/час	-2,04	-1,92	-1,95	-1,97	-1,99	-2,01	-2,03	-2,05	-2,07
	%	-50%	-47%	-48%	-49%	-49%	-50%	-50%	-51%	-51%
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при нормальной работе котельной)	Гкал/час	1,42	1,53	1,51	1,49	1,47	1,45	1,43	1,41	1,39
	%	17,03%	18,38%	18,12%	17,87%	17,61%	17,36%	17,11%	16,85%	16,60%
Котельная №43										
Установленная мощность	Гкал/час	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155
то же в %	%	3,62%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	4,145	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,65	0,67	0,68	0,69	0,63	0,64	0,65	0,67	0,68
то же в %	%	22%	22%	23%	23%	21%	22%	22%	22%	23%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99

Наименование источника	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035
Располагаемая тепловая мощность без вывода из эксплуатации наиболее мощного котла	Гкал/час	2,97	2,98	2,99	3,00	3,02	3,03	3,04	3,05	3,06
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при выходе из строя наиболее мощного котла)	Гкал/час	-0,63	-0,64	-0,66	-0,67	-0,61	-0,62	-0,63	-0,64	-0,66
	%	-32%	-32%	-33%	-33%	-31%	-31%	-32%	-32%	-33%
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при нормальной работе котельной)	Гкал/час	1,17	1,16	1,15	1,14	1,20	1,19	1,17	1,16	1,15
	%	28,35%	28,07%	27,79%	27,51%	28,89%	28,61%	28,33%	28,06%	27,78%
Котельная №58										
Установленная мощность	Гкал/час	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058
то же в %	%	3,95%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,412	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,01	0,01	0,01
то же в %	%	34%	35%	36%	36%	37%	38%	4%	5%	6%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Располагаемая тепловая мощность без вывода из эксплуатации наиболее мощного котла	Гкал/час	1,412	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при выходе из строя наиболее мощного котла)	Гкал/час	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,09	1,09	1,08
	%	86%	86%	85%	85%	85%	85%	90%	90%	90%
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при нормальной работе котельной)	Гкал/час	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,21	1,28	1,28	1,28
	%	86,49%	86,39%	86,29%	86,19%	86,08%	85,98%	90,52%	90,41%	90,31%

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

Зоны действия источников представлены на рисунках 1 – 3. Зоны перспективного действия источников тепловой энергии Дружногорского городского поселения в течение расчетного срока не изменяется в сравнении с существующим положением.

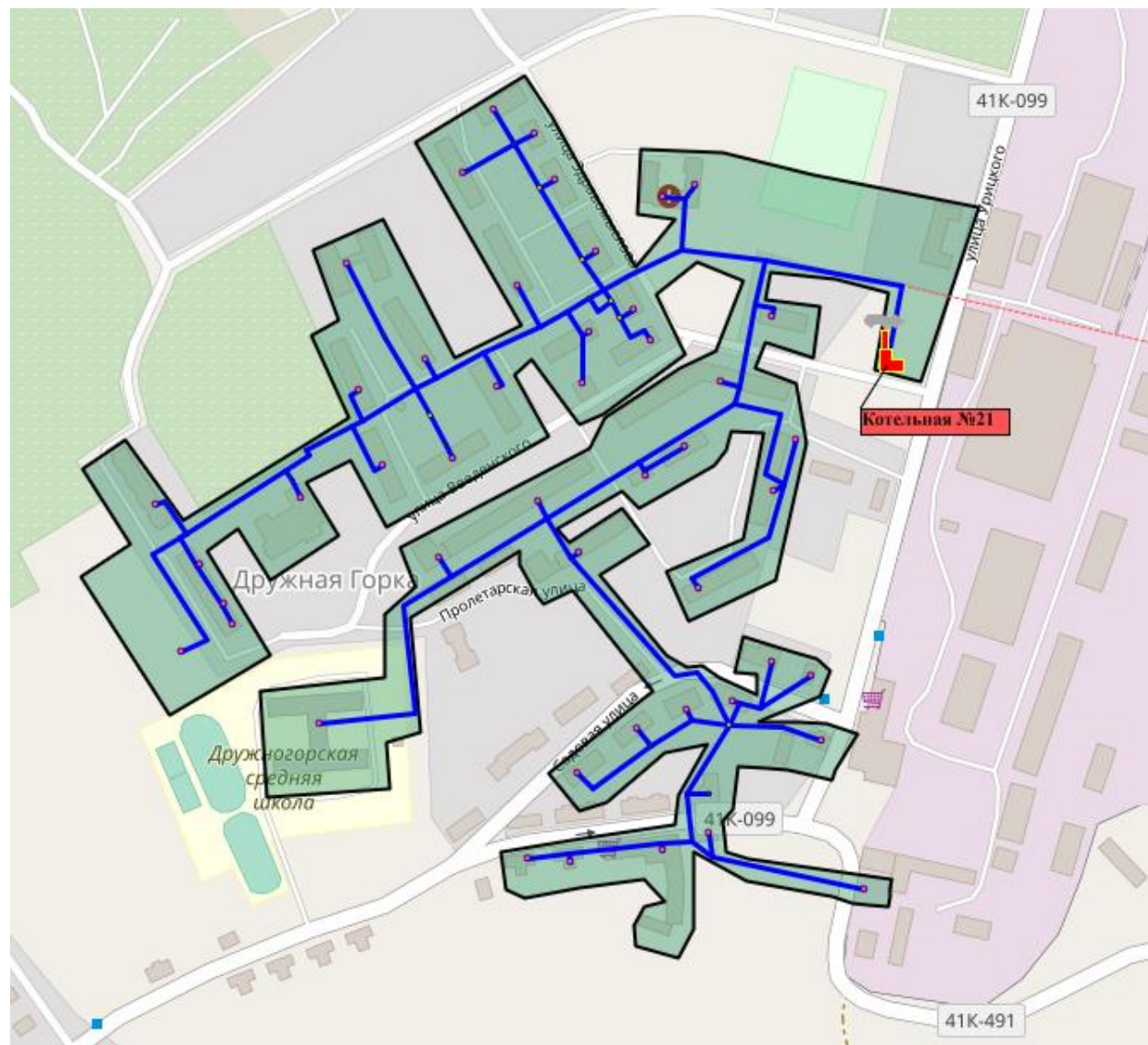


Рисунок 1. Зона действия котельной №21 пос. Дружная Горка

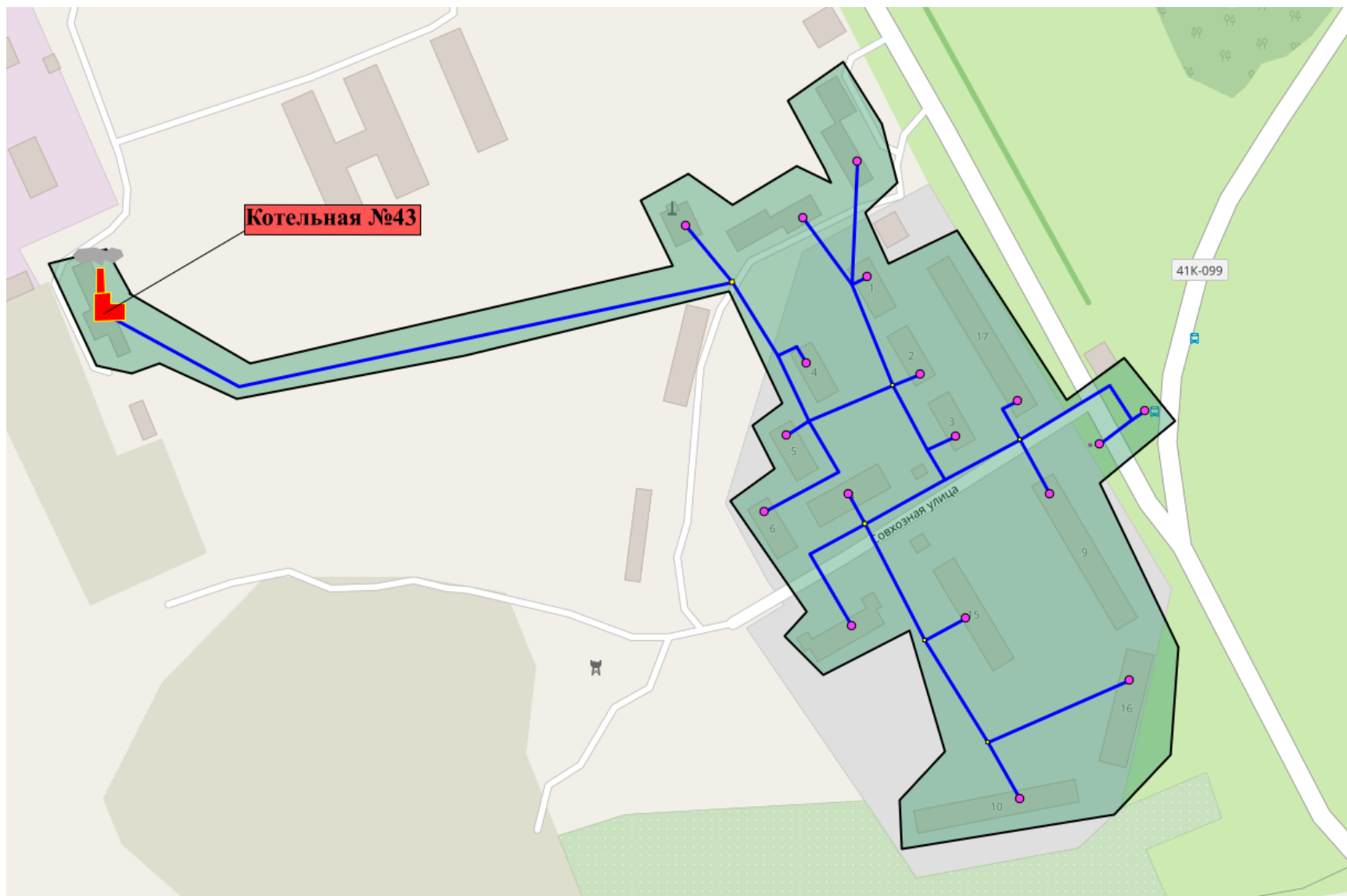


Рисунок 2. Зона действия котельной №43 д. Лампово



Рисунок 3. Зона действия котельной №58 дер. Дружная Горка

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

На территориях Дружногорского городского поселения, не охваченных зонами действия источников централизованного теплоснабжения, используются индивидуальные источники теплоснабжения. В зонах действия индивидуального теплоснабжения отопление осуществляется при помощи печного отопления и в некоторых случаях – электроснабжения и индивидуальных котлов на газообразном топливе. Централизованное горячее водоснабжение в постройках с печным отоплением отсутствует.

В период действия схемы теплоснабжения обеспечение тепловой энергией перспективной индивидуальной жилой застройки планируется от индивидуальных источников.

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

Существующие и перспективные тепловые нагрузки источников тепловой энергии Дружногорского городского поселения представлены в таблице 5.

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

На настоящий момент на территории Дружногорского ГП зон действия источников тепловой энергии, расположенных в границах двух или более поселений, городских округов, городов федерального значения, нет.

Существующие и перспективные тепловые нагрузки источников тепловой энергии Дружногорского ГП представлены в таблице 5.

2.4.1. Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии

Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии представлены в таблице 5.

2.4.2. Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии

Ограничения по использованию установленной мощности основного оборудования источников тепловой энергии отсутствуют.

2.4.3. Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии

Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации складываются исходя из всех затрат тепловой мощности систем теплоснабжения, обслуживаемых одной теплоснабжающей организацией и представлены в таблице 5.

2.4.4. Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто

Значения существующей и перспективной мощности источников тепловой энергии нетто приведены в таблице 5.

2.4.5. Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь

Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям приведены в таблице 5.

2.4.6. Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды теплоснабжающей (теплосетевой) организации в отношении тепловых сетей

Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды теплоснабжающей (теплосетевой) организации в отношении тепловых сетей представляют собой сумму всех затрат по каждому источнику теплоснабжения, представленные в таблице 5.

2.4.7. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников тепловой энергии, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением значений аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности

Согласно проведенным расчетам, при выходе из строя наиболее мощного котла и обеспечении тепловой нагрузки в размере 86%, на котельных №21 и №43 наблюдается дефицит тепловой энергии. При нормальной работе источника на всех котельных обеспечен резерв тепловой мощности до конца расчетного срока.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории Дружногорского ГП на расчетный срок до 2035 года представлены в таблице 5.

Данные резервов/дефицитов тепловой мощности нетто при нормальной работе для каждого источника тепловой энергии Дружногорского городского поселения для наглядности представлены графически на рисунках ниже.

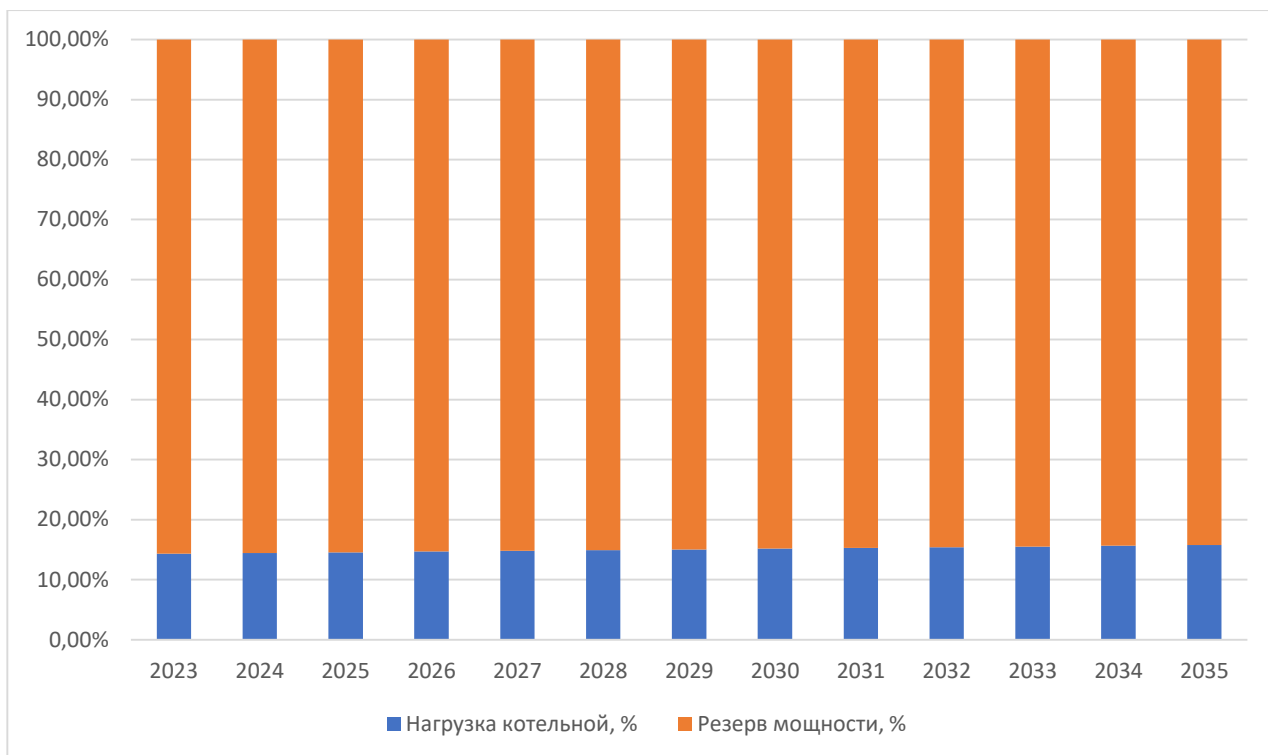


Рисунок 4. Резерв/дефицит тепловой мощности нетто котельной №58 пос. Дружная Горка (ул. Красницкая), %

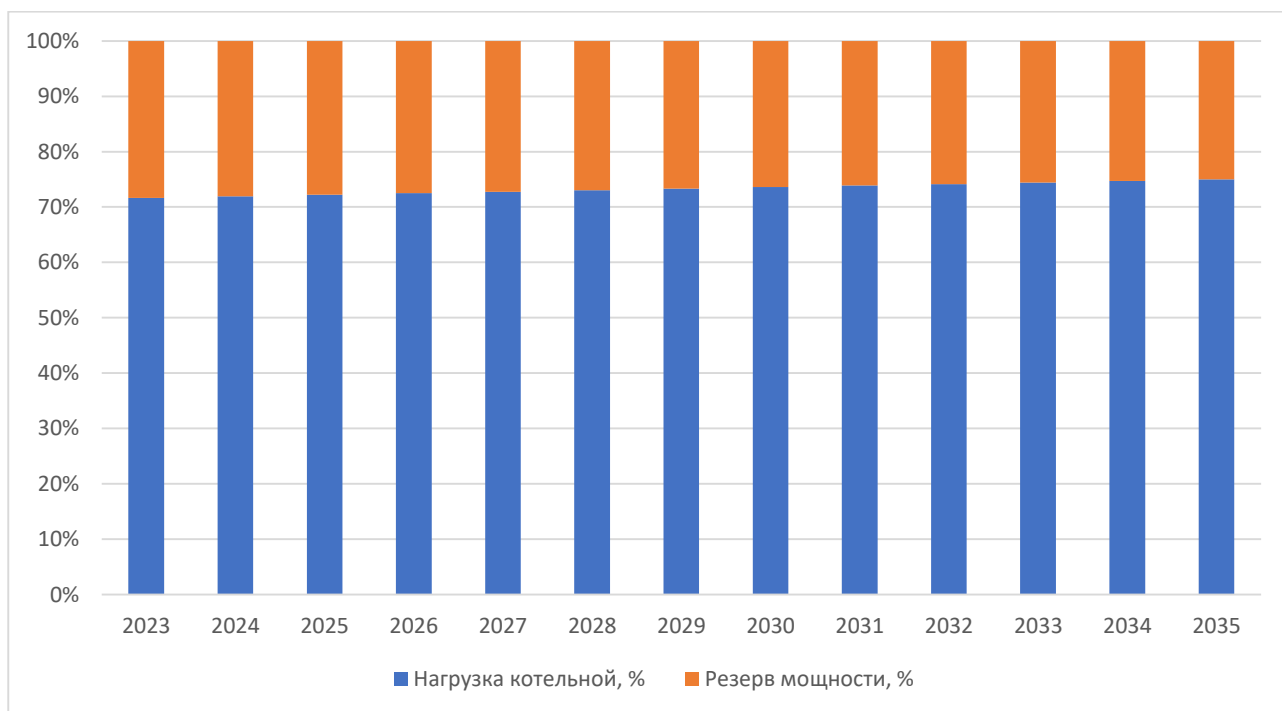


Рисунок 5. Резерв/дефицит тепловой мощности нетто котельной №43 д. Лампово, %

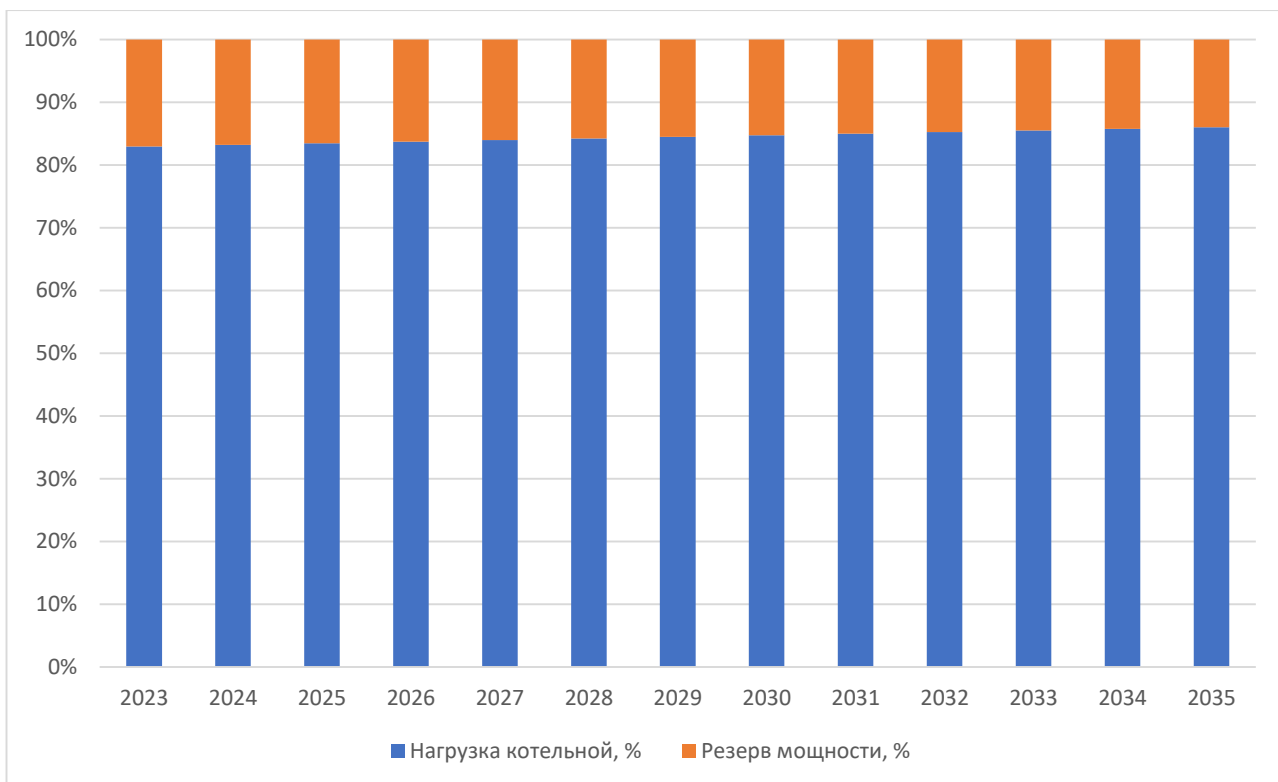


Рисунок 6. Резерв/дефицит тепловой мощности нетто котельной №21 пос. Дружная Горка, %

2.4.8. Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки

Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей представлены в таблице 5.

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

Согласно п. 30 г. 2 Федерального закона №190-ФЗ «О теплоснабжении»: от 27.07.2010 г.: «Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние 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».

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

С целью определения радиуса эффективного теплоснабжения были выявлены социальные технико-экономические расчеты, которые заключаются в сравнении дополнительных расходов на производство и передачу тепловой энергии, появляющихся при подключении дополнительной тепловой нагрузки, и эффекта от дополнительного объема реализации тепловой энергии. Радиус эффективного теплоснабжения величина непостоянная. При увеличении подключаемой тепловой нагрузки расчетная эффективная зона действия источника тепловой энергии расширяется.

В методике расчета радиуса эффективного теплоснабжения рассматривается три возможных варианта.

В первом варианте радиус эффективного теплоснабжения рассматривается как максимальное расстояние 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.

Данный метод позволяет рассчитать радиус эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии до потребителя и находит применение при расчетах для крупных районов застройки. А также позволяет установить радиус эффективного теплоснабжения для источника тепловой энергии, который может быть отображен как в графическом виде, так и в виде номограмм для определения эффективности подключения.

Во втором варианте радиус эффективного теплоснабжения следует рассматривать как предельно возможную протяженность новой теплотрассы, исходя из условия, что выручка от реализации тепловой энергии не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы.

Рассматривая эффективный радиус теплоснабжения как предельно возможную протяженность новой теплотрассы, необходимо учитывать, что радиус рассчитывается отдельно для каждого объекта и не является общей установленной протяженностью от источника теплоснабжения в целом для трассы. Другими словами, в целом, радиус эффективного теплоснабжения определяется для источника, но величина его зависит от удаленности конкретного объекта присоединения от ближайшей тепломагистрали.

В третьем варианте рассматривается возможность подключения от альтернативного источника тепловой энергии. Данный вариант позволяет определить более экономичный вариант подключения объекта для потребителя.

Для полноты обоснования потребителю в технологическом присоединении стоит так же учитывать:

- гидравлический расчет от источника теплоснабжения до объекта с построение пьезометрических графиков;
- превышение расхода сетевой воды от номинальной производительности сетевых насосов должно составлять не более 0,05%;
- превышение установленной мощности теплоисточника не допускается.

Вариант 1. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии для районов крупной застройки.

Применяется при расчетах для крупных районов застройки и позволяет установить радиус эффективного теплоснабжения для источника тепловой энергии, который может быть отображен в графическом виде. Методика основывается на допущении, что в среднем по системе централизованного теплоснабжения, состоящей из источника тепловой энергии, тепловых сетей и потребителя, затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребления. Согласно данной методике:

1) Для района застройки рассчитывается усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки. Исходя из значений присоединенной нагрузки к источнику тепловой энергии, присоединенной нагрузки рассматриваемой зоны и расстояния от источника до условного центра присоединяемой нагрузки, определяется средний радиус теплоснабжения по системе.

Усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки, км:

$$L_i = \sum (Q_{зд} \cdot L_{зд}) / Q_i, \text{ где} \quad (1)$$

i - номер района застройки;

$L_{зд}$ - расстояние по трассе либо эквивалентное расстояние от каждого здания района до источника тепловой энергии;

$Q_{зд}$ - присоединенная нагрузка здания, Гкал/ч;

Q_i - суммарная присоединенная нагрузка рассматриваемой зоны, $Q_i = \sum Q_{зд}$.

Средний радиус теплоснабжения по системе, км:

$$L_{cp} = \sum (Q_i \cdot L_i) / Q, \text{ где} \quad (2)$$

Q - присоединенная нагрузка к источнику, Гкал/ч

2) На основе показателей средней себестоимости передачи тепла определяется коэффициент пропорциональности, характеризующий затраты в системе на транспорт тепла на 1 км тепловой сети и на единицу присоединенной мощности. Задается условие, что коэффициент пропорциональности принимается одинаковым для всей системы, так как для каждого потребителя (района) затраты на транспорт тепла пропорциональны присоединенной нагрузке и расстоянию до источника. А индивидуальные особенности участков теплосети могут быть учтены через эквивалентные длины. Производится расчет затрат на транспорт тепла для района застройки.

Удельные затраты на транспорт тепла рассчитываются:

$$Z = \frac{C_{cp}}{(Q \cdot L_{cp})}, \text{ где} \quad (3)$$

C_{cp} - средняя себестоимость передачи тепла, тыс. руб.

Среднечасовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя, тыс. руб./Гкал:

$$C_{cp,ч} = Z \cdot Q_i \cdot L_i, \quad (4)$$

3) Определяются годовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя и себестоимость транспорта 1 Гкал. Годовые затраты на транспорт тепла определяются на основе среднего тарифа на транспорт.

Годовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя руб./год:

$$C_{год} = C_{cp,ч} \cdot Ч, \text{ где} \quad (5)$$

$Ч$ - число часов работы системы теплоснабжения в год.

Себестоимость транспорта 1 Гкал тепла, отпущенной от источника до потребителя:

$$C_{1Гкал} = C_{год} / Q_{год}, \text{ где} \quad (6)$$

$Q_{год}$ - годовая нагрузка здания.

4) Определяется разница между годовыми затратами на транспорт тепла и годовыми затратами на транспорт тепла для района застройки.

Радиус эффективного теплоснабжения будет считаться оптимальным, если:

- годовые затраты на транспорт тепла для района застройки будут меньше годовых затрат на транспорт тепла, определенных по тарифу;
- себестоимость транспорта 1 Гкал меньше средней себестоимости передачи тепла;
- себестоимость транспорта 1 Гкал меньше тарифа на транспорт тепловой энергии.

Вариант 2. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения объекта

Радиус эффективного теплоснабжения рассматривается как предельно возможная протяженность новой теплотрассы, исходя из условия, что выручка от реализации тепловой энергии не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы.

Радиус рассчитывается отдельно для каждого объекта и не является общей установленной протяженностью от источника теплоснабжения в целом для трассы. Величина радиуса зависит от удаленности конкретного объекта присоединения от ближайшей тепломагистрали.

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к централизованному теплоснабжению, является тот факт, что выручка от реализации тепловой энергии по присоединяемому объекту после подключения его к источнику не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы. В соответствии с данным условием, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1) Для каждого диаметра трубопровода определяется длина теплотрассы при заданном расходе сетевой воды. Принимается расход сетевой воды с шагом, обеспечивающим требуемую точность расчетов и значение гидравлических потерь. В сумме в подающем и обратном трубопроводе потере должны превышать 2 м.вод.ст. Данное условие берется из целесообразности обеспечения перепада давлений в каждой точке теплотрассы. Если потери превысят указанную величину, необходимо будет

держат завышенный перепад давлений по теплотрассе, что приведет к дополнительным потерям и необходимости перестройки гидравлического режима всей системы теплоснабжения.

Определение длины производится по формулам расчета гидравлических потерь, представленным в справочнике В.И.Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

Потери давления на участке трубопровода, м.в.ст.:

$$\Delta P = P_{тр} + P_{м}, \quad (8)$$

где $P_{тр}$ – линейные потери давления, м.вод. ст.;

$P_{м}$ – потери давления в местных сопротивлениях, м.в.ст.

Линейные потери давления, м.в.ст.:

$$P_{тр} = R \cdot l, \quad (9)$$

где R - удельные потери давления $кзс/м^2$;

l - длина теплотрассы.

$$R = \lambda \frac{g^2 \rho}{2gD_b} = 0,00638 \frac{G^2}{D_b^5 \rho}, \quad (10)$$

где ρ - плотность теплоносителя, $кг/м^3$;

λ - коэффициент гидравлического трения;

g - скорость теплоносителя, $м/с$;

g - ускорение свободного падения, $м^2/с$;

D_b - внутренний диаметр трубопровода, $мм$;

G – расход теплоносителя на рассчитываемом участке, $т/ч$;

Потери давления в местных сопротивлениях, м.в.ст.:

$$P_{м} = \sum \xi \frac{\rho g^2}{2}, \quad (11)$$

где $\sum \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений (табл. 4.15 В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей»).

Коэффициент гидравлического трения определяется по формуле Прандтля - Никурадзе:

$$\lambda = \frac{1}{(1,14 + 2 \lg \frac{D_{\theta}}{K_{\text{эКВ}}})^2}, \quad (12)$$

где $K_{\text{экв}}$ - эквивалентная шероховатость, принимается для вновь прокладываемых труб водяных тепловых сетей 0,5 мм

При значениях эквивалентной шероховатости трубопроводов отличных от 0,5 мм, на величину удельных потерь давления вводится поправочный коэффициент β (табл. 4.14 В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей»). В этом случае:

$$\Delta P = \beta R l + P_{\text{м, м.вод.ст}} \Rightarrow l = \frac{\Delta P + P_{\text{м}}}{\beta R}, \text{ м} \quad (13)$$

2) Задаваясь температурным графиком работы теплосети (исходя из фактического для рассматриваемого источника тепловой энергии), определяется пропускная способность в Гкал/ч. В соответствии с этим определяется месячная и годовая величину полезного отпуска тепла. В данном случае под полезным отпуском следует понимать потребление тепла объектом присоединения.

$$Q_{\text{от}}^{\text{ч}} = Gc(t_n - t_o), \quad (14)$$

где G - расход сетевой воды, т/ч;

t_n - температура в подающем трубопроводе в соответствии с температурным графиком тепловой сети, °С;

t_o - температура в обратном трубопроводе в соответствии с температурным графиком тепловой сети, °С;

c - удельная теплоемкость сетевой воды, КДж/кгК.

Полезный отпуск тепловой энергии за месяц, Гкал:

$$Q_{\text{от.м}} = Q_{\text{от}}^{\text{ч}} \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{нр.м}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{расч}}} \tau, \quad (15)$$

где V - объем здания по наружному обмеру, м^3

$t_{\text{вн}}$ - температура внутри помещения, °С;

$t_{\text{нр.м}}$ - среднемесячная температура наружного воздуха, °С;

$t_{\text{расч}}$ - расчетная температура наружного воздуха, °С;

τ - количество часов в месяце.

Годовой полезный отпуск, Гкал:

$$Q_{\text{год}} = \sum Q_{\text{от.м}}, \quad (16)$$

3) Производится расчет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции при среднегодовых условиях работы тепловой сети и нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды.

Расчет тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети производится по РД 153-34.0-20.523-98 «Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»» /5/.

Определение тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

Для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм}}^{\text{ср.г}} = \sum (q_n L \beta), \quad (17);$$

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п}}^{\text{ср.г}} = \sum (q_{\text{н.п}} L \beta), \quad (18);$$

$$Q_{\text{норм.о}}^{\text{ср.г}} = \sum (q_{\text{н.о}} L \beta), \quad (19),$$

где q_n , $q_{\text{нп}}$, $q_{\text{но}}$ - удельные (на 1 м длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь или для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, Вт/м [ккал/(м×ч)];

L - длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром d_n в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

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).

Удельные часовые тепловые потери, q_n , Вт/м [ккал/(м×ч)], определяются для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам по формуле:

$$q_n = q_n^{T_1} + (q_n^{T_2} - q_n^{T_1}) \frac{\Delta t_{\text{ср}}^{\text{ср.з}} - \Delta t_{\text{ср}}^{T_1}}{\Delta t_{\text{ср}}^{T_2} - \Delta t_{\text{ср}}^{T_1}}, \quad (20)$$

где q_n^{T1} и q_n^{T2} - удельные часовые тепловые потери суммарно по подающему и обратному трубопроводам каждого диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем, чем для данной сети) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, Вт/м [ккал/(м×ч)] (таблица П1.1, П1.3, П1.4);

$\Delta t_{cp}^{cp.z}$ - значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, °С;

Δt_{cp}^{T1} и Δt_{cp}^{T2} - смежные (соответственно меньшее и большее, чем для данной сети) табличные значения среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, °С.

Значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта $\Delta t_{cp}^{cp.z}$, °С, определяется по формуле:

$$\Delta t_{cp}^{cp.r} = \frac{t_n^{cp.z} + t_o^{cp.z}}{2} - t_{гр}^{cp.r}, \quad (21)$$

где $t_n^{cp.z}$ и $t_o^{cp.z}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах для данной тепловой сети, °С;

$t_{cp}^{cp.z}$ - среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, °С;/3/.

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам q_{np} , $q_{но}$, Вт/м [ккал/(м×ч)], по формулам:

$$q_{np} = q_{np}^{T1} + (q_{np}^{T2} - q_{np}^{T1}) \frac{\Delta t_n^{cp.z} - \Delta t_n^{T1}}{\Delta t_n^{T2} - \Delta t_n^{T1}}, \quad (22)$$

$$q_{но} = q_{но}^{T1} + (q_{но}^{T2} - q_{но}^{T1}) \frac{\Delta t_o^{cp.z} - \Delta t_o^{T1}}{\Delta t_o^{T2} - \Delta t_o^{T1}}, \quad (23)$$

где q_{np}^{T1} и q_{np}^{T2} - удельные часовые тепловые потери по подающему трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м [ккал/(м×ч)], (таблица П1.2);

$q_{но}^{T1}$ и $q_{но}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по обратному трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха,

Вт/м (ккал/(м×ч)], (таблица П1.2);

$\Delta t_n^{cp.2}$ и $\Delta t_o^{cp.2}$ - среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, °С;

Δt_n^{T1} и Δt_n^{T2} - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

Δt_o^{T1} и Δt_o^{T2} - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, °С.

Среднегодовые значения разности температур для подающего $\Delta t_n^{cp.2}$ и обратного $\Delta t_o^{cp.2}$ трубопроводов определяются как разность соответствующих среднегодовых температур сетевой воды $t_n^{cp.2}$ и $t_o^{cp.2}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $t_{ср.г}$.

Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды

В соответствии с РД 153-34.0-20.523-98 «Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»» определяется величина утечки /5/. Нормируемые эксплуатационные годовые тепловые потери с утечкой сетевой воды $Q_{ут}^2$, [ГДж (Гкал)], определяются по формуле:

$$Q_{ут}^2 = a V^{cp.2} c \rho^{cp.2} \left(\frac{t_n^{cp.2} + t_o^{cp.2}}{2} - t_{ср.г} \right) \cdot n_{зод} \cdot 10^{-6}, \quad (24)$$

где а - нормируемая среднегодовая утечка сетевой воды м³/(ч×м³); устанавливается ПТЭ не более 0,25% в час от среднегодового объема сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения (0,0025 м³/(ч×м³);

$V^{cp.2}$ - среднегодовой объем сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения, м³;

с - удельная теплоемкость сетевой воды; принимается равной 4,1868 кДж / (кг×°С) или 1 ккал / (кг×°С);

$\rho^{cp,2}$ - среднегодовая плотность воды, кг/м³; определяется при среднем значении среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;

$t_n^{cp,2}$ и $t_o^{cp,2}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °C; принимается в соответствии с п. 3.1.10;

$t_x^{cp,2}$ - среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник тепловой энергии для подготовки и использования в качестве подпитки тепловой, сети, °C;

$n_{год}$ - продолжительность работы тепловой сети в течение года, ч.

Среднегодовой объем сетевой воды в трубопроводах тепловой сети и в системах теплоснабжения $V^{cp,2}$, м³, определяется по формуле:

$$V^{cp,2} = \frac{V_{om}n_{om} + V_{л}n_{л}}{n_{om} + n_{л}} = \frac{V_{om}n_{om} + V_{л}n_{л}}{n_{год}}, \quad (25)$$

где V_{om} и $V_{л}$ - объем воды в тепловой сети и системах теплоснабжения соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, м³;

n_{om} и $n_{л}$ - продолжительность работы тепловой сети соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, ч.

Среднегодовая температура воды, поступающей на источник тепловой энергии для последующей обработки с целью подпитки тепловой сети $t_x^{cp,2}$, °C, определяется по формуле:

$$t_x^{cp,2} = \frac{t_x^{om}n_{om} - t_x^{л}n_{л}}{n_{om} + n_{л}}, \quad (26)$$

где t_x^{om} и $t_x^{л}$ - значения температуры воды, поступающей на источник тепловой энергии, соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети (°C), определяются как средние значения из соответствующих среднемесячных значений температуры холодной воды; при отсутствии статистических эксплуатационных данных принимается $t_x^{om} = 5^{\circ}\text{C}$, $t_x^{л} = 15^{\circ}\text{C}$.

4) Определяется выручка от реализации тепловой энергии и затраты с тепловыми потерями.

Выручка от реализации тепловой энергии, тыс. руб./год:

$$B = Q_{\text{год}} \cdot T / 1000, \quad (27)$$

где $Q_{\text{год}}$ - годовая нагрузка отопления здания.

Затраты с тепловыми потерями, тыс. руб./год:

$$Z_{\text{пот}} = Q_{\text{норм}}^{\text{ср.з}} \cdot T / 1000, \quad (28)$$

где T – тариф за тепловую энергию, определяется на основе Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э.

5) Определяются капитальные затраты на строительство тепловой сети с учетом показателя укрупненного норматива цены. Так как показатель укрупненного норматива цены представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных тепловых сетей, производится пересчет капитальных затрат на длину i -го участка тепловой сети. Учитывая срок амортизации на 10 лет (равномерно), получаются годовые затраты на строительство.

Капитальные затраты на строительство тепловой сети определяются по НЦС 81-02-13-2012 «Наружные тепловые сети» с учетом показателя укрупненного норматива цены строительства НСЦ 81-02-11-2012 «Наружные тепловые сети», который представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных тепловых сетей /7/.

Затраты на строительство i -го участка тепловой сети тыс. руб.:

$$Z_i = Z \cdot L_{\text{уч}}^i / 1000, \quad (29)$$

где Z - затраты определенные с учетом показателя укрупненного норматива цены строительства, тыс. руб. (включают строительство тепловой сети от точки присоединения до потребителя, реконструкцию тепловых сетей, строительство тепловых пунктов, строительство ПНС);

$L_{\text{уч}}^i$ - длина i -го участка тепловой сети, м.

Приведенные затраты на строительство на 10 лет, тыс. руб./год:

$$Z_{\text{прив}} = Z_i / 10, \quad (30)$$

6) Из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении вычисляем долю каждого диаметра тепловых сетей. Общие

эксплуатационные затраты, определяем из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей за прошедший период. Рассчитываются эксплуатационные затраты для необходимого диаметра. В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для i -го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных гидравлических потерях) для данного диаметра.

Эксплуатационные затраты для определенного диаметра, тыс. руб.:

$$\mathcal{E}_d = \mathcal{E}_{\text{общ}} \cdot \alpha, \quad (31)$$

где $\mathcal{E}_{\text{общ}}$ - общие эксплуатационные затраты (определялись из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей), тыс. руб.;

α - доля теплотрассы определенного диаметра (определяется из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении);

В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для i -го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных гидравлических потерях) для данного диаметра, тыс. руб.:

$$\mathcal{E}_{\text{уч}} = \frac{L_{\text{уч}}^i}{\sum L_{\text{уч}} \mathcal{E}_d}, \quad (32)$$

где $L_{\text{уч}}^i$ - длина i -го участка тепловой сети, м;

$\sum L_{\text{уч}}$ - сумма длин всех участков, м.

7) Определяются совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы, как сумма затрат с тепловыми потерями, приведенных затрат на строительство на 10 лет (Постановление правительства РФ №1 от 01.01.2002 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы») и эксплуатационных затрат.

Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы, тыс. руб., определяются по формуле:

$$З = З_{\text{ном}} + З_{\text{прив}} + \mathcal{E}_{\text{уч}}, \quad (33)$$

Далее определяется отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии, %:

$$\varphi = \frac{З}{В}, \quad (34)$$

Исходя из условия $\varphi=100\%$, определяется предельно допустимая длина теплотрассы.

Дальнейшее применение расчета таково: если φ меньше, либо равно 100 %, то присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения от данного источника целесообразно, а значит, возможно. При значениях $\varphi>100\%$ подключение объекта с заданной тепловой нагрузкой будет вызывать перераспределение издержек на ранее подключенных абонентов и соответственно к росту тарифов, следовательно, подключение данного объекта к системе централизованного теплоснабжения от данного источника нецелесообразно и должно быть запрещено.

Вариант 3. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения при установке котельного агрегата в доме.

Рассматривается возможность подключения от альтернативного источника тепловой энергии, что позволяет определить более экономичный вариант подключения объекта от потребителя.

Данный вариант рассматривается исходя из условия подключения объекта с расчетной тепловой нагрузкой отопления, не превышающей 0,1 Гкал/ч.

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к централизованному теплоснабжению, является тот факт, что совокупные затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы должны быть меньше суммы стоимости котельного агрегата с учетом установки. А также в случае невыполнения данного условия для более обоснованного отказа потребителю необходимо произвести расчет срока окупаемости котельного агрегата. В соответствии с данными условиями, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1) Определяется расчетная часовая тепловая нагрузка отопления отдельного здания. При отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям;

В соответствии с МДС 41-4.2000 «Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения» при отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям:

$$Q_{op} = \alpha V q_o (t_n - t_{en}) (1 + K_{up}) 10^{-3}, \quad (35)$$

где α - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления t_n в местности, где расположено рассматриваемое здание, при которой определено соответствующее значение q_o ;

V - объем здания по наружному обмеру, м³;

q_o - удельная отопительная характеристика здания, (кДж/м³°С);

K_{up} - расчетный коэффициент инфильтрации, обусловленной тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при температуре наружного воздуха, расчетной для проектирования отопления.

Расчетный коэффициент инфильтрации K_{up} определяется по формуле

$$K_{up} = 10^{-2} \sqrt{2gL \frac{273 + t_n}{273 + t_b} + \omega_p^2}, \quad (36)$$

где g - ускорение свободного падения, м/с²;

L - свободная высота здания, м;

ω_p - расчетная для данной местности скорость ветра в отопительный период, м/с; принимается по СНиП 2.04 05-91.

2) Исходя, из данных расчетной тепловой нагрузки отопления определяем тип котла и его характеристики по проектной документации. Определяем удельный расход условного топлива и расход условного топлива в базовом году. Переводим величину расхода условного топлива в натуральное выражение;

Исходя, из данных расчетной тепловой нагрузки отопления определяем тип котла и его характеристики по проектной документации.

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в базовом году b_t , кг у.т./Гкал:

$$b_t = \frac{143}{\eta_{ka}} \quad (37)$$

η_{ka} - КПД котельного агрегата;

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии в базовом году B_m^y , кг у.т.:

$$B_m^y = b_t \cdot Q_{op} \quad (38)$$

Q_{op}^z - годовая нагрузка на отопление, Гкал

Перевод величины расхода условного топлива в натуральное выражение, т.н.т:

$$B = B_m^y (7000 / 3400) \quad (39)$$

3) Производим расчет годовых затрат на топливо котельного агрегата и затрат при годовом потреблении от ТЭЦ;

Годовые затраты на топливо, тыс. руб.:

$$Z_{топл} = B_m^y \cdot Ц, \quad (40)$$

где Ц – цена за тонну натурального топлива, тыс. руб.

Затраты при годовом потреблении от ТЭЦ:

$$Z_{ТЭЦ} = Q_{op}^z \cdot T, \quad (41)$$

где Т – тариф за тепловую энергию, руб./Гкал.

4) Определяем экономию между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо котельного агрегата. Срок окупаемости рассчитываем, как отношение стоимости котельного агрегата с учетом установки, к экономии между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо котельного агрегата. Суммарные затраты на строительство и эксплуатацию трассы, определяются аналогично первому варианту для определенного диаметра;

Экономия между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо, тыс. руб.:

$$\mathcal{E} = Z_{ТЭЦ} - Z_{топл} \quad (42)$$

Срок окупаемости установки котельного агрегата:

$$T = \frac{C}{\mathcal{E}}, \quad (43)$$

где С – стоимость котельного агрегата с учетом установки, тыс. руб.;

Суммарные затраты на строительство и эксплуатацию трассы, определяются по формуле 33.

Радиус эффективного теплоснабжения будет обуславливаться условием, что стоимость котельного агрегата с учетом установки будет равна суммарным затратам на строительство и эксплуатацию трассы. Т. е. максимально допустимая длина трассы для определенного диаметра, будет достигаться при выполнении равенства затрат на

котельный агрегат и затрат на строительство трассы. Если фактическая длина трассы больше предельно допустимой, то соответственно затраты на строительство трассы будут превышать затраты на котельный агрегат и строительство трассы до потребителя будет более неэкономичным вариантом. Так же при невысоких сроках окупаемости котельного агрегата подключение объекта к децентрализованному теплоснабжению будет более обоснованным вариантом.

Существующая жилая и социально-административная застройка находится в пределах радиуса теплоснабжения от источников тепловой энергии. Перспективные потребители, планируемые к присоединению в течение расчетного периода, также находятся в границах предельного радиуса теплоснабжения, следовательно, их присоединение к существующим тепловым сетям оправдано как с технической, так и с экономической точек зрения.

3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Принцип расчета перспективных балансов производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах отражен в разделе 7 Главы 1.

Расчет производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития, а также расчет дополнительной аварийной подпитки тепловых сетей на новых и реконструируемых котельных, выполнен согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41–02–2003».

Производительность ВПУ котельных должна быть не меньше расчетного расхода воды на подпитку теплосети.

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

Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение представлены в таблице 6.

Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок приведены в таблице 7.

Таблица 6. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя на нужды ГВС

Показатель	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2035
Котельная №21 пос. Дружная Горка							
Среднечасовой	т/ч	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23
Максимальный	т/ч	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34
Котельная №43 д. Лампово							
Среднечасовой	т/ч	3,56	3,56	0	0	0	0
Максимальный	т/ч	8,55	8,55	0	0	0	0
Котельная №53 пос. Дружная Горка							
Среднечасовой	т/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Максимальный	т/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22

Таблица 7. Балансы производительности водоподготовительных установок

Наименование	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035
Котельная №21 пос. Дружная Горка										
Объем тепловой сети	м3	233,27	233,87	233,87	233,87	233,87	233,87	233,87	233,87	233,87
Водоразбор на нужды ГВС	м3/час	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м3/час	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Предельный часовой расход на заполнение	м3/час	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50
Производительность водоподготовительных установок	м3/час	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31
Расход химически необработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м3/час	4,67	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68
Котельная №43 д. Лампово										
Объем тепловой сети	м3	61,98	61,98	61,98	61,98	61,98	61,98	61,98	61,98	61,98
Водоразбор на нужды ГВС	м3/час	3,56	3,56	0	0	0	0	0	0	0
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м3/час	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Предельный часовой расход на заполнение	м3/час	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Производительность водоподготовительных установок	м3/час	18,72	18,72	15,15	15,15	15,15	15,15	15,15	15,15	15,15
Расход химически необработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м3/час	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24

Котельная №53 пос. Дружная Горка										
Объем тепловой сети	м3	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
Водоразбор на нужды ГВС	м3/час	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,00	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м3/час	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Предельный часовой расход на заполнение	м3/час	10,00	10,00	10	10	10	10	10	10	10
Производительность водоподготовительных установок	м3/час	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,01	10,01	10,01
Расход химически необработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м3/час	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04

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

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», Среднегодовая утечка теплоносителя ($\text{м}^3/\text{ч}$) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

Полученные значения нормативных утечек теплоносителя за год и производительность водоподготовительных установок, учитывая затраты на восполнение потерь теплоносителя, приведены в таблице 7.

4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Сценарии развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

На данный период времени существует и рассматривается один вариант перспективного развития тепловых систем Дружнгорского городского поселения. Сценарий предусматривает строительство и замену изношенного оборудования, элементов системы автоматики, ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе на котельных №58 п. Дружная Горка, №43 д. Лампово.

Для надежного и бесперебойного обеспечения тепловой энергией подключенного к котельной №21 в базовом году потребителя выделены участки тепловых сетей, на которых следует провести модернизацию с увеличением диаметра, и произведен расчет стоимости данного мероприятия.

Внесены мероприятия по модернизации тепловых сетей:

- п. Дружная Горка (сети котельной №21). Модернизация участка тепловых сетей от жилого дома № 1 по ул. Пролетарская до д.№ 2 (баня) с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные);
- д. Лампово. Модернизация участка тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) от ТК-1 до д.1, клуба, ТК-2, ТК3, ТК-4 и до почты;
- п. Дружная Горка (сети котельной №58). Модернизация 100 % тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).

Балансы тепловой мощности котельных, на территории Дружнгорского городского поселения представлены в таблице 8. Мероприятия, предлагаемые к реализации представлены в таблице 9.

В настоящее время, в адрес администрации Гатчинского муниципального района поступило предложение от АО «Коммунальные системы Гатчинского района» о заключении концессионного соглашения на передачу в эксплуатацию объектов теплоснабжения и горячего водоснабжения, находящиеся в муниципальной собственности. Концессионное соглашение планируется заключить на срок 19 лет (с 2024 г. по 2042 г.).

Перечень имущества, предполагаемого к передаче в эксплуатацию, подлежит согласованию с администрацией Гатчинского муниципального района и будет указан в проекте концессионного соглашения.

При согласовании проекта концессионного соглашения, предусматриваемые мероприятия будут отражены при последующей актуализации схемы теплоснабжения.

Таблица 8. Баланс тепловой мощности и перспективной подключенной тепловой нагрузки на территории Дружногорского городского поселения

Наименование источника	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035
Котельная №21										
Установленная мощность	Гкал/час	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
Располагаемая мощность	Гкал/час	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248
то же в %	%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,25	1,13	1,16	1,18	1,20	1,22	1,24	1,26	1,28
то же в %	%	18%	16%	17%	17%	17%	18%	18%	18%	19%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,42	1,53	1,51	1,49	1,47	1,45	1,43	1,41	1,39
	%	17,03%	18,38%	18,12%	17,87%	17,61%	17,36%	17,11%	16,85%	16,60%
Котельная №43										
Установленная мощность	Гкал/час	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Располагаемая мощность	Гкал/час	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155
то же в %	%	3,62%	3,62%	3,62%	3,62%	3,62%	3,62%	3,62%	3,62%	3,62%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	4,145	4,145	4,145	4,145	4,145	4,145	4,145	4,145	4,145
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,65	0,67	0,68	0,69	0,63	0,64	0,65	0,67	0,68
то же в %	%	22%	22%	23%	23%	21%	22%	22%	22%	23%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,17	1,16	1,15	1,14	1,20	1,19	1,17	1,16	1,15
	%	28,35%	28,07%	27,79%	27,51%	28,89%	28,61%	28,33%	28,06%	27,78%
Котельная №58										
Установленная мощность	Гкал/час	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058
то же в %	%	3,95%	3,95%	3,95%	3,95%	3,95%	3,95%	3,95%	3,95%	3,95%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,01	0,01	0,01
то же в %	%	34%	35%	36%	36%	37%	38%	4%	5%	6%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,21	1,28	1,28	1,28
	%	86,49%	86,39%	86,29%	86,19%	86,08%	85,98%	90,52%	90,41%	90,31%

Таблица 9. Стоимость и года реализации мероприятий по модернизации системы теплоснабжения на территории Дружногорского ГП (тыс. руб., с НДС)

Мероприятие	2024	2025	2026	2027	2028-2030	2031-2035
Котельная №58. Замена изношенного оборудования	6793,183					
Котельная №43. Замена изношенного оборудования и элементов системы автоматики. Ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе.				32184,825		
Котельная №21. Модернизация участка тепловых сетей от жилого дома №1 по ул. Пролетарская до дома № 2 (баня) с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).	13014,462					
Котельная №43. Модернизация участка тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) от ТК-1 до д.1, клуба, ТК-2, ТК3, ТК-4 и до почты.			4082,337			
Котельная №58. Модернизация 100% тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).				7966,787		
Модернизация участка тепловых сетей отопления протяженностью 282,36 м с увеличением диаметра с 100 мм до 150 мм на котельной №21	11288,644					
Модернизация участка тепловых сетей ГВС протяженностью 85 м с увеличением диаметра с 75 мм до 100 мм для на котельной №21	904,882					

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

Схемой теплоснабжения рассматривается единственный вариант перспективного развития системы теплоснабжения Дружногорского городского поселения.

Анализ ценовых (тарифных) последствий для потребителей представлен в Главе 9 «Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

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

5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, города федерального значения, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей (в ценовых зонах теплоснабжения – обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей, если реализацию товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии планируется осуществлять по регулируемым ценам (тарифам), и (или) обоснованная анализом индикаторов развития системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, если реализация товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии будет осуществляться по ценам, определяемым по соглашению сторон договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя) и радиуса эффективного теплоснабжения

В период, рассматриваемый в актуализации схемы теплоснабжения, строительство новых источников тепловой энергии не запланировано.

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

В период до 2035 года на территории Дружнотгорского городского поселения реконструкция действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных потребителей не предусмотрена.

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

Сценарий предусматривает строительство замену изношенного оборудования, элементов системы автоматики, ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе на котельных №58 п. Дружная Горка, №43 д. Лампово.

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

Источников энергии, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на территории Дружногорского ГП нет.

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

На территории Дружногорского городского поселения отсутствуют избыточные источники тепловой энергии.

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

В «Схеме и Программе развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы», которая включает в себя анализ текущего состояния генерирующих мощностей и крупных потребителей, балансы производства и потребления тепловой и электрической энергии в границах муниципальных районов, а также прогноз изменения потребления и выработки тепловой и электрической энергии в границах Ленинградской области отмечено, что в отношении муниципальных котельных целесообразным может быть только модернизация котельных в мини-ТЭЦ с целью покрытия собственных нужд источника, однако для этого необходимы паровые котлы относительно высокой мощности. В связи с этим наиболее востребованным решением на территории Ленинградской области становится строительство газовых блочно-модульных котельных.

Также следует отметить, что для развития централизованного теплоснабжения сельского поселения использование новых источников когенерации неэффективно, ввиду малой мощности, низкой плотности и характера тепловой нагрузки.

По этой причине, схемой теплоснабжения сельского поселения организация выработки электрической энергии в комбинированном цикле на базе существующих нагрузок не предусматривается.

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

Ввиду отсутствия источников энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, меры по переводу котельных в пиковые режимы котельных не предусмотрено.

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

Температурные графики отпуска тепловой энергии для источников тепловой энергии представлены в таблицах ниже.

Таблица 10. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №21

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха, °С
10	36,0	32,0	10
9	37,5	32,9	9
8	39,0	33,8	8
7	41,0	35,2	7
6	43,0	36,6	6
5	44,5	37,5	5
4	46,0	38,4	4
3	48,0	39,8	3
2	50,0	41,2	2
1	51,5	42,1	1
0	53,0	43,0	0
-1	54,5	43,9	-1
-2	56,0	44,8	-2
-3	57,5	45,7	-3
-4	59,0	46,6	-4
-5	60,5	47,5	-5
-6	62,0	48,4	-6
-7	63,5	49,3	-7
-8	65,0	50,2	-8
-9	66,5	51,5	-9
-10	68,0	52,0	-10
-11	69,5	53,0	-11
-12	71,0	54,0	-12
-13	72,5	55,0	-13
-14	74,0	56,0	-14
-15	75,5	57,0	-15

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха, °С
–16	77,0	58,0	–16
–17	78,5	59,0	–17
–18	80,0	60,0	–18
–19	81,5	61,0	–19
–20	83,0	62,0	–20
–21	84,5	63,0	–21
–22	86,0	64,0	–22
–23	87,5	65,0	–23
–24	89,0	66,0	–24
–25	90,5	67,0	–25
–26	92,0	68,0	–26
–27	93,5	69,0	–27
– 28 и ниже	95,0	70,0	– 28 и ниже

Примечание: допустимо отклонение температуры теплоносителя – 3°С.

Таблица 11. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №43

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха, °С
10	60	47	13,0
9	60	47	13,0
8	60	47	13,0
7	60	47	13,0
6	60	47	13,0
5	60	47	13,0
4	60	47	13,0
3	60	47	13,0
2	60	47	13,0
1	60	47	13,0
0	60	47	13,0
–1	60	47	13,0
–2	60	47	13,0
–3	60	47	13,0
–4	60	47	13,0
–5	60,5	47,5	13,0
–6	62	48,4	13,6
–7	63,5	49,3	14,2
–8	65	50,2	14,8
–9	66,5	51,5	15,4
–10	68	52	16,0
–11	69,5	53	16,5
–12	71	54	17,0
–13	72,5	55	17,5
–14	74	56	18,0
–15	75,5	57	18,5
–16	77	58	19,0
–17	78,5	59	19,5

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха, °С
–18	80	60	20,0
–19	81,5	61	20,5
–20	83	62	21,0
–21	84,5	63	21,5
–22	86	64	22,0
–23	87,5	65	22,5
–24	89	66	23,0
–25	90,5	67	23,5
–26	92	68	24,0
–27	93,5	69	24,5

Примечание: допустимо отклонение температуры теплоносителя – 3°С.

Таблица 12. Таблица 5.8.4. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №42

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха, °С
10	36,0	32,0	10
9	37,5	32,9	9
8	39,0	33,8	8
7	41,0	35,2	7
6	43,0	36,6	6
5	44,5	37,5	5
4	46,0	38,4	4
3	48,0	39,8	3
2	50,0	41,2	2
1	51,5	42,1	1
0	53,0	43,0	0
–1	54,5	43,9	–1
–2	56,0	44,8	–2
–3	57,5	45,7	–3
–4	59,0	46,6	–4
–5	60,5	47,5	–5
–6	62,0	48,4	–6
–7	63,5	49,3	–7
–8	65,0	50,2	–8
–9	66,5	51,5	–9
–10	68,0	52,0	–10
–11	69,5	53,0	–11
–12	71,0	54,0	–12
–13	72,5	55,0	–13
–14	74,0	56,0	–14
–15	75,5	57,0	–15
–16	77,0	58,0	–16
–17	78,5	59,0	–17
–18	80,0	60,0	–18
–19	81,5	61,0	–19
–20	83,0	62,0	–20

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха, °С
–21	84,5	63,0	–21
–22	86,0	64,0	–22
–23	87,5	65,0	–23
–24	89,0	66,0	–24
–25	90,5	67,0	–25
–26	92,0	68,0	–26
–27	93,5	69,0	–27
– 28 и ниже	95,0	70,0	– 28 и ниже

Примечание: допустимо отклонение температуры теплоносителя – 3°С.

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

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки во всех системах теплоснабжения Дружногорского городского поселения на расчетный срок до 2035 года рассчитаны с учетом предлагаемых в Актуализации мероприятий, перспективные значения показателей приведены в таблице ниже.

Таблица 13. Техничко–экономические показатели работы источников тепловой энергии Дружногорского ГП

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)														
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,065	0,066	0,068	0,069	0,071	0,072	0,008	0,010	0,011	0,013	0,014	0,015	0,017
Собственные нужды в тепловой энергии	%	3,95%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
Потери в тепловых сетях	%	34,07%	34,83%	35,59%	36,35%	37,10%	37,86%	4,29%	5,04%	5,80%	6,56%	7,32%	8,08%	8,83%
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	0,489	0,493	0,497	0,500	0,504	0,507	0,349	0,353	0,356	0,360	0,364	0,367	0,371
Собственные нужды источника	Гкал	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
Отпуск источника в сеть	Гкал	0,470	0,474	0,477	0,481	0,484	0,488	0,330	0,334	0,337	0,341	0,344	0,348	0,351
Потери в тепловых сетях	Гкал	0,160	0,164	0,167	0,171	0,174	0,178	0,020	0,024	0,027	0,031	0,034	0,038	0,042
Полезный отпуск потребителям	Гкал	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310
В том числе:														
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	Гкал	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	Гкал	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
Структура топливного баланса	%													
Уголь	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Уголь	кг у.т./Гкал	346,529	346,529	346,529	346,529	346,529	346,529	346,529	346,529	346,529	346,529	346,529	346,529	346,529

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Расход условного топлива														
Уголь	тыс. т у.т.	0,170	0,171	0,172	0,173	0,175	0,176	0,121	0,122	0,124	0,125	0,126	0,127	0,128
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Уголь	кг у.т./Гкал	360,771	360,663	360,558	360,454	360,351	360,250	366,812	366,595	366,383	366,175	365,972	365,773	365,578
Переводной коэффициент														
Уголь	т у.т./тонн	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т.	0,261	0,263	0,265	0,267	0,268	0,270	0,186	0,188	0,190	0,192	0,194	0,196	0,198
Котельная №43 Лампово														
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316	2,316
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	2,144	2,144	2,144	2,144	2,144	2,144	2,144	2,144	2,144	2,144	2,144	2,144	2,144
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,654	0,666	0,677	0,689	0,632	0,643	0,655	0,666	0,678	0,689	0,701	0,712	0,724
Собственные нужды в тепловой энергии	%	3,62%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
Потери в тепловых сетях	%	22,02%	22,41%	22,80%	23,19%	21,27%	21,66%	22,05%	22,43%	22,82%	23,21%	23,60%	23,99%	24,37%
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	8,585	8,617	8,649	8,681	8,522	8,555	8,587	8,619	8,651	8,683	8,715	8,747	8,779
Собственные нужды источника	Гкал	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310
Отпуск источника в сеть	Гкал	8,275	8,307	8,339	8,371	8,212	8,244	8,276	8,308	8,341	8,373	8,405	8,437	8,469
Потери в тепловых сетях	Гкал	1,822	1,855	1,887	1,919	1,760	1,792	1,824	1,856	1,888	1,921	1,953	1,985	2,017
Полезный отпуск потребителям	Гкал	6,452	6,452	6,452	6,452	6,452	6,452	6,452	6,452	6,452	6,452	6,452	6,452	6,452
В том числе:		0,212												

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	Гкал	5,049	5,049	5,049	5,049	5,049	5,049	5,049	5,049	5,049	5,049	5,049	5,049	5,049
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	Гкал	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403
Структура топливного баланса	%													
Природный газ	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Природный газ	кг у.т./Гкал	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53
Расход условного топлива														
Природный газ	тыс. т у.т.	1,532	1,538	1,544	1,550	1,522	1,527	1,533	1,539	1,544	1,550	1,556	1,562	1,567
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Природный газ	кг у.т./Гкал	185,162	185,200	185,174	185,149	185,277	185,251	185,225	185,199	185,173	185,148	185,122	185,097	185,072
Переводной коэффициент														
Природный газ	т у.т./тыс. куб.м	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146
Расход натурального топлива														
Природный газ	млн. куб.м	1,337	1,342	1,347	1,352	1,328	1,333	1,338	1,343	1,348	1,353	1,358	1,363	1,368
Котельная №21 Дружная Горка														
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683	5,683
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	5,309	5,309	5,309	5,309	5,309	5,309	5,309	5,309	5,309	5,309	5,309	5,309	5,309
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,375	0,375	0,375	0,375	0,375	0,375	0,375	0,375	0,375	0,375	0,375	0,375	0,375
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,25	1,13	1,16	1,18	1,20	1,22	1,24	1,26	1,28	1,30	1,33	1,35	1,37
Собственные нужды в тепловой энергии	%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%
Потери в тепловых сетях	%	17,99%	16,37%	16,68%	16,98%	17,29%	17,59%	17,90%	18,21%	18,51%	18,82%	19,12%	19,43%	19,74%
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	19,284	18,981	19,038	19,095	19,153	19,210	19,267	19,325	19,382	19,439	19,497	19,554	19,611
Собственные нужды источника	Гкал	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555
Отпуск источника в сеть	Гкал	18,729	18,426	18,483	18,540	18,597	18,655	18,712	18,769	18,827	18,884	18,941	18,999	19,056
Потери в тепловых сетях	Гкал	3,369	3,066	3,123	3,181	3,238	3,295	3,352	3,410	3,467	3,524	3,582	3,639	3,696
Полезный отпуск потребителям	Гкал	15,360	15,360	15,360	15,360	15,360	15,360	15,360	15,360	15,360	15,360	15,360	15,360	15,360
В том числе:		0,175												
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	Гкал	12,418	12,418	12,418	12,418	12,418	12,418	12,418	12,418	12,418	12,418	12,418	12,418	12,418
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	Гкал	2,942	2,942	2,942	2,942	2,942	2,942	2,942	2,942	2,942	2,942	2,942	2,942	2,942
Структура топливного баланса	%													
Природный газ	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Природный газ	кг у.т./Гкал	152,082	152,082	152,082	152,082	152,082	152,082	152,082	152,082	152,082	152,082	152,082	152,082	152,082
Расход условного топлива														
Природный газ	тыс. т у.т.	2,932	2,887	2,895	2,904	2,913	2,922	2,930	2,939	2,948	2,956	2,965	2,974	2,982
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Природный газ	кг у.т./Гкал	156,536	156,665	156,651	156,637	156,623	156,609	156,595	156,581	156,568	156,554	156,540	156,527	156,514
Переводной коэффициент														

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Природный газ	т у.т./тыс. куб.м	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146
Расход натурального топлива														
Природный газ	млн. куб.м	2,558	2,519	2,526	2,534	2,542	2,549	2,557	2,565	2,572	2,580	2,587	2,595	2,603

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

Ввод новых источников тепловой энергии или перевод существующих на возобновляемые источники энергии не предполагается.

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

6.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации 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

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, на расчетный срок не предусматриваются в связи с отсутствием на территории Дружногорского городского поселения зон с дефицитом тепловой мощности.

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

После подключения к централизованной системе теплоснабжения котельной №21 пос. Дружная Горка жилого дома по адресу ул. Введенского д. 7. потребуется реконструкция участков тепловых сетей (рисунок 7 и 8) протяженностью 282,36 м и 85 м с увеличением диаметра тепловых сетей (таблица 14).

Для тепловых сетей других котельных, расположенных на территории Дружногорского городского поселения, перекладка сетей с изменением диаметров в период до 2035 года не предусматривается.

Таблица 14. Реконструкция участков тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов

№ п/п	Описание мероприятия	Основные технические характеристики				Год реализации
		Наименование показателя	Ед. изм.	До реализации мероприятия	После реализации мероприятия	
1	Реконструкция участка тепловых сетей (контур отопления)	Диаметр Ду Протяженность 2-х тр.	мм м	100 282,36	150 282,36	2023
2	Реконструкция участка тепловых сетей (контур ГВС)	Диаметр Ду Протяженность	мм м	75 85	100 85	2023

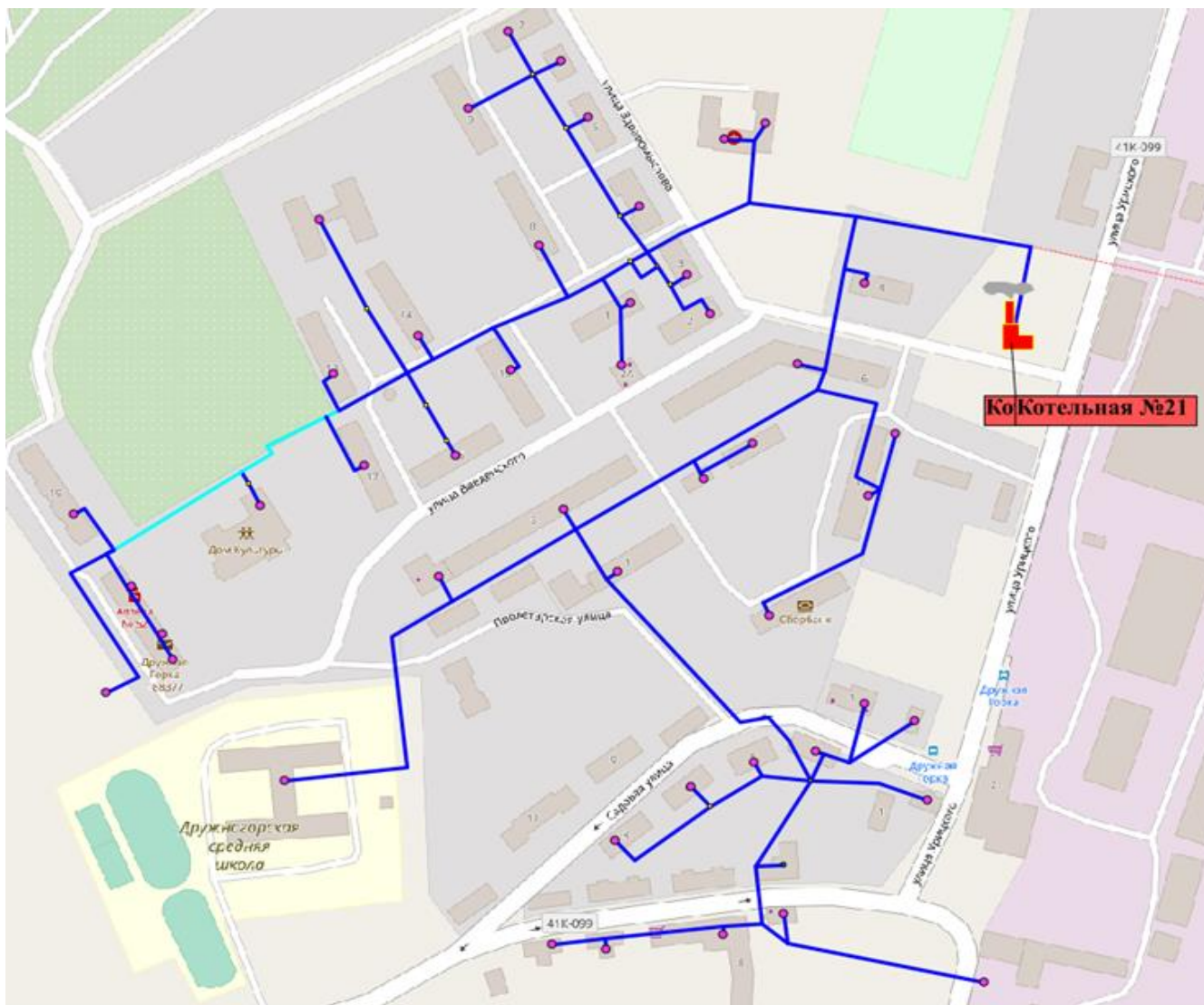


Рисунок 7. Реконструкция участков тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка с увеличением диаметра трубопроводов (контур отопления)



Рисунок 8. Реконструкция участков тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка с увеличением диаметра трубопроводов (контур ГВС)

6.3. 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 рассматриваемый период строительство тепловых сетей, позволяющих осуществлять поставку тепловой энергии потребителям от разных источников тепловой энергии не предполагается.

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

На период до 2035 года перевод котельных в пиковые режимы и ликвидация источников тепловой энергии Дружногорского городского поселения не запланирован.

6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей

Внесены мероприятия по модернизации тепловых сетей:

п. Дружная Горка (сети котельной №21). Модернизация участка тепловых сетей от жилого дома № 1 по ул. Пролетарская до дома № 2 (баня) с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные);

д. Лампово (сети котельной №43). Модернизация участка тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) от ТК-1 до д.1, клуба, ТК-2, ТК3, ТК-4 и до почты;

п. Дружная Горка (сети котельной №58). Модернизация 100% тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).

По результатам оценки надежности теплоснабжения Дружногорского городского поселения мероприятия по организации совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую сеть, резервированию тепловых сетей смежных районов поселения настоящей актуализацией схемы теплоснабжения не предусматриваются. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса последних.

7. ПЕРЕВОД ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с п. 10. статьи 20 ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

В соответствии с ФЗ №438 от 30.12.2021 г. «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» допускается использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путём отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения. При этом все перспективные потребители городского поселения будут подключены к централизованной системе теплоснабжения по закрытой схеме.

Мероприятия по переводу открытых систем теплоснабжения в закрытые системы горячего водоснабжения на территории Дружногорского городского поселения не требуются, так как за отчетный период 22 МКД были переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

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

Перевод открытых систем теплоснабжения в закрытые системы горячего водоснабжения на территории Дружногорского городского поселения не требуются, в 22 году 22 МКД были переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

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

На территории Дружногорского городского поселения за отчетный период 22 года 22 МКД были переведены на закрытую схему горячего водоснабжения. Больше потребностей в этом нет.

8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

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

В качестве основного топлива на котельных №21 и №43 используется природный газ. На котельной №58 основным топливом является уголь.

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного топлива для зимнего и летнего периодов для котельных на территории Дружнгорского городского поселения представлены в таблице ниже.

Таблица 15. Топливный баланс Дружногогорского городского поселения

Наименование показателя	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)														
Нагрузка источника	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	346,53	346,53	346,53	346,53	346,53	346,53	346,53	346,53	346,53	346,53	346,53	346,53	346,53
Максимальный часовой расход топлива	кг у.т./ч	43,57	43,57	43,57	43,57	43,57	43,57	43,57	43,57	43,57	43,57	43,57	43,57	43,57
Максимальный часовой расход топлива в летний период	кг у.т./ч	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./ч	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60
Максимальный часовой расход натурального топлива	кг/ч	67,02	67,02	67,02	67,02	67,02	67,02	67,02	67,02	67,02	67,02	67,02	67,02	67,02
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	кг/ч	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	кг/ч	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39
Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т.	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,18	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13

Наименование показателя	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Годовой расход натурального топлива	тыс.т/год	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20
Котельная №43 Лампово														
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53	178,53
Максимальный часовой расход топлива	кг у.т./ч	413,40	413,40	413,40	413,40	413,40	413,40	413,40	413,40	413,40	413,40	413,40	413,40	413,40
Максимальный часовой расход топлива в летний период	кг у.т./ч	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73	30,73
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./ч	135,09	135,09	135,09	135,09	135,09	135,09	135,09	135,09	135,09	135,09	135,09	135,09	135,09
Максимальный часовой расход натурального топлива	м³/час	360,74	360,74	360,74	360,74	360,74	360,74	360,74	360,74	360,74	360,74	360,74	360,74	360,74
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м³/час	26,81	26,81	26,81	26,81	26,81	26,81	26,81	26,81	26,81	26,81	26,81	26,81	26,81
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м³/час	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88
Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т.	1,53	1,54	1,54	1,55	1,52	1,53	1,53	1,54	1,54	1,55	1,56	1,56	1,57

Наименование показателя	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Годовой расход натурального топлива	тыс. м³/год	1,34	1,34	1,35	1,35	1,33	1,33	1,34	1,34	1,35	1,35	1,36	1,36	1,37
Котельная №21 Дружная Горка														
Нагрузка источника	Гкал/ч	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	152,08	152,08	152,08	152,08	152,08	152,08	152,08	152,08	152,08	152,08	152,08	152,08	152,08
Максимальный часовой расход топлива	кг у.т./ч	864,30	864,30	864,30	864,30	864,30	864,30	864,30	864,30	864,30	864,30	864,30	864,30	864,30
Максимальный часовой расход топлива в летний период	кг у.т./ч	56,97	56,97	56,97	56,97	56,97	56,97	56,97	56,97	56,97	56,97	56,97	56,97	56,97
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./ч	277,15	277,15	277,15	277,15	277,15	277,15	277,15	277,15	277,15	277,15	277,15	277,15	277,15
Максимальный часовой расход натурального топлива	м³/час	754,19	754,19	754,19	754,19	754,19	754,19	754,19	754,19	754,19	754,19	754,19	754,19	754,19
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м³/час	49,71	49,71	49,71	49,71	49,71	49,71	49,71	49,71	49,71	49,71	49,71	49,71	49,71
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м³/час	241,84	241,84	241,84	241,84	241,84	241,84	241,84	241,84	241,84	241,84	241,84	241,84	241,84
Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т.	2,93	2,89	2,90	2,90	2,91	2,92	2,93	2,94	2,95	2,96	2,97	2,97	2,98

Наименование показателя	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Годовой расход натурального топлива	тыс. м³/год	2,56	2,52	2,53	2,53	2,54	2,55	2,56	2,56	2,57	2,58	2,59	2,59	2,60

Динамика потребления условного топлива источниками тепловой энергии Дружногорского городского поселения представлена на рисунке ниже.



Рисунок 9. Динамика потребления условного топлива источниками тепловой энергии Дружногорского городского поселения на расчетный срок до 2035 года

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

Основным видом топлива, потребляемым на котельных №21 и №43 Дружногорского городского поселения, является природный газ, теплотворной способностью 8024,8 ккал/кг. Резервное топливо на котельных отсутствует.

На котельной №58 в качестве основного топлива используется каменный уголь с теплотворной способностью 4550 ккал/кг.

На территории Дружногорского городского поселения возобновляемые источники энергии не используются.

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

На котельных №21 и №43 используется природный газ с калорийностью 8024,8 ккал/кг. На котельной №58 в качестве основного топлива используется уголь с

калорийностью 4550 ккал/кг.

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

На территории Дружногорского ГП преобладающим видом топлива является природный газ.

8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа

На территории Дружногорского городского поселения приоритетным направлением развития топливного баланса является перевод котельной №58 на газообразное топливо, что повлечет за собой снижение объемов необходимого топлива.

9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

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

На данный период времени существует и рассматривается один вариант перспективного развития тепловых систем Дружногорского городского поселения. Сценарий предусматривает строительство и замену изношенного оборудования, элементов системы автоматики, ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе на котельных №58 п. Дружная Горка, №43 д. Лампово.

Для надежного и бесперебойного обеспечения тепловой энергией от котельной №21 выделены участки тепловых сетей, на которых следует провести модернизацию с увеличением диаметра, и произведен расчет стоимости данного мероприятия.

Внесены мероприятия по модернизации тепловых сетей:

- п. Дружная Горка (сети котельной №21). Модернизация участка тепловых сетей от жилого дома № 1 по ул. Пролетарская до дома №2 (баня) с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные);
- д. Лампово. Модернизация участка тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) от ТК-1 до д.1, клуба, ТК-2, ТК3, ТК-4 и до почты;
- п. Дружная Горка (сети котельной №58). Модернизация 100 % тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).

В таблице ниже представлены значения финансовых потребностей для осуществления модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Таблица 16. Стоимость и года реализации мероприятий по модернизации системы теплоснабжения на территории Дружногорского ГП (тыс. руб., с НДС)

Мероприятие	2024	2025	2026	2027	2028-2030	2031-2035
Котельная №58. Замена изношенного оборудования	6793,183					
Котельная №43. Замена изношенного оборудования и элементов системы автоматики. Ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе.				32184,825		
Котельная №21. Модернизация участка тепловых сетей от жилого дома №1 по ул. Пролетарская до дома	13014,462					

Мероприятие	2024	2025	2026	2027	2028-2030	2031-2035
№ 2 (баня) с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).						
Котельная №43. Модернизация участка тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) от ТК-1 до д.1, клуба, ТК-2, ТК3, ТК-4 и до почты.			4082,337			
Котельная №58. Модернизация 100% тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).				7966,787		
Модернизация участка тепловых сетей отопления протяженностью 282,36 м с увеличением диаметра с 100 мм до 150 мм на котельной №21	11288,644					
Модернизация участка тепловых сетей ГВС протяженностью 85 м с увеличением диаметра с 75 мм до 100 мм для на котельной №21	904,882					

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

Объем финансовых потребностей на реализацию плана развития схемы теплоснабжения Дружногорского городского поселения определен посредством суммирования финансовых потребностей на реализацию каждого мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению.

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главе 7 обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», Главе 8 обосновывающих материалов «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

Оценка стоимости капитальных вложений в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии выполнена на основании предоставленных заводами-изготовителями данных об ориентировочной стоимости основного и вспомогательного оборудования, также по укрупненным нормативам цены строительства зданий и сооружений городской инфраструктуры НЦС-81-02-19-2023, с учетом территориальных переводных коэффициентов и индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства.

Оценка финансовых затрат для реализации проектов по реконструкции и строительству тепловых сетей выполнена по укрупненным нормативам цены строительства наружных тепловых сетей НЦС-81-02-19-2023, с учетом территориальных переводных коэффициентов и индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства.

Все затраты, реализация которых намечена на период 2024-2035 гг., рассчитаны в ценах соответствующих лет с использованием прогнозных индексов удорожания материалов, работ и оборудования в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года.

В мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружению на них входят 7 групп проектов, в том числе:

Группа проектов 1 - реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);

Группа проектов 2 - строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;

Группа проектов 3 - реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

Группа проектов 4 - строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения;

Группа проектов 5 - строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;

Группа проектов 6 - реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

Группа проектов 7 - строительство или реконструкция насосных станций.

В мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии входят 7 групп проектов, в том числе:

Группа проектов 11 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;

Группа проектов 12 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы;

Группа проектов 13 – мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования;

Группа проектов 14 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;

Группа проектов 15 - мероприятия по реконструкции действующих котельных для повышения эффективности работы;

Группа проектов 16 - мероприятия по реконструкции действующих котельных в связи с физическим износом оборудования;

Группа проектов 17 - мероприятия по строительству новых источников тепловой энергии для обеспечения существующих потребителей.

Предложения по источникам инвестиций финансовых потребностей для осуществления мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них сформированы с учетом требований действующего законодательства:

- Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190 «О теплоснабжении»;
- Постановление правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»;
- Приказ ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»;

В качестве источников финансирования, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления мероприятий, рассмотрены следующие:

- Плата за подключение потребителей;

Тариф, в том числе:

- Амортизационные отчисления;

- Инвестиционная составляющая в тарифе;
- Прочие источники.

За счет амортизационных отчислений могут быть реализованы мероприятия по реконструкции ветхих сетей и замене оборудования, выработавшего ресурс.

В счет платы за подключение потребителей могут быть реализованы мероприятия по увеличению тепловой мощности источников тепловой энергии, мероприятия по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметров, строительству новых участков тепловых сетей. Ввиду того, что мероприятия по реконструкции ветхих тепловых сетей относятся к мероприятиям, направленным на повышение надежности, применение в качестве источника финансирования инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию является невозможным.

Инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию может быть применена для финансирования мероприятий, направленных на повышение эффективности работы источников тепловой энергии, систем транспорта тепловой энергии и систем теплоснабжения в целом.

Все мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, а также все мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей разделены на группы проектов в зависимости от вида и назначения предлагаемых к реализации мероприятий.

Стоимость реализации мероприятий, согласно представленному сценарию развития системы теплоснабжения Дружногорского городского поселения, составляет 70,947 млн. руб (С НДС).

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

Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения не предполагаются.

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

Потребности в инвестициях для перевода открытой системы теплоснабжения в открытую на территории Дружного городского поселения отсутствуют, так как за отчетный период 22 года 22 МКД были переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям

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

Расчет амортизационных отчислений произведён по линейному способу амортизационных отчислений с учетом прироста в связи с реализацией мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в период 2024–2035 гг.

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

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

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

Источником инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения, является инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию.

При расчете инвестиционной составляющей в тарифе учитываются следующие показатели:

- расходы на реализацию мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и повышение качества оказываемых услуг;

- экономический эффект от реализации мероприятий.

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов:

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

Результаты расчета тарифа на 2024-2035 гг. представлены в таблице 17. Динамика прогнозных тарифов на графике приведена в Главе 14 обосновывающих материалов «Ценовые (тарифные) последствия».

Таблица 17. Результат расчета ценовых последствий для потребителей

ТСО №01 Зона ЕТО: 1	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выработка	тыс. Гкал	28,09	28,18	28,28	28,18	28,27	28,20	28,30	28,39	28,48	28,58	28,67	28,76
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	27,21	27,30	27,39	27,29	27,39	27,32	27,41	27,50	27,60	27,69	27,78	27,88
Полезный отпуск	тыс. Гкал	22,78	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ресурсные расходы (РР)	тыс. руб	40 446,90	43 166,93	45 096,01	46 748,71	48 103,91	48 612,05	50 016,36	51 358,53	52 602,06	53 867,81	55 174,74	56 514,50
Операционные расходы (ОР)	тыс. руб	23 781,34	24 889,55	25 636,14	26 394,97	27 441,00	28 241,03	29 356,83	30 516,72	31 722,44	32 975,79	34 278,66	35 633,01
Неподконтрольные расходы (НР)	тыс. руб	14 995,71	16 980,57	17 176,27	17 616,77	21 174,62	21 323,48	21 545,90	21 784,54	22 038,57	22 310,07	22 600,15	22 909,27
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб	80 623,35	86 913,90	89 758,71	92 588,20	98 565,62	99 991,16	102 720,90	105 451,95	108 148,10	110 935,35	113 835,74	116 843,08
Тариф на тепловую энергию согласно рассматриваемого сценария развития	руб/Гкал	3 538,91	3 928,84	4 057,44	4 185,34	4 455,55	4 519,99	4 643,38	4 766,84	4 888,71	5 014,71	5 145,82	5 281,76
Экономически обоснованный тариф, определенный методом индексации	руб/Гкал	3 538,91	3 740,62	3 889,50	4 043,52	4 185,04	4 331,52	4 483,12	4 631,06	4 769,99	4 913,09	5 060,48	5 212,29
Рост тарифа год к году		-	1,11	1,03	1,03	1,06	1,01	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03

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

Данная информация отсутствует.

10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)

10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организаций)

По данным базового периода на территории Дружнгорского городского поселения функционируют 3 котельные. В систему теплоснабжения помимо источников тепловой энергии входят тепловые сети и сооружения на них, тепловые вводы потребителей, объекты теплопотребления.

На территории Дружнгорского городского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет единственная теплоснабжающая организация АО «Коммунальные системы Гатчинского района».

В соответствии с критериями выбора теплоснабжающих организаций схемой теплоснабжения предлагается наделить статусом единой теплоснабжающей организации АО «Коммунальные системы Гатчинского района».

10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Реестр зон деятельности единых теплоснабжающих организаций Дружнгорского ГП представлен в таблице ниже.

Таблица 18. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций

Источник	Система теплоснабжения	Наименование теплоснабжающей организации
Котельная №21	Система теплоснабжения пос. Дружная Горка	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»
Котельная №43	Система теплоснабжения д. Лампово	
Котельная №58	Система теплоснабжения пос. Дружная Горка	

10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организацией

Критерии определения единой теплоснабжающей организации утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

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.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа 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 заявку 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 сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно–телекоммуникационной сети «Интернет».

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта

Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

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

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- 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;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

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, городского округа.

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

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.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

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.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

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

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

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

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

- систематическое (три и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;

- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;

- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;

- прекращение права собственности или владения источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;

- несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;
- подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

На основании вышеизложенного, теплоснабжающими организациями Дружногорского городского поселения выбраны АО «Коммунальные системы Гатчинского района».

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

В рамках конкурсной программы на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации заявка поступила от теплоснабжающей организации АО «Коммунальные системы Гатчинского района».

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

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, представлен в таблице 18.

11. РЕШЕНИЕ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии не требуется.

12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

На территории Дружногогорского городского поселения бесхозных тепловых сетей нет.

В случае обнаружения бесхозных тепловых сетей решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 года № 190–ФЗ.

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

13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗОФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

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

Существующая система газоснабжения полностью соответствует предъявляемым ей требованиям, не исчерпала свой эксплуатационный срок и осуществляет бесперебойную поставку газа к котельным Дружногорского городского поселения, согласно вышеуказанным аспектам планирование новых решений газоснабжения существующих котельных не требуется.

13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии

Проблемы организации газоснабжения источников тепловой энергии на территории сельского поселения отсутствуют.

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

На период актуализации схемы теплоснабжения предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно–коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций отсутствуют.

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

На территории Дружногорского городского поселения отсутствуют источники энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой мощности.

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

В «Схеме и Программе развития электроэнергетики Ленинградской области на 2018–2023 годы», которая включает в себя анализ текущего состояния генерирующих мощностей и крупных потребителей, балансы производства и потребления тепловой и электрической энергии в границах муниципальных районов, а также прогноз изменения потребления и выработки тепловой и электрической энергии в границах Ленинградской области отмечено, что в отношении муниципальных котельных целесообразным может быть только модернизация котельных в мини–ТЭЦ с целью покрытия собственных нужд источника, однако для этого необходимы паровые котлы относительно высокой мощности. В связи с этим наиболее востребованным решением на территории Ленинградской области становится строительство газовых блочно–модульных котельных.

Также следует отметить, что для развития централизованного теплоснабжения сельского поселения использование новых источников когенерации неэффективно, ввиду малой мощности, низкой плотности и характера тепловой нагрузки.

По этой причине, схемой теплоснабжения Дружногорского городского поселения организация выработки электрической энергии в комбинированном цикле на базе существующих нагрузок не предусматривается.

13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения

Существующая система водоснабжения/водоотведения полностью соответствует предъявляемым ей требованиям, не исчерпала свой эксплуатационный срок и осуществляет бесперебойную поставку воды к котельным Дружногорского городского поселения, согласно вышеуказанным аспектам планирование новых решений водоснабжения/водоотведения существующих котельных не требуется.

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

Согласно пункту 13.6. данных проблем не выявлено.

14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНО ЗНАЧЕНИЯ

Индикаторы развития систем теплоснабжения Дружногорского городского поселения приведены в таблице ниже.

Таблица 19. Индикаторы развития систем теплоснабжения Дружногорского городского поселения

Наименование показателя	2023	2024	2025	2035
Доля выполненных мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, необходимых для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения в соответствии с перечнем и сроками, которые указаны в схеме теплоснабжения	–	–	–	-
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии				
Котельная №21 Дружная Горка	156,5	156,7	156,7	156,6
Котельная №43 Лампово	185,2	185,2	185,2	185,1
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)	360,8	360,7	360,6	360,5
Отношение величины технологических потерь, тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети				
Котельная №21 Дружная Горка	2,121	1,930	1,966	2,002
Котельная №43 Лампово	2,978	3,030	3,083	3,135
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)	4,263	4,358	4,453	4,548
Коэффициент использования установленной тепловой мощности				
Котельная №21 Дружная Горка	0,266	0,262	0,263	0,264
Котельная №43 Лампово	0,237	0,238	0,239	0,240
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)	0,040	0,040	0,040	0,040
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке				
Котельная №21 Дружная Горка	279,56	279,56	279,56	279,56
Котельная №43 Лампово	264,29	264,29	264,29	264,29
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)	298,84	298,84	298,84	298,84
Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения)	–	–	–	–
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	–	–	–	–
Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	–	–	–	–
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме	н/д	н/д	н/д	н/д

Наименование показателя	2023	2024	2025	2035
отпущенной тепловой энергии				
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	более 25 лет	более 25 лет	более 25 лет	более 25 лет
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой схемы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения)	–	–	–	
Котельная №21 Дружная Горка	0%	13%	0%	0%
Котельная №43 Лампово	0%	0%	0%	11%
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)	0	0	100%	0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа, города федерального значения)	–	–	–	–
Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.				
Продолжительность планового перерыва в горячем водоснабжении в связи с производством ежегодных ремонтных и профилактических работ в централизованных сетях инженерно–технического обеспечения горячего водоснабжения в межотопительный период в ценовой зоне теплоснабжения, ч	336	336	336	336
Доля бесхозных тепловых сетей, находящихся на учете бесхозных недвижимых вещей более 1 года, в ценовой зоне теплоснабжения	–	–	–	–
Удовлетворенность потребителей качеством теплоснабжения в ценовой зоне теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
Снижение потерь тепловой энергии в тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения	–	–	–	–
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в одноструйном исчислении сверх предела разрешенных отклонений	–	–	–	–
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности сверх предела разрешенных отклонений	–	–	–	–

15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно–балансовых моделей представлены на рисунке 10. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей представлены в таблице 17.

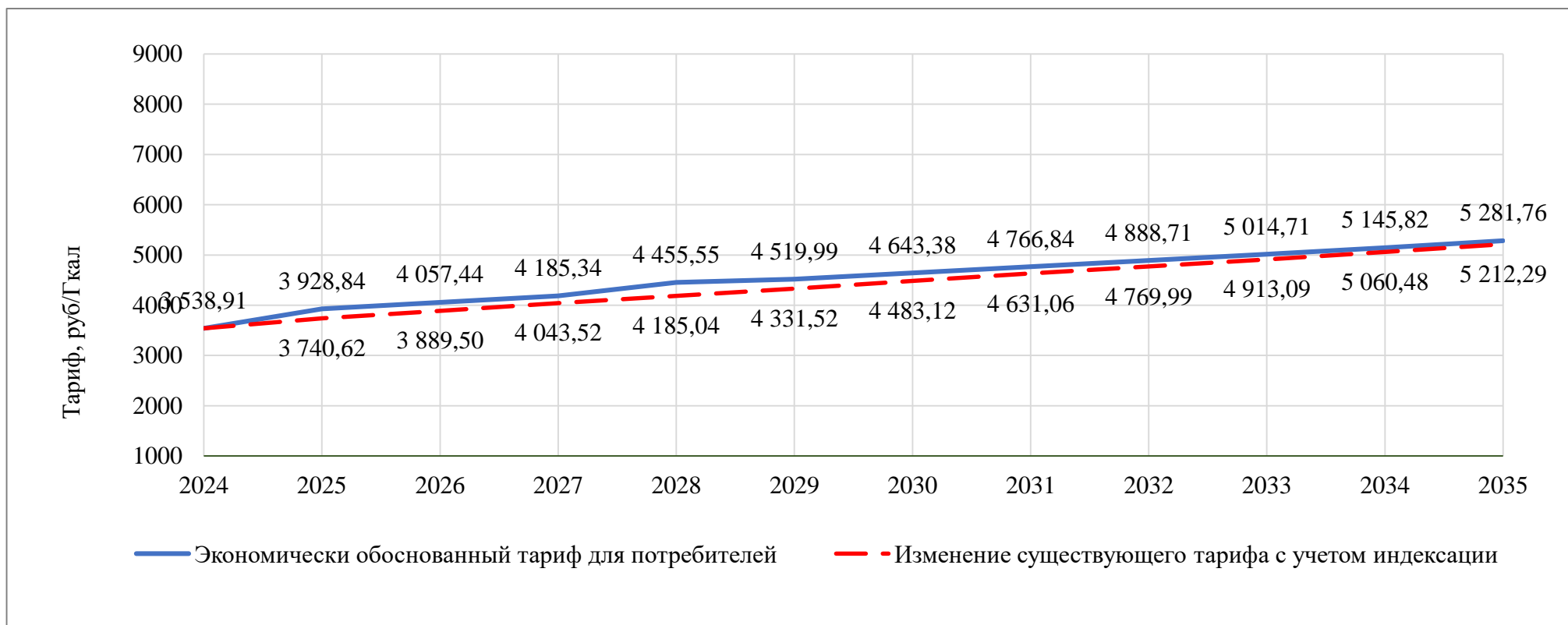


Рисунок 10. Сравнительный анализ ценовых последствий для потребителей тепловой энергии, относящихся к АО «Коммунальные системы Гатчинского района», руб/Гкал