

УТВЕРЖДАЮ

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Схема теплоснабжения  
сельского поселения «Акшинское»  
муниципального района «Акшинский район»  
Забайкальского края  
на период с 2014 года до 2029 года  
актуализация на 2020 год  
Обосновывающие материалы**

# Содержание

## Оглавление

Введение.....	5
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения .....	7
1.1 Функциональная структура теплоснабжения.....	7
1.2. Источники тепловой энергии.....	7
1.3. Тепловые сети, сооружения на них.....	14
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии .....	36
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии .....	36
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии .....	40
1.7. Балансы теплоносителя .....	42
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....	45
1.9. Надёжность теплоснабжения .....	46
1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций... ..	48
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	49
1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения.....	51
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	55
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения .....	55
2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе.....	56
2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение .....	56
2.4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе .....	57
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.....	57
2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах .....	58
2.7. Прогнозы перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.....	58
2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.....	58
2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по	

регулируемой цене .....	58
Глава 3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.....	59
3.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки.....	59
3.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии.....	63
3.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей. ....	63
Глава 4. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах .....	64
4.1. Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии .....	64
4.2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.....	67
Глава 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	68
5.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....	68
5.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	70
5.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения .....	71
5.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок .....	72
5.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	72
5.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии .....	72
5.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии .....	72
5.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	72

5.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	73
5.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	73
5.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки СП «Акшинское» малоэтажными жилыми зданиями.....	73
5.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения СП «Акшинское» .....	76
5.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива .....	78
5.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории СП «Акшинское» .....	78
5.15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения .....	78
Глава 6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей» .....	82
6.1. Предложения по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности .....	82
6.2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения .....	82
6.3. Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения .....	82
6.4. Предложения по строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных .....	82
6.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения .....	83
6.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	84
6.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса .....	84
6.8. Предложения по строительству и реконструкции насосных станций .....	84
Глава 7. Перспективные топливные балансы .....	85
Глава 8. Оценка надёжности теплоснабжения.....	86
Глава 9. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.....	100
9.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	100
9.2 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности	105
Глава 10. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации .....	106

## Введение

Актуализация схемы теплоснабжения сельского поселения «Акшинское» муниципального района «Акшинский район» Забайкальского края по состоянию на 2020 год выполняется на основании Муниципального контракта № 0191300003720000007-3, заключенного между Администрацией муниципального района «Акшинский район» и Индивидуальным предпринимателем Сивухо Н.Н., в объеме согласованного Технического задания, в соответствии с ФЗ № 190 «О теплоснабжении» и ПП РФ № 154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В современных условиях повышение эффективности использования энергетических ресурсов и энергосбережение становится одним из важнейших факторов экономического роста и социального развития России. Это подтверждено вступившим в силу с 23 ноября 2009 года Федеральном законе РФ № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».

По данным Минэнерго потенциал энергосбережения в России составляет около 400 млн. тонн условного топлива в год, что составляет не менее 40 процентов внутреннего потребления энергии в стране. Одна треть энергосбережения находится в ТЭК, особенно в системах теплоснабжения. Затраты органического топлива на теплоснабжение составляют более 40 % от всего используемого в стране, т.е. почти столько же, сколько тратится на все остальные отрасли промышленности, транспорт и т.д. Потребление топлива на нужды теплоснабжения сопоставимо со всем топливным экспортом страны.

Экономия тепловой энергии в сфере теплоснабжения можно достичь как за счет совершенствования источников тепловой энергии, тепловых сетей, теплопотребляющих установок, так и за счет улучшения характеристик отапливаемых объектов, зданий и сооружений.

Проблема обеспечения тепловой энергией городов России, в связи с суровыми климатическими условиями, по своей значимости сравнима с проблемой обеспечения населения продовольствием и является задачей большой государственной важности.

Вместе с тем, на сегодняшний день экономика России стабильно растет. За последние годы были выбраны все резервы тепловой мощности, образовавшие в период экономического спада 1991 – 1997 годов, и потребление тепла достигло уровня 1990 года, а потребление электрической энергии, в некоторых регионах превысило этот уровень. Возникла необходимость в понимании того, будет ли обеспечен дальнейший рост экономики адекватным ростом энергетики и, что более важно, что нужно сделать в энергетике и топливоснабжении

для того, чтобы обеспечить будущий рост.

До недавнего времени, регулирование в сфере теплоснабжения производилось федеральными законами от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 30 декабря 2004 года № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса», от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации». Однако регулирование отношений в сфере теплоснабжения назвать всеобъемлющим было нельзя.

В связи с чем, 27 июля 2010 года был принят Федеральный закон №190-ФЗ «О теплоснабжении». Федеральный закон устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

Федеральный закон вводит понятие схемы теплоснабжения, согласно которому:

**Схема теплоснабжения поселения, городского округа** - документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, её развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

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

## 1.1 Функциональная структура теплоснабжения

Сельское поселение «Акшинское» – муниципальное образование в составе муниципального района «Акшинский». Граница сельского поселения «Акшинское» установлена Законом Читинской области от 19 мая 2004 года «Об установлении границ, наименований вновь образованных муниципальных образований и наделении их статусом сельского, городского поселения в Читинской области».

В соответствии с уставом муниципального образования сельского поселения «Акшинское» в его состав входит и населенный пункт: село Акша.

Система теплоснабжения потребителей СП «Акшинское» базируется на котельных, работающих на угле.

Теплоснабжение сельского поселения «Акшинское» осуществляется от четырех котельных.

Отопительные котельные, как правило, имеют тупиковые сети в подземном и надземном исполнении.

Отпуск тепла потребителям осуществляется в виде горячей воды.

Схема теплоснабжения – закрытая.

Основным видом топлива для котельных служит уголь.

Обслуживающей организацией является ООО УК «Ива», собственником котельных и тепловых сетей - Администрация МР «Акшинский район».

## 1.2. Источники тепловой энергии

### 1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

Котельные осуществляют покрытие тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение потребителей, работают на угле и дровах. КПД котельных 70%.

Таблица 1 - Сводная информация по котельным СП «Акшинское»

Наименование котельной	Адрес	Общая установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид топлива
Центральная	ул. Ононская, 48	4,069	0,645	Уголь

Котельная № 2	ул. Ефремова, 12	1,65	0,410	Уголь
Котельная №3 (ЦРБ)	ул. Ленина, 1	3,5	0,638	Уголь
Котельная № 4	ул. Советская, 18	0,3	0,099	Дрова

Регулирование отпуска теплоты – центральное качественное по нагрузке отопления, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

Таблица 2 - Основное оборудование котельных СП «Акшинское»

Тип, марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Теплопроизводительность котла (Гкал/час)	% износа	Последний капитальный ремонт
Центральная котельная				
Котел КВМ-1,74 Б/К (ДО)	2016	1,5	5	-
КВМ-2,0 Б/К "№ 2-19	2019	1,72	1	-
КВМ-1,5 Б/К (ДО) № 20	2013	1,3	80	-
КВр-1,5	2014	1,3	70	-
КВМ-1,5 Б/К № 10	2010	1,3	100	-
Котельная № 2				
КВМ-1,25	2011	1,0	100	-
Самодел	1985	1,0	100	-
Котельная № 3				
Котел КВМ-2,0 Б/К № 1	2018	1,72	5	-
Котельная № 4				
Buderus Lodano S111-45D	2013	0,3	100	-

Таблица 3 - Насосное оборудование котельных СП «Акшинское»

Тип насоса	Год уста-	Технические характеристики	Электродвигатель	Кол-во,	Примечание



	новки	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м.в.ст.	Мощность, кВт	Скорость , об/мин	шт.	
Центральная котельная							
Д-200-36	2014	200	36	37	1500	1	износ 80 %
ЭЦВ 5-6,3-80	2014	6,3	80	3	3000	1	износ 80 %
Котельная № 2							
Д 5-6,3-80	2014	6,3	80	3	3000	1	износ 80 %
Котельная № 3							
ЭЦВ 5-6,3-80	2014	6,3	80	3	3000	1	износ 80 %
Котельная № 4							
ЭЦВ 5-6,3-80	2014	6,3	80	3	3000	1	износ 80 %

Химводоочистка не предусмотрена, подпитка тепловой сети осуществляется водопроводной водой.

Приборы учета тепла, отпущенного в сеть отсутствует.

### 1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования

Таблица 4

Теплоснабжающая организация /система теплоснабжения/место расположения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность Гкал/ч
Центральная, ул. Ононская, 48	4,069	4,069
Котельная № 2, ул. Ефремова, 12	1,65	1,65
Котельная №3 (ЦРБ), ул. Ленина, 1	3,5	3,5
Котельная № 4, ул. Советская,18	0,3	0,3

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

Объем располагаемой тепловой мощности источников теплоснабжения представлен в таблице 5.

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

Таблица 5

Теплоснабжающая организация /система теплоснабжения/место расположения	Собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
Центральная, ул. Ононская, 48	0,14	3,93
Котельная № 2, ул. Ефремова, 12	0,06	1,59
Котельная №3 (ЦРБ), ул. Ленина, 1	0,12	3,38
Котельная № 4, ул. Советская, 18	0,01	0,29

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

Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования содержатся в таблице 2.

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

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

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

Отпуск тепловой энергии потребителям от котельных в виде горячей воды осуществляется по утвержденному температурному графику 95/70 °С. Регулирование отпуска теплоты – качественное, заключающееся в изменении температуры теплоносителя при изменении температуры наружного воздуха.

В таблице 6 представлены фактические и расчетные температуры подающего и обратного трубопроводов, при различных температурах наружного воздуха.

Графическое изображение таблицы представлено на рисунке 1

Таблица 6 - Температурный график источника

Температура наружного воздуха, °С	Температура сетевой воды в трубопроводе, °С		Температура а наружного воздуха, °С	Температура сетевой воды в трубопроводе, °С	
	T1	T2		T1	T2
+10	38,5	33,9	-17	74,8	57,6

+9	40,1	35	-18	75,9	58,3
+8	41,5	36	-19	77,2	59,2
+7	43	37	-20	78,4	59,9
+6	44,5	38	-21	79,6	60,6
+5	45,9	39	-22	80,9	61,4
+4	47,3	39,9	-23	82	62,1
+3	48,8	40,9	-24	83,3	62,9
+2	50,1	41,8	-25	84,4	63,6
+1	51,5	42,7	-26	85,6	64,3
0	52,8	43,6	-27	86,8	65,1
-1	54,2	44,5	-28	87,9	65,7
-2	55,5	45,4	-29	89,2	66,5
-3	56,9	46,2	-30	90,5	67,1
-4	58,2	47,1	-31	91,5	67,9
-5	59,5	48	-32	92,7	68,6
-6	60,8	48,8	-33	93,8	69,3
-7	62,1	49,6	-34	95	70
-8	63,5	50,5			
-9	64,7	51,3			
-10	66	52,1			
-11	67,2	52,9			
-12	68,5	53,7			
-13	69,8	54,5			
-14	71,1	55,3			
-15	72,3	56,1			
-16	73,5	56,9			

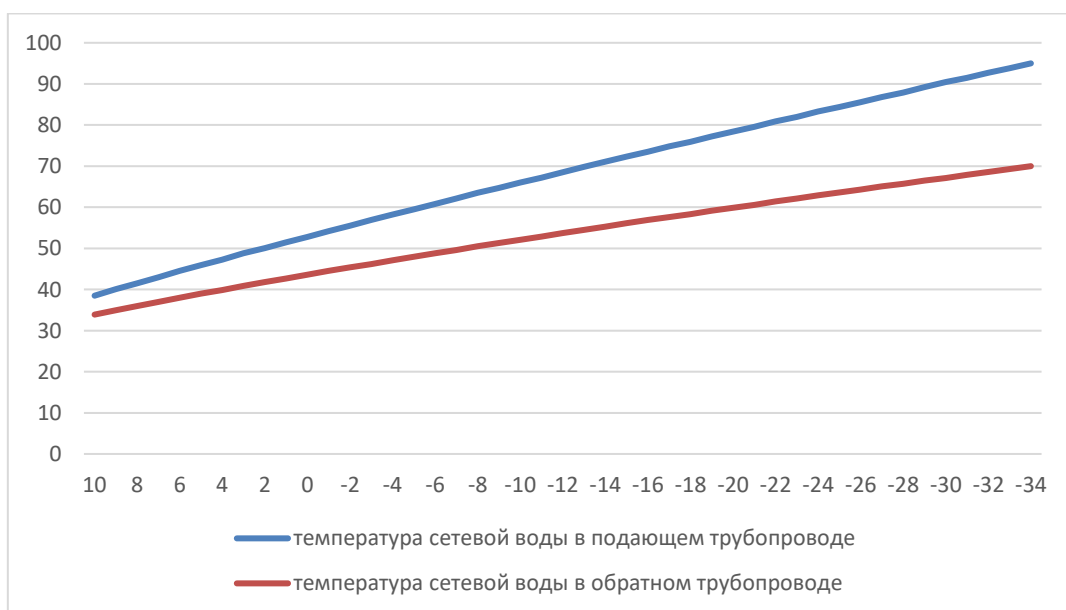


Рисунок 1 - Температурный график источника

Регулирование отпуска теплоты – центральное качественное по нагрузке отопления, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

### 1.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Число часов использования установленной тепловой мощности источника теплоснабжения, которое определяется, как:

$$T_{уст} = Q_{выработ} / Q_{уст}, \text{ час/год},$$

где  $Q_{выработ}$  – выработка (производство) тепловой энергии источником теплоснабжения в течение года, Гкал;

$Q_{уст}$  – установленная тепловая мощность (тепловая производительность) источника теплоснабжения, Гкал/час.

Данные представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Теплоснабжающая организация /система теплоснабжения/место расположения	$Q_{выработ}$ , Гкал	$Q_{уст}$ , Гкал/час	$T_{уст}$ , час/год
Центральная, ул. Ононская, 48	3008,74	4,069	739,43
Котельная № 2, ул. Ефремова, 12	1647,81	1,65	998,67
Котельная №3 (ЦРБ), ул. Ленина, 1	2462,68	3,5	703,62
Котельная № 4, ул. Советская, 18	346,09	0,3	1153,63

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

Определение объема фактически отпущенного тепла, осуществляется приборами учета, установленным у потребителя и расчетным методом.

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

Крупных отказов, приводящих к перебою теплоснабжения потребителей сельского поселения «Акшинское», более 2х часов, за последние 3 года не было.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии не выдавались.

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

На территории СП «Акшинское» нет источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

### **1.3. Тепловые сети, сооружения на них**

#### **1.3.1. Описание структуры тепловых сетей**

Транспорт тепла от централизованных источников до потребителей осуществляется по магистральным и распределительным сетям. В настоящее время в теплоснабжающих предприятиях СП «Акшинское» применяется разнообразная номенклатура трубопроводов и оборудования тепловых сетей, различающихся назначением, диаметром, способами прокладки, типом изоляции.

Каждый источник имеет по единственному выводу магистральных тепловых сетей из котельной. Далее тепловые сети попадают в тепловую камеру и разветвляются в направлениях потребителей тепловой энергии.

#### **1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме**

Схемы тепловых сетей представлены и на рисунках 2-4.



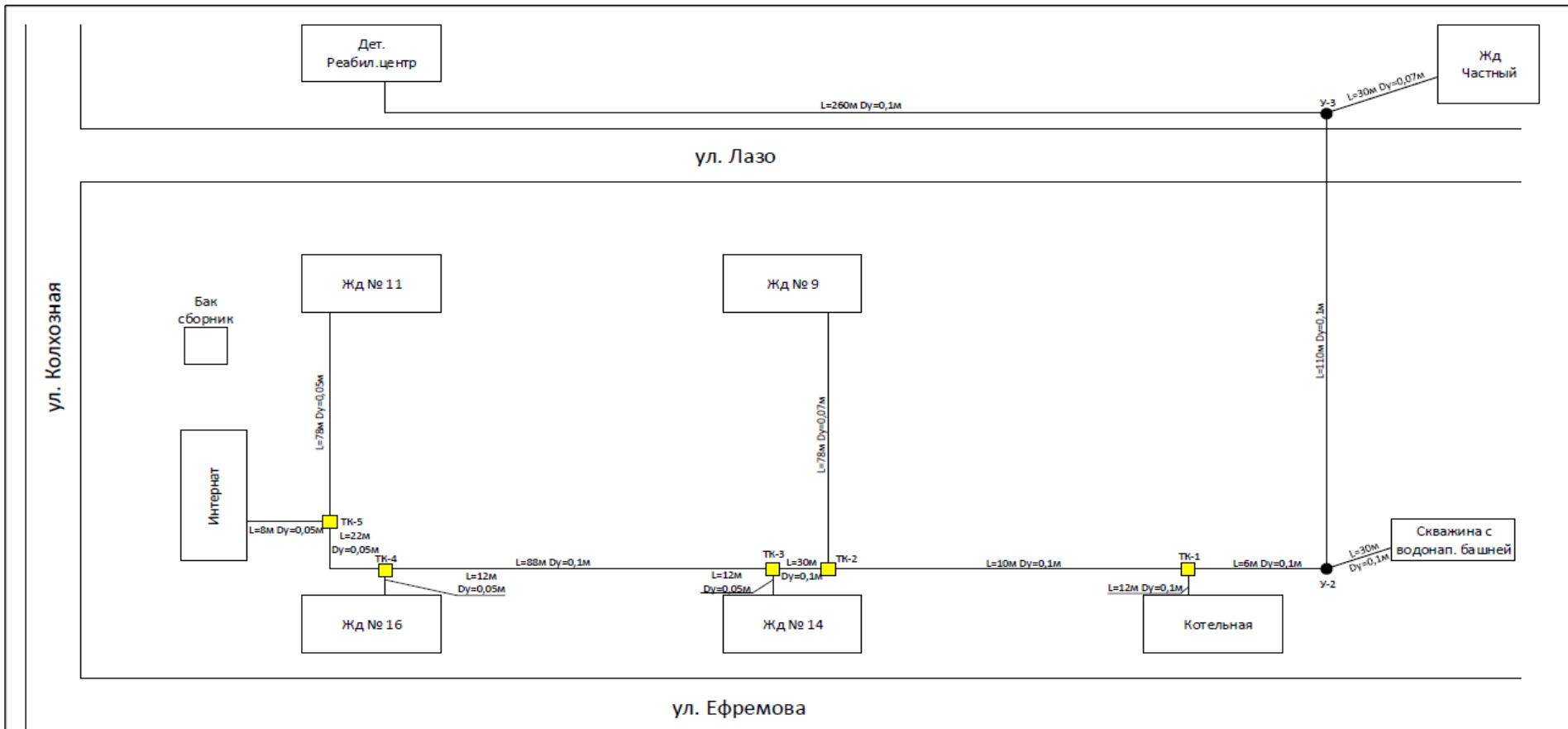


						Схема теплоснабжения сельского поселения «Акшинское» муниципального района «Акшинский район» Забайкальского края		
						Схема тепловых сетей котельной № 2 ООО УК «ИВА»		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Масса	Масштаб
ГИП						Лист		
Нач. отдела.						Листов		
Разработал						ИП Сивухо Н.Н. г. Киров, 2020		

Рисунок 3 - Схема тепловых сетей тепловой сети котельной № 2



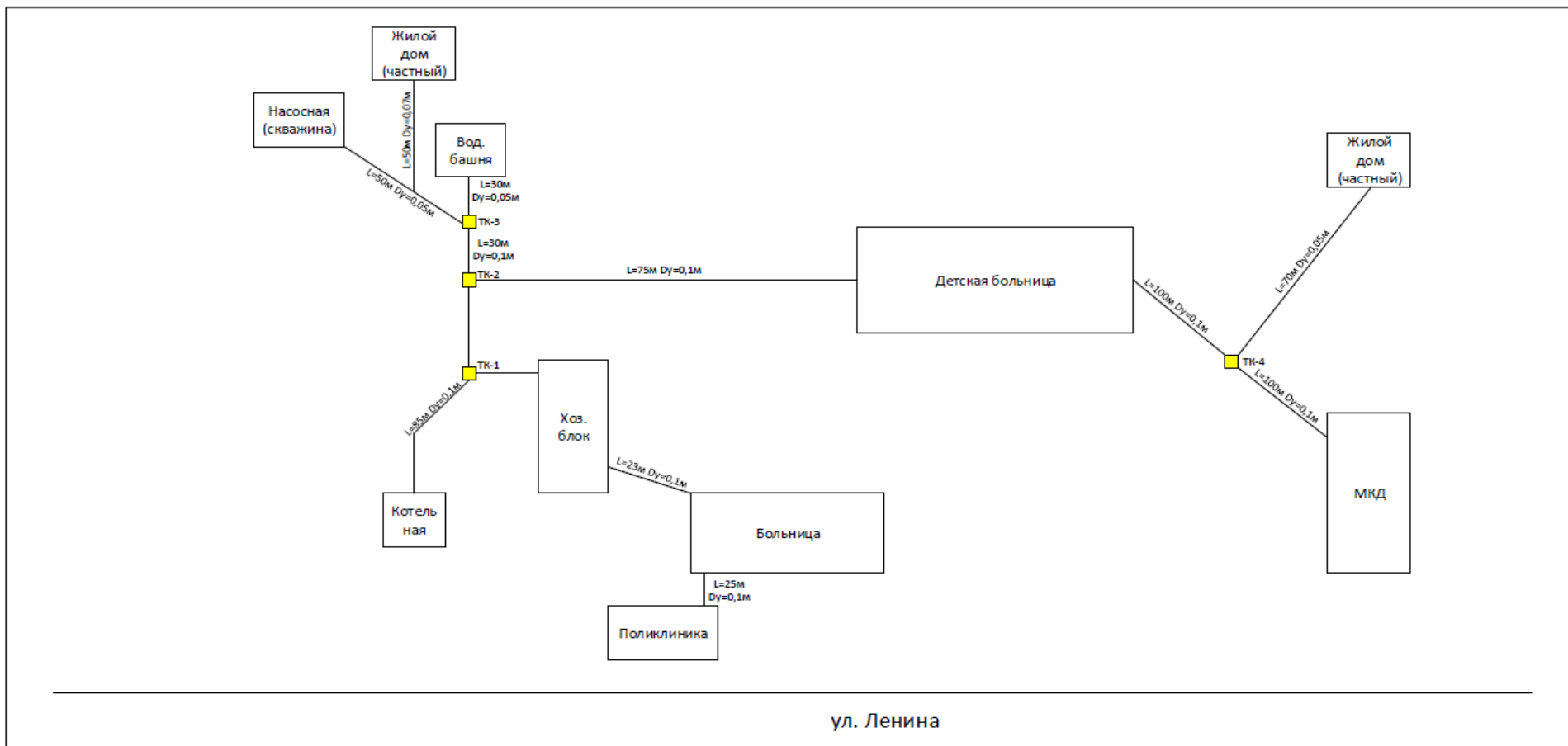


						Схема теплоснабжения сельского поселения «Акшинское» муниципального района «Акшинский район» Забайкальского края			
						Схема тепловых сетей котельной № 3 ЦРБ ООО УК «ИВА»	Стадия	Масса	Масштаб
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
ГИП							Лист	Листов	
Нач. отдела.							ИП Сивухо Н.Н. г. Киров, 2020		
Разработал									

Рисунок 4 - Схема тепловых сетей тепловой сети котельной ЦРБ

### 1.3.3. Параметры тепловых сетей

Характеристика трубопроводов тепловой сети приведена в таблице 7. Для регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии используется качественное регулирование, т.е. температурой теплоносителя. При постоянном расходе изменяется температура теплоносителя. Разность температур теплоносителя при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха (принято по средней температуре самой холодной пятидневки за многолетний период наблюдений) равна 25°C.

Все тепловые сети подвергаются испытаниям на прочность и плотность до и после отопительного сезона.

Таблица 7 Характеристика тепловых сетей от муниципальных котельных сельского поселения «Акшинское»

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Адрес	Год ввода в эксплуатацию	% износа	Сети (по участкам) - участки консолидируем по совпадающим диаметрам!	
					Протяженность, км	Диаметр, мм.
1	Центральная, ул. Ононская, 48	ул. Ононская, 48	1998	60	1490	219
		Участок Ононская-Партизанская	1978-2002		633	45-219
		Участок Ононская	1998		325	89-219
		Участок Партизанская	1989-1998		819	89-219
2	Котельная № 2, ул. Ефремова, 12	ул. Ефремова, 12	1972	40	610	100

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Адрес	Год ввода в эксплуатацию	% износа	Сети (по участкам) - участки консолидируем по совпадающим диаметрам!	
					Протяженность, км	Диаметр, мм.
		Участок	1994		34	100
		Участок	1998		124	100
		Участок	2001		233	76-100
		Участок	1997		345	50-100
3	Котельная №3 (ЦРБ), ул. Ленина, 1	ул. Ленина, 1	1980	100	908	100
		Участок Котельная поликлиника	1980		255	100
		Участок от ТК 2 до общежития	1980		313	100

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Адрес	Год ввода в эксплуатацию	% износа	Сети (по участкам) - участки консолидируем по совпадающим диаметрам!	
					Протяженность, км	Диаметр, мм.
		Участок от ТК 4 до ЖД	1980		70	50
		Участок от ТК 3 до водобашни	1980		30	50
		Участок от ТК 3 до нас скважины	1980		50	50
		Участок от ТК 2 до ЖД	1980		190	76-100
4	Котельная № 4, ул. Советская,18	ул. Советская, 18	1981	0	30	50

Компенсация температурных деформаций трубопроводов осуществляется за счет использования участков самокомпенсации (углов поворота трассы) и П-образных компенсаторов.

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

Информация об установленной регулирующей арматуре отсутствует. Подразумевается, что регулирующая арматура на тепловых сетях отсутствует, регулировка осуществляется непосредственно в ИТП зданий.

### **1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов**

Тепловые камеры, расположенные на тепловых сетях поселения, железобетонные. Павильоны отсутствуют.

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

Графики регулирования отпуска тепла предоставлены в таблице 6 и на рисунке 1.

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

### **1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей**

Существующие магистральные тепловые сети имеют резерв пропускной способности, и могут обеспечить тепловой энергией новых потребителей. Величина резервов тепловой нагрузки подробно рассмотрена в Главе 4.

Существующий гидравлический режим тепловых сетей сельского поселения в значительной мере обеспечивает правильную работу тепловых узлов потребителей, дефицита в напорах у потребителей не обнаружено.

### **1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций)**

За период с 2016 года по 2019 год на тепловых сетях поселения аварийных ситуаций не было. Возникающие утечки и отказы на тепловых сетях устранялись в нормативные сроки.

### **1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей**

За период с 2016 года по 2019 год на тепловых сетях поселка аварийных ситуаций не было. Возникающие утечки и отказы на тепловых сетях устранялись в нормативные сроки.

### **1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

В условиях ограниченного финансирования целесообразно планировать и

производить ремонты тепловых сетей исходя из их реального состояния, а не в зависимости от срока службы. При этом предпочтение имеют неразрушающие методы диагностики. За основу описания процедур диагностики состояния тепловых сетей принят РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом» (Минэнерго).

Начинать диагностику состояния тепловой сети необходимо с анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации. Анализ проектной и эксплуатационной документации можно проводить в соответствии с РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» (Минтопэнерго), или в соответствии с РД 12-411-01 «Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов» (Госгортехнадзор). Результаты анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации рекомендуется оформлять по следующей форме: (форма 1 РД 102-008-2002).

Исходные данные для анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации:

1. Наименование и принадлежность организации, эксплуатирующей трубопровод;
2. Полное наименование, назначение и шифр трубопровода, год ввода в эксплуатацию;
3. Общая длина трубопровода, м; план-схема и профиль трассы трубопровода с привязками к надземным сооружениям, водным преградам, переходам через дороги, пересечениям, врезкам к т.п.;
4. Проектное давление, МПа;
5. Рабочее давление, МПа;
6. Сведения о коррозионной агрессивности транспортируемого продукта и окружающего грунта (опасность питтингообразования по ИСО 11463, биокоррозии по РД 39-3-973-83 расчетные данные о скорости локальной коррозии по номинальным показателям);
7. Сведения о количестве, причинах отказов (аварий) и выполненных ремонтов трубопровода с привязками по участкам трассы;
8. Даты проведения предыдущих диагностических обследований, основные выводы по их результатам, организация-исполнитель;

## 9. Дополнительная информация.

Затем производится осмотр трассы трубопровода. Рекомендуется его выполнять в соответствии с РД 34-10-130-96 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю» (Минтопэнерго) для получения информации о текущем состоянии тепловой сети и уточнения объема подготовительных работ. Результаты осмотра рекомендуется оформлять по форме 2 РД 102-008-2002.

Затем приступают к подготовительным работам, которые выполняют до начала проведения диагностических работ.

К диагностике состояния тепловых сетей приступают после окончания всех подготовительных работ. Во время работ по обследованию ведется Полевой журнал обследования по форме 3 РД 102-008-2002.

По результатам полевого этапа магнитометрического обследования составляется Протокол по форме 4 РД 102-008-2002.

После окончания полевого этапа обследования в стационарных условиях осуществляют камеральную обработку данных. Её осуществляют с целью уточнения координат участков тепловой сети, а также оценки опасности дефектов и общего напряженного состояния тепловой сети для ранжирования её участков по классам технического состояния.

По результатам обработки данных составляют «Ведомость выявленных аномалий».

По результатам анализа всей собранной информации оформляется

«Заключение о техническом состоянии объекта диагностики». В процессе формирования Заключения полученную информацию систематизируют с отражением основных результатов в виде таблиц, графиков и совмещенной ситуационной план-схемы трассы тепловой сети.

При помощи различных методов диагностики технического состояния тепловой сети можно ответить на вопрос – какие участки нуждаются в первоочередной замене, а на каких можно обойтись локальными ремонтными работами. В зависимости от этого следует осуществлять планирование капитальных (текущих) ремонтов.

Существующее разнообразие видов диагностирования тепловых сетей методами неразрушающего контроля позволяет получить полную и точную картину технического состояния.

## **Методы технической диагностики, применяемые при эксплуатации тепловых сетей**

Опрессовка на прочность повышенным давлением. Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20 – 40 % . То есть только 20% повреждений выявляется в ремонтный период и 80 % уходит на период отопления. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

## **Методы технической диагностики, не нашедшие применения при эксплуатации тепловых сетей**

Метод акустической диагностики. Применение данного метода предполагает использование корреляторы усовершенствованной конструкции. Акустическая диагностика имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок ТС.

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

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

**Метод «Wavemaker»** - данная современная ультразвуковая система предназначена для оценки состояния трубопроводов и позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних поверхностях тепловых сетей (так называемая система скринингового тестирования труб).

Метод направленных волн, используемых при контроле, полностью отличается от методов, используемых при традиционных способах УЗК. Вместо сканирования области трубы, расположенного непосредственно под датчиками, направленные волны путешествуют вдоль тела трубы. Это позволяет проинспектировать десятки метров трубы при помощи кольца датчиков, расположенных в одном месте.



### **Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора**

При доступной поверхности трассы, желательна с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10 % старых прокладок тепловых сетей. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.

### **Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли.**

Метод имеет мало статистики и пока трудно сказать о его эффективности в условиях города.

### **Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне.**

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

На предприятии должен быть организован ремонт тепловых сетей – капитальный и текущий. На все виды ремонта тепловых сетей должны быть составлены перспективные и годовые графики. Графики капитального и текущего ремонтов разрабатываются на основе результатов анализа проведенной диагностики и выявленных дефектов. Порядок проведения текущих и капитальных ремонтов тепловых сетей регламентируется следующими документами:

- Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения (утверждена приказом Госстроя России от 13.12.2000. № 285 и согласована с Госгортехнадзором России и Госэнергонадзором Минэнерго России);
- Положение о системе планово-предупредительных ремонтов основного оборудования коммунальных теплоэнергетических предприятий (утверждена приказом Минжилкомхоза РСФСР от 06.04.1982 № 214);
- Инструкция по капитальному ремонту тепловых сетей (Утверждена приказом Минжилкомхоза РСФСР от 22.04.1985 № 220);
- РД 153-34.0-20.522-99 «Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей» (утверждена РАО ЕЭС России 09.12.1999);
- СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» (утверждены РАО

ЕЭС России 25.12.2003).

При планировании капитальных и текущих ремонтов тепловой сети следует иметь в виду, что нормативный срок эксплуатации составляет 25 лет.

### **1.3.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей**

Под термином «летний ремонт» имеется в виду планово - предупредительный ремонт, проводимый в межотопительный период.

В отношении периодичности проведения так называемых летних ремонтов, а также параметров и методов испытаний тепловых сетей констатируется следующее:

1. Техническое освидетельствование тепловых сетей должно производиться не реже 1 раза в 5 лет (п.2.5 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»).

2. Оборудование тепловых сетей в том числе тепловые пункты и системы теплопотребления до проведения пуска после летних ремонтов должно быть подвергнуто гидравлическому испытанию на прочность и плотность, а именно: элеваторные узлы, калориферы и водоподогреватели горячего водоснабжения и отопления давлением 1,25 рабочего, но не ниже 1 МПа (10 кгс/см<sup>2</sup>), системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>), а системы панельного отопления давлением 1 МПа (10 кгс/см<sup>2</sup>) (п.5.28 МДК 4-02.2001).

3. Испытанию на максимальную температуру теплоносителя должны подвергаться все тепловые сети от источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплопотребления. Данное испытание следует проводить, как правило, непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха (п.1.3,1.4 РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя»).

Периодичность данных испытаний определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла. Температура воды в обратном трубопроводе при

температурных испытаниях не должна превышать 90 °С (п.6.91 МДК 4-02-2001).

Испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя должны проводиться в соответствии с РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя».

При этом следует иметь в виду, что испытание на максимальную температуру теплоносителя тепловых сетей, эксплуатирующихся длительное время и имеющих ненадежные участки, следует проводить после летнего ремонта и предварительного гидравлического испытания этих участков на прочность и плотность, но не позднее чем за три недели до начала отопительного сезона.

Запрещается одновременное проведение испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя и гидравлического испытания тепловых сетей на прочность и плотность.

При испытании на максимальную температуру теплоносителя температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети не должна превышать 90 °С.

4. Испытанию на гидравлические потери должны подвергаться тепловые сети в целях определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности.

Данный вид испытаний проводится в соответствии с РД 34.20.519-97

«Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери». Испытания тепловых сетей на гидравлические потери должны проводиться один раз в пять лет. График этих испытаний устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (п.6.97 МДК 4-02- 2001).

5. Тепловые сети должны подвергаться испытаниям для определения тепловых потерь. Целью тепловых испытаний является определение тепловых потерь различными типами прокладок и конструкциями изоляции трубопроводов, характерными для данной тепловой сети.

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

Испытаниям следует подвергать те участки сети, у которых тип прокладки и конструкция изоляции являются характерными для данной сети, что дает возможность распространить результаты испытаний на тепловую сеть в целом. Тепловые испытания должны производиться один раз в 5 лет. При этом выявляются изменения теплотехнических свойств изоляционных конструкций вследствие старения в процессе

эксплуатации, ввода новых и реконструкции действующих тепловых сетей (РД 34.09.255-97).

Все виды испытаний должны проводиться отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

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

При получении тепловой энергии от источника тепла, принадлежащего другой организации, рабочая программа согласовывается с главным инженером этой организации.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

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

Руководитель испытания перед началом испытания должен:

- проверить выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организовать проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверить отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых пунктов;

- провести инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей.

Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером ОЭТС, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

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

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

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

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

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

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

рабочего.

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

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

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (далее - температурные испытания) определяется руководителем ОЭТС.

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

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

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

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

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

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

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;

- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплоснабжения производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек

- задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

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

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

График испытаний устанавливается техническим руководителем ОЭТС.

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

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

### **Техническое обслуживание и ремонт**

ОЭТС должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации.

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

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

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

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать НТД.



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

На предприятии тепловых сетей ежегодно производятся расчеты нормативных значений технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях и системах теплоснабжения. Расчеты производятся в соответствии с «Инструкцией по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 г. № 325.

В таблице 8 приведена информация об утверждённых нормативах технологических потерь по источникам теплоснабжения.

Таблица 8 - Утвержденные нормативы технологических потерь по источникам за 2020 год

Наименование котельной, теплового пункта	Отпуск тепловой энергии в сеть	Нормативы технологических потерь	
		Потери теплоносителя	Потери т/э
	Гкал	м <sup>3</sup>	Гкал
Центральная, ул. Ононская, 48	2931,36	838,97	720,72
Котельная № 2, ул. Ефремова, 12	1602,73	462,81	314,81
Котельная №3 (ЦРБ), ул. Ленина, 1	2391,61	177,58	58,79
Котельная № 4, ул. Советская, 18	332,95	58,79	173,93

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

Ввиду отсутствия приборов учета тепловой энергии на источнике теплоснабжения и у всех потребителей, определить фактические потери тепловой энергии и теплоносителя не представляется возможным.

### **1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети СП «Акшинское» по состоянию на 2020 год отсутствуют.

### **1.3.16. Описание наиболее распространённых типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям**

Теплоносителем является сетевая вода. Теплопотребляющие установки потребителей тепловой энергии по отоплению присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме.

По способу регулирования отпуска тепловой энергии от источников принят качественный метод регулирования температуры теплоносителя, т.е. температура теплоносителя изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха, а расход теплоносителя в системе потребления остается постоянным.

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

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.12.2009г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 1 января 2012 года обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также вводу установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета. На момент актуализации схемы теплоснабжения не все потребители оснащены приборами учета тепловой энергии.

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

Тепломеханическое оборудование на источниках централизованного теплоснабжения имеет низкую степень автоматизации. Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Регулирующие и запорные задвижки не имеют средств

телемеханизации.

Единая дежурно-диспетчерская служба отсутствует. Звонки от абонентов поступают в теплоснабжающую организацию ответственному лицу, заявки передаются соответствующим службам.

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

На территории сельского поселения «Акшинское» отсутствуют тепловые пункты и насосные станции.

### **1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Защита тепловых сетей от превышения давления осуществляется на теплоисточниках путем установки предохранительных клапанов. Дополнительных сбросных устройств на теплотрассах не предусмотрено.

### **1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Статья 15, пункт 6. Федерального закона от 27 июля 2022 года № 190-ФЗ: «В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

Принятие на учет бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) осуществляется на основании постановления Правительства РФ от 17.09.2003г. № 580.

На основании статьи 225 Гражданского кодекса РФ по истечении года со дня постановки бесхозяйной недвижимой вещи на учет орган, уполномоченный управлять

муниципальным имуществом, может обратиться в суд с требованием о признании права муниципальной собственности на эту вещь.

По результатам инвентаризации бесхозных тепловых сетей на территории поселения не выявлено.

#### **1.4. Зоны действия источников тепловой энергии**

На момент разработки схемы теплоснабжения муниципального образования существующая зона действия систем теплоснабжения источников тепловой энергии, выглядит следующим образом:

– зона действия котельной Центральная - теплоисточник обеспечивает нужды населения и бюджетных потребителей на отопление с присоединённой тепловой нагрузкой 0,645 Гкал/ч.

– зона действия котельной № 2 - теплоисточник обеспечивает нужды населения и бюджетных потребителей на отопление с присоединённой тепловой нагрузкой 0,410 Гкал/ч.

– зона действия котельной № 3 - теплоисточник обеспечивает нужды населения и бюджетных потребителей на отопление с присоединённой тепловой нагрузкой 0,638 Гкал/ч.

– зона действия котельной № 4 - теплоисточник обеспечивает нужды и бюджетных потребителей на отопление с присоединённой тепловой нагрузкой 0,099 Гкал/ч.

#### **1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии**

##### **1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления**

Расчетные расходы теплоты потребителей и сводные данные по потребителям в зонах действия котельных представлены в таблице 9. Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС на территории города составляет -34 °С.

Общая подключенная нагрузка отопления вентиляции и ГВС в границах жилой застройки составляет 1,846 Гкал/ч.

В таблице 9 приведены тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии и групп потребителей тепловой энергии в зоне действия муниципальных котельных на территории сельского поселения «Акшинское».

Таблица 9 - Сводная информация тепловых нагрузок

№ п/п	Наименование	Vнар, м <sup>3</sup>	qот	Tвн, °С	Qчас, Гкал/час	Qгод, Гкал/
<b>Котельная Центральная</b>						
<b>Бюджетные потребители</b>						
1	Детский сад и ясли	6383	0,38	20	0,121	368,299
2	Дом детского творчества	1028	0,39	18	0,019	59,371
3	Здания администрации	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	194,305
4	МФЦ	323	0,74	20	0,012	37,96
5	Гараж администрации	1554	0,7	10	0,044	114,396
6	УОР	1589	0,43	18	0,033	101,183
7	Районный суд	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	39,022
8	Прокуратура	1388	0,43	18	0,029	88,384
9	Налоговая инспекция	572	0,43	18	0,012	36,423
Итого					<b>0,269</b>	<b>1039,343</b>
<b>Прочие потребители</b>						
10	Узел связи	1586	0,43	18	0,033	100,992
11	ОАО Ростелеком Адм. здание	2040	0,43	18	0,042	129,930
12	ОАО Ростелеком гараж	976,4	0,43	18	0,020	62,174
Итого					<b>0,095</b>	<b>293,097</b>
<b>Собственное потребление</b>						
13	Водонапорная башня	960	1	10	0,039	100,956
14	Насосная	18	1,05	10	0,001	1,988
Итого					<b>0,040</b>	<b>102,944</b>
<b>Население</b>						
15	ул. Ононская, 38	358,4	0,76	20	0,014	43,259
16	ул. Ононская, 40	364	0,76	20	0,014	43,935
17	ул. 1 мая, 6	402	0,74	20	0,015	47,245
18	ул. 1 мая, 12	300	0,78	20	0,012	37,163
19	ул. Ленина, 36	360	0,76	20	0,014	43,452
20	ул. Ленина, 35	2402	0,46	20	0,055	175,48
21	ул. Ленина, 33	2402	0,46	20	0,055	175,48
22	ул. Ленина, 37	2635	0,5	20	0,065	209,241
Итого					<b>0,243</b>	<b>775,256</b>
<b>Итого по котельной Центральная</b>					<b>0,645</b>	<b>2210,639</b>
<b>Котельная № 2</b>						
<b>Бюджетные потребители</b>						
1	СРЦ «Задор»	4523	0,38	20	0,085	272,965
Итого					<b>0,085</b>	<b>272,965</b>

№ п/п	Наименование	Vнар, м <sup>3</sup>	qот	Tвн, °С	Qчас, Гкал/час	Qгод, Гкал/
<b>Население</b>						
2	ул. Лазо, 9	3082	0,43	20	0,066	210,474
3	ул. Лазо, 11	3082	0,43	20	0,066	210,474
4	ул. 8 Марта, 15	273	0,76	20	0,010	32,951
5	ул. Ефремова, 14	3082	0,47	20	0,072	230,053
6	ул. Ефремова, 16	3082	0,47	20	0,072	230,053
Итого					<b>0,286</b>	<b>914,005</b>
<b>Собственное потребление</b>						
7	Водонапорная башня	960	1	10	0,039	100,956
Итого					<b>0,039</b>	<b>100,956</b>
<b>Итого по котельной № 2</b>					<b>0,410</b>	<b>1287,926</b>
<b>Котельная № 4</b>						
<b>Собственное потребление</b>						
1	Административное здание	924	0,43	18	0,019	58,838
2	Склад	360	0,8	10	0,012	30,287
3	Гараж	1960	0,7	10	0,056	144,283
Итого					<b>0,086</b>	<b>233,408</b>
<b>Прочие потребители</b>						
	Церковь	640	0,43	18	0,013	40,753
Итого					<b>0,013</b>	<b>40,753</b>
<b>Итого по котельной № 3</b>					<b>0,099</b>	<b>274,161</b>
<b>Котельная ЦРБ</b>						
<b>Бюджетные потребители</b>						
	Хозблок	2751	0,43	18	0,057	175,176
	Детский корпус	6897,8	0,4	20	0,137	437,915
	Главный корпус	18032,4	0,32	20	0,287	915,847
	Поликлиника	3162	0,4	20	0,063	200,743
	Переход	249,9	0,7	20	0,009	27,764
Итого					<b>0,552</b>	<b>1757,445</b>
<b>Собственное потребление</b>						
	Водобашня	225	0,7	18	0,008	23,324
Итого					<b>0,008</b>	<b>23,324</b>
<b>Население</b>						
	Общежитие	2080	0,7	20	0,072	231,238
	ЖД	133,5	0,88	20	0,006	18,658
Итого					<b>0,078</b>	<b>249,895</b>
<b>Итого по котельной ЦРБ</b>					<b>0,638</b>	<b>2030,664</b>
<b>Итого по ООО УК «ИВА»</b>					<b>1,792</b>	<b>5803,39</b>

### 1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии представлено в Части 2 Источники тепловой энергии.

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

Применение поквартирного отопления в многоквартирных домах на территории СП «Акшинское» не распространено.

Перевод встроенных помещений в домах, отопление которых осуществляется централизованно, на поквартирные источники тепловой энергии, прямо запрещается ФЗ №190 «О теплоснабжении». Расширение опыта перевода многоквартирных жилых домов на использование поквартирных источников не ожидается.

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

Расчетное значение потребления тепловой энергии на территории поселения за год составляет 5803,39 Гкал.

Структура потребления тепловой энергии представлена в таблице 10.

Таблица 10

Показатель	Котельная Центральная	Котельная № 2	Котельная ЦРБ	Котельная № 4	Итого
Бюджетные организации	1039,343	272,965	1757,445	0	3069,753
Население	775,256	914,005	249,895	0	1939,156
Прочие потребители	293,097	0	0	40,753	333,85
Собственное потребление	102,944	100,956	23,324	233,408	460,632
Итого	2210,639	1287,926	2030,664	274,161	5803,39

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

Норматив потребления тепловой энергии для населения утвержден приказом № 209 от 5 ноября 2015 года «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг в жилых помещениях и нежилых помещениях, встроенных в многоквартирный дом на территории Забайкальского края» (с изменениями на 9 октября 2020 года).

Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению на территории

сельского поселения «Акшинское» составляет 0,036 Гкал/м<sup>2</sup>.

В сельском поселении «Акшинское» отсутствуют принятые законодательно региональные нормативы энергоэффективного теплоснабжения для нового строительства.

#### **1.5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения**

Значения тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения, содержатся в таблице 9.

### **1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии**

#### **1.6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии**

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

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

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

Мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

В таблице 12 представлены балансы тепловой мощности по источникам теплоснабжения.



Таблица 12 - Балансы тепловой мощности на источниках теплоснабжения

Котельная	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Перспективная подключенная нагрузка, Гкал/час	Перспективная тепловая мощность, Гкал/час
Центральная, ул. Ононская, 48	4,069	0,645	4,069	0,645
Котельная № 2, ул. Ефремова, 12	1,65	0,410	1,65	0,410
Котельная №3 (ЦРБ), ул. Ленина, 1	3,5	0,638	3,5	0,638
Котельная № 4, ул. Советская, 18	0,3	0,099	0,3	0,099

### 1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

В таблице 13 представлены данные о резерве тепловой мощности нетто на источниках теплоснабжения СП «Акшинское». Суммарный резерв тепловой мощности – 7,727 Гкал/ч, что составляет 81,2 % от суммарной мощности нетто источников теплоснабжения.

Таблица 13 - Баланс мощности нетто

Котельная	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Дефицит/резерв тепловой мощности, Гкал/час
Центральная, ул. Ононская, 48	4,069	0,645	3,424
Котельная № 2, ул. Ефремова, 12	1,65	0,410	1,240
Котельная №3 (ЦРБ), ул. Ленина, 1	3,5	0,638	2,862
Котельная № 4, ул. Советская, 18	0,3	0,099	0,201

**1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю**

Существующие магистральные тепловые сети имеют резерв пропускной способности, и могут обеспечить тепловой энергией новых потребителей.

#### **1.6.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Дефицит тепловой мощности может негативно влиять на качество теплоснабжения в период низких температур наружного воздуха. На рассматриваемых источниках теплоснабжения дефициты тепловой мощности отсутствуют.

#### **1.6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии описаны в разделе 6.2. Расширения зоны действия источника тепловой энергии «котельная Вокзальная» экономически нецелесообразно.

### **1.7. Балансы теплоносителя**

#### **1.7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть**

На момент актуализации схемы теплоснабжения водоподготовительные установки на всех источниках теплоснабжения отсутствуют.

Баланс производительности водоподготовительных установок складывается из нижеприведенных статей:

- объем воды на заполнение наружной тепловой сети, м<sup>3</sup>;
- объем воды на подпитку системы теплоснабжения, м<sup>3</sup>;
- объем воды на собственные нужды котельной, м<sup>3</sup>;
- объем воды на заполнение системы отопления (объектов), м<sup>3</sup>;
- объем воды на горячее теплоснабжение, м<sup>3</sup>.

В процессе эксплуатации необходимо чтобы ВПУ обеспечивала подпитку тепловой сети, расход потребителями теплоносителя (ГВС) и собственные нужды котельной.

Объем воды для наполнения трубопроводов тепловых сетей, м<sup>3</sup>, вычисляется в зависимости от их площади сечения и протяженности по формуле:

$$V_{cemu} = \sum v_{di} l_{di}$$

где

$v_{di}$  - удельный объем воды в трубопроводе  $i$ -го диаметра протяженностью 1, м<sup>3</sup>/м;

$l_{di}$  - протяженность участка тепловой сети  $i$ -го диаметра, м;

$n$  - количество участков сети;

Объем воды на заполнение тепловой системы отопления внутренней системы отопления объекта (здания)

$$V_{om} = v_{om} \cdot Q_{om}$$

где

$v_{om}$  – удельный объем воды (справочная величина  $v_{om} = 30$  м<sup>3</sup>/Гкал/ч);

$Q_{om}$  - максимальный тепловой поток на отопление здания (расчетно- нормативная величина), Гкал/ч.

Объем воды на подпитку системы теплоснабжения

закрытая система

$$V_{подп} = 0,0025 \cdot V,$$

где

$V$  - объем воды в трубопроводах т/сети и системе отопления, м<sup>3</sup>.

открытая система

$$V_{подп} = 0,0025 \cdot V + G_{гвс},$$

где

$G_{гвс}$  - среднечасовой расход воды на горячее водоснабжение, м<sup>3</sup>.

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6.16. Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

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

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

Результаты расчетов (баланс производительности) по источникам тепловой энергии

приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Баланс производительности водоподготовительных установок

Источник тепловой энергии	Заполнение тепловой сети, т	Заполнение системы отопления потребителей, т	Среднечасовой расход воды на ГВС, т/ч	Подпитка тепловой сети, т/ч
Центральная, ул. Ононская, 48	28,14	12,57	-	0,102
Котельная № 2, ул. Ефремова, 12	10,71	7,99	-	0,047
Котельная №3 (ЦРБ), ул. Ленина, 1	11,41	12,43	-	0,059

Перспективная производительность ВПУ котельной «Центральная» должна составлять не менее  $0,102 \text{ м}^3/\text{час}$ .

Перспективная производительность ВПУ котельной № 2 должна составлять не менее  $0,047 \text{ м}^3/\text{час}$ .

Перспективная производительность ВПУ котельной № 3 должна составлять не менее  $0,059 \text{ м}^3/\text{час}$ .

### **1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

На момент актуализации схемы теплоснабжения водоподготовительные установки на всех источниках теплоснабжения отсутствуют.

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6.17. Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Перспективная производительность водоподготовительных установок котельной Центральная для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы должна составлять не менее 0,81 м<sup>3</sup>/час.

Перспективная производительность водоподготовительных установок котельной № 2 для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы должна составлять не менее 0,37 м<sup>3</sup>/час.

Перспективная производительность водоподготовительных установок котельной № 3 для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы должна составлять не менее 0,48 м<sup>3</sup>/час.

## **1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом**

### **1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии**

Основным топливом для котельных являются каменный уголь и дрова.

Сводная информация по используемому топливу представлена в таблице 15.

Таблица 15. Сводная информация по используемому топливу на теплогенерирующих источниках сельского поселения «Акшинское»

Показатель	Ед. изм.	Котельная Центральная	Котельная № 2	котельная № 3 (ЦРБ)	Котельная № 4	Всего
Удельный расход условного топлива	кг.у.т./Гкал	204,1	204,1	204,1	204,1	204,1
Расход условного топлива	тут/год	614,08	336,32	502,63	69,91	1593,0
Дрова Эк=0,266	плот. м <sup>3</sup>	0	0	0	350,0	350,0
Уголь Татауровский, Эк=0,486 (100 %)	тнт/год	1263,55	692,01	1034,22	0	2989,78

### **1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями**

Резервное и аварийное топливо на источниках тепловой энергии СП «Акшинское» не предусмотрено.

### **1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки**

Основным топливом для котельных является каменный уголь Татауровский,  $\text{Эк}=0,486$ .

### **1.8.4. Описание использования местных видов топлива**

Основным топливом для котельных является каменный уголь Татауровский,  $\text{Эк}=0,486$ .

## **1.9. Надёжность теплоснабжения**

Оценка надёжности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Постановления Правительства от 22 февраля 2012 г. №154 «Требования к схемам теплоснабжения». Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надёжность». ВСНиП 41.02.2003 надёжность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения), а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде, обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы, коэффициент готовности и живучести.

Расчет показателей системы с учетом надёжности должен производиться для конечного потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать:

- источник теплоты - 0,97;
- тепловые сети - 0,9;
- потребитель теплоты - 0,99.

Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или

теплового пункта;

- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

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

- необходимостью замены на конкретных участках тепловых сетей, теплопроводов и конструкций на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;

- очередностью ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности системы централизованного теплоснабжения к исправной работе принимается равным 0,97 (СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети»)

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью систем централизованного теплоснабжения к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;

- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;

- организационными и техническими мерами, необходимыми для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения на уровне заданной готовности;

- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории. Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже

предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п. Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в жилых и общественных зданий до 12 °С, промышленных зданий до - 8 °С.

Анализ аварийных отключений потребителей не был произведен с связи с отсутствием данных по авариям и отключениям системы теплоснабжения.

Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей не был произведен с связи с отсутствием данных по авариям и отключениям системы теплоснабжения.

Анализ частоты отказов участков тепловых сетей, частоты отключения потребителей, время восстановления теплоснабжения не был произведен с связи с отсутствием данных по авариям и отключениям системы теплоснабжения.

#### **1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

Согласно Постановлению Правительства РФ №1140 от 30.12.2009 г., «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии», раскрытию подлежит информация:

а) о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);

б) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);

в) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;

г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;

д) о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;

е) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;



ж) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.

На момент выполнения работы данные об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности, организацией, производящей и поставляющей тепловую энергию, представлены не в полном объеме.

Ниже представлены в таблице 11 технико-экономические показатели для источников тепловой энергии, характеризующие хозяйственно-экономическую деятельность.

Таблица 16 – Техничко-экономические показатели

Показатели	Единица измерения	Всего
1. Выработка теплоэнергии	тыс.Гкал	7465,32
2. Собственные нужды	тыс. Гкал	206,67
то же, в процентах	%	2,8
3. Отпуск тепловой энергии в сеть с коллекторов	тыс. Гкал	7258,65
4. Получено тепловой энергии со стороны	тыс. Гкал	0
5. Отпуск тепловой энергии в сеть с учетом покупной	тыс.Гкал	7258,65
6. Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	1268,25
то же, в процентах	%	17,47
7. Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	5803,39
в том числе		
7.1. на производственные и хозяйственные нужды предприятия	тыс. Гкал	460,632
7.2. полезный отпуск другим теплоснабжающим организациям - перепродавцам	тыс. Гкал	5342,759
7.3. бюджетным потребителям	тыс. Гкал	3069,753
7.4. населению	тыс. Гкал	1939,156
7.5. прочим потребителям	тыс. Гкал	333,85

## 1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

### 1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов)

Тариф на теплоснабжение установлен приказом Региональной службы по тарифам и ценообразованию Забайкальского края № 317-НПА от 16 ноября 2020 года «О корректировке долгосрочных тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО УК «ИВА» потребителям на территории муниципального образования сельское поселение «Акшинское» муниципального района «Акшинский район» Забайкальского

края».

Информация о тарифах в сфере теплоснабжения представлена в таблице 17.

Таблица 17 - Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вид теплоносителя	
				Вода	
				01 января 30 июня	01 июля 31 декабря
1	ООО УК «ИВА»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
		Одноставочный, руб. /Гкал	2019	3805,63	3970,80
			2020	3970,80	4489,18
			2021	4489,18	4489,18
			2022	4489,18	4489,18
			2023	4489,18	4489,18
		Население			
		Одноставочный, руб. /Гкал	2019	2360,13	2435,66
			2020	2435,666	2540,39
			2021	2540,39	2738,54
			2022	2738,54	2952,14
			2023	2952,14	3182,41

### 1.11.2. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системам теплоснабжения и плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не установлены.

Согласно ч.3 ст. 13 ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2022 г. (20) потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности и оплачивают указанные услуги по регулируемым ценам (тарифам) или по ценам, определяемым соглашением сторон договора, в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом, в порядке, установленном статьей 16 настоящего Федерального закона.

В соответствии со ст. 16 ФЗ-190:

1. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

2. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, перечень которых определяется основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, и устанавливается как сумма ставок за поддерживаемую мощность источника тепловой энергии и за поддерживаемую мощность тепловых сетей в объеме, необходимом для возможного обеспечения тепловой нагрузки потребителя.

3. Для иных категорий потребителей тепловой энергии плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не регулируется и устанавливается соглашением сторон.

При этом нормы ФЗ четко не определяют, каким именно соглашением размер платы подлежит урегулированию. В связи с этим представляется, что размер платы может быть урегулирован как в рамках договора оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности, так и в рамках самостоятельного формализованного соглашения сторон о размере платы, либо же посредством включения условия о размере платы непосредственно в договор теплоснабжения.

## **1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения**

### **1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения**

Диаметры теплосетей не соответствуют нагрузкам потребителей. В основном, диаметры завышены, что приводит к дополнительным тепловым потерям. Наладка потребителей не проводилась. Рекомендуется наладка системы теплоснабжения на основании наладочного расчета. Срок эксплуатации большинства трубопроводов истек, тепловая изоляция находится в крайне изношенном состоянии.

### **1.12.2. Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения СП «Акшинское»**

Надежность всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (источника тепла, тепловых сетей, вводов, систем отопления и горячего водоснабжения), а также надежностью ее структуры (наличие резервных перемычек в тепловых сетях, дублирующих источников тепла и др.).

По статистике повреждаемость оборудования источников тепла больше, чем

тепловых сетей, но наиболее существенное влияние на надежность теплоснабжения потребителей и управляемость систем при эксплуатации оказывают тепловые сети. При авариях на источнике, имеющем, как правило, резервное оборудование, отпуск теплоты лишь снижается по сравнению с требуемым. Авария в нерезервируемой тепловой сети ведет к полному отключению потребителей. При этом продолжительность перерыва в теплоснабжении зависит от диаметра поврежденного теплопровода и качества организации аварийно-восстановительных работ на объекте.

Следствием неудовлетворительной надежности действующих теплоснабжающих систем являются нестабильный температурный режим в зданиях и большое число аварийных ситуаций, затраты на устранение которых значительно выше плановых эксплуатационных расходов.

На тепловых сетях централизованных систем теплоснабжения аварии происходят из-за наружной коррозии, вызванной некачественной гидроизоляцией теплофикационных каналов и теплопроводов. Существенным недостатком является тот факт, что в обычном неаварийном режиме температурный и гидравлический режимы поддерживаются без учета требований теплоснабжающих систем зданий.

Как отмечалось выше, подавляющее большинство технологических нарушений в системах теплоснабжения объектов ЖКХ СП «Акшинское» произошло из-за нарушений работоспособности тепловых сетей.

Типовыми причинами технологических нарушений в тепловых сетях являются:

- разрушение теплопроводов или арматуры;
- образование свищей вследствие коррозии теплопроводов;
- гидравлическая разрегулировка тепловых сетей.

Внешние проявления технологических нарушений и характеристика причин их возникновения приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Внешние проявления технологических нарушений и причины их возникновения

Внешнее проявление технологического нарушения	Причина возникновения технологического нарушения
Наружная коррозия теплопровода	Нарушение внешнего антикоррозийного покрытия: - применение малоэффективных антикоррозийных покрытий; - повреждение антикоррозийных покрытий при транспортировке;

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- периодическое увлажнение антикоррозийного покрытия за счет отсутствия дублирующей гидроизоляции на тепловой изоляции;</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- износ покрытия за счет нарушения адгезии и разных температурных деформаций системы «земля – изоляция – трубопровод» при нарушениях в работе компенсационных систем</li> </ul>
	<p>Увлажнение тепловой изоляции:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- высокий уровень грунтовых вод за счет отсутствия дренажа при высоком их уровне или глинистых грунтах, больших утечках воды из теплотрассы,</li> <li>- общее подтопление территории;</li> <li>- плохое гидроизоляционное покрытие трубопровода; <ul style="list-style-type: none"> <li>- недосыпка грунта по линии теплотрассы;</li> <li>- нарушение уклонов теплотрассы между колодцами;</li> <li>- застаивание воды в каналах, нишах П-образных компенсаторов.</li> </ul> </li> </ul>
Внутренняя коррозия теплопровода	Некачественная водоподготовка (подпитка сырой водой с наличием растворенного кислорода, присутствие в воде составляющих, способствующих коррозии).
Механические повреждения теплопровода	Деформационные сдвиги колодцев и неподвижных опор. Разрыв компенсаторов за счет разрушения неподвижных опор. Гидравлический удар в тепловой сети за счет дестабилизации режимов и парообразования. Завышенные напоры в тепловой сети.

Отсутствие приборов учета на источниках тепловой энергии и у некоторых потребителей не позволяет оценить фактическое потребление тепловой энергии каждым потребителем. Установка приборов учета позволит производить оплату за фактически потребленную тепловую энергию и правильно определить тепловые потери при транспортировке и тепловые характеристики ограждающих конструкций.

### **1.12.3. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Проблем с эффективным снабжением топливом в действующих системах теплоснабжения не наблюдается.

### **1.12.4. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

По официальным данным об аварийности и несчастных случаях со смертельным

исходом на объектах, подконтрольных управлению Ростехнадзора в теплоснабжающих организациях СП «Акшинское» подобных инцидентов не было зарегистрировано.

Управлением Ростехнадзора регулярно проводятся проверки выполнения поднадзорными организациями требований промышленной и энергетической безопасности, в ходе которых выявляются и выдаются предписания к устранению нарушений требований законодательства Российской Федерации, привлекаются к административной ответственности должностные и юридические лица.

Особое внимание управление Ростехнадзора уделяет подготовке и прохождению отопительного сезона.

В настоящее время предписания надзорных органов, об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения СП «Акшинское» отсутствуют.

## Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

### 2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Согласно результатам обработки исходных данных показатели спроса на тепловую мощность потребителей тепловой энергии в зонах действия источников теплоты на 01.01.2020 составляют 1,668 Гкал/ч, из них нагрузки объектов жилищно-коммунального комплекса – 75% от суммарной нагрузки потребителей в зонах действия источников теплоты. Доля бюджетных потребителей – 24 %.

Таблица 19 - Показатели спроса на тепловую мощность потребителей тепловой энергии по районам СП «Акшинское» в зонах действия источников теплоты на 01.01.2020 г., Гкал/ч.

Наименование района	Всего	Жилые здания	Бюджетные	Прочие	Собственное потребление
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	0,173
СП «Акшинское»	1,792	0,607	0,906	0,108	0,173

Таблица 20 - Показатели спроса на тепловую мощность потребителей тепловой энергии по источникам тепловой энергии СП «Акшинское» с разделением по видам теплопотребления на 01.01.2020 г., Гкал/ч.

Источник	Установленная мощность, Гкал/час	Тепловая нагрузка, Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
Центральная, ул. Ононская, 48	4,069	0,884	-	-	0,884
Котельная № 2, ул. Ефремова, 12	1,65	0,410	-	-	0,410
Котельная №3 (ЦРБ), ул. Ленина, 1	3,5	0,638			0,638
Котельная № 4, ул. Советская, 18	0,3	0,099			0,099

Согласно данным администрации СП «Акшинское», не предусматривается прирост спроса на тепловую мощность на расчетный период действия схемы теплоснабжения.

## **2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе**

По информации, предоставленной администрацией поселения, приросты площадей строительных фондов, подключенных к централизованным системам теплоснабжения, не ожидаются.

## **2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение**

При расчете удельных показателей учтены:

1. Требования Постановления Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. № 306 (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 28 марта 2012 г. № 258) для жилых зданий нового строительства.

2. Требования СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» для общественных зданий и зданий производственного назначения.

3. Требования Постановления Правительства РФ от 25.01.2011 №18, предусматривающие поэтапное снижение нормативов теплопотребления.

4. Сохранение показателей теплопотребления для строящихся в настоящее время зданий, вводимых в 2012-2013 гг., в проекты которых заложены устаревшие нормативы.

Данные строительные нормы и правила устанавливают требования к тепловой защите зданий в целях экономии энергии при обеспечении санитарно-гигиенических и оптимальных параметров микроклимата помещений и долговечности ограждающих конструкций зданий и сооружений.

Требования к повышению тепловой защиты зданий и сооружений, основных потребителей энергии, являются важным объектом государственного регулирования в большинстве стран мира. Эти требования рассматриваются также с точки зрения охраны окружающей среды, рационального использования не возобновляемых природных ресурсов и уменьшения влияния "парникового" эффекта и сокращения выделений двуокиси углерода и других вредных веществ в атмосферу.

Данные нормы затрагивают часть общей задачи энергосбережения в зданиях. Одновременно с созданием эффективной тепловой защиты, в соответствии с другими нормативными документами принимаются меры по повышению эффективности



инженерного оборудования зданий, снижению потерь энергии при ее выработке и транспортировке, а также по сокращению расхода тепловой и электрической энергии путем автоматического управления и регулирования оборудования и инженерных систем в целом.

Нормы по тепловой защите зданий гармонизированы с аналогичными зарубежными нормами развитых стран. Эти нормы, как и нормы на инженерное оборудование, содержат минимальные требования, и строительство многих зданий может быть выполнено на экономической основе с существенно более высокими показателями тепловой защиты, предусмотренными классификацией зданий по энергетической эффективности.

Данные нормы и правила распространяются на тепловую защиту жилых, общественных, производственных, сельскохозяйственных и складских зданий и сооружений (далее - зданий), в которых необходимо поддерживать определенную температуру и влажность внутреннего воздуха.

По информации, предоставленной администрацией МО МР «Акшинский», изменений удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение не ожидается.

#### **2.4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе**

По информации, предоставленной администрацией МО МР «Акшинский», приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение не ожидается. Значения объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии представлены в таблице 20.

#### **2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе**

По информации, предоставленной администрацией МО МР «Акшинский», приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее

водоснабжение не ожидается.

## **2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах**

По информации, предоставленной администрацией МО МР «Акшинский», приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение не ожидается.

## **2.7. Прогнозы перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель**

По информации, предоставленной администрацией МО МР «Акшинский», приросты потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию не ожидаются.

## **2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения**

По информации, предоставленной администрацией МО МР «Акшинский», приросты перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения не ожидаются.

## **2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене**

Информация о прогнозах перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене, отсутствует.

### **Глава 3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей**

#### **3.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки**

Расходная часть баланса тепловой мощности по каждому источнику в зоне его действия складывается из максимума тепловой нагрузки, присоединенной к тепловым сетям источника, потерь в тепловых сетях при максимуме тепловой нагрузки и расчетного резерва тепловой мощности.

Расчетный резерв тепловой мощности определяется исходя из схемы связности тепловых сетей, определяющих зоны действия отдельных источников тепла. Он складывается из мощностей:

- ремонтного резерва, предназначенного для возмещения тепловой мощности оборудования источников тепла, выводимого в плановый (средний, текущий и капитальный) ремонт. Исходя из того, что ремонты осуществляются в неотапительный период, в данных балансах ремонтный резерв не учитывается;

- оперативного резерва, необходимого для компенсации аварийного снижения тепловой мощности вследствие отказов теплового оборудования. Такой резерв учитывается при проектировании по нормам - ВНТП 81, пп. 5.1.3, 5.1.4:

- а) теплопроизводительность и число пиковых водогрейных и паровых котлов низкого давления выбирается исходя из условия покрытия ими, как правило, 40- 45% от максимальной тепловой нагрузки отопления, вентиляция и горячего водоснабжения;

- б) на электростанциях с поперечными связями установка резервных водогрейных и паровых котлов низкого давления не предусматривается. В случае выхода из работы одного энергетического котла, оставшиеся в работе энергетические котлы и все установленные водогрейные котлы должны обеспечивать максимально-длительный отпуск пара на производство и отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в размере 70% от отпуска тепла на эти цели при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха. При этом для электростанций с поперечными связями, входящих в состав энергосистем, допускается снижение электрической мощности на величину мощности самого крупного турбоагрегата

ТЭЦ.

В таблице 21 представлен баланс тепловой мощности источников тепловой энергии, обеспечивающих теплоснабжение объектов промышленности и ЖКС, и тепловой нагрузки в СП «Акшинское» по годам с определением резервов (дефицитов).

Выполненный баланс показал следующее. В целом по СП «Акшинское» имеется резерв тепловой мощности источников тепловой энергии, который в 2020 г. составит 81,2 %. Доля резерва источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в общем резерве тепловой мощности в 2020 г. составляет 0 %, а доля котельных – 100 %.

Основными источниками тепловой энергии остаются существующие котельные.

Таблица 21 – Существующий и перспективный баланс тепловой мощности источников тепловой энергии

Параметр	Размерность	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2029
<b>Котельная Центральная</b>								
Установленная мощность	Гкал/час	4,069	4,069	4,069	4,069	4,069	4,069	4,069
Располагаемая мощность	Гкал/час	4,069	4,069	4,069	4,069	4,069	4,069	4,069
Собственные нужды	Гкал/час	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,645	0,645	0,645	0,645	0,645	0,645	0,645
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16
	%	77,66	77,66	77,66	77,66	77,66	77,66	77,66
<b>Котельная № 2</b>								
Установленная мощность	Гкал/час	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Собственные нужды	Гкал/час	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,126	1,126	1,126	1,126	1,126	1,126	1,126
	%	68,24	68,24	68,24	68,24	68,24	68,24	68,24
<b>Котельная 3 (ЦРБ)</b>								
Установленная мощность	Гкал/час	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Собственные нужды	Гкал/час	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,638	0,638	0,638	0,638	0,638	0,638	0,638
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732	2,732
	%	78,06	78,06	78,06	78,06	78,06	78,06	78,06
<b>Котельная № 4</b>								

Параметр	Размерность	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2029
Установленная мощность	Гкал/час	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Собственные нужды	Гкал/час	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161
	%	53,67	53,67	53,67	53,67	53,67	53,67	53,67

### **3.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии**

На момент разработки системы теплоснабжения котельные сельского поселения «Акшинское» находятся в удовлетворительном состоянии. Срок эксплуатации основного котельного оборудования не превышает пяти лет. Дефицита в тепловой энергии не обнаружено, все котельные имеют значительные резервы мощности.

### **3.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.**

Система теплоснабжения СП «Акшинское» имеет значительный резерв располагаемой тепловой мощности источника тепловой энергии вплоть до 2029 г.

## **Глава 4. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах**

На всех котельных сельского поселения «Акшинское» система водоподготовки отсутствует. При отсутствии системы водоподготовки высока возможность появления различных неисправностей и поломок.

Так как в данной системе теплоснабжения водоподготовительные установки отсутствуют, на расчетный срок необходима их установка. В дальнейшем котельную № 4 по адресу Советская, 18 планируется ликвидировать и переключить подключенную к ней нагрузку на котельную «Центральная». Необходимость в установке систем водоподготовки на котельной № 4 отсутствует.

### **4.1. Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии**

Баланс производительности водоподготовительных установок складывается из нижеприведенных статей:

- объем воды на заполнение наружной тепловой сети, м<sup>3</sup>;
- объем воды на подпитку системы теплоснабжения, м<sup>3</sup>;
- объем воды на собственные нужды котельной, м<sup>3</sup>;
- объем воды на заполнение системы отопления (объектов), м<sup>3</sup>;
- объем воды на горячее теплоснабжение, м<sup>3</sup>.

В процессе эксплуатации необходимо чтобы ВПУ обеспечивала подпитку тепловой сети, расход потребителями теплоносителя (ГВС) и собственные нужды котельной.

Объем воды для наполнения трубопроводов тепловых сетей, м<sup>3</sup>, вычисляется в зависимости от их площади сечения и протяженности по формуле:

$$V_{\text{сети}} = \sum v_{di} l_{di}$$

где

$v_{di}$  - удельный объем воды в трубопроводе  $i$ -го диаметра протяженностью 1, м<sup>3</sup>/м;

$l_{di}$  - протяженность участка тепловой сети  $i$ -го диаметра, м;

$n$  - количество участков сети;

Объем воды на заполнение тепловой системы отопления внутренней системы отопления объекта (здания)

$$V_{\text{от}} = v_{\text{от}} * Q_{\text{от}}$$



где

$v_{от}$  – удельный объем воды (справочная величина  $v_{от} = 30$  м<sup>3</sup>/Гкал/ч);

$Q_{от}$  - максимальный тепловой поток на отопление здания (расчетно- нормативная величина), Гкал/ч.

Объем воды на подпитку системы теплоснабжения  
закрытая система

$$V_{подп} = 0,0025 \cdot V,$$

где

$V$  - объем воды в трубопроводах т/сети и системе отопления, м<sup>3</sup>.

открытая система

$$V_{подп} = 0,0025 \cdot V + G_{гвс},$$

где

$G_{гвс}$  - среднечасовой расход воды на горячее водоснабжение, м<sup>3</sup>.

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6.16. Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

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

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

Перспективный баланс производительности водоподготовительных установок для котельных представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Перспективный баланс производительности водоподготовительных установок

Параметры	Единицы	2020	2021-2029
-----------	---------	------	-----------

	измерения		
Котельная «Центральная»			
Установленная производительность водоподготовительной установки	тонн/ч	-	0,2
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тонн/ч	0,102	0,102
- расчетные нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0,102	0,102
- расчетный отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)**	тонн/ч	0	0
Расчетные собственные нужды водоподготовительной установки	тонн/ч	0,01	0,01
Требуемая производительность водоподготовительной установки	тонн/ч	0,2	0,2
Котельная № 2			
Установленная производительность водоподготовительной установки	тонн/ч	-	0,1
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тонн/ч	0,047	0,047
- расчетные нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0,047	0,047
- расчетный отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)**	тонн/ч	0	0
Расчетные собственные нужды водоподготовительной установки	тонн/ч	0,01	0,01
Требуемая производительность водоподготовительной установки	тонн/ч	0,10	0,10
Котельная № 3			
Установленная производительность	тонн/ч	-	0,1

водоподготовительной установки			
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тонн/ч	0,059	0,059
- расчетные нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0,059	0,059
- расчетный отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)**	тонн/ч	0	0
Расчетные собственные нужды водоподготовительной установки	тонн/ч	0,01	0,01
Требуемая производительность водоподготовительной установки	тонн/ч	0,10	0,10

#### **4.2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения**

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6.17. Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Перспективная производительность водоподготовительных установок котельной Центральной для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы должна составлять не менее 0,81 м<sup>3</sup>/час.

Перспективная производительность водоподготовительных установок котельной № 2 для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы должна составлять не менее 0,37 м<sup>3</sup>/час.

Перспективная производительность водоподготовительных установок котельной № 3 для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы должна составлять не менее 0,48 м<sup>3</sup>/час.

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

### **5.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

Организация теплоснабжения в зонах перспективного строительства и реконструкции осуществляется на основе принципов, определяемых статьёй 3 Федерального закона от 27.07.2010г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

1. Обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов.

2. Обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами.

3. Обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения.

4. Развитие систем централизованного теплоснабжения.

5. Соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей.

6. Обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала.

7. Обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения.

8. Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

В перспективе схема теплоснабжения остается традиционной, основным теплоносителем - сетевая вода. Тепловые сети двухтрубные, циркуляционные, подающие тепло на отопление.

**Условия организации индивидуального теплоснабжения в зоне с равномерной теплоплотностью.**

Радиус эффективного теплоснабжения предлагается определять из условия минимума выражения для удельных затрат на сооружение и эксплуатацию тепловых сетей и источника:

$$S = A + Z \rightarrow \min, (\text{руб}/(\text{Гкал}/\text{ч})),$$

где  $A$  – удельные затраты на сооружение и эксплуатацию тепловых сетей,

руб./( $\text{Гкал/ч}$ );

$Z$  – удельные затраты на сооружение и эксплуатацию котельной ( $\text{ТЭЦ}$ ), руб./( $\text{Гкал/ч}$ ).

Зоны с теплоплотностью больше  $0,4 \text{ Гкал}/(\text{ч га})$  относятся к зонам устойчивой целесообразности организовывать централизованное теплоснабжение. Причем количество котельных и области их действия определяются местными условиями.

При тепловой плотности менее  $0,1 \text{ Гкал}/(\text{ч га})$  нецелесообразно рассматривать централизованное теплоснабжение. В этих зонах следует проектировать системы децентрализованного теплоснабжения от индивидуальных домовых или поквартирных источников теплоты.

Выбор между общедомовыми или поквартирными источниками теплоты в зданиях, строящихся в зонах децентрализованного теплоснабжения определяется заданием на проектирование.

При организации теплоснабжения от индивидуальных котлов, следует ориентироваться на котлы конденсационного типа.

#### **Условия подключения к централизованным системам теплоснабжения**

Теплопотребляющие установки и тепловые сети потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящиеся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, подключаются к этому источнику.

Подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящихся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения с учетом особенностей, предусмотренных Федеральным законом РФ от 27.06.2010

№190-ФЗ «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в

том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается.

В случае отсутствия технической возможности подключения к системе централизованного теплоснабжения или при отсутствии свободной мощности в соответствующей точке на момент обращения допускается временная организация теплоснабжения здания (группы зданий) от крышной или передвижной котельной, оборудованной котлами конденсационного типа на период, определяемый единой теплоснабжающей организацией.

Подключение потребителей к системам централизованного теплоснабжения осуществляется только по закрытым схемам.

При создании в городе единой теплоснабжающей организации (ЕТО), определяющей в границах своей деятельности техническую политику и соблюдение законов в части эффективного теплоснабжения, условия организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения формируются указанной организацией с учетом действующей схемы теплоснабжения и нормативов.

Развитие распределенной генерации тепловой энергии, включая различные нетрадиционные варианты (возобновляемые источники энергии, тепловые насосы различных типов, тригенерационные энергоустановки в общественных зданиях и др.) определяют необходимость для принятия решения по варианту теплоснабжения проведение технико-экономических расчетов с учетом конкретных данных. При этом определяющим являются стоимостные показатели и эффективность использования топлива в зоне действия системы теплоснабжения в целом. При экономической целесообразности возможно рассмотрение различного рода гибридных энергоустановок с базовым централизованным теплоснабжением и доводочными (пиковыми) теплоисточниками у потребителя или их группы.

## **5.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

Генерирующий объект может быть отнесен к поставляющим мощность в вынужденном режиме по причине их участия в теплоснабжении (далее – вынужденные по теплу) при условии получения следующих документов:

- заявления участников оптового рынка электрической энергии и мощности о намерении поставлять мощность в вынужденном режиме;
- решения органов местного самоуправления поселений или городских округов о приостановлении вывода из эксплуатации источников тепловой энергии, принятых в порядке, установленном законодательством о теплоснабжении, с приложением утвержденных в установленном порядке схем теплоснабжения;
- заключения о невозможности вывода из эксплуатации источников тепловой энергии, выданные высшими должностными лицами субъекта Российской Федерации (руководителями высших исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации), на территории которых функционируют такие генерирующие объекты.

Такое заключение должно содержать:

- подтверждение того, что вывод из эксплуатации генерирующего объекта приведет к нарушению надежности теплоснабжения потребителей, с приложением соответствующего обоснования;
- ходатайство об отнесении генерирующего оборудования, мощность которого поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей с указанием календарного года, в течение которого предлагается оплачивать мощность генерирующего объекта, поставляемую в вынужденном режиме;
- согласие о допустимости для субъекта Российской Федерации социально-экономических последствий роста стоимостной нагрузки на покупателей электрической энергии (мощности), функционирующих в соответствующем субъекте Российской Федерации, в связи с тем, что весь объем мощности такого генерирующего объекта будет оплачиваться указанными покупателями сверх объема необходимой мощности, отобранного по итогам КОМ;
- заключения совета рынка о последствиях отнесения генерирующего объекта к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме.

### **5.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения**

На территории СП «Акшинское» отсутствуют генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного

теплоснабжения потребителей.

#### **5.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок**

Строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не ожидается.

#### **5.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок**

На территории СП «Акшинское» отсутствуют источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

#### **5.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии**

Переоборудование котельных в источник тепловой энергии, функционирующий в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок, нецелесообразно, ввиду низкой тепловой нагрузки и, как следствие, своей нерентабельности.

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

В соответствии с Генеральным планом СП «Акшинское» увеличение зоны действия существующих котельных не ожидается.

#### **5.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

На территории СП «Акшинское» отсутствуют источники тепловой энергии,



функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

### **5.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

На территории СП «Акшинское» отсутствуют источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

### **5.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии**

Перераспределение тепловых нагрузок между котельными не планируется.

### **5.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки СП «Акшинское» малоэтажными жилыми зданиями**

Индивидуальное теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых домов может быть организовано в зонах с тепловой нагрузкой менее 0,01 Гкал/ч на гектар.

Подключение таких потребителей к централизованному теплоснабжению неоправданно в виду значительных капитальных затрат на строительство тепловых сетей.

Плотность индивидуальной и малоэтажной застройки мала, что приводит к необходимости строительства тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности.

В настоящее время на рынке представлено значительное количество источников индивидуального теплоснабжения, работающих на различных видах топлива.

Минимальные затраты по обеспечению тепловой нагрузки отопления вентиляции и горячего водоснабжения застройки города малоэтажными зданиями соответствуют варианту при котором, теплоснабжение производится от поквартирных теплогенераторов, а электроснабжение – от внешних электрических сетей.

Основным фактором, определяющим целесообразность применения тех или иных систем теплоснабжения, является плотность населения данного населенного пункта и площадь его заселяемой территории.

В населенных пунктах с плотностью населения от 0,8 до 1,6 тыс./км<sup>2</sup>, что соответствует 1-3 этажной жилой застройке, экономически целесообразно применение индивидуального теплоснабжения на базе поквартирных генераторов тепла.

При больших плотностях населения, начиная с этажности застройки 3 и выше,

экономически и экологически целесообразно применение систем централизованного теплоснабжения.

Применение поквартирных систем теплоснабжения с индивидуальными теплогенераторами в жилых зданиях является обоснованным и целесообразным, при соблюдении следующих условий:

- в качестве источников теплоты в жилых домах высотой более пяти этажей могут использоваться теплогенераторы на природном газе с закрытой камерой горения отечественного или импортного производства, имеющие требуемые по законодательству сертификаты соответствия и разрешения на их применение;
- при проектировании и строительстве необходимо учесть опыт применения технических условий, разработанных ранее для объектов экспериментального строительства, и обеспечить соблюдение требований санитарной, взрывопожарной безопасности и надежности работы систем поквартирного теплоснабжения;
- теплогенераторы должны быть приняты на обязательное техническое обслуживание специализированными эксплуатирующими организациями;
- температура воздуха на лестничных клетках в многоэтажных жилых домах с поквартирными системами теплоснабжения не должна быть ниже плюс 5°C;
- конкретные проектные решения должны быть согласованы с местными органами пожарного, газового и санитарного надзоров.

Современный уровень систем, базирующийся на высокоэффективных теплогенераторах последних поколений с использованием энергосберегающих систем автоматического управления, позволяет существенно сократить удельные расходы топлива и тем самым превзойти существующие сильно изношенные централизованные системы в технико-экономических показателях. При новом строительстве зданий теплофикационные комплексы теоретически могут расходовать топлива на 20-35 % меньше, чем котельные установки, а с учетом человеческого фактора этот показатель может еще улучшиться. Возможность применения системы поквартирного теплоснабжения (СПТ) целесообразно рассматривать через присущие ей достоинства и недостатки.

Достоинства:

- возможность местного более дешевого поквартирного учета расхода теплоты и удобство оплаты его по показаниям приборов учета;
- лучшая адаптация системы теплоснабжения к условиям потребления теплоты

конкретного, обслуживаемого объекта, высокая регулируемость и автоматизация в соответствии с потребностями потребителя;

- отсутствие теплопотерь при распределении теплоносителя;
- «индивидуализация» систем отопления в многоквартирных домах сопровождается радикальным сокращением количества стояков, повышением качества теплоснабжения и несомненным сокращением объемов теплопотребления;
- высокая энергетическая эффективность, которая сокращает эмиссию вредных выбросов в атмосферу;
- отсутствие внешних распределительных систем, и, вследствие этого, исключение потерь теплоты при транспорте теплоносителя;
- снижение капитальных вложений за счет отсутствия тепловых сетей;
- возможность переложить затраты на строительство системы теплоснабжения на стоимость жилья (на потребителя) при новом строительстве;
- возможность реконструкции объектов в городских районах старой и плотной застройки при отсутствии свободных мощностей в ЦТС;
- удобство технического обслуживания сервисными службами (на одном объекте обслуживается 100-200 однотипных, сравнительно простых теплогенераторов).

Недостатки:

- эксплуатация источника теплоты и всего комплекса вспомогательного оборудования квартирной системы теплоснабжения требует привлечения специализированной организации и соответствующих затрат населения;
- одним из серьезных недостатков в поквартирном отоплении является повышенная пожаровзрывоопасность. Жители квартиры должны соблюдать правила безопасной эксплуатации котлов, включая пенсионеров, инвалидов и детей. Современные газовые настенные котлы (при условии, что согласно существующих программ развития район будет газифицирован) с герметичной топкой имеют 5-8 систем защиты и на порядок более безопасны, чем газовые плиты и традиционные газовые колонки, но, тем не менее, требуют определенной культуры эксплуатации.

СПТ, как правило, может использоваться при новом строительстве или реконструкции зданий, ее применение нецелесообразно в зданиях, разработанных для централизованного теплоснабжения. Основными трудностями в этом случае являются:

- необходимость создания системы дымоудаления;

- при организации СПТ необходимо наружные газоходы изготавливать из коррозионно-стойкого металла с теплоизоляцией (это позволяет исключить конденсацию при периодической работе теплогенераторов в холодный период отопительного сезона);

- практически во всех случаях эксплуатации квартирных теплогенераторов в многоэтажном здании их работа будет происходить с переменной нагрузкой. Глубина регулирования мощности теплогенераторов большинства производителей составляет от 40 до 100 %, что обуславливает работу термоблока в режиме "включено-выключено". Поэтому избежать образования конденсата в газоходах, не имеющих эффективной теплоизоляции, при низких температурах наружного воздуха в начале газохода (на нижних этажах) практически невозможно. Дымоход во всех случаях должен быть газоплотным и влагостойким, его необходимо оснащать устройствами сбора и отвода конденсата;

- при поквартирном теплоснабжении в многоэтажном здании для отопления лестничных клеток, временно не используемых квартир и мест общественного пользования требуются специальные технические решения, определяемые конструкцией здания, климатическими условиями и т.д.

Область применения индивидуальных теплогенераторов:

- в поселениях с малой теплоплотностью (0,09 Гкал/ч на 1 Га);
- в поселениях, не охваченных теплофикацией;
- в зонах теплоснабжения, имеющих дефицит тепловой энергии при централизованном теплоснабжении;
- в районах города, где прокладка теплотрасс связана с геологическими или хозяйственными трудностями.

## **5.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения СП «Акшинское»**

Обоснованность перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа определяется подходами расчета приростов тепловых нагрузок и определение на их основе перспективных нагрузок по периодам, определенным техническим заданием на разработку схемы теплоснабжения. Этому расчету посвящена глава 2 настоящего отчета.

При выполнении расчетов по определению перспективных балансов тепловой

мощности источников тепловой энергии, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки, за основу принимались расчетные перспективные тепловые нагрузки в каждом конкретном административном и теплосиловом районе города, состоящем из отдельных систем теплоснабжения, образуемым теплоисточниками.

В главе 4, указаны значения дефицитов/избытков установленной/располагаемой тепловой мощности по каждому источнику теплоснабжения, которые входят в теплосиловые районы СП «Акшинское».

В главе 5 указаны балансы теплоносителя в каждой из систем теплоснабжения города.

При составлении баланса тепловой мощностью и тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения по годам с 2019 по 2029 включительно, определяется избыток или дефицит тепловой мощности в каждой из указанных систем теплоснабжения, теплосиловых районов, и города в целом.

Далее определяются решения по каждому источнику теплоснабжения в зависимости от того дефицитен или избыточен тепловой баланс в каждой из систем теплоснабжения. По каждому источнику теплоснабжения принимается индивидуальное решение по перспективе его использования в системе теплоснабжения.

Перечень мероприятий, применяемый к источникам теплоснабжения следующий:

- 1) закрытие, в связи с моральным и физическим устареванием источника теплоснабжения и передачей присоединенной тепловой нагрузки другим источникам;
- 2) реконструкция источника теплоснабжения с увеличением установленной тепловой мощности;
- 3) техническое перевооружение источника теплоснабжения, с установкой современного основного оборудования на существующую тепловую нагрузку;
- 4) объединение тепловой нагрузки нескольких источников теплоснабжения с установкой нового источника теплоснабжения;
- 5) строительство новых источников теплоснабжения, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

В результате применения индивидуальных решений, описанных в главе 4, сбалансирована тепловая мощность источников тепловой энергии, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения СП «Акшинское» с указанием ежегодного (с 2019 года по 2029 год включительно) распределения объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.

### **5.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива**

Действующие источники тепловой энергии, использующие возобновляемые энергетические ресурсы, отсутствуют, в связи с чем не предусмотрена их реконструкция.

Проведенный анализ показал, что ввод новых источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии нецелесообразен.

### **5.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории СП «Акшинское»**

На территории СП «Акшинское» не предполагается развитие и новое строительство производственных мощностей, подключаемых к существующим системам теплоснабжения.

### **5.15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения**

Максимальное расстояние в системе теплоснабжения от ближайшего источника тепловой энергии до теплопотребляющей установки, при превышении которого подключение потребителя к данной системе теплоснабжения экономически нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения, носит название радиуса эффективного теплоснабжения. Расширение зоны теплоснабжения с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии. С другой стороны, подключение дополнительной тепловой нагрузки приводит к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. При этом понятием радиуса эффективного теплоснабжения является то расстояние, при котором вероятный рост доходов от дополнительной реализации тепловой энергии компенсирует возрастание расходов при подключении удаленного потребителя.

Эффективный радиус теплоснабжения рассчитывается как для действующих источников тепловой энергии, так и для новых источников или модернизируемых тепловых источников. Для существующих энергоисточников, имеющих резервы тепловой мощности, в расчеты эффективного радиуса закладываются фактические удельные затраты на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии. Для строящихся и модернизируемых объектов в расчеты закладываются требуемые инвестиционные затраты с коэффициентом,

учитывающим долю отнесения этих затрат на тепловые сети.

В основу расчетов радиусов эффективного теплоснабжения от тепловых источников СП «Акшинское» положены полуэмпирические соотношения, которые впервые были приведены в «Нормы по проектированию тепловых сетей» (Энергоиздат, М., 1938 г.). Для приведения указанных зависимостей к современным условиям функционирования системы теплоснабжения СП «Акшинское». Для этого были использованы значения фактических затрат на транспорт тепла в себестоимости производства и транспорта тепловой энергии за 2018 г. Также был использован эмпирический коэффициент, предложенный В.Н. Папушкиным (ВТИ, Москва),  $K = 563$ , использованный при расчете эффективного радиуса теплоснабжения тепловых источников в схеме теплоснабжения г. Новосибирска и г. Ярославля.

Эффективный радиус теплоснабжения определялся из условия минимизации удельных стоимостей сооружения тепловых сетей и источника:

$$S = A + Z \rightarrow \min, \text{ руб/Гкал/ч}$$

где

$A$  - удельная стоимость сооружения тепловой сети, руб/Гкал/ч;

$Z$  - удельная стоимость сооружения котельной (ТЭЦ), руб/Гкал/ч.

Для связи себестоимости производства и транспорта теплоты с максимальным радиусом теплоснабжения использовались следующие аналитические выражения:

$$A = \frac{1050 R^{0,48} B^{0,26} s}{\Pi^{0,62} H^{0,19} \Delta \tau^{0,38}}, \text{ руб/Гкал/ч}$$

$$Z = b + \frac{30 \times 10^6 \varphi}{R^2 \Pi}, \text{ руб/Гкал/ч}$$

где

$R$  – максимальный радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

$H$  - потери напора на гидравлическое сопротивление при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м. вод. ст.;

$b$  - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб/Гкал/ч;

S - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб/м<sup>2</sup>;

B - среднее количество абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км<sup>2</sup>;

П - тепловая плотность района, Гкал/ч·км<sup>2</sup>;

ΔT - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, оС;

φ - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ, и принимаемый равным 1 для котельных.

С учетом уточненных эмпирических коэффициентов связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с максимальным радиусом теплоснабжения определялась по следующей полуэмпирической зависимости, выраженной формулой:

$$S = b + \frac{30 \times 10^8 \varphi}{R^2 P} + \frac{95 \times R^{0,86} B^{0,26} s}{P^{0,62} H^{0,19} \Delta \tau^{0,38}}$$

Для выполнения условия по минимизации удельных стоимостей сооружения тепловых сетей и источника полученная зависимость была продифференцирована по параметру R и ее производная приравнена к нулю.

$$R_3 = 563 \cdot \left( \frac{\varphi}{s} \right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left( \frac{\Delta \tau}{P} \right)^{0,13}$$

По полученной формуле определялся эффективный радиус теплоснабжения для тепловых источников СП «Акшинское». Результаты расчетов приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты расчета радиусов теплоснабжения

Название источника	Пропускная способность трубопровода, Гкал/час	Условный проход труб, мм	Годовой отпуск энергии через трубопровод, Гкал/год	Потери тепла в тепловых сетях, %	Годовые тепловые потери, Гкал/год	Суммарные тепловые потери на 100 м тепловой сети, Гкал/год	Радиус эффективного теплоснабжения, м
Центральная, ул. Ононская, 48	0,645	200	2931,36	28,62	838,97	25,68	422,79
Котельная № 2, ул. Ефремова, 12	0,410	100	1602,73	28,88	462,81	34,38	239,28
Котельная №3 (ЦРБ),	0,638	100	2391,61	7,43	177,58	9,78	314,65



ул. Ленина, 1							
Котельная № 4, ул. Советская,1 8	0,099	50	332,95	17,66	58,79	195,97	78,90

## **Глава 6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей»**

### **6.1. Предложения по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности**

Реконструкция, модернизация и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, не планируется.

### **6.2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения**

Приросты тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку в ближайшей перспективе не ожидается.

В случае возникновения необходимости подключения новых потребителей предусматривается прокладка квартальных тепловых сетей.

Диаметры тепловых сетей определяются ориентировочно по величине диаметра на вводе в строящийся квартал после получения подробной информации о характеристиках и месторасположении нового жилого строительства.

### **6.3. Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения**

Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии экономически нецелесообразно.

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

В схеме теплоснабжения СП «Акшинское» не предусматривается перевод котельных в пиковый режим работы.

## 6.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Действующие нормативные документы требуют периодического проведения освидетельствования тепловых сетей, а также по истечении нормативного срока эксплуатации (25 лет) с целью выявления мест утонения трубопроводов более чем на 20 % от первоначальной толщины их прочностной расчет и замену участков, имеющих недостаточный ресурс, т. е. подразумевается необходимость 100 % надежности тепловых сетей за счет предупредительных мер вместо устранения разрывов трубопроводов. В реальности на большей части тепловых сетей разрывы трубопроводов из-за коррозии появляются задолго до истечения нормативного срока, что приводит к их преждевременной замене.

Основные недостатки стальных трубопроводов следующие:

- небольшой фактический срок службы стальных трубопроводов – до 10-15 лет, т.е. в 2 раза меньше нормативного, вследствие низкой коррозионной стойкости стали и внутренней и наружной коррозии трубопроводов;

- сокращение пропускной способности стальных трубопроводов на 20-25 % вследствие зарастания их внутренней поверхности продуктами коррозии (отложениями) и уменьшения площади их поперечного сечения;

- обязательное применение тепловой изоляции для сокращения значительных потери теплоты через стенки стальных трубопроводов из-за высокой теплопроводности стали - коэффициент теплопроводности  $\lambda_{ст} = 50 - 70 \text{ Вт/ (м} \cdot \text{°C)}$ ;

- значительный вес стальных трубопроводов: масса одного метра стального трубопровода, в зависимости от диаметра, составляет от 0,8 до 482 кг.

В связи с вышеизложенным, рекомендуется применять предизолированные гофрированные трубопроводы, преимущества которых описаны ниже.

Преимущества гибких гофрированных трубопроводов:

- трубопроводы самокомпенсируемые, т.е. при прокладке таких трубопроводов не требуется установка компенсаторов (сальниковых, сильфонных, П-образных);

- гибкость трубопроводов позволяет плавно обходить препятствия на трассе тепловых сетей;

- по сравнению с традиционными стальными трубопроводами предизолированные

гофрированные трубы меньше подвержены наружной и внутренней коррозии (из-за использования нержавеющей хромоникелевой стали, более устойчивой к коррозии по сравнению с остальными сортами стали).

#### **6.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

Приросты тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку в ближайшей перспективе не ожидается. Увеличение диаметров трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки не требуется.

#### **6.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

На момент актуализации схемы теплоснабжения 100 % тепловых сетей находятся в крайне изношенном состоянии, срок их эксплуатации составляет более 25 лет. Необходима замена всех тепловых сетей сельского поселения «Акшинское». Предусматривается использование ППУ трубопроводов существующих диаметров. В качестве компенсирующих устройств использовать П-образные компенсаторы.

#### **6.8. Предложения по строительству и реконструкции насосных станций**

На территории муниципального образования отсутствуют подкачивающие насосные станции. Напор, обеспечиваемый оборудованием тепловых источников, достаточен для поддержания расчетного гидравлического режима тепловой сети. Строительство и реконструкция ПНС не планируется.

## Глава 7. Перспективные топливные балансы

Данный раздел содержит перспективные топливные балансы основного вида топлива для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах муниципального образования.

Для источников тепловой энергии, расположенных на территории муниципального образования СП «Акшинское», основным видом топлива являются каменный уголь и дрова

Перспективный топливный баланс всех источников теплоснабжения представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Перспективный топливный баланс источников теплоснабжения

Наименование котельной	2020 г.		2029 г.	
	Годовая выработка тепловой энергии, Гкал	Средневзвешенный норматив уд. расхода топлива, кг у.т./Гкал	Годовая выработка тепловой энергии, Гкал	Средневзвешенный норматив уд. расхода топлива, кг у.т./Гкал
Центральная, ул. Ононская, 48	3008,7	204,1	3354,79	166,24
Котельная № 2, ул. Ефремова, 12	1647,8	204,1	1647,8	166,24
Котельная №3 (ЦРБ), ул. Ленина, 1	2462,7	204,1	2462,7	166,24
Котельная № 4, ул. Советская, 18	346,09	204,1	-	-
ИТОГО:	7465,32	204,1	7465,32	166,24

## Глава 8. Оценка надёжности теплоснабжения

Показатели надёжности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения устанавливаются на срок действия инвестиционной программы, концессионного соглашения и (или) на срок действия долгосрочных тарифов в случае, если для теплоснабжающей организации устанавливаются долгосрочные тарифы. Расчет плановых и фактических значений показателей надёжности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения осуществляется на каждый год в течение срока действия инвестиционных программ, концессионных соглашений, тарифов.

В целях контроля за результатами реализации инвестиционной программы и в целях регулирования тарифов уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации или орган местного самоуправления поселения (городского округа) в случае, если законом субъекта Российской Федерации ему переданы полномочия по утверждению плановых значений показателей надёжности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения (далее - орган регулирования), устанавливает плановые значения показателей надёжности и энергетической эффективности в отношении объектов теплоснабжения, создание и (или) реконструкция которых предусмотрены инвестиционной программой, на период, следующий за последним годом ее реализации.

К показателям надёжности объектов теплоснабжения относятся:

- а) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей;
- б) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности.

К показателям энергетической эффективности объектов теплоснабжения относятся:

- а) удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии;
- б) отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;
- в) величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям.

Правила определения плановых значений показателей надёжности и

## энергетической эффективности объектов теплоснабжения

Плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения определяются на срок реализации инвестиционной программы (с разбивкой по годам), увеличенный на 1 год, в случае если органами регулирования принято решение об установлении плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности на период, следующий за последним годом ее реализации.

Плановые значения показателей надежности объектов теплоснабжения, определяемые количеством прекращений подачи тепловой энергии, рассчитываются исходя из фактического показателя прекращений подачи тепловой энергии за год, предшествующий году реализации инвестиционной программы, и планового значения протяженности тепловых сетей (мощности источников тепловой энергии), вводимых в эксплуатацию, реконструируемых и модернизируемых в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации.

Плановые значения показателя прекращений подачи тепловой энергии, возникших в результате технологических нарушений в тепловых сетях и (или) на источниках тепловой энергии, определяются как в целом по теплоснабжающей организации, так и по участкам сети, с указанием протяженности каждого участка и наименования иных объектов, расположенных на тепловой сети, а также по источникам тепловой энергии с указанием мощности каждого источника.

На участке тепловой сети или на источнике тепловой энергии, вводимом в эксплуатацию в соответствии с инвестиционной программой, количество технологических нарушений принимается равным нулю.

В отношении тепловых сетей и (или) источников тепловой энергии, создание, реконструкция, модернизация которых не предусмотрены инвестиционной программой, устанавливается величина значения показателя надежности, определяемая фактическим значением соответствующего показателя на начало года, предшествующего году начала реализации инвестиционной программы.

Плановые значения показателей энергетической эффективности объектов теплоснабжения на долгосрочный период определяются с учетом целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, утвержденных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, достижение которых обеспечивается теплоснабжающей организацией при реализации программы

энергосбережения и которые устанавливаются в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации в сфере энергосбережения.

Подготовка первичной информации, используемой при расчете значений показателей надежности и энергетической эффективности, производится теплоснабжающей организацией на основании данных, содержащихся в журнале учета текущей информации о нарушениях подачи тепловой энергии, теплоносителя теплоснабжающей организации в отопительный и межотопительный периоды, который заполняется в строго хронологическом порядке с фиксацией каждого случая нарушения подачи тепловой энергии, теплоносителя теплоснабжающей организацией в течение соответствующего отопительного или межотопительного периода, а также в журнале учета текущей информации по расходу натурального топлива на производство тепловой энергии и потерь тепловой энергии на тепловых сетях теплоснабжающей организации.

С целью установления плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения орган регулирования направляет запрос в теплоснабжающую организацию о предоставлении информации, необходимой для формирования и расчета указанных показателей, в том числе о фактических значениях этих показателей за последние 3 года.

Теплоснабжающая организация обязана направить запрашиваемую информацию в орган регулирования не позднее 15 календарных дней со дня получения запроса. В случае если плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения определяются не в целях заключения концессионного соглашения, значения указанных показателей должны быть рассчитаны в соответствии с мероприятиями, включенными в инвестиционную программу.

При расчете плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения орган регулирования использует следующую информацию:

а) отчетные данные, представляемые теплоснабжающей организацией уполномоченному органу (график реализации мероприятий инвестиционной программы, финансовые отчеты о выполнении мероприятий инвестиционной программы, отчет о достижении плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности);

б) информация, которая подлежит раскрытию теплоснабжающей организацией в соответствии с законодательством Российской Федерации;

в) данные, предоставляемые Федеральной службой по экологическому,



технологическому и атомному надзору, Федеральной антимонопольной службой, Федеральной службой по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека и их территориальными органами в соответствии с пунктом 15 Положения об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. N 1220 "Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг";

г) фактические значения показателей деятельности теплоснабжающей организации за предыдущий период действия инвестиционной программы.

Плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения сравниваются органом регулирования с фактическими значениями указанных показателей (за предыдущий период действия инвестиционной программы), достигнутыми за истекший период регулирования, с целью выявления динамики изменения значений таких показателей.

Плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения рассчитываются органом регулирования до 15 марта года, предшествующего началу очередного периода регулирования.

Плановые значения показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в целом по теплоснабжающей организации ( $P_n$  сети от  $t_n$ ), рассчитываются по формуле:

$$P_n \text{ сети от } t_n = (N_{\text{П сети от } t_{0-1}} / L_{t_{0-1}}) \times (L_{t_n} - \sum L_{\text{зам}t_n}) / L_{t_n},$$

где:

$N_{\text{П сети от } t_{0-1}}$  - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;

$t_{0-1}$  - 1-й год реализации инвестиционной программы;

$t_n$  - соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;

$L$  - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении,

километров;

$\sum L_{\text{зам}t_n}$  - суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров;

$L_{t_n}$  - общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении в году, соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров;

$t_{0-1}$  - год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы.

В случае если рассчитанное значение указанного показателя выше значения, предусмотренного концессионным соглашением на соответствующий год, то устанавливается значение показателя, предусмотренное концессионным соглашением.

Плановое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности ( $P_{\text{п ист от } t_n}$ ), рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{п ист от } t_n} = \left( N_{\text{п ист от } t_{0-1}} / M_{t_{0-1}} \right) \times \left( M_{t_n} - \sum M_{\text{зам } t_n} \right) / M_{t_n},$$

где:

$N_{\text{п ист от } t_{0-1}}$  - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;

$t_0$  - первый год реализации инвестиционной программы;

$\sum M_{\text{зам } t_n}$  - суммарная мощность строящихся, реконструируемых и модернизируемых источников тепловой энергии, вводимых в эксплуатацию в году реализации инвестиционной программы;

$M$  - мощность источника тепловой энергии, Гкал/час;

$M_{t_n}$  - общая мощность источников тепловой энергии в году реализации инвестиционной программы;

$t_n$  - соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;

$t_{0-1}$  - год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы.

В случае если рассчитанное значение указанного показателя выше значения, предусмотренного концессионным соглашением на соответствующий год, то устанавливается значение показателя, предусмотренное концессионным соглашением.

Плановые значения показателя энергетической эффективности, определяемого удельным расходом топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, для организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения на основании концессионного соглашения, должны быть установлены как в целом для организации, так и для каждого предусмотренного утвержденной инвестиционной программой объекта теплоснабжения таким образом, чтобы обеспечивать достижение предусмотренных концессионным соглашением плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения в сроки, предусмотренные концессионным соглашением.

Плановые значения показателя энергетической эффективности, определяемого удельным расходом топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, для организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения не на основании концессионного соглашения, должны быть установлены на уровне нормативов удельного расхода топлива.

Плановые значения показателя энергетической эффективности, определяемого отношением величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, для организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения на основании концессионного соглашения, должны быть установлены как в целом для организации, так и для каждого предусмотренного утвержденной инвестиционной программой участка тепловой сети таким образом, чтобы обеспечивать достижение предусмотренного концессионным соглашением планового значения указанного показателя в сроки, предусмотренные концессионным соглашением.

Плановые значения показателя энергетической эффективности, определяемого отношением величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети, для организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения не на основании концессионного соглашения, должны быть установлены на уровне нормативных технологических потерь, устанавливаемых в соответствии с нормативными правовыми актами в сфере теплоснабжения.

Плановые значения показателей величины технологических потерь при передаче

тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям для теплоснабжающих организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения на основании концессионного соглашения, должны быть установлены как в целом для организации, так и для каждого предусмотренного утвержденной инвестиционной программой участка тепловой сети таким образом, чтобы обеспечивать достижение предусмотренного концессионным соглашением планового значения показателя в сроки, предусмотренные концессионным соглашением.

Плановые значения показателей величины технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям для теплоснабжающих организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения не на основании концессионного соглашения, устанавливаются на уровне нормативных технологических потерь, определяемых в соответствии с нормативными правовыми актами в сфере теплоснабжения.

Плановые значения показателей надежности для теплоснабжающей организации, эксплуатирующей объекты теплоснабжения не на основании концессионного соглашения, подлежат корректировке в случае корректировки инвестиционной программы, в том числе в случае корректировки программы на оставшийся период регулирования тарифов, если первоначально тарифы были утверждены на срок не менее 3 лет.

Решение о корректировке плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения принимается органом регулирования. Решение о корректировке плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности для изменения условий концессионного соглашения согласовывается с антимонопольным органом.

В случае если теплоснабжающая организация обратилась в орган регулирования с заявлением о корректировке плановых показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, орган регулирования рассматривает обращение теплоснабжающей организации и при наличии оснований осуществляет корректировку таких показателей в течение 30 календарных дней после получения заявления теплоснабжающей организации. Для корректировки плановых показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения орган регулирования запрашивает у теплоснабжающей организации информацию, необходимую для такой корректировки.

Орган регулирования обязан пересмотреть плановые значения показателей

надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения по причинам, указанным в пункте 22 настоящих Правил, в течение 30 дней со дня обращения теплоснабжающей организации либо по собственной инициативе при установлении указанных причин пересмотра установленных плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения.

Теплоснабжающая организация обязана до 15 февраля года, предшествующего началу очередного периода регулирования, предоставить в орган регулирования данные об изменениях в объектах инженерной инфраструктуры за истекший период регулирования с указанием изменения установленной мощности источника тепловой энергии, договорной нагрузки, объемов производства и потребления и (или) протяженности тепловых сетей в абсолютном или относительном выражении.

Фактические и плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения утверждаются органом регулирования не позднее 30 дней до начала планируемого срока действия инвестиционной программы, концессионного соглашения.

В целях определения фактических и плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения орган регулирования вправе запрашивать информацию у уполномоченных федеральных органов исполнительной власти и их территориальных органов. Уполномоченные федеральные органы исполнительной власти и их территориальные органы должны представить ответ в течение 30 календарных дней со дня получения соответствующего запроса.

Правила расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения

Фактические значения показателей надежности объектов теплоснабжения определяются исходя из числа нарушений, возникающих в результате аварий, инцидентов на таких объектах, а также в результате перерывов, прекращения, ограничений в подаче тепловой энергии и (или) теплоносителя на границах раздела балансовой принадлежности с потребителями тепловой энергии и (или) другими объектами теплоснабжения, определяемых по приборам учета тепловой энергии либо в соответствии с актами, предусмотренными договором поставки тепловой энергии.

Для целей настоящих Правил под продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя понимается интервал времени от момента возникновения прекращения подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя до

момента его окончания, но не позднее момента ликвидации последствий технологического нарушения в рассматриваемой теплоснабжающей организации, приведшего к прекращению подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя. Если до момента ликвидации технологического нарушения у стороны договора возникло несколько случаев прекращения подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя, обусловленных этим технологическим нарушением, то все эти случаи считаются одним технологическим нарушением, а их продолжительность у соответствующей стороны договора суммируется для определения продолжительности прекращения подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя. В случае если технологическое нарушение одновременно затронуло несколько сторон договора, то его продолжительность определяется как максимальная из всех таких нарушений.

В случае если продолжительность одного прекращения подачи тепловой энергии превысила 12 часов с момента его начала, такое прекращение разбивается на несколько прекращений подачи тепловой энергии исходя из продолжительности каждого прекращения подачи тепловой энергии не более 12 часов.

Для целей расчета фактических значений показателей надежности объектов теплоснабжения рассматриваются все случаи прекращения подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя, превышающие время, предусмотренное договором, или (в случае если в договорах не предусмотрено допустимое время прекращения подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя) свыше 4 часов и (или) повлекшие за собой причинение вреда жизни или здоровью людей. Прекращения подачи тепловой энергии, произошедшие в результате технологических нарушений, отключений, переключений на объектах теплосетевого хозяйства, источниках тепловой энергии, не относящихся к этой теплоснабжающей организации, или теплопотребляющих установках потребителя, а также в результате наступления обстоятельств непреодолимой силы, исключаются из расчета фактических значений показателей надежности объектов теплоснабжения.

Обстоятельства и причины возникновения технологических нарушений, повлекших прекращение подачи тепловой энергии, теплоносителя, определяются в установленном порядке в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. N 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации". Оформленные по результатам выяснения причин и обстоятельств документы наряду с зарегистрированными в установленном порядке сообщениями сторон договора и данными приборов коммерческого учета тепловой энергии,

теплоносителя служат основанием для расчета значений показателей надежности для соответствующих объектов теплоснабжения теплоснабжающих организаций, являются обосновывающими материалами и предоставляются (по запросу) органу регулирования.

Значения показателей надежности объектов теплоснабжения, указанные в пункте 5 настоящих Правил, рассчитываются как совокупные за расчетный период характеристики нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя, снижение которых ведет к увеличению надежности.

Нарушение подачи тепловой энергии, теплоносителя, затронувшее несколько расчетных периодов регулирования, учитывается в каждом расчетном периоде регулирования в части, относящейся к этому периоду.

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловой сети теплоснабжающей организации ( $P_n$  сети от), рассчитывается по формуле:

$$P_{n \text{ сети от}} = N_{n \text{ сети от}} / L,$$

где:

$N_{n \text{ сети от}}$  - количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях. В случае если в разных точках сети одновременно были зафиксированы несколько случаев прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя, они могут быть определены теплоснабжающей организацией как одно прекращение при условии, что такие точки находятся в одной системе теплоснабжения;

$L$  - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров.

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу тепловой мощности источника тепловой энергии теплоснабжающей организации, рассчитывается по формуле:

$$P_{n \text{ ист от}} = N_{n \text{ ист от}} / M,$$

где:

$N_{\text{п ист от}}$  - количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границе балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии. В случае если у организации установлены приборы учета на источниках тепловой энергии, при определении фактического количества прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя используются данные таких приборов учета.

В случае если в разных точках одновременно были зафиксированы несколько случаев прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя, они могут быть определены теплоснабжающей организацией как одно прекращение при условии, что такие точки находятся в одной системе теплоснабжения;

$M$  - суммарная располагаемая мощность источников тепловой энергии, Гкал/час.

Фактическое значение показателя энергетической эффективности, определяемого удельным расходом топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, рассчитывается в соответствии с порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, установленным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим выработку и реализацию государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

Фактическое значение показателя величины технологических потерь при передаче тепловой энергии (Гкал/год), теплоносителя (тонн/год) по тепловым сетям рассчитывается в соответствии с порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим выработку и реализацию государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

Фактическое значение показателя энергетической эффективности объектов теплоснабжения, определяемого отношением величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети ( $\Pi_{\text{тп}}$ ), рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{\text{тп}} = Q_{\text{техн.пот}} / M_{\text{пкв}},$$



где:

$Q_{\text{техн.пот}}$  - величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, Гкал, тонн;

$M_{\text{пкв}}$  - материальная характеристика тепловой сети (по видам теплоносителя - пар, конденсат, вода), определенная значением суммы произведений значений наружных диаметров трубопроводов отдельных участков тепловой сети (метров) на длину этих участков (метров). Материальная характеристика тепловой сети (квадратных метров) включает материальную характеристику всех участков тепловой сети.

Определение органом регулирования факта достижения теплоснабжающей организацией плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения

Орган регулирования определяет факт достижения теплоснабжающей организацией плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объекта теплоснабжения на основании данных, содержащихся в следующих источниках:

а) журнал учета текущей информации о нарушениях в подаче тепловой энергии теплоснабжающей организации в отопительный и межотопительный периоды;

б) журнал учета текущей информации по расходу натурального топлива на производство тепловой энергии и учета потерь тепловой энергии на тепловых сетях теплоснабжающей организации;

в) ведомость учета суточного отпуска тепловой энергии и теплоносителя;

г) отчеты о фактических значениях показателей, представляемые теплоснабжающими организациями по следующим формам федеральной государственной статистической отчетности:

форма 11-ТЭР "Сведения об использовании топлива, теплоэнергии и электроэнергии на производство отдельных видов продукции, работ (услуг)";

форма 1-ТЕП "Сведения о снабжении теплоэнергией";

форма 6-ТП "Сведения о работе тепловой электростанции";

форма 46-ТЭ "Сведения о полезном отпуске (продаже) тепловой энергии отдельным категориям потребителей".

Фактические значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, представленные теплоснабжающими организациями в орган

регулирования, сверяются с данными, содержащимися в акте проверки готовности к отопительному периоду и паспорте готовности к отопительному периоду.

Расчет фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения осуществляется органом регулирования на основании данных, представленных теплоснабжающей организацией не позднее 1 марта года, следующего за годом, на который были установлены плановые показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения. Информация о фактических значениях указанных показателей направляется теплоснабжающей организацией в органы регулирования и публикуется в открытом доступе на официальном сайте теплоснабжающей организации в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".

Отчетные данные теплоснабжающей организации о достижении плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения направляются в орган регулирования одновременно с информацией о фактических значениях указанных показателей не позднее 15 календарных дней со дня получения запроса от органа регулирования любым доступным способом, позволяющим подтвердить получение информации органом регулирования.

Поскольку предоставленные статистические данные о технологических нарушениях, недостаточно полные, то среднее значение интенсивности отказов принимается равным  $\lambda_0 = 0,05$  1/(год·км).

Значения интенсивности отказов  $\lambda(t)$  в зависимости от продолжительности эксплуатации  $t$  при значении  $\lambda_0 = 0,05$  1/(год·км). представлены в таблице 27 и на рис. 8.

Таблица 27 - Значения интенсивности отказов  $\lambda(t)$

Наименование показателя	Продолжительность работы участка тепловой сети, лет										
	1	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40
Интенсивность отказов $\lambda(t)$ , 1/(год·км)	0,079	0,064	0,05	0,05	0,05	0,05	0,064	0,099	0,195	0,525	2,095
Значение коэффициента $\alpha$ , ед	0,80	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,36	1,75	2,24	2,88	3,69

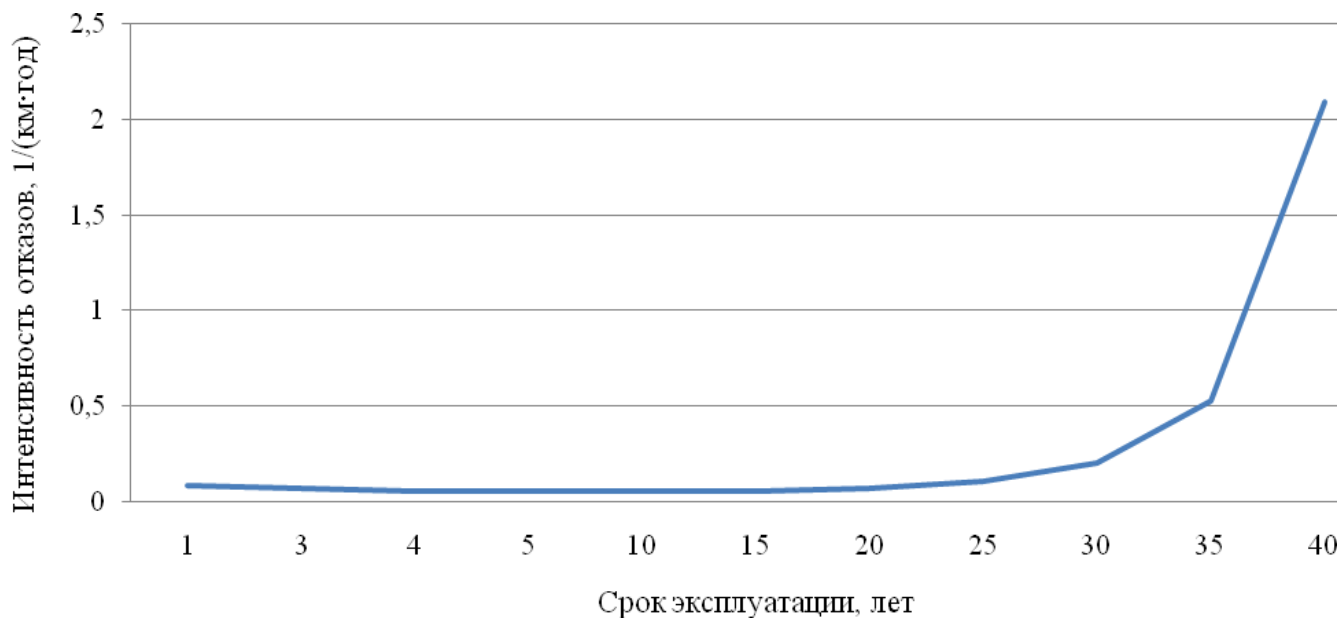


Рис. 8 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети.

## Глава 9. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

### 9.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

#### Строительство котельных

Строительство новых котельных не предусматривается.

#### Замена котлоагрегатов

Система теплоснабжения постоянно развивается, появляется все новое оборудование, более надежное и энергоэффективное. Замена котлов с истекшим сроком службы на новые котлоагрегаты позволит сократить потребление топлива и повысить надежность системы теплоснабжения, от работы котлоагрегатов зависит вся система теплоснабжения, надежность котлов напрямую зависит на надежность всей системы в целом.

#### Замена насосного оборудования

Система теплоснабжения постоянно развивается, появляется все новое оборудование, более надежное и энергоэффективное. Замена насосов с истекшим сроком службы на новое насосное оборудование позволит повысить надежность системы теплоснабжения и сократить потребление электрической энергии, так как потребление электроэнергии насосным оборудованием является одним из основных показателей по источнику тепловой энергии снижение этого показателя будет иметь значительный экономический эффект.

#### Установка частотных преобразователей на электродвигатели

Частотный преобразователь (или частотно-регулируемый электропривод) – это статическое преобразовательное устройство, предназначенное для изменения скорости вращения асинхронных электродвигателей переменного тока.

Регулирование скорости вращения электродвигателя производится путем изменения частоты и величины напряжения питания двигателя. КПД такого преобразования очень высокое и составляет порядка 98 %. При этом из сети потребляется практически только активная составляющая тока нагрузки. Микропроцессорная управляющая система обеспечивает высокое качество управления электродвигателем и контролирует множество его параметров, предотвращая тем самым возможность возникновения аварийных ситуаций.

Частотный преобразователь необходим для решения стандартных проблем практически любого предприятия или организации, например, таких как:

- экономия энергоресурсов
- снижение затрат на плановые ремонтные работы и капитальный ремонт
- увеличение срока службы технологического оборудования
- обеспечение оперативного управления и достоверного контроля за ходом выполнения технологических процессов.

Значительная экономия электроэнергии достигается при одном условии – приводной механизм должен что-либо регулировать (поддерживать какой-либо технологический параметр):

- если используется насос, то необходимо регулировать расход воды, давление в сети или температуру чего-либо охлаждаемого или нагреваемого
- если используется вентилятор или дымосос, то регулировать нужно температуру или давление воздуха, разрежение газов.

Несмотря на кажущуюся значительную стоимость современных преобразователей, окупаемость вложенных средств за счёт экономии энергоресурсов и других составляющих эффективности не превышает в среднем 1,5 лет. Это вполне реальные сроки, а учитывая многолетний ресурс подобной техники, можно подсчитать ожидаемую экономию на длительный период и принять правильное решение. Самая привлекательная особенность этого оборудования заключается в том, что оно представляет из себя один из наиболее выгодных объектов для инвестирования средств предприятия. С одной стороны, инвестируя средства в преобразователи частоты для своего производства, предприятие гарантированно возвращает эти средства за период срока окупаемости, а в последующие 15-20 лет предприятие просто получает чистую прибыль. С другой стороны, сделанные инвестиции ни на минуту не покидают пределов вашего предприятия.

При использовании преобразователя частоты появляются следующие технические возможности:

- регулирование скорости от нуля до номинальной и выше номинальной
- плавный разгон и торможение
- ограничение тока на уровне номинального в пусковых, рабочих и аварийных режимах
- увеличение срока службы механической и электрической частей оборудования
- высвобождается некоторое оборудование

- монтаж частотного преобразователя возможен в стандартной ячейке распределительного устройства на месте высвобождаемого оборудования.

### Реконструкция теплотрасс

Задачи снижения потерь тепловой энергии в трубопроводах систем теплоснабжения является одной из самых актуальных.

Для реконструкции и строительства новых трубопроводов рекомендуются к использованию трубы в ППУ-изоляции в бесканальной прокладке.

Трубы ППУ-изоляции представляют собой трехслойную монолитную конструкцию, которая состоит из стальной трубы, теплоизолирующего слоя из пенополиуретана и защитной оболочки из полиэтилена.

Преимущества трубопроводов в ППУ-изоляции:

- низкое водопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан экологически безопасен;
- долговечность пенополиуретана;
- низкая токсичность;
- пенополиуретан имеет низкий коэффициент теплопроводности. Данный показатель у ППУ равен 0,019 - 0,035 Вт/М\*К;
- высокая адгезионная прочность пенополиуретана;
- звукопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан, нанесенные на металлическую поверхность, защищают ее от коррозии;
- ППУ сохраняет тепловую энергию в широком температурном диапазоне от - 100°до +140°С.

Важной особенностью трубопроводов с ППУ изоляцией является встроенная электронная система оперативно дистанционного контроля (ОДК) (два сигнальных медных провода, залитых в пенополиуретановую изоляцию трубы, и электронный детектор повреждений), которая позволяет постоянно следить за состоянием (увлажнением) изоляции теплотрассы длиной до 2500 м. При этом место повреждения изоляции трубопровода устанавливается с точностью до одного метра с помощью импульсного рефлектометра.

Лучшие результаты по применению труб с ППУ изоляцией достигнуты в тех регионах и городах, где имеются целевые программы и постановления по энергосбережению с конкретным указанием вида трубопроводов тепловых сетей, а именно труб с ППУ. Это, прежде всего Москва, Московская область, Тюмень, Ханты-

Мансийск, Санкт-Петербург и др.

В результате применения данного типа труб тепловые потери уменьшились более чем на 20%, сокращаются потери сетевой воды, минимизируется упущенная выгода от недопоставок тепла потребителям во время аварийных отключений.

Применение новых конструкций теплопроводов полной комплектации позволяет:

- снизить тепловые потери примерно в 1,5-2 раза;
- снизить капитальные затраты на 15-20%;
- снизить эксплуатационные затраты в 1,5-2 раза;
- снизить ремонтные затраты в 2-3 раза;
- уменьшить время прокладки в 1,5-2 раза;
- исключить влияние блуждающих токов и, следовательно, внешнюю коррозию;
- исключить строительство дорогостоящих каналов;
- свести к минимуму аварийность, благодаря обязательной установке системы

дистанционного контроля, стоимость которой не превышает 1,5-2% от общей стоимости тепловых сетей.

Таким образом, годовой экономический эффект, получаемый в тепловых сетях, рассчитывается по формуле:

$$\text{Эт.с.} = \text{Экап.вл.} + \text{Эдолгов} + \text{Эрем.} + \text{Ээкспл.} + \text{Этопл.}$$

Средства, вложенные в энергосберегающие технологии, окупаются (по данным экспертных оценок реализованных программ энергосбережения) в срок от нескольких месяцев до 5-6 лет, что в 2-2,5 раза быстрее, чем при строительстве новых генерирующих мощностей.

В таблице 28 приведена Программа развития источников теплоснабжения до 2029 года с проиндексированными кап. затратами, разработанная на основании принятых решений.

В таблице 28 приведена Программа развития тепловых сетей до 2029 года с проиндексированными кап. затратами, разработанная на основании принятых решений.

Таблица 28 Мероприятия и необходимые инвестиции по источникам тепловой энергии и тепловым сетям

№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.	2020	2021	2022	2023	2024-2029
1	Установка экономайзера в котельной «Центральная»	1290,08	1290,08	-	-	-	-
2	Создание тепловодотрассы по ул. Советская протяженностью 500 м	3008,00	-	-	3008,00	-	-
3	Создание тепловодотрассы от Центральной котельной по ул. 1 Мая протяженностью 114 м	1372,50	-	1372,50	-	-	-
4	Реконструкция тепловых сетей, срок эксплуатации которых превышает 25 лет	38750,00	-	7750,00	7750,00	7750,00	15500,00
5	Монтаж водоподготовительного оборудования на источниках тепловой энергии	270,00	-	270,00	-	-	-
Итого		44690,58	1290,08	9392,5	10758	7750	15500



## 9.2 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

В рассматриваемой схеме теплоснабжения анализируются инвестиционные проекты, по которым могут осуществлять финансирование хозяйствующие субъекты различной отраслевой и муниципальной принадлежности.

В общем случае источники инвестиций на реализацию мероприятий, предусмотренными данной программой можно изобразить следующим образом



В связи со значительным объёмом инвестиционных вложений, планируемых к осуществлению в краткосрочной перспективе, необходимо оценить уровень дополнительной финансовой нагрузки на потребителей коммунальных ресурсов и, на основании, полученного результата сформулировать предложения о возможных источниках финансирования мероприятий программы.

## Глава 10. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации

### Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации

<p>1 критерий: 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</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность</p>
---	--

	теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.
2 критерий: размер собственного капитала	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
3 критерий: способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения	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:

1. 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;

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

3. 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.

Предлагается для сельского поселения «Акшинское» определить ЕТО – ООО УК «ИВА».

## Список использованных источников

1. Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
2. Федеральный закон от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении».
3. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения МДК 4-05.2004.
4. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России 30.12.2008 г. № 235
5. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей. – М.: Государственное энергетическое издательство, 1959.
6. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989.
7. СНиП 2.04.14-88\*. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов/Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1998.
8. Проект приказа Министра энергетики и Министра регионального развития РФ «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения».
9. Проект приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии».
10. ГОСТ Р 53480 – 2009 «Надежность в технике. Термины и определения», разработанный ФГУП «ВНИИНМАШ».
11. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети». ОАО «Объединение ВНИПИЭнергопром».
12. МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ». РАО «Роскоммунэнерго».
13. МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому

расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» (Утверждены приказом Госстроя России от 20.08.01 № 191).

14. РД 10 ВЭП – 2006 «Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов РФ». ОАО «Объединением ВНИПИЭнергопром» (в развитие СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»);

15. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочное издание в 4 т. Т. 4 Надежность систем теплоснабжения / Е.В. Сеннова, А.В. Смирнов, А.А. Ионин и др. – Новосибирск: Наука, 2000.

16. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. Москва. Издательство МЭИ 2001.

17. В.Н. Папушкин. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое // Новости теплоснабжения, № 9 (сентябрь), 2010 г. с. 44-49

18. И.А.Башмаков. Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения России [Электронный ресурс] / URL: [http://www.rosteplo.ru/Tech\\_stat/stat\\_shablon.php?id=2543](http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2543)

19. И. А. Башмаков, В. Н. Папушкин. Муниципальное энергетическое планирование [Электронный ресурс] / URL: [http://www.abok.ru/for\\_spec/articles.php?nid=2481](http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2481)

20. Министерство энергетики РФ. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. Сценарные условия развития электроэнергетики России на период до 2030 года.

21. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года (редакция на 26 апреля 2010 г.).

22. Дубовский С.В., Бабин М.Е., Левчук А.П., Рейсиг В.А. Границы экономической целесообразности централизации и децентрализации теплоснабжения // Проблемы энергетики.- вып. 1 (24).- 2011 г.

23. Волкова Е.А., Панкрушина Т.Г., Шульгина В.С. Эффективность не крупных коммунально-бытовых ТЭЦ и рациональные области их применения. – Электрические станции.- № 7.- 2010 г.

24. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удаленности потребителей. Новости теплоснабжения.- N 6.-2006 г.

25. МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по

подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ», разработанные РАО «Роскоммунэнерго».

26. МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» (Утверждены приказом Госстроя России от 20.08.01 № 191).

27. «Методические рекомендации по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения», утвержденные заместителем Министра регионального развития РФ 25.04.2012 г.

28. РД 153-34.0-20.518-2003 «Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии».

29. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. Политике; рук.авт. кол.: Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. – М.: ОАО «НПО Изд-во» «Экономика», 2000.

30. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений. – Утверждена Временно исполняющим обязанности Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым. № 01/07- 99 от 9 сентября 2009 г.

31. Методические рекомендации по применению унифицированных подходов к оценке экономической эффективности инвестиционных проектов ОАО

«Газпром» в области тепло- и электроэнергетики. – Р Газпром № 01/350-2008. – М., 2009.

32. Рекомендации по составу и организации прединвестиционных исследований в ОАО «Газпром». Р Газпром 035-2008. – М., 2008.

33. Прогноз сценарных условий социально-экономического развития Российской Федерации на период 2013-2015 годов. Министерство экономического развития РФ, <http://www.economy.gov.ru>.

34. Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года. Министерство экономического развития РФ, <http://www.economy.gov.ru>.

35. Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Объекты энергетики. – М.: РАО «ЕЭС России», 2003.

36. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ видам строительства и пусконаладочных работ, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок на 2-ой квартал 2012 г.

37. Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808.