

РЕСПУБЛИКА МОРДОВИЯ
АДМИНИСТРАЦИЯ
ДУБИТЕЛЬСКОГО СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ
ЗУБОВО-ПОЛЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

ОТ 23 ИЮНЯ 2017 г. №16

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ДУБИТЕЛЬСКОГО СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ
ЗУБОВО – ПОЛЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА
РЕСПУБЛИКИ МОРДОВИЯ
ДО 2025 ГОДА

В соответствии с Федеральным законом от 06.10.2003 г. № 131 «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Федерального закона «О теплоснабжении от 27.07.2010г. № 190 ФЗ Администрация Дубительского сельского поселения Zubovo –Полянского муниципального района Республики Мордовия постановляет:

1. Утвердить схему теплоснабжения Дубительского сельского поселения Zubovo – Полянского муниципального района Республики Мордовия до 2025 года (Прилагается).

2. Признать утратившим силу постановление администрации от 01.02.2013 года №1 «Об утверждении схемы теплоснабжения в Дубительском сельском поселении Zubovo-Полянского муниципального района до 2025 года».

3.Настоящее постановление вступает в силу со дня его официального опубликования.

В.И.О. Главы администрации
Дубительского сельского поселения
Зубово-Полянского муниципального района
Республики Мордовия

С.В.Фокина

ООО «ЭКО-М»

430910, Россия, Республика Мордовия, г. Саранск, р.п. Луховка, ул. Садовая, д. 188

Тел.: (8342) 22-28-91, Факс.: (8342) 22-28-92, E-mail: sekretar@eco-m-energy.com

ИНН 1328904376, КПП 132801001, ОГРН 1051328052160, ОКПО 93381130

Технический отчет

**составленный по результатам проведения технического обследования
системы теплоснабжения Дубительского сельского поселения
Зубовополянского муниципального района Республики Мордовия**

Директор ООО «ЭКО-М»

А. А. Григорьев

Содержание

1 Общие положения	4
2 Общая характеристика систем теплоснабжения	4
2.1 Общая характеристика тепловых сетей	4
3. Состав и содержание работ по проведению энергетического обследования	5
3.1. Обследование котельной (котельных)	5
3.1.1. Общая характеристика энергоисточников	5
3.1.2 Обследование основного и вспомогательного оборудования котельной (котельных).....	6
3.1.3 Обследование баланса тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки.....	8
3.1.4 Обследование приборов учета тепла, отпущенного в тепловые сети	8
3.1.5 Обследование технико-экономических показателей работы котельной (котельных).....	8
3.1.6 Обследование энергетического баланса котельной (котельных).....	9
Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна».....	11
3.2. Обследование сетей теплоснабжения	12
3.2.1 Общая характеристика тепловых сетей	12
3.2.2 Обследование технического состояния тепловой сети	12
3.2.3 Обследование тепловых сетей на предмет нормативных и фактических затрат теплоносителя в системе	18
3.2.4. Оценка надежности системы теплоснабжения	22
3.2.5. Температурный график работы котельной.....	23
4 Результаты и выводы проведенных работ по обследованию систем теплоснабжения п. Дубитель	24
4.1 Результаты обследования источников теплоснабжения	24
4.2 Результаты обследования тепловых сетей	24

1 Общие положения

Наименование работ: Техническое обследование системы теплоснабжения Дубительского сельского поселения Zubовополянского муниципального района Республики Мордовия

Объект, подлежащий энергетическому обследованию:

1. Котельная по адресу:

- Zubово-Полянский муниципальный район, п. Дубитель, ул. Парковая, 7.

2. Тепловая сеть Дубительского сельского поселения Zubовополянского муниципального района Республики Мордовия

2 Общая характеристика систем теплоснабжения

Теплоснабжение п. Дубитель осуществляется от котельной ЖКХ «Зубово-Поляна». Котельная работает на природном газе. Тепловая мощность котельной 0,43 Гкал/ч не достаточна для теплоснабжения всего посёлка.

Общая установленная тепловая мощность источников п. Дубитель, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на конец 2015 года составила 0,424 Гкал/ч. Вся нагрузка покрывается одной теплоснабжающей организацией - ЖКХ «Зубово-Поляна».

2.1 Общая характеристика тепловых сетей

Теплотрасса представлена металлической трубой. Утепление - минераловатные маты, рубероид. Год прокладки - 2006.

Вся теплотрасса делится на 2 крыла.

Левое крыло состоит из трех участков. 1 участок: от котельной до дома №20 – труба $\varnothing 0,69$ м; прокладка надземная. 2 участок: от развилки до дома № 16 – труба $\varnothing 0,57$ м; прокладка надземная. 3 участок от поворота до дома №6 – труба $\varnothing 0,25$ м; прокладка подземная. Протяженность – 466 м.

Правое крыло: 1 участок: от котельной до дома №12(а также баня и контора) – труба $\varnothing 0,69$ м; прокладка надземная. 2 участок: от трассы до дома № 8 – труба $\varnothing 0,25$ м; прокладка подземная. 3 участок: от трассы до дома №19 – труба $\varnothing 0,25$ м; прокладка подземная. Протяженность – 511 м.

Состояние теплотрассы удовлетворительное. Есть проблемные участки, которые требуют ремонта, утепления и замены.

Общие характеристики тепловых сетей (протяженность в однострубно́м исчислении и средний по материальной характеристике диаметр трубопровода) п. Дубитель и их динамика представлена в табл. 2.1. Протяженность теплосети (на период начала их эксплуатации теплоснабжающей организацией ЖКХ «Зубово-Поляна») в однострубно́м исчислении составлял 977 м. Средний диаметр теплосети по материальной характеристике равен 0,068 м.

Таблица 2.1. – Общие характеристики тепловых сетей

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, м	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей, м	Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³	
			Отопительный период	Летний период
1	2	3	4	5
Характеристика теплосети ЖКХ «Зубово-Поляна» в 2015 г.				
ЖКХ «Зубово-Поляна»	977	0,102	50,64	-

Как отмечено выше, тепловые сети п. Дубитель представлена структура тепловых сетей по их типу прокладки в таблице 2.2.

Таблица 2.2. - Структура тепловых сетей по их типу прокладки

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип прокладки трубопроводов	Протяж. Труб. тс в двухтрубном исчислении, м	Сред. (по матер. характер.) наруж. диаметр труб. тс, м
1	2	3	4
ЖКХ «Зубово-Поляна»	Надземная	945	0,057
	Подземная	32	0,25
	Итого	977	0,102

97% доля тепловых сетей приходится на надземный тип прокладки, 3% на подземный тип прокладки.

3. Состав и содержание работ по проведению энергетического обследования

- Обследование основного и вспомогательного оборудования котельной
- Определение баланса тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки
- Обследование приборов учета тепла, отпущенного в тепловые сети
- Обследование технико-экономических показателей работы котельной (котельных)
- Обследование энергетического баланса котельной (котельных)

Комплекс работ по обследованию систем теплоснабжения п.Дубитель включает в себя следующие основные этапы:

1. Обследование котельной (котельных):

– сбор данных по оборудованию, технико-экономическим показателям, анализ работы котлов и вспомогательного оборудования, систем топливоподачи, химводоподготовки, электроснабжения, системы учета ТЭР;

– расчет энергетического баланса котельной, расхода ТЭР на собственные нужды, КПД.

2. Обследование тепловых сетей:

– сбор данных по оборудованию, технико-экономическим показателям, анализ работы тепловых сетей, системы учета ТЭР.

3.1. Обследование котельной (котельных)

3.1.1. Общая характеристика энергоисточников

Мощность котельной, установленная по режимной карте, представлена в табл. 3.1. Резерв мощности имеется на котельной.

Анализируя мощность котельной п. Дубитель, было определено что располагаемая тепловая мощность котельных поселка составляет – 0,43 Гкал/ч.

Таблица 3.1. Мощность котельной, установленная по режимной карте

Ведомственная принадлежность	Наименование котельной, адрес.	Мощность котельной, Гкал/ч			Резерв (+)/дефицит (-), Гкал/ч
		Установленная	Располагаемая	Подключенная	
ЖКХ «Зубово-Поляна»	Котельная ул.Парковая,7	0,43	0,43	0,424	0,006

3.1.2 Обследование основного и вспомогательного оборудования котельной (котельных)

Основное и вспомогательное оборудование котельных теплоснабжающей компании ЖКХ «Зубово-Поляна» расположенные в п. Дубитель представлены в табл.3.2- 3.3. Внешний вид оборудования изображен на рисунках 3.1-3.3



Рисунок 3.1. – Внешний вид котлоагрегатов котельной



Рисунок 3.2. – Внешний вид котлоагрегатов котельной

Таблица 3.2. -Характеристики котлоагрегатов котельной п. Дубитель

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД по режимной карте
1	КВа-0,25	0,215	2006	95-70	89%
2	КВа-0,25	0,215	2006	95-70	89%



Рисунок 3.3. – Внешний вид насосной группы котельной

Таблица 3.3. Характеристика насосов котельной п. Дубитель

Тип насоса	Кол-во, шт.	Производительность, V, м ³ /ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
DAV BPH 180/340 65T	3	250	11	6,0
DAV KPS 30/16 M	1	2.16	7	0,47

Котлы снабжены предохранительными устройствами, манометрами, запорной и регулирующей арматурой, питательными устройствами и приборами безопасности. Для защиты котлов системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельных предусмотрена автоматическая водоподготовительная установка. На котельных ЖКХ «Зубово-Поляна» стоит автоматизированная водоподготовительная установка ВПУ, которая предназначена для обработки подпиточной воды в передвижных и стационарных водогрейных отопительных котельных тепловой мощностью до 10 МВт. Обработка подпиточной воды (деаэрация и дозированное введение комплекса ОЭДФ) позволяет предотвратить коррозию металла и образование накипи на внутренних поверхностях котлов и трубопроводов систем теплоснабжения. Установка состоит из деаэрационной колонки, - 3-х-секционного водоподогревателя, - гидроэлеватора, - газо-водяного эжектора, - бака приемного, - циркуляционного и подпиточного насосов, - бака для раствора ОЭДФ с дозирующим устройством, - электронного устройства управления, - контрольно-измерительных приборов, - запорной арматуры.

Отвод дымовых газов осуществляется посредством металлических газоходов через металлическую дымовую трубу.

3.1.3 Обследование баланса тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки

В первую очередь рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии, сложившихся (установленных по утвержденным картам гидравлических режимов тепловых сетей). Установленные тепловые балансы в указанных годах являются базовыми и неизменными для всего дальнейшего анализа перспективных балансов последующих отопительных периодов. Данные балансы, а также установленная зона действия источника тепловой энергии, были определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, представлены в первом разделе «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»

Таблица 3.4. – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2020 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2015 г.	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч					Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+) Дефицит (-)
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.			
Котельная п. Дубитель	0,43	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,017	0,029	-0,04

Анализ таблицы 3.4 показывает, что к 2020 г. суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка по источнику теплоснабжения остается без изменения.

3.1.4 Обследование приборов учета тепла, отпущенного в тепловые сети

По всем источникам теплоснабжения ЖКХ «Зубово-Поляна» учет тепла отпущенного в тепловые сети ведется по коммерческим приборам учета оборудованных системами передачи сигналов по системам телеизмерений в центральный диспетчерский пункт. Сведения по приборам коммерческого учета представлены в табл. 3.5.

Таблица 3.5.- Сведения по приборам коммерческого учета отпуска тепловой энергии в сеть

Объект	Счетчик	№ счетчика	Год выпуска	Корректор	№ корректора
Котельная п. Дубитель	RVG-G100	-	-	ЕК	270

3.1.5 Обследование технико-экономических показателей работы котельной (котельных)

Технико-экономические показатели работы котельной п. Дубитель представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6. - Технико-экономические показатели работы котельной п. Дубитель

№ п.п.	Показатель	Обозначение	Единица измерения	Величина на 2020 г.
--------	------------	-------------	-------------------	---------------------

1	Годовой отпуск потребителям на отопление	Q _{год}	Гкал	1116,11
2	Годовой отпуск потребителям на ГВС	Q _{год}	Гкал	-
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Q _{год}	Гкал	73,99
4	Отпуск тепловой энергии в тепловые сети	Q_{год}	Гкал	1042,12
5	Выработка тепловой энергии котельной	Q_{год}	Гкал	116,11
6	Теплотворная способность газа	Q _н ^p	Ккал/м ³	8060
7	Годовой расход натурального топлива	B _{год}	тонн/год	152,11
8	Расход условного топлива	B	т.у.т.	175,15

3.1.6 Обследование энергетического баланса котельной (котельных)

Задачей энергетического обследования котельной является определение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при осуществлении основного технологического процесса – выработки тепловой энергии посредством сжигания органического топлива (здесь и далее будет рассматриваться наиболее распространенное топливо для котельных в России – природный газ). Для проведения анализа и последующего определения эффективности использования ТЭР составляется энергетический баланс котельной для каждого вида энергетического ресурса.

Любой энергетический баланс (энергобаланс) состоит из приходной и расходной частей. Приходная часть энергобаланса содержит количественный перечень энергии, поступающей посредством различных энергоносителей (природный газ, вода, воздух, электрическая энергия). Расходная часть энергобаланса определяет расход энергии всех видов во всевозможных её проявлениях: потери при преобразовании энергии одного вида в другой, при её транспортировке, а также при преобразовании её в энергию, накапливаемую в специальных устройствах. При этом приходная и расходная часть энергобаланса должны быть равны. Таким образом, энергетический баланс показывает соответствие, с одной стороны, суммарной подведённой энергии и, с другой стороны, суммарной полезно используемой энергии и её потерями.

Для оценки эффективности работы любой технической системы используется обобщённый физический показатель – коэффициент полезного действия (КПД) системы, физический смысл которого есть отношение величины полученной полезной работы (энергии) к затраченной работе (энергии). Так, применительно к котельной: полезная энергия – тепловая энергия, отпущенная в тепловую сеть – Q_{отп.ТС}, затраченная энергия – теплота сгоревшего топлива – Q_{сг.т}. Тогда коэффициент полезного действия котельной – η кот можно вычислить, используя выражение:

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{отп.ТС}}}{Q_{\text{сг.т}}} \quad (2)$$

В настоящее время на каждой котельной, использующей в качестве топлива природный газ, установлены счётчики расхода – расходомеры потребляемого газа и теплосчётчики для определения величины отпускаемой тепловой энергии в сеть. Таким образом, Q_{отп.ТС} определяется в результате прямого измерения тепловой энергии теплоносителя посредством применения теплосчётчика. Величина теплоты сгоревшего топлива может быть определена косвенным путём – через теплотворную способность топлива Q_н и его расход – объём использованного топлива B_т:

$$Q_{\text{сг.т}} = Q_{\text{н}} \cdot B_{\text{т}} \quad (3)$$

Таким образом, вычислить среднее значение η кот для наперёд заданного периода времени: сутки, месяц, отопительный период, год при организации соответствующего учёта показаний используемых приборов не составляет труда. Коэффициент полезного действия котельной полностью определяют две величины – коэффициент полезного действия

котлоагрегата и затраты энергии на собственные нужды. Наглядно это можно показать, преобразовав выражение (1). Разделим все его части на величину $Q_{сг.т.}$. Получим:

$$\frac{Q_{сз.т.}}{Q_{сз.т.}} = \frac{Q_{омн.ТС.}}{Q_{сз.т.}} + \frac{Q_{ном.КА.}}{Q_{сз.т.}} + \frac{Q_{СН}}{Q_{сз.т.}} \quad (4)$$

$$1 = \frac{Q_{омн.ТС.}}{Q_{сз.т.}} + \frac{Q_{ном.КА.}}{Q_{сз.т.}} + \frac{Q_{СН}}{Q_{сз.т.}} \quad (5)$$

При учёте соответствующих обозначений получаем выражение:

$$1 = \eta_{кот} + K_{ном.КА} + K_{СН} \quad (6)$$

$$\eta_{кот} = 1 - (K_{ном.КА} + K_{СН}) \quad (7)$$

Где η кот - КПД котельной; $K_{пот.КА}$ - коэффициент потерь котлоагрегатов; $K_{СН}$ - коэффициент затрат тепла на собственные нужды.

Таким образом, для определения КПД котельной достаточно определить величину потерь в котлоагрегатах и количество тепла, которое идёт на собственные нужды. Однако вычисление потерь в котлоагрегатах представляет определённые трудности. Уравнение теплового баланса котлоагрегата имеет вид:

$$Q_{сз.т.} = Q_{выр.} + Q_{ном.КА} \quad (8)$$

Где $Q_{выр.}$ - тепловая энергия, выработанная котлоагрегатами; $Q_{пот.КА}$ - тепловые потери в котлоагрегатах.

Разделив обе части уравнения (8) на $Q_{сг.т.}$ - теплоту сгоревшего топлива и сделав преобразования, получим следующее выражение:

$$K_{ном.КА} = 1 - \eta_{КА} \quad (9)$$

Из уравнения 9 следует, что коэффициент потерь в котлоагрегатах и КПД котлоагрегатов однозначно взаимосвязаны. Вычислив один показатель, мы вычисляем и второй.

Основным документом, определяющим порядок эксплуатации котлоагрегата является режимная карта, которая составляется организацией, имеющей на то полномочия, после проведения режимно-наладочных испытаний. В соответствии с «Правилами эксплуатации теплоэнергетических установок» периодичность проведения таких испытаний для газовых котельных составляет 3 года.

Используя формулы, описанные выше, приведен расчет КПД котельной и коэффициента теплотерь котлоагрегатов в таблице 3.6.

Таблица 3.6. – Расчет располагаемого КПД котельной и коэффициента теплотерь котлоагрегатов

Источник	Располагаемая мощность на 2015 г.	Коэффициент полезного действия котельной	Коэффициент теплотерь котлоагрегатов	Коэффициент затрат тепла на собственные нужды
Котельная п.Дубитель	0,43	89%	0,09	0,02

Энергетические показатели работы котельной представлены в таблицах 3.7. и 3.8. на расчетный период 2016-2030 г.г.

Таблица 3.7. Плановые значения удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии

Показатель	Единицы измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»								
Отпуск тепловой энергии	Гкал	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35
НУР топлива	кг.у.т.	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70

Таблица 3.8. Баланс теплоносителя системы теплоснабжения

Показатель	Единицы измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»								
Всего подпитка тепловой сети, вт.ч	тонн/год	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742
На пусковое заполнение	тонн/год	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794

3.2. Обследование сетей теплоснабжения

3.2.1 Общая характеристика тепловых сетей

Анализ результатов, разрабатываемых на каждый период гидравлических режимов подачи тепловой энергии выявили ряд участков тепловых сетей удельные падения давления (напора) в которых находится значительно ниже рекомендованных, что указывает на значительное завышение диаметров трубопроводов над необходимым. Данное обстоятельство приводит к росту как нормативных так и фактических потерь тепловой энергии в теплосети, а также к существенным затратам на текущий ремонт тепловых сетей. Год прокладки тепловых сетей – 2006 год.

Как отмечено выше, тепловые сети п. Дубитель представлена структура тепловых сетей по их типу прокладки в таблице 3.9.

Таблица 3.9. - Структура тепловых сетей по их типу прокладки

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип прокладки трубопроводов	Протяж. Труб. тс в двухтрубном исчислении, м	Сред. (по матер. характер.) наруж. диаметр труб. тс, м
1	2	3	4
ЖКХ «Зубово-Поляна»	Надземная	945	0,057
	Подземная	32	0,25
	Итого	977	0,102

97% доля тепловых сетей приходится на надземный тип прокладки, 3% на подземный тип прокладки.

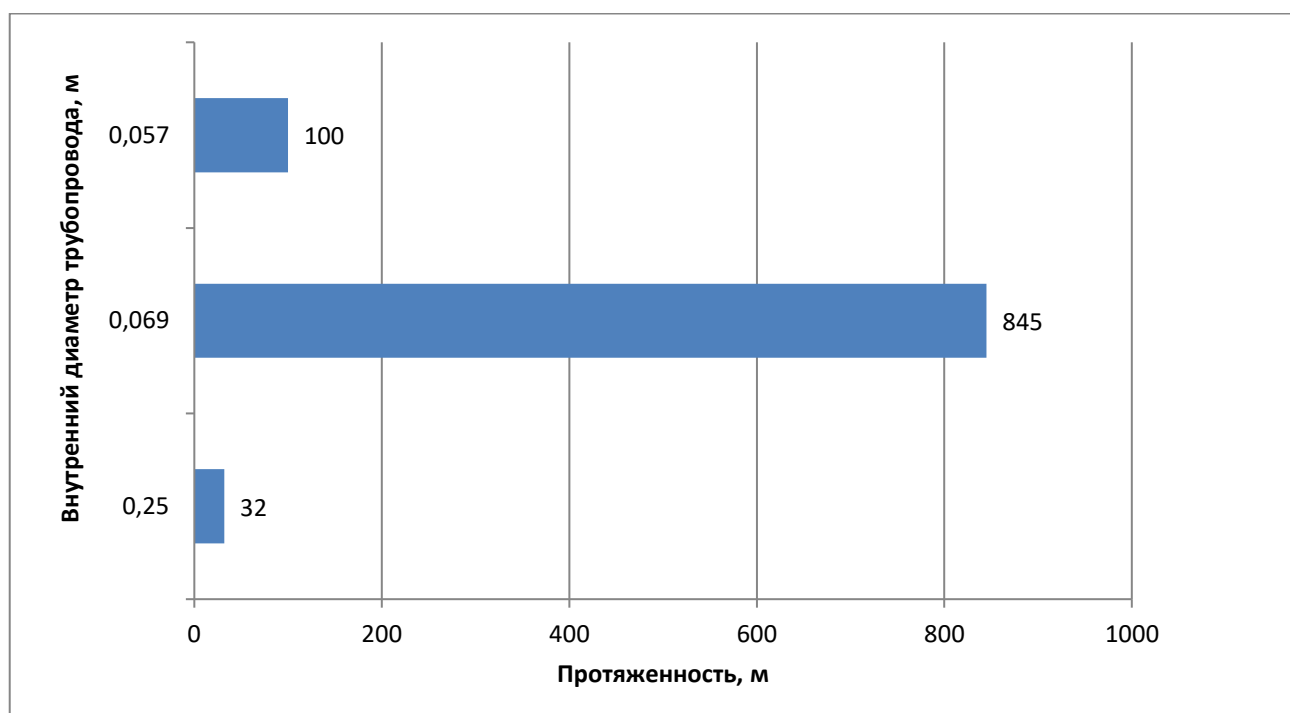


Рисунок 3.4. - Распределение протяженности т/с по диаметрам

Из рисунка 3.4. видно, что наибольшую протяженность имеют трубопроводы с условным диаметром Ду 69 мм, наименьшую – Ду 250 мм.

3.2.2 Обследование технического состояния тепловой сети

Настоящее состояние тепловых сетей п.Дубитель оценивается как удовлетворительное. На отдельных участках теплотрассы имеются большие утечки теплоносителя, удельные падения давления (напора) в которых находится значительно ниже рекомендованных, что указывает на значительное завышение диаметров трубопроводов над необходимым. Данное обстоятельство приводит к росту как нормативных так и фактических потерь тепловой энергии в теплосети, а также к существенным затратам на текущий ремонт тепловых сетей.

В ходе анализа характеристик тепловых сетей, отчетности по проведению ремонтов, а также визуального осмотра установлен эксплуатационный ресурс тепловых сетей (год ввода или последней перекладки). Тепловые сети не увлеченные в проекты практически за период 2015-2030 г. отработают плановый ресурс 25 и более лет.

Внешний вид и основные проблемные участки тепловой сети изображены на рисунках 3.5.-3.11.



Рисунок 3.5. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.6. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.7. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.8. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.9. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.10. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.11. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель

3.2.3 Обследование тепловых сетей на предмет нормативных и фактических затрат теплоносителя в системе

Эксплуатационным технологическим затратам сетевой воды относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском плановых ремонтов, а также при подключении новых тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания;
- к утечке теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя через не плотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой $G_{ут.н}$, м³/год, определяются по формуле:

$$G_{ут.н} = \frac{a \cdot V_{ср.год} \cdot n_{год}}{100} = m_{у.год.н} \cdot n_{год},$$

где a – среднегодовой утечки теплоносителя, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час, м³/ч · м³; $V_{ср.год}$ – среднегодовая емкость тепловой сети, м³; $n_{год}$ – продолжительность работы тепловой сети в течении года, ч; $m_{у.год.н}$ – среднегодовая часовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/ч.

Значение среднегодовой емкости тепловой сети $V_{ср.год}$, м³, определяется по формуле:

$$V_{ср.год} = \frac{V_{от} \cdot n_{от} + V_{л} \cdot n_{л}}{n_{от} + n_{л}} = \frac{V_{от} \cdot n_{от} + V_{л} \cdot n_{л}}{n_{год}},$$

где $V_{от}$ и $V_{л}$ – емкость трубопроводов тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, м³; $n_{от}$ и $n_{л}$ – продолжительность функционирования тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, ч.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального режима эксплуатации, а также превышающие нормативные значения показателей, приведенных выше, в утечку не включается.

Технологические затраты теплоносителя связанные с вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых так и после планового ремонта или реконструкции, принимаются условно в размере 1,5-кратной емкости тепловой сети, находящейся в ведении организации, осуществляющей передачу тепловой энергии.

Технологические затраты теплоносителя, обусловленные его сливом приборами автоматики и защиты тепловых сетей и систем теплоснабжения, определены конструкцией и технологией обеспечения нормального функционирования этих приборов.

Размеры затрат устанавливаются на основе информации, содержащейся в паспортах или технических условиях на указанные приборы, и уточняются в результате их регулировки.

Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива их этих приборов $G_{a,n}$, m^3 , определяются по формуле:

$$G_{a,n} = \sum m \cdot N \cdot n,$$

где m – технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из установленных типов средств автоматики или защиты, $m^3/ч$; N – количество функционирующих средств автоматики и защиты, шт.; n – продолжительность функционирования однотипных средств автоматики и защиты в течении года, ч.

Технологические затраты теплоносителя при плановых эксплуатационных испытаниях тепловых сетей включает потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении. Нормирование этих затрат теплоносителя производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения упомянутых работ, а также утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида работ в тепловых сетях, находящихся на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителя.

Нормативные значения годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей $Q_{y,n}$, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{y,n} = m_{y,год,n} \cdot \rho_{год} \cdot c \cdot [b \cdot t_{1,год} + (1 - b) \cdot t_{2,год} - t_{x,год}] \cdot n_{год} \cdot 10^{-6},$$

где $\rho_{год}$ – среднегодовая плотность теплоносителя при среднем значении температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, $кг/м^3$; $t_{1,год}$ и $t_{2,год}$ – среднегодовые температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, $^{\circ}C$; $t_{x,год}$ – среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, $^{\circ}C$; $c = 1$ – удельная теплоемкость теплоносителя, $ккал/кг \cdot ^{\circ}C$; b – доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом (при отсутствии данных принимается в пределах от 0,5 до 0,75).

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети определяются как средние из ожидаемых среднемесячных значений температуры теплоносителя по применяемому в системе теплоснабжения графику регулирования тепловой нагрузки, соответствующих ожидаемым среднемесячным значениям температуры наружного воздуха на всем протяжении работы тепловой сети в течении года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статических значений по информации метеорологических станций за последние 5 лет (при отсутствии таковой – в соответствии со СНиП 23-01-94 Строительная климатология и геофизика, М. 2000 г. Или климатологическим справочником).

Среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник для подпитки тепловой сети $t_{x,год}$, $^{\circ}C$, определяется по формуле:

$$t_{x,год} = \frac{t_{x,от} \cdot n_{от} + t_{x,л} \cdot n_{л}}{n_{от} + n_{л}},$$

где $t_{x,от}$ и $t_{x,л}$ – значения температуры холодной воды, поступающей на источник теплоснабжения в отопительном и летнем периодах, $^{\circ}C$ (при отсутствии достоверной информации $t_{x,от} = 5^{\circ}C$, $t_{x,л} = 15^{\circ}C$).

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после проведения планового ремонта и пуск в эксплуатацию новых сетей $Q_{\text{зап}}$, Гкал, определяются по формуле с учетом плотности воды, используемой для заполнения:

$$Q_{\text{зап}} = 1,5 \cdot V \cdot c \cdot (t_{\text{зап}} - t_x) \cdot 10^{-6},$$

где $1,5 \cdot V$ – затраты сетевой воды на заполнение трубопроводов и оборудования, находящегося на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии, м³; $t_{\text{зап}}$ и t_x – соответственно, температуры сетевой воды при заполнении и холодной воды в этот период, °С.

Нормативные технологические затраты тепловой энергии со сливами из средств авторегулирования и защиты (САРЗ) $Q_{\text{а.н}}$, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{а.н}} = G_{\text{а.н}} \cdot c \cdot p \cdot (t_{\text{сл}} - t_x) \cdot 10^{-6},$$

где $G_{\text{а.н}}$ – затраты сетевой воды со сливами из САРЗ, определяемые в соответствии с настоящим Положением, м³; $t_{\text{сл}}$, t_x – температура сливаемой сетевой воды, определяемая в зависимости от места установки САРЗ, и температура холодной воды за этот же период, °С; p – среднегодовая плотность сетевой воды в подающем или в обратном трубопроводе, в зависимости от точек отбора сетевой воды, используемой в САРЗ, кг/м³.

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, обусловленные утечкой теплоносителя, по периодам функционирования тепловой сети $Q_{\text{у.н.от}}$, $Q_{\text{у.н.л}}$, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{у.н.от}} = Q_{\text{у.н.год}} \frac{V_{\text{от}} \cdot n_{\text{от}}}{V_{\text{год}} \cdot n_{\text{год}}},$$

$$Q_{\text{у.н.л}} = Q_{\text{у.н.год}} \frac{V_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}}}{V_{\text{год}} \cdot n_{\text{год}}},$$

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, обусловленные утечкой теплоносителя, по месяцам в отопительном и неотопительном периодах $Q_{\text{у.н.от.мес}}$, $Q_{\text{у.н.л.мес}}$, Гкал, определяются по формулам:

$$Q_{\text{у.н.от.мес}} = Q_{\text{у.н.от}} \frac{(t_{\text{п.мес}} + t_{\text{о.мес}} - 2t_{\text{х.мес}}) \cdot n_{\text{мес}}}{(t_{\text{п.от}} + t_{\text{о.от}} - 2t_{\text{х.от}}) \cdot n_{\text{от}}},$$

$$Q_{\text{у.н.л.мес}} = Q_{\text{у.н.л}} \frac{n_{\text{мес}}}{n_{\text{л}}},$$

где $t_{\text{п.мес}}$ и $t_{\text{о.мес}}$ – среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С; $t_{\text{п.от}}$ и $t_{\text{о.от}}$ – средние значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети в отопительный период, °С; $t_{\text{х.мес}}$ – среднемесячное значение температуры холодной воды.

По описанным выше методикам и исходным данным был проведен расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, результаты которого приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10. - Нормативы технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии на регулируемый период

Наименование населенного пункта	Наименование системы теплоснабжения	Наименование предприятия (филиала ЭСО), эксплуатирующего тепловые сети	Тип теплоносителя, его параметры <1>	Годовые затраты и потери теплоносителя <2>, м ³ (т)			Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	
				С утечкой	На пусковое заполнение	Всего	Через изоляцию	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
п. Дубитель	Котельная	ЖКХ «Зубово-Поляна»	Горячая вода	361,74	32,05	401,94	73,99	73,99
По ЭСО в целом		ЖКХ «Зубово-Поляна»	Горячая вода	361,74	32,05	401,94	73,99	73,99

3.2.4. Оценка надежности системы теплоснабжения

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Требований к схемам теплоснабжения. Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность».

В СНиП 41.02.2003 надежность 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 [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

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

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$; - тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

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;
- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течении 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 СЦТ к исправной работе K_g принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ 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 отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до 12 °С;
- промышленных зданий до 8 °С.

3.2.5. Температурный график работы котельной

Температурный график котельной представлен в таблице 3.13.

Текущая температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
10	35,5	31,1
9	37,2	32,6
8	39,0	33,8
7	40,7	35,0
6	42,4	36,2
5	44,1	37,3
4	45,7	38,4
3	47,3	39,5
2	48,9	40,6
1	50,5	41,7
0	52,1	42,7
-1	53,7	43,8
-2	55,2	44,8
-3	56,8	45,8
-4	58,3	46,8
-5	59,8	47,8
-6	61,3	48,8
-7	62,8	49,8
-8	64,3	50,7
-9	65,7	51,7
-10	67,2	52,6
-11	68,7	53,5
-12	70,1	54,5
-13	71,5	55,4
-14	73,0	56,3
-15	74,4	57,2
-16	75,8	58,1
-17	77,2	59,0

-18	78,6	59,9
-19	80,0	60,7
-20	81,4	61,6
-21	82,8	62,5
-22	84,2	63,3
-23	85,5	64,2
-24	86,9	65,0
-25	88,3	65,9
-26	89,6	66,7
-27	91,0	67,5
-28	92,3	68,4
-29	93,7	69,2
-30	95,0	70,0

4 Результаты и выводы проведенных работ по обследованию систем теплоснабжения п. Дубитель

4.1 Результаты обследования источников теплоснабжения

Проведенный анализ источников теплоснабжения в п. Дубитель показал:

-В связи с тем, что расширение зоны деятельности источника централизованного теплоснабжения, а также прироста тепловых нагрузок потребителей в существующей зоне действия источника п. Дубитель не предусматривается, предлагается провести мероприятия по установке новой блочно-модульной котельной.

-В связи с тем, что основное и вспомогательное оборудование котельной к 2020 г. исчерпает свой эксплуатационный ресурс, предлагается перевод потребителей, снабжающихся тепловой энергией от существующей котельной, на баланс вновь строящейся автоматизированной блочно-модульной котельной. Эксплуатационный температурный график системы теплоснабжения предлагается оставить без изменений - 95/70 °С качественного регулирования

4.2 Результаты обследования тепловых сетей

Анализ результатов, разрабатываемых на каждый период гидравлических режимов подачи тепловой энергии выявили ряд участков тепловых сетей удельные падения давления (напора) в которых находится значительно ниже рекомендованных, что указывает на значительное завышение диаметров трубопроводов над необходимым. Данное обстоятельство приводит к росту как нормативных так и фактических потерь тепловой энергии в теплосети, а также к существенным затратам на текущий ремонт тепловых сетей.

Объем работ связанных с оптимизацией при реконструкции диаметров трубопроводов тепловых сетей формируют проект, и необходим для повышения эффективности теплоснабжения существующей тепловой нагрузки. Реализация данного мероприятия запланирована на период до 2017 г.

В ходе анализа характеристик тепловых сетей, отчетности по проведению ремонтов, а также визуального осмотра установлен эксплуатационный ресурс тепловых сетей (год ввода или последней перекладки). Тепловые сети не увлеченные в проекты практически за период 2015-2030 г. отработают плановый ресурс 25 и более лет.

ООО «ЭКО-М»

430910, Россия, Республика Мордовия, г. Саранск, р.п. Луховка, ул. Садовая, д. 188
Тел.: (8342) 22-28-91, Факс.: (8342) 22-28-92, E-mail: sekretar@eco-m-energy.com
ИНН 1328904376, КПП 132801001, ОГРН 1051328052160, ОКПО 93381130

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**Дубительского сельского поселения Zubovo-Полянского муниципального
района Республики Мордовия**

Директор ООО «ЭКО-М»

Григорьев А.А.

Содержание

1 Общая часть	28
1.1 Территория и климат	28
1.2.1 Общая характеристика систем теплоснабжения	28
1.2.2 Установленная и располагаемая мощность энергоисточников	28
1.2.3 Отпуск тепла и топливопотребление энергоисточника	29
1.2.3.1 Топливный баланс	29
1.2.4. Тепловые сети	29
1.3 Основные проблемы организации теплоснабжения	31
1.3.1 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	31
1.4 Основные положения технической политики	31
1.5 Целевые показатели эффективности работы систем теплоснабжения	31
1.6 Состав документов схемы теплоснабжения	32
2. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах п. Дубитель	32
2.1. Общие положения	32
2.2 Прогноз перспективной застройки	33
3. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.	33
3.1 Балансы мощности по отдельным теплоисточникам за 2015 год	33
3.2. Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2030 г. с выделением этапов в 2015-2020г.г., 2020-2025г.г., 2025-2030г.г., при развитии систем теплоснабжения.	33
3.2.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2020 г.	34
3.2.2. Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2020-2025 г.г.	34
3.2.3. Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2025-2030 г.г.	35
3.2.4. Выводы о резервах (дефицитах) тепловой мощности существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки	36
4. Перспективные балансы теплоносителя	36
4.1. Перспективные объемы теплоносителя	36
4.2 Аварийные режимы подпитки тепловой сети	38
5. Предложения по строительству и реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	38
5.1 Техническое перевооружение источников теплоснабжения в период с 2015 до 2020 г.г.	38
5. 1.1. Реконструкция котельной	38
6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них	38
6.1 Общие положения	38
6.2 Структура предложений и проектов по теплоснабжению объектов перспективной застройки	39
6.2.1 Структура предложений	39
6.2.2 Предложение по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей для обеспечения перспективной нагрузки	39
6.2.3 Финансовая потребность для реализации проекта	39

6.3 Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопроводов	40
7 Перспективные топливные балансы	44
7.1. Перспективные топливные балансы источников теплоснабжения по котельной ЖКХ «Зубово-Поляна».....	44
Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна».....	45
8 Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.....	46
8.1 Общие положения	46
8.2 Инвестиции в техническое перевооружение котельных п. Дубитель	46
8.3. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них	46
9 Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)	47
10 Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергий.....	47
11 Решения по бесхозным тепловым сетям.....	47

1 Общая часть

1.1 Территория и климат

Дубительское сельское поселение является муниципальным образованием и входит в состав Zubovo-Полянского муниципального района Республики Мордовия.

Дубительское сельское поселение наделено законом Республики Мордовия статусом сельского поселения.

Полное официальное наименование Дубительского сельского поселения - Дубительское сельское поселение Zubovo-Полянского муниципального района Республики Мордовия.

Сокращенное официальное наименование муниципального образования - Дубительское сельское поселение.

Территорию Дубительского сельского поселения составляют исторически сложившиеся земли входящих в состав Дубительского сельского поселения населённых пунктов, прилегающие к ним земли общего пользования, рекреационные земли, земли, необходимые для развития поселения, и другие земли в границах Дубительского сельского поселения, независимо от форм собственности и целевого назначения.

В границах Дубительского сельского поселения находятся следующие населенные пункты: п.Дубитель.

Границы Дубительского сельского поселения установлены Законом Республики Мордовия от 07 февраля 2005 года № 12-З «Об установлении границ муниципальных образований Zubovo-Полянского района, муниципального образования Zubovo-Полянский район и наделении их статусом сельского поселения, городского поселения и муниципального района».

Численность населения, по данным администрации Дубительского сельского поселения, составляет 592 чел. (2015 г.). К территории прилегают сельскохозяйственные угодья, земли сельхоз. производства, земли общего пользования, территории природопользования.

1.2.1 Общая характеристика систем теплоснабжения

Теплоснабжение п. Дубитель осуществляется от котельной ЖКХ «Зубово-Поляна». Котельная работает на природном газе. Тепловая мощность котельной 0,43 Гкал/ч не достаточна для теплоснабжения всего посёлка.

Общая установленная тепловая мощность источников п. Дубитель, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на конец 2015 года составила 0,424 Гкал/ч. Вся нагрузка покрывается одной теплоснабжающей организацией - ЖКХ «Зубово-Поляна».

1.2.2 Установленная и располагаемая мощность энергоисточников

Мощность котельной, установленная по режимной карте, представлена в табл. 1.1. Резерв мощности имеется на котельной.

Анализируя мощность котельной п. Дубитель, было определено что располагаемая тепловая мощность котельной поселка составляет – 0,43 Гкал/ч.

Таблица 1.1. Мощность котельной, установленная по режимной карте

Ведомственная принадлежность	Наименование котельной, адрес.	Мощность котельной, Гкал/ч			Резерв (+)/дефицит (-), Гкал/ч
		Установленная	Располагаемая	Подключенная	

ЖКХ «Зубово-Поляна»	Котельная	0,43	0,43	0,424	0,006
---------------------	-----------	------	------	-------	-------

1.2.3 Отпуск тепла и топливопотребление энергоисточника

Отпуск тепла с коллектора котельной п. Дубитель составил в 2015 году 1619,35 Гкал. В табл. 1.2. приведена динамика отпуска тепловой энергии котельной за 2013-2015 г.г.

Таблица 1.2. Отпуск тепловой энергии котельными за 2013-2015 г.

Наименование котельной	По годам, Гкал		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Котельная ЖКХ «Зубово-Поляна»	1619,35	1619,35	1619,35

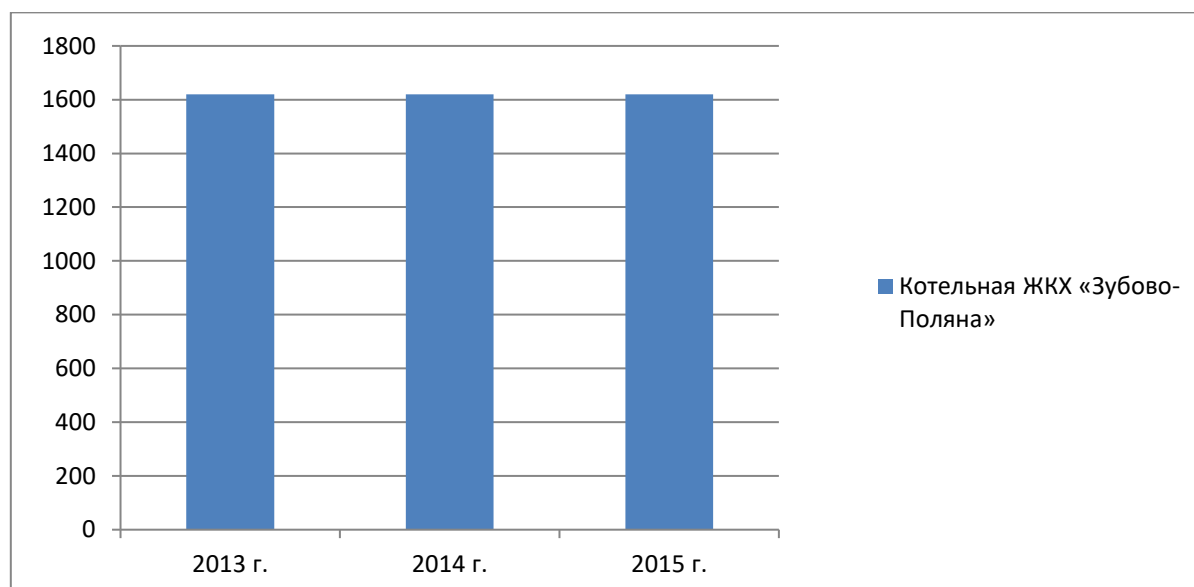


Рисунок 1.2 – Динамика отпуска тепловой энергии в сеть за 2013-2015 г.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельным п. Дубитель в табл.1.3. Основным видом топлива для котельной является природный газ.

1.2.3.1 Топливный баланс

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной п. Дубитель в табл.1.3. Основным видом топлива для котельной является природный газ.

Таблица 1.3. Баланс топлива по всем котельным п. Дубитель за 2015 г.

Наименование котельной	Вид топлива	Годовой расход натурального топлива, тыс. м3/год
Котельная ЖКХ «Зубово-Поляна»	газ	192,57

1.2.4. Тепловые сети

Общие характеристики тепловых сетей (протяженность в однотрубном исчислении и средний по материальной характеристике диаметр трубопровода) п. Дубитель и их динамика

представлена в табл. 1.4. Протяженность теплосети (на период начала их эксплуатации теплоснабжающей организацией ЖКХ «Зубово-Поляна») однострубно исчислении составлял 977 м. Средний диаметр теплосети по материальной характеристике равен 0,068 м.

Таблица 1.4. – Общие характеристики тепловых сетей

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно исчислении, м	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей, м	Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³	
			Отопительный период	Летний период
1	2	3	4	5
Характеристика теплосети СЦТ в 2015 г.				
СЦТ от котельной	977	0,102	50,64	-

Как отмечено выше, тепловые сети п. Дубитель представлена структура тепловых сетей по их типу прокладки в таблице 1.5.

Таблица 1.5. - Структура тепловых сетей по их типу прокладки

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип прокладки трубопроводов	Протяж. Труб. тс в двухтрубно исчислении, м	Сред. (по матер. характер.) наруж. диаметр труб. тс, м
1	2	3	4
Котельная	Надземная	945	0,057
	Подземная	32	0,25
	Итого	977	0,102

97% доля тепловых сетей приходится на надземный тип прокладки, 3% на подземный тип.

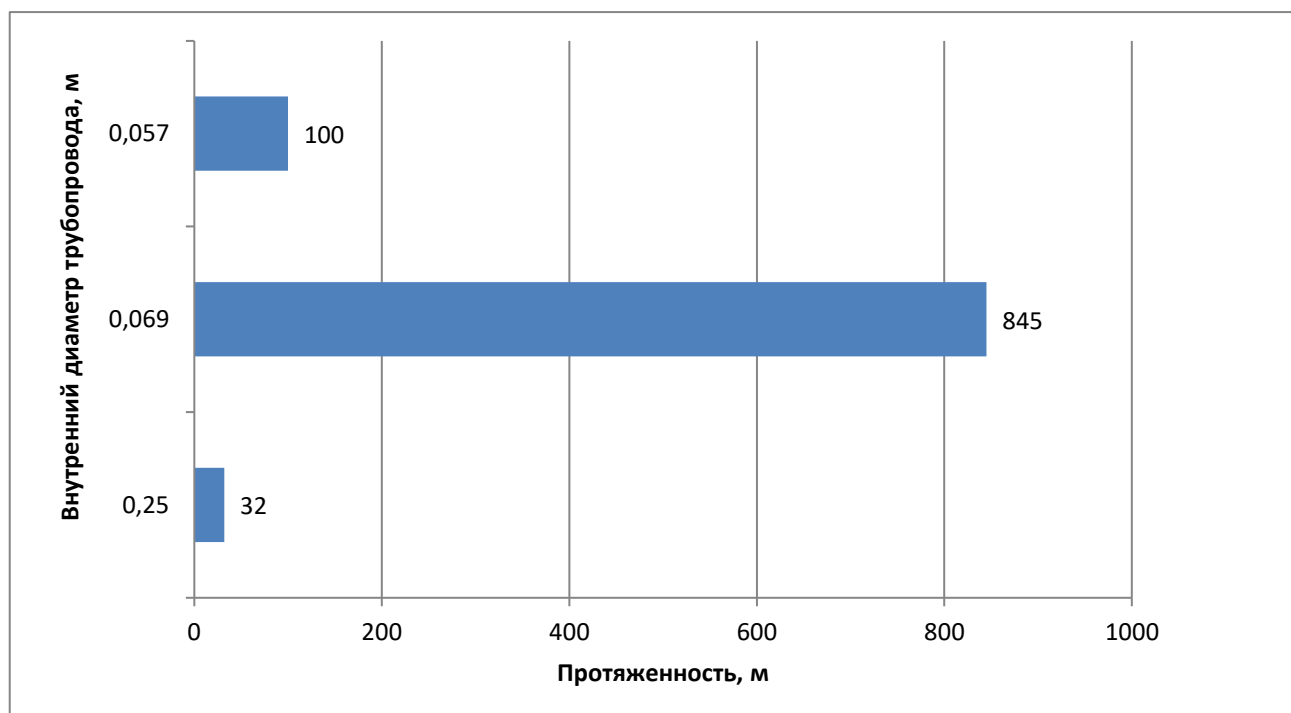


Рисунок 1.1. - Распределение протяженности т/с по диаметрам

Из рисунка 1.1. видно, что наибольшую протяженность имеют трубопроводы с условным диаметром Ду 69 мм, наименьшую – Ду 250 мм.

1.3 Основные проблемы организации теплоснабжения

Основными проблемами организации теплоснабжения в п. Дубитель являются:

- предельный износ тепловых сетей, завышенные, как минимум, вдвое потери тепла и воды в тепловых сетях;
- отсутствия налаженного гидравлического режима;
- отсутствие средств автоматизации абонентских вводов;
- точечное индивидуальное теплоснабжение квартир в многоэтажных жилых домах разбалансирующие внутридомовой разбор теплоносителя;
- несанкционированный отбор теплоносителя потребителями на хозяйственные нужды.

1.3.1 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

По существующему тепловому балансу мощности источника теплоснабжения п. Дубитель и договорной нагрузки потребителей, дефицит располагаемой тепловой мощности отсутствует.

В п. Дубитель работает одна котельная. Располагаемая мощность источника составляет 0,43 Гкал/час, при этом нагрузка составляет 0,424 Гкал/час.

1.4 Основные положения технической политики

При разработке схемы теплоснабжения п. Дубитель нами предложены следующие группы предложений по источникам и тепловым сетям:

1. Развитие источников теплоснабжения в период с 2015 до 2020 г.
 - предлагается перевод потребителей, снабжающихся тепловой энергией от существующей котельной, на баланс вновь строящейся автоматизированной блочно-модульной котельной. На котельной предлагается установка водогрейных котлов, что даст снижение затрат на приготовления теплоносителя.
2. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.
3. Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопроводов.
4. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

1.5 Целевые показатели эффективности работы систем теплоснабжения

Существующее состояние теплоснабжения в п. Дубитель зафиксировано в значениях базовых целевых показателей функционирования систем теплоснабжения городского поселения, определено при анализе существующего положения.

Целевые показатели разделены на две группы. В первую группу включены показатели формирующие прогноз перспективного спроса на тепловую мощность и тепловую энергию.

Общее влияние прироста перспективной нагрузки к 2030 году определена на уровне 0,424 Гкал/час.

Вторая группа показателей характеризует энергетическую эффективность теплоисточника:

- количество тепловой энергии отпущенной в сеть – 1619,35 Гкал;
- присоединенная тепловая нагрузка потребителей – 0,424 Гкал/ч;
- величина собственных нужд – 0,017 Гкал/ч;
- потери тепловой энергии в сеть – 0,046 Гкал/ч;
- средневзвешенный срок службы оборудования;
- прогнозируемый расход топлива;
- УРТ на отпуск тепловой энергии – 221,73 т.у.т.;
- коэффициент использования установленной тепловой мощности.

Для тепловых сетей:

- потери тепловой энергии в теплосети – 3,7 % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии.
- Средний радиус теплоснабжения, \overline{R}_{cp} – 150,05 м.

1.6 Состав документов схемы теплоснабжения

В соответствии с требованиями к схемам теплоснабжения, установленными Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 года № 154, в состав документов схемы теплоснабжения включены следующие разделы и приложения, составляющие обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения п. Дубитель до 2030 года:

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

Раздел 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения;

Раздел 3. Электронная модель системы теплоснабжения;

Раздел 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки;

Раздел 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок;

Раздел 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;

Раздел 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них;

Раздел 8. Перспективные топливные балансы;

Раздел 9. Оценка надежности теплоснабжения;

Раздел 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение;

Раздел 11. Обоснование предложений по определению единых теплоснабжающих организаций;

Раздел 12. Воздействие на окружающую среду.

2. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах п. Дубитель

2.1. Общие положения

Прогноз спроса на тепловую энергию для перспективной застройки территории п. Дубитель Zubovo-Полянского муниципального района Республики Мордовия на период до 2030 г. определялся на основе утвержденного генерального плана:

– в период до 2020 года – по генеральному плану в целях многоэтажного жилищного строительства с указанием площади жилых строений, а также по реестрам планируемых к строительству отдельных зданий:

- многоэтажных жилых домов с указанием площади и объема жилых строений;
- общественно-деловых зданий с указанием площади и объема зданий.

– в период с 2020 г. до 2030 гг. по планам территориального развития на периоды 2020-2025 г.г., 2025-2030 г.г. с указанием площади и объема жилищного строительства.

2.2 Прогноз перспективной застройки

Прогноз спроса на тепловую энергию для перспективной застройки территории п. Дубитель Зубово-Полянского муниципального района Республики Мордовия на период до 2030 г. определялся на основе утвержденного генерального плана:

Таблица 2.1 – Жилищный фонд системы централизованного теплоснабжения

Наименование	Базовый год 2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	Конец периода 2030 г.
Жилищный фонд, м ²	-	-	-	-	-	-	-	-

3. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.

Резервы тепловой мощности в границах кварталов на основных магистралях рассчитаны с помощью электронной модели схемы теплоснабжения п. Дубитель в Zulu 7.0.

3.1 Балансы мощности по отдельным теплоисточникам за 2015 год

Перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей разработаны в соответствии с подпунктом 2 пункта 3 и пунктом 5 Требований к схемам теплоснабжения. Баланс тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей составлен вариант развития системы теплоснабжения.

В первую очередь рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии, сложившихся (установленных по утвержденным картам гидравлических режимов тепловых сетей). Установленные тепловые балансы в указанных годах являются базовыми и неизменными для всего дальнейшего анализа перспективных балансов последующих отопительных периодов. Данные балансы, а также установленная зона действия источника тепловой энергии, были определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, представлены в первом разделе «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»

3.2. Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2030 г. с выделением этапов в 2015-2020г.г., 2020-2025г.г., 2025-2030г.г., при развитии систем теплоснабжения.

3.2.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2020 г.

На основании проведенных гидравлических расчетов и анализа тепловых нагрузок в зоне действия энергоисточника определено, что для обеспечения тепловых нагрузок возможна установка новой блочно-модульной котельной.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2015 г. по 2020 г. включительно в зоне действия котельной, задействовано в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. – Прогнозируемые к 2020 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2015 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2016 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2017 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2018 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2019 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2020 г.
Котельная	0,43	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424

Из таблицы 3.1. следует, что за пять лет с 2015 по 2020 г. не ожидается прирост тепловой нагрузки. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2020 г. представлены в табл. 3.2.

Таблица 3.2. – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2020 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2015 г.	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч					Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+) Дефицит (-)
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.			
Котельная	0,43	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,017	0,029	-0,04

Анализ таблицы 3.2 показывает, что к 2020 г. суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка по источнику теплоснабжения остается без изменения.

3.2.2. Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2020-2025 г.г.

На основании проведенных гидравлических расчетов и анализа тепловых нагрузок в зоне действия энергоисточника определено, что для обеспечения тепловых нагрузок не требуется модернизация котельной.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2020 г. по 2025 г. включительно в зоне действия котельной, задействовано в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3. – Прогнозируемые к 2025 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2025 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2025 г.
Котельная	0,515	0,424

Из таблицы 3.3. следует, что прирост тепловой нагрузки не ожидается. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2025 г. представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4. – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2025 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2025 г.	Расчетная тепловая нагрузка на 2025 г., Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+) Дефицит (-)
Котельная	0,515	0,424	0,017	0,029	0,046

Анализ таблицы 3.4. показывает, что к 2025 г. суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка по источнику теплоснабжения остается без изменения.

3.2.3. Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2025-2030 г.г.

На основании проведенных гидравлических расчетов и анализа тепловых нагрузок в зоне действия энергоисточника определено, что для обеспечения тепловых нагрузок не требуется модернизация котельной.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2020 г. по 2025 г. включительно в зоне действия котельной, задействовано в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5. – Прогнозируемые к 2025 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2030 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2030 г.
Котельная	0,515	0,424

Из таблицы 3.5. следует, что прирост тепловой нагрузки не ожидается. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2030 г. представлены в табл. 3.6.

Таблица 3.6. – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2030 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2030 г.	Расчетная тепловая нагрузка на 2030 г., Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+) Дефицит (-)
Котельная	0,515	0,424	0,017	0,029	0,046

Анализ таблицы 3.6. показывает, что к 2030 г. суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка по источнику теплоснабжения остается без изменения.

3.2.4. Выводы о резервах (дефицитах) тепловой мощности существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки

Значения резервов (дефицит) тепловой мощности источников теплоснабжения п. Дубитель для развития системы теплоснабжения, отдельно по периодам реализации схемы теплоснабжения представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7. – Резервы тепловой мощности на теплоисточниках п. Дубитель

Наименование варианта развития	Резерв (+) Дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч						
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
в т.ч. на котельных, задействованных в схеме теплоснабжения	-0,04	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046

При положительном общем балансе располагаемой тепловой мощности теплоисточника и присоединенной тепловой нагрузки п. Дубитель отсутствуют дефициты на теплоисточнике поселка на разных этапах.

4. Перспективные балансы теплоносителя

4.1. Перспективные объемы теплоносителя

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя в зоне действия источника тепловой энергии, прогнозировалась исходя из следующих условий:

- Регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительно-вентиляционной нагрузки с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;

- Расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя;

- Расход теплоносителя на обеспечение нужд горячего водоснабжения потребителей в зоне открытой схемы теплоснабжения изменяется с темпом реализации проекта по переводу системы теплоснабжения на закрытую схему, в соответствии с требованиями Федерального закона от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении».

Перспективный баланс теплоносителя системы теплоснабжения приведен в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Перспективный баланс теплоносителя системы теплоснабжения

Показатель	Единицы измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»								
Всего подпитка тепловой сети, вт.ч	тонн/год	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742
На пусковое заполнение	тонн/год	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794

4.2 Аварийные режимы подпитки тепловой сети

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода, возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети за счет использования существующих баков аккумуляторов и водопроводной сети.

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

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии разрабатываются в соответствии пунктом 10 и пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения.

В связи с тем, что расширение зоны деятельности источника централизованного теплоснабжения, а также прироста тепловых нагрузок потребителей в существующей зоне действия источника п. Дубитель не предусматривается, предлагается провести мероприятия по повышению энергетической эффективности котельной с установкой новой блочно-модульной котельной.

5.1 Техническое перевооружение источников теплоснабжения в период с 2015 до 2020 г.г.

5.1.1. Реконструкция котельной

Котельная, находящаяся на балансе ЖКХ «Зубово-Поляна», с котлами КВа-0,25 в количестве 2 шт. и общей установленной мощностью 0,43 Гкал/ч, предназначена для теплоснабжения п. Дубитель.

Эксплуатационный температурный график системы теплоснабжения 95/70 °С качественного регулирования. Перечень существующего оборудования представлен в таблице 5.1. и 5.2.

Таблица – 5.1. Перечень существующего оборудования

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД по режимной карте
1	КВа-0,25	0,215	2006	95-70	89%
2	КВа-0,25	0,215	2006	95-70	89%

Таблица – 5.2. Перечень существующего оборудования

Тип насоса	Кол-во, шт.	Производительность, V, м ³ /ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
DAB ВРН 180/340 65Т	3	250	11	6,0
DAB KPS 30/16 М	1	2.16	7	0,47

6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них

6.1 Общие положения

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них разрабатываются в соответствии с подпунктом «д» пункта 4, пунктом 11 и пунктом 43 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 10 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- обоснование предложений по новому строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения;
- обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей с уменьшением диаметра трубопроводов для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения;
- обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

6.2 Структура предложений и проектов по теплоснабжению объектов перспективной застройки

6.2.1 Структура предложений

Предложения по реконструкции тепловых сетей сформированы в проекте развития схемы теплоснабжения п. Дубитель. В связи с этим подробное описание проекта, которое направлено на обеспечение теплоснабжения новых потребителей по существующим и вновь создаваемым тепловым сетям и сохранение теплоснабжения существующих потребителей от существующих тепловых сетей при условии надежности системы теплоснабжения. Более детальная и подробная классификация групп проектов представлена ниже.

6.2.2 Предложение по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей для обеспечения перспективной нагрузки

Предложения по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей сформирована в группу:

- реконструкция тепловых сетей с уменьшением диаметра теплопроводов для обеспечения надежной работы сетей до 2030 года.

Проект «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежной работы теплопроводов п. Дубитель на период до 2030 г.» охватывает комплекс мероприятий, направленных на реализацию задач по обеспечению бесперебойной работы на период до 2030 г.

Согласно данному варианту развития схемы теплоснабжения предусматривается замена существующих тепловых сетей на новые в п. Дубитель.

6.2.3 Финансовая потребность для реализации проекта

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию тепловых сетей осуществлялась по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Базисные укрупненные нормы были приведены к ценам в 2015 г. и сопоставлены с проектами-аналогами, выполненными проектными организациями в составе проектов на капитальный ремонт (реконструкцию), для проектов тепловых сетей с использованием новых технических решений.

В описании вида работ мелкие и сопутствующие операции не упоминаются, но показателями учтены. В показателях также учтены затраты на выгрузку материалов, изделий и

конструкций, горизонтальное и вертикальное транспортирование их до места установки, монтажа и укладки. За базисные были приняты цены на материалы, оборудование действующие в 2015 г.

В настоящем разделе приведены результаты подробной оценки финансовых потребностей для проекта рекомендуемого варианта (Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежной работы теплопроводов).

Полная сметная стоимость каждого мероприятия приведена ниже.

6.3 Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопроводов

Анализ результатов, разрабатываемых на каждый период гидравлических режимов подачи тепловой энергии выявили ряд участков тепловых сетей удельные падения давления (напора) в которых находится значительно ниже рекомендованных, что указывает на значительное завышение диаметров трубопроводов над необходимым. Данное обстоятельство приводит к росту как нормативных так и фактических потерь тепловой энергии в теплосети, а также к существенным затратам на текущий ремонт тепловых сетей. Реестр данных участков по годам их реконструкции представлен в таблице 6.1.

Объем работ связанный с оптимизацией при реконструкции диаметров трубопроводов тепловых сетей формируют проект, и необходим для повышения эффективности теплоснабжения существующей тепловой нагрузки.

Стоимость мероприятий, оцененной по выше приведенному способу составляет 3 712,19 тыс. руб. с НДС. Мероприятие проекта представлена в табл. 6.2. Реконструкция теплосети с оптимизацией пропускной способности и трассировки сети направленные на повышение эффективности теплоснабжения существующей нагрузки включает, в том числе и вводные участки.

Таблица 6.1. Реестр мероприятий проекта развития тепловых сетей п. Дубитель

Мероприятия	Характеристики
с 2016г. до 2017 г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети на повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения от котельной до ТК-1 протяженностью 10 м с Ду 69 на Ду 57 надземного типа исполнения.	Длина 10 м, надземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.
2. Реконструкция участка тепловой сети на повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения от ТК-2 до Конторы, протяженностью 35 м с Ду 69 на Ду 57 надземного типа исполнения.	Длина 35 м, надземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.
3. Реконструкция участка тепловой сети на повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения от ТК-2 до ТК-3, протяженностью 130 м с Ду 69 на Ду 57 надземного типа исполнения.	Длина 130 м, подземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.
4. Реконструкция участка тепловой сети на повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения от ТК-3 до ж/д ул. Парковая 8, протяженностью 15 м с Ду 250 на Ду 79 подземного типа исполнения.	Длина 15 м, подземного типа, с Ду 250 на Ду 159, изоляция минераловатные маты марки 100.
с 2020г. до 2025 г.	
с 2025г. до 2030 г.	

Таблица 6.2. Финансовые потребности для реализации проекта в ценах 2015 г.

Мероприятия	Характеристики	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм	Итого стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб.
		реконструкция	надземный			
1. Реконструкция участка тепловой сети от котельной до ТК-1	Длина 10 м, надземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.	реконструкция	надземный	10	57	181,56
2. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-2 до Конторы	Длина 35 м, надземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.	реконструкция	надземный	35	57	635,47
3. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-2 до ТК-3	Длина 130 м, подземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.	реконструкция	надземный	130	57	2 360,32
4. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-3 до ж/д ул. Парковая 8	Длина 15 м, подземного типа, с Ду 250 на Ду 159, изоляция минераловатные маты марки 100.	реконструкция	надземный	15	159	534,84
Всего						3 712,19

6.4 Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В ходе анализа характеристик тепловых сетей, отчетности по проведению ремонтов, а также визуального осмотра установлен эксплуатационный ресурс тепловых сетей (год ввода или последней перекадки). Тепловые сети не увлеченные в проекты практически за период 2015-2030 г. отработают плановый ресурс 25 и более лет. В связи с этим на данный период разработан проект по реконструкции данных тепловых сетей. Участки и их характеристики представлены в табл. 6.3.

Таблица 6.3. Реестр мероприятий проекта развития тепловых сетей п. Дубитель

Мероприятия 1	Характеристики 2	Период реконструкции 3
1. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-1 до ТК-5	Длина 85 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	2016 г.
2. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-5 до ТК-6	Длина 55 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	2016 г.
3. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ж/д ул. Центральная б	Длина 25 м, подземная, Ду 250, изоляция минераловатные маты	2016 г.
4. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 20	Длина 115 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	2016 г.
5. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 21	Длина 15 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	2016 г.
6. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 21а	Длина 5 м, подземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	2016 г.

Таблица 6.4. Финансовые потребности для реализации проекта в ценах 2015 г.

Мероприятия	Характеристики	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм	Итого стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб.
		новое строительство	надземная			
1. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-1 до ТК-5	Длина 85 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	новое строительство	надземная	85	69	1 589,36
2. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-5 до ТК-6	Длина 55 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	новое строительство	надземная	55	69	1 028,41
3. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ж/д ул. Центральная 6	Длина 25 м, подземная, Ду 250, изоляция минераловатные маты	новое строительство	подземная	25	250	1 068,39
4. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 20	Длина 115 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	новое строительство	надземная	115	69	2 150,31
5. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 21	Длина 15 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	новое строительство	надземная	15	69	280,48
6. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 21а	Длина 5 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	новое строительство	надземная	5	69	93,49
Всего						6 210,44

7 Перспективные топливные балансы

Перспективные топливные балансы разработаны в соответствии подпунктом 6 пункта 3 и пунктом 23 Требований к схемам теплоснабжения. В результате разработки в соответствии с пунктом 23 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы тепловой энергии, вырабатываемой на всех источниках тепловой энергии, обеспечивающие спрос на тепловую энергию и теплоноситель для потребителей, на собственные нужды котельных, на потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям;
- установлены объемы топлива для обеспечения выработки тепловой энергии на каждом источнике тепловой энергии;
- установлены показатели эффективности использования топлива и предлагаемого к использованию теплоэнергетического оборудования.

7.1. Перспективные топливные балансы источников теплоснабжения по котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»

При прогнозировании необходимого количества топлива для котельной п. Дубитель рассматривался вариант обеспечения тепловой нагрузки от существующей котельной с наилучшими показателями работы (в частности – удельный расход топлива на отпуск тепла) или строительство новых котельных.

Прогнозы по отпускаемой тепловой энергии и топливопотреблению рассматривалась по котельной, которая задействована в схеме теплоснабжения, со следующим допущением: отпуск тепловой энергии ведомственной котельной остаётся на уровне базового года. Перспективное значение удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии приведено на рисунке 7.1. и в таблице 7.1.

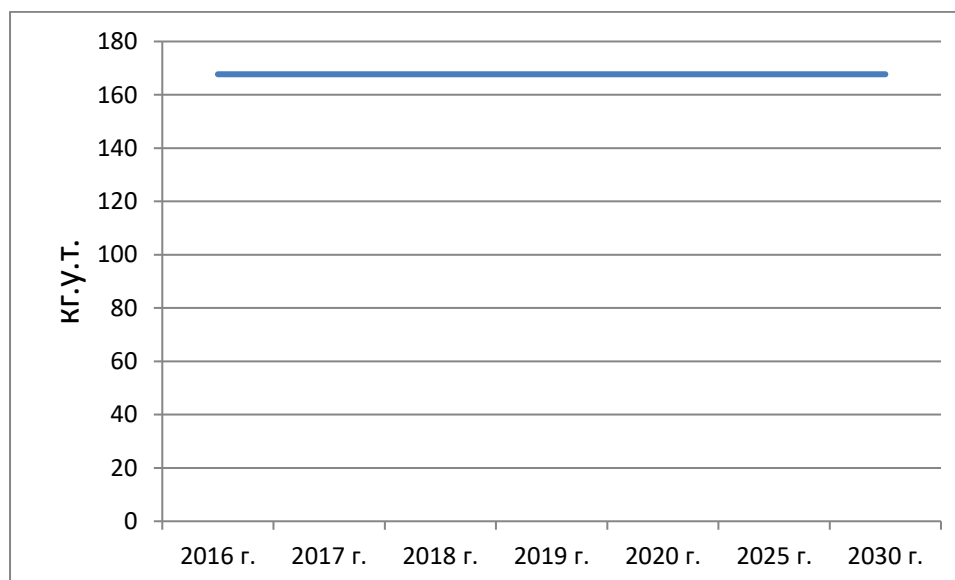


Рисунок 7.1. Динамика НУР топлива на период 2016-2030г.г.

Таблица 7.1. Перспективные плановые значения удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии

Показатель	Единицы измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»								
Отпуск тепловой энергии	Гкал	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35
НУР топлива	кг.у.т.	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70

8 Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

8.1 Общие положения

Оценка инвестиций и анализ ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения разрабатываются в соответствии подпунктом «ж» пункта 4, пунктом 13 и пунктом 48 «Требований к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ № 154 от 22 февраля 2012 года.

В соответствии с пунктами 13 и 48 Требованиям к схеме теплоснабжения должны быть разработаны и обоснованы:

- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе;
- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и тепловых пунктов на каждом этапе;
- предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.

8.2 Инвестиции в техническое перевооружение котельных п. Дубитель

Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе мероприятия, прописанного в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения.

Капитальные вложения в строительство новой блочно-модульной котельной в п. Дубитель представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1. Финансовые потребности в реализацию проекта по техническому перевооружению котельной п. Дубитель

Наименование объекта	Мероприятия	Год ввода в эксплуатацию	Финансовые потребности, тыс.руб., без НДС
Котельная	Установка новой модульной котельной	2016	4 024,548
ИТОГО			4 024,548

8.3. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей осуществлялась по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Полная сметная стоимость каждого проекта приведена в таблице 8.2. Согласно данной таблице полная стоимость проектов в ценах 2015 г. с учетом НДС составляет 14 197,178 тыс. руб.

Таблица 8.2. Финансовые потребности в реализацию проектов по развитию системы теплоснабжения части тепловых сетей (тыс. руб. без учета НДС в ценах 2015 г.)

Наименование проекта	Период реализации проекта	Стоимость мероприятия в ценах 2015 г., с НДС, тыс. руб.
Проектно-сметная документация	2016-2017 г.г.	250,00
Строительство котельной	2016-2017 г.г.	4 024,548
Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопровода	2016-2020 г.г.	3 712,19
Реконструкция тепловых сетей в связи с истечением срока эксплуатации	2016-2020 г.г.	6 210,44
ИТОГО		14 197,178

9 Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)

В схеме теплоснабжения установлена следующая зона действия изолированных систем теплоснабжения (см. «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»). Зона действия, образованная на базе источника тепловой энергии котельной ЖКХ «Зубово-Поляна». Тепловые сети в рассматриваемой зоне деятельности находятся в хозяйственном ведении и эксплуатируются ЖКХ «Зубово-Поляна». Перспективная зона деятельности энергоисточников сохраняется до 2030 года в основном в границах, действующих на 01.01.2015 года.

10 Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Основным источником теплоснабжения во всем рассматриваемом периоде являются котельная ЖКХ «Зубово-Поляна», на которые в 2015 году приходится 100% присоединенной нагрузки жилых и общественных зданий п. Дубитель.

11 Решения по бесхозяйным тепловым сетям

На 2015 год тепловые сети по которым осуществляется транспортировка тепловой энергии до потребителя находятся в собственности п. Дубитель. Отдельные вводные участки на балансе организаций.

ООО «ЭКО-М»

430910, Россия, Республика Мордовия, г. Саранск, р.п. Луховка, ул. Садовая, д. 188

Тел.: (8342) 22-28-91, Факс.: (8342) 22-28-92, E-mail: sekretar@eco-m-energy.com

ИНН 1328904376, КПП 132801001, ОГРН 1051328052160, ОКПО 93381130

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**Дубительского сельского поселения Zubovo-Полянского муниципального
района Республики Мордовия**

Директор ООО «ЭКО-М»

Григорьев А.А.

Содержание

1.1. Функциональная структура организации теплоснабжения	55
1.1.1. Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций	55
1.1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями	57
1.1.3. Описание зон действия прочих источников тепловой энергии	57
1.1.4. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения	58
1.2. Источники тепловой энергии	58
1.2.1. Общие положения	58
1.2.2. Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)	59
1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности	59
1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто	59
1.2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	62
1.2.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	62
1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования	62
1.2.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	62
1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	63
1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	63
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	63
1.3.1. Общие положения	63
1.3.2. Общая характеристика тепловых сетей п. Дубитель	63
1.3.3. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	64
1.3.4. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети	68
1.3.5. Определение нормативных эксплуатационных технологических затрат и потерь теплоносителя.	68
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии	73

1.4.1. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения	73
1.4.1.1 Зона котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»	73
1.4.1.2 Зоны действия крышных котельных	73
1.4.1.3 Зоны действия источников прочих муниципальных и ведомственных котельных	73
1.4.1.4 Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения	73
1.4.2 Определение эффективного радиуса теплоснабжения	73
1.4.2.1 Наличие мощностей установленной, подключенной зарезервированной	76
1.4.2.2. Схемы выдачи тепловой мощности котельных	76
1.5 Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии	77
1.5.1 Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха	77
1.5.2. Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	78
1.5.3. Значения расчетной тепловой нагрузки при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии	79
1.5.4. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	79
1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	81
1.6.1 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельным	81
1.7. Балансы теплоносителя	83
1.7.1. Основные требования к организации работы централизованных систем теплоснабжения	83
1.7.2. Котельная ЖКХ «Зубово-Поляна»	85
1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	85
1.9 Тарифы в сфере теплоснабжения	86
1.9.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию	86
2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	86
2.1. Общие положения	86
2.2 Прогноз перспективной застройки	86
3. Электронной модели системы теплоснабжения п. Дубитель	86
3.1 Общее назначение электронной модели системы теплоснабжения п. Дубитель	86

3.2.2 ГИС «Zulu»	87
3.2.3 Программно-расчетный комплекс «ZuluThermo»	88
3.2.3.1 Построение расчетной модели тепловой сети	88
3.2.3.2 Наладочный расчет тепловой сети	88
3.2.3.3 Поверочный расчет тепловой сети	89
3.2.3.4 Конструкторский расчет тепловой сети	89
3.2.3.5 Расчет требуемой температуры на источнике	90
3.2.3.6 Коммутационные задачи	90
3.2.3.7 Пьезометрический график	90
3.2.3.8 Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию	90
3.3 База данных электронной модели системы теплоснабжения п. Дубитель	91
3.4 Этапы создания электронной модели системы теплоснабжения п. Дубитель	92
3.4.1 Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения положения	92
3.4.2 Описание топологической связности объектов системы теплоснабжения	92
3.4.3 Отладка и калибровка электронной модели	92
3.4.4 Электронная модель перспективной системы теплоснабжения города	93
4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	97
4.1 Общие положения	97
4.2. Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2030 г. с выделением этапов в 2015-2020г.г., 2020-2025г.г., 2025-2030г.г., при развитии систем теплоснабжения.	97
4.2.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2020 г.	97
4.2.2. Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2020-2025 г.г.	98
4.2.3. Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2025-2030 г.г.	99
4.2.4. Выводы о резервах (дефицитах) тепловой мощности существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки	99
5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок	100
5.1. Общие положения	100
5.2 Перспективные объемы теплоносителя	100
5.3 Аварийные режимы подпитки тепловой сети	102
6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	102
6.1. Общие положения	102

6.2 Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	102
6.2.1 Техническое перевооружение источников теплоснабжения в период с 2015 до 2020 г.г.	102
6.2.1.1. Реконструкция котельной	102
6.2.1.2. Вариант развития	103
6.2.1.3. Выбор основного оборудования для котельных	103
6.2.1.4. Выбор вспомогательного оборудования для котельных	104
6.2.1.5. Расчет технико-экономических показателей работы котельных	105
6.2.2. Развитие источников теплоснабжения в период с 2020 до 2025 г.г.	105
6.2.3. Развитие источников теплоснабжения в период с 2025 до 2030 г.г.	105
7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому тепловых сетей и сооружений на них	105
7.1 Общие положения	105
7.2 Структура предложений и проектов по теплоснабжению объектов перспективной застройки	106
7.2.1 Структура предложений	106
7.2.2 Предложение по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей для обеспечения перспективной нагрузки	106
7.2.3 Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проекта	106
7.3 Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопроводов	108
7.4 Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	110
8. Топливные балансы	112
8.1 Общие положения	112
8.2 Перспективные топливные балансы источников теплоснабжения по котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»	112
Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»	11
9. Оценка надежности системы теплоснабжения	114
9.1 Общие положения	114
9.2 Методика расчета вероятности безотказной работы тепловых объектов	115
9.2.1 Термины и определения	115
9.2.2 Методика расчета надежности теплоснабжения	116
9.2.2.1 Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети	116
9.2.2.2 Расчет надежности теплоснабжения для резервированных участков тепловой сети	119
9.2.2.3 Оценка недоотпуска тепла потребителям	120

9.2.3 Результаты расчетов	120
9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия энергоисточника п. Дубитель на отопительный период 2015 года	121
9.3.1 Вероятности безотказной работы не резервируемых магистральных теплопроводов тепловой сети	121
9.3.1.1 Общие положения	121
9.4 Выводы и предложения по тепловым сетям	121
10 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	121
10.1 Общие положения	121
10.2 Нормативно-методическая база для проведения расчетов	122
10.3 Макроэкономические параметры	122
10.3.1 Сроки реализации	122
10.3.2 Основные подходы к расчету экономической эффективности	122
10.3.2.1 Потребность в инвестициях и источники финансирования	123
10.3.2.2 Программа производства и реализации	123
10.3.2.3 Производственные издержки по теплоисточникам	123
10.3.2.4 Производственные издержки по тепловым сетям	124
10.3.2.5 Результаты расчётов экономической эффективности сценариев развития системы теплоснабжения	124
10.4 Объемы финансирования проектов, предложенных для включения в инвестиционную программу	124
10.4.1 Инвестиции в техническое перевооружение котельных п. Дубитель	125
10.4.2 Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них	125
11 Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации	125
11.1 Общие положения	125
11.2 Определение существующих изолированных зон действия теплоисточников в системе теплоснабжения п. Дубитель	126
11.3 Выводы	126
12 Воздействие на окружающую среду	127
12.1 Анализ воздействия энергоисточников на воздушный бассейн (существующее положение)	127

12.1.1 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере

127

Приложение 1

Ошибка! Закладка не определена.

1.1. Функциональная структура организации теплоснабжения

1.1.1. Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций

На территории п. Дубитель Zubovo-Полянского муниципального района в сфере теплоснабжения осуществляет производство и передачу тепловую энергию, обеспечивая теплоснабжение жилых и административных зданий поселка одна организация ЖКХ «Зубово-Поляна».

На балансе данной организации находится одна котельная.

Котельная находящаяся на балансе ЖКХ «Зубово-Поляна». В котельной установлены два котла марки КВа-0,25, 250 кВт, теплопроизводительностью 0,215 Гкал/ч каждый. В состав котельной входит: ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 0,43 Гкал/ч.

По состоянию на четвертый квартал 2014 года котельная п. Дубитель обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенных на ул. Пионерская дома (№9, 12, 16, 19, 20, 21) ул. Парковая дома (№6, 6/2, 8) ул. Центральная дом №6. Для покрытия тепловых нагрузок котельная работает по температурному графику 95-70 °С. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной равна 0,424 Гкал/час из которых 0,424 Гкал/ч составляет нагрузка отопления.

Тепловые сети от котельной выполнены в двухтрубном исполнении. Система отопления зданий подсоединена к тепловым сетям по зависимой схеме. Тепловые сети выполнены из стальных труб с тепловой изоляцией из минералваты, проложены в подземном исполнении. Циркуляция и подпитка теплоносителя осуществляется насосами следующих марок (DAB KPS 30/16 – 1шт., DAB ВРН 180/340 65Т – 3 шт.). Общая протяженность тепловых сетей в однострубно исчислении от котельной п. Дубитель составляет 977 м. Компенсация тепловых удлинений осуществляется самокомпенсацией за счёт углов поворота трассы и П-образными компенсаторами. Зона действия котельной показана на рисунке 2.1.

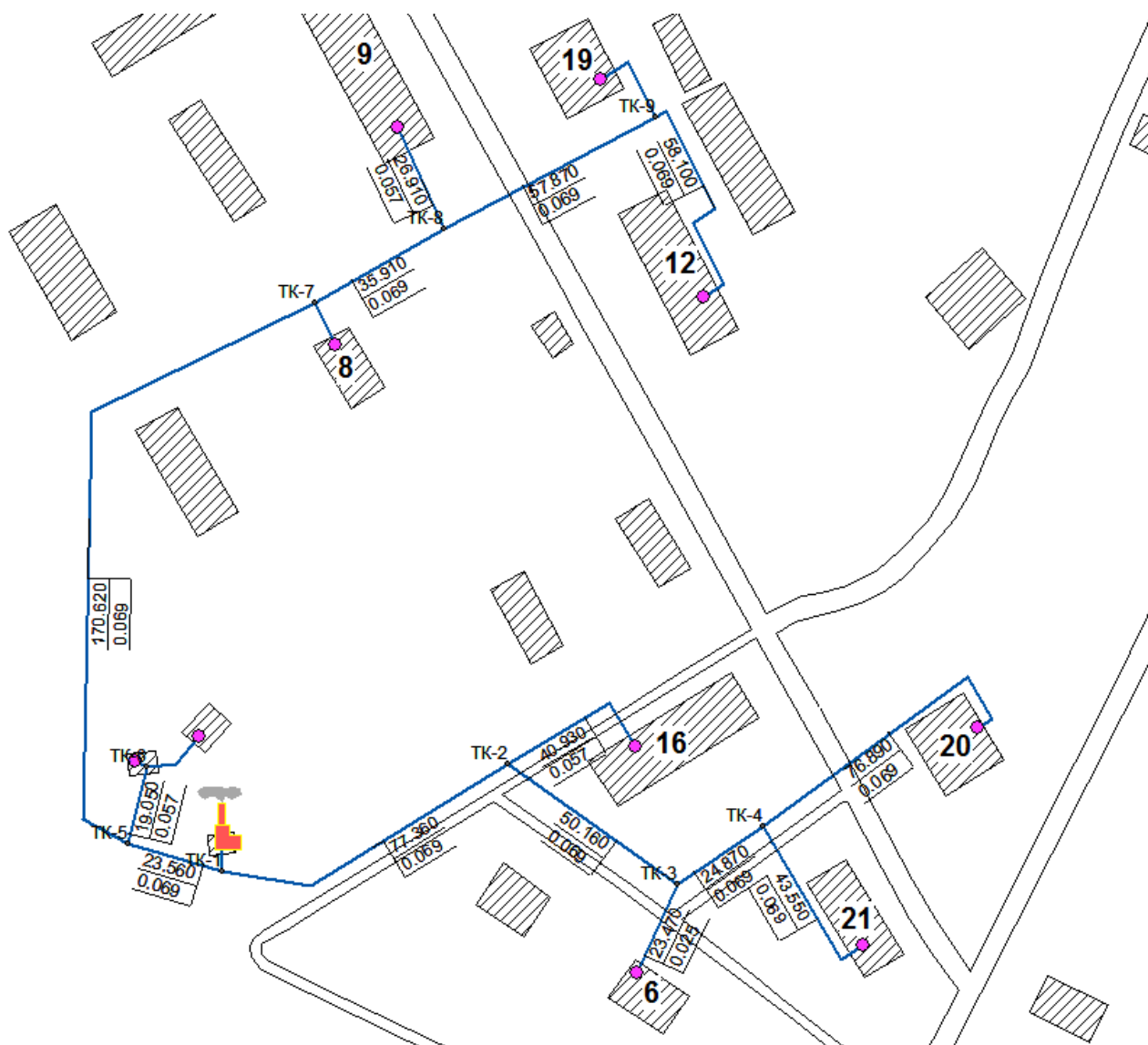


Рисунок 2.1-Зона действия котельной

В качестве сетки расчетных элементов территориального деления, используемых в качестве территориальной единицы представления информации, принята сетка кадастрового деления территории п. Дубитель. При проведении кадастрового зонирования территории п. Дубитель выделяются структурно-территориальные единицы - кадастровые зоны и кадастровые кварталы. Кадастровые зоны выделяются, как правило, в границах административных районов и включенных в городскую черту дополнительных территорий. Кадастровые кварталы выделяются в границах кварталов существующей поселковой застройки, красных линий, а также территорий, ограниченных дорогами, просеками, реками и другими естественными границами.

Кадастровый номер квартала представляет собой уникальный идентификатор, присваиваемый объекту учета и который сохраняется за объектом учета до тех пор, пока он существует как единый объект. При проведении кадастрового зонирования территории города выделяются структурно-территориальные единицы - кадастровые зоны и кадастровые кварталы.

Номер кадастрового квартала имеет иерархическую структуру и состоит из четырех частей – А: Б: В: В1.

где, А – номер Республики Мордовия в Российской Федерации (13); Б – номер Зубово-Полянского района (08); В – номер кадастровой зоны (административного района); В1 – номер кадастрового квартала.

Кадастровые зоны и кварталы покрывают территорию города без разрывов и перекрытий. Сетка кадастрового деления города загружена отдельным слоем в Электронную модель системы теплоснабжения п. Дубитель.

Укрупненный фрагмент сетки кадастрового деления территории п. Дубитель представлен на рисунке 1.1

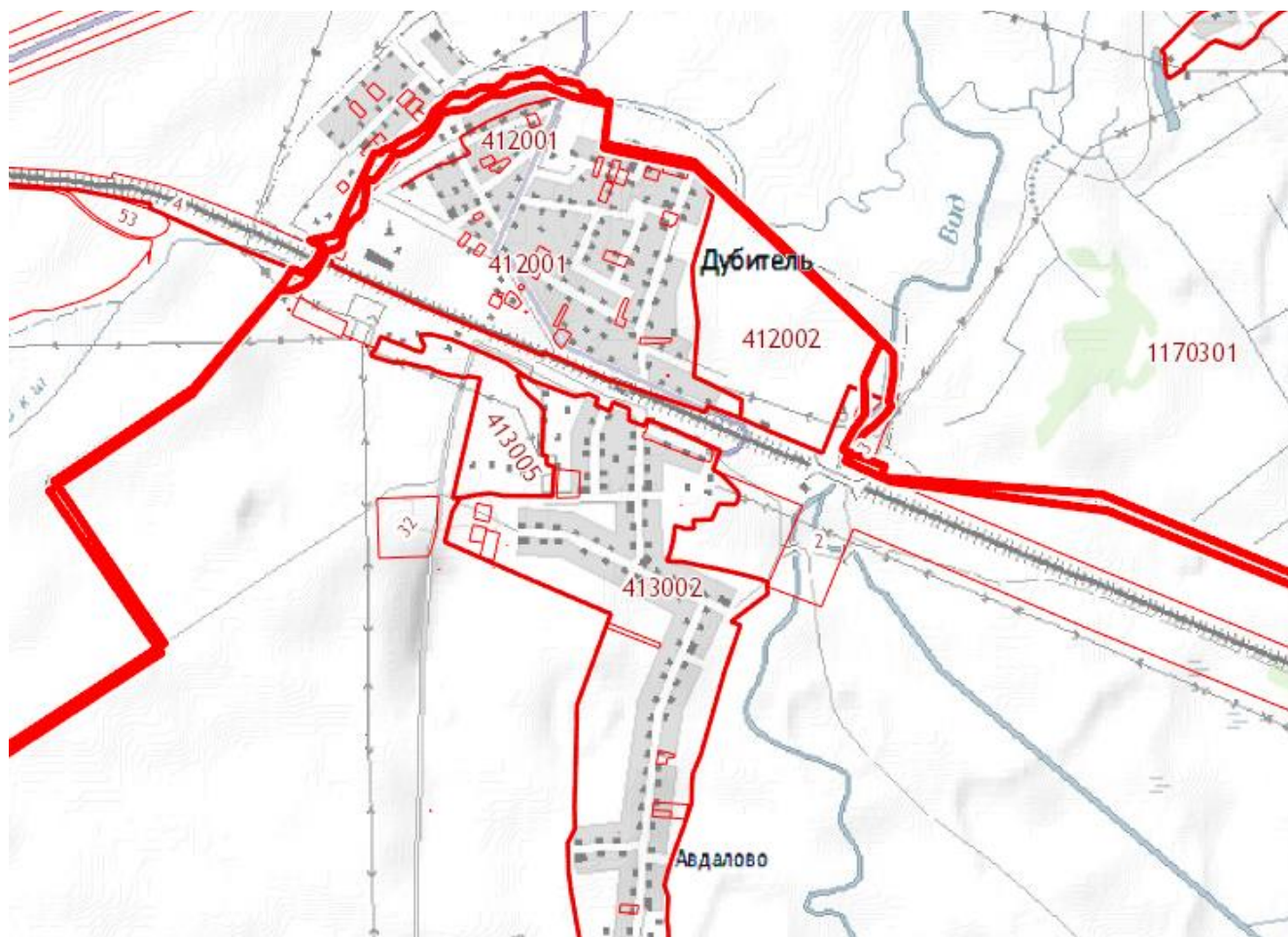


Рисунок 1.1 - Сетка кадастрового деления территории п. Дубитель

1.1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

По состоянию на 01.01.2015 г. в системах централизованного теплоснабжения - производство и транспортировку тепловой энергии осуществляет одна теплоснабжающая организация ЖКХ «Зубово-Поляна», которая заключают договор на продажу произведенной тепловой энергии на котельных населению. Оплата за потребленную тепловую энергию от потребителей поступает на счет ЖКХ «Зубово-Поляна».

1.1.3. Описание зон действия прочих источников тепловой энергии

Сведения по зонам действия прочих источников тепловой энергии отсутствуют.

1.1.4. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения расположены в основном на окраинах п. Дубитель в частном секторе, где преобладает 1-этажная застройка, представлены на рисунке 2.2.

Теплообеспечение всей малоэтажной индивидуальной застройки предполагается децентрализованное (индивидуальное), в виду экономически не выгодного присоединения их центральному теплоснабжению. Основным топливом индивидуальной застройки является природный газ.



Рисунок 2.2 - Зоны действия индивидуального теплоснабжения на территории п. Дубитель

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. Общие положения

Теплоснабжение п. Дубитель осуществляется от следующей котельной: ЦСТ Котельная работает на природном газе. Тепловая мощность котельной 0,43 Гкал/ч, которой не достаточно для теплоснабжения существующих потребителей. Регулирование отпуска тепловой энергии от источников осуществляется в основном по температурному графику 95-70 °С.

1.2.2. Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)

Основное и вспомогательное оборудование котельных теплоснабжающей компании ЖКХ «Зубово-Поляна» расположенные в п. Дубитель представлены в табл.3.1-3.2

Таблица 3.1-Характеристики котлоагрегатов котельной п. Дубитель

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Температурный график	КПД по режимной карте
1	КВа-0,25	0,215	2006	95-70
2	КВа-0,25	0,215	2006	95-70

Таблица 3.2-Характеристика насосов котельной п. Дубитель

Тип насоса	Кол-во, шт.	Производительность, V, м ³ /ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
DAV BPH 180/340 65T	3	250	11	6,0
DAV KPS 30/16 M	1	2.16	7	0,47

Все оборудование котельной находится в исправном состоянии.

Котлы снабжены предохранительными устройствами, манометрами, запорной и регулирующей арматурой, питательными устройствами и приборами безопасности. Для защиты котлов, системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельных предусмотрена автоматическая водоподготовительная установка. Обработка подпиточной воды включает в себя умягчающие фильтры очистки воды марки «Гейзер 13», система умягчения воды состоит из натрий-катионитного фильтра с расположенным наверху блоком управления, бака-солерастворителя, используемого для приготовления регенерационного раствора фильтрующей среды. Принцип действия установки умягчения воды: умягчение воды основано на обмене ионов солей жесткости на ионы пищевой поваренной соли при фильтровании воды через слой ионообменной смолы.

Отвод дымовых газов осуществляется посредством металлических газоходов через металлическую дымовую трубу.

1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Техническое состояние водогрейных котлов и вспомогательного оборудования котельной ЖКХ «Зубово-Поляна» – находится в удовлетворительном состоянии, так как на ТСО всех котельных была проведена реконструкция.

1.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной определяются расчетным путем согласно «Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станции и котельных», утвержденной Приказом Минэнерго России от «30» декабря 2008 г. № 323 и методических рекомендаций Роскоммунэнерго.

В состав общего расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной в виде горячей воды или пара входят следующие элементы затрат: растопка, (продувка котлов); обдувка поверхностей нагрева; деаэрация (выпар); технологические нужды ХВО; отопление и хозяйственные нужды котельной, потери с излучением тепловой энергии теплопроводами, насосами, баками и т.п.; утечки, парение при опробовании и другие потери.

Расчеты расхода тепловой энергии на собственные нужды выполняются на каждый месяц и в целом за год. При этом, расчеты по отдельным статьям расхода тепловой энергии могут выполняться в целом за год с распределением его по месяцам пропорционально определяющему показателю (выработка тепловой энергии; число часов работы; количество пусков; температура наружного воздуха; длительность отопительного периода и др.)

Котельная предназначена для теплоснабжения систем отопления жилых, общественных и других зданий. Основные характеристики котельных представлены в таблицах 3.6.

Таблица 3.6. – Характеристика котельной

Наименование котельной	Тип котла	Вид топлива	Теплопроизводительность котла				Тепловая мощность котельной по горячей воде, Гкал/ч	
			установленная		располагаемая		установленная	располагаемая
			по пару, т/ч	по гор. Воде, Гкал/ч	по пару, т/ч	по гор. Воде, Гкал/ч		
Котельная п. Дубитель	КВа-0,25	Газ	-	0,215	-	0,215	0,43	0,43
	КВа-0,25	Газ	-	0,215	-	0,215		
ИТОГО:				0,43		0,43	0,43	0,43

1.2.5 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Данные по паспортному значению назначенного срока службы котлов имеются и находятся на предприятиях.

В данный момент котельное оборудование с выработанным парковым ресурсом, но прошедшее техническое освидетельствование и диагностирование на предприятии отсутствует.

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

Отпуск теплоты внешним потребителям от котельной осуществляется теплоносителем «горячая вода». При этом отпуск с теплоносителем горячая вода осуществляется по основному выводу в тепломагистраль с диаметром 69 мм. Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной принято качественное по нагрузке на нужды отопления. При изменении температуры наружного воздуха изменяется температура теплоносителя, сохраняя постоянный расход. Расчетные параметры теплоносителя 95/70 °С.

1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка основного оборудования по котельной приведена в табл.3.7.

Таблица 3.7.- Среднегодовая загрузка основного оборудования

Наименование котельной	Марка и № котлоагрегата	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Котельная п.Дубитель	КВа-0,25	743	670	742	0	0	0	0	0	0	0	719	743
	КВа-0,25	0	0	0	718	743	0	0	0	0	743	0	0

1.2.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

По всем источникам теплоснабжения ЖКХ «Зубово-Поляна» учет тепла отпущенного в тепловые сети ведется по коммерческим приборам учета оборудованных системами передачи сигналов по системам телеизмерений в центральный диспетчерский пункт. Сведения по приборам коммерческого учета представлены в табл. 3.5.

Таблица 3.5.- Сведения по приборам коммерческого учета отпуска тепловой энергии в сеть

Объект	Счетчик	№ счетчика	Год выпуска	Корректор	№ корректора
--------	---------	------------	-------------	-----------	--------------

Котельная п. Дубитель	RVG-G100	-	-	ЕК	270
-----------------------	----------	---	---	----	-----

1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по отказам и восстановлением на тепловых сетях ЖКХ «Зубово-Поляна» теплоснабжающей компанией не были представлены.

1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии по ЖКХ «Зубово-Поляна» по п. Дубитель отсутствуют.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1. Общие положения

Общие характеристики тепловых сетей (протяженность в однострубно́м исчислении и средний по материальной характеристике диаметр трубопровода) п. Дубитель и их динамика представлена в табл. 4.1. Протяженность теплосети (на период начала их эксплуатации теплоснабжающей организацией ЖКХ «Зубово-Поляна») однострубно́м исчислении составлял 977 м. Средний диаметр теплосети по материальной характеристике равен 0,059 м.

Таблица 4.1. – Общие характеристики тепловых сетей

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, м	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей, м	Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³
			Отопительный период
1	2	3	4
Характеристика теплосети СЦТ в 2015 г.			
ЖКХ «Зубово-Поляна»	977	0,059	50,64

1.3.2. Общая характеристика тепловых сетей п. Дубитель

Как отмечено выше, тепловые сети п. Дубитель представлена структура тепловых сетей по их типу прокладки в таблице 4.2.

Таблица 4.2. - Структура тепловых сетей по их типу прокладки

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип прокладки трубопроводов	Протяж. Труб. тс в двухтрубном исчислении, м	Сред. (по матер. характер.) наруж. диаметр труб. тс, м
1	2	3	4
ЖКХ «Зубово-Поляна»	Надземная	945	0,065
	Подземная	32	0,025
	Итого	977	0,059

95% доля тепловых сетей приходится на надземный тип прокладки.

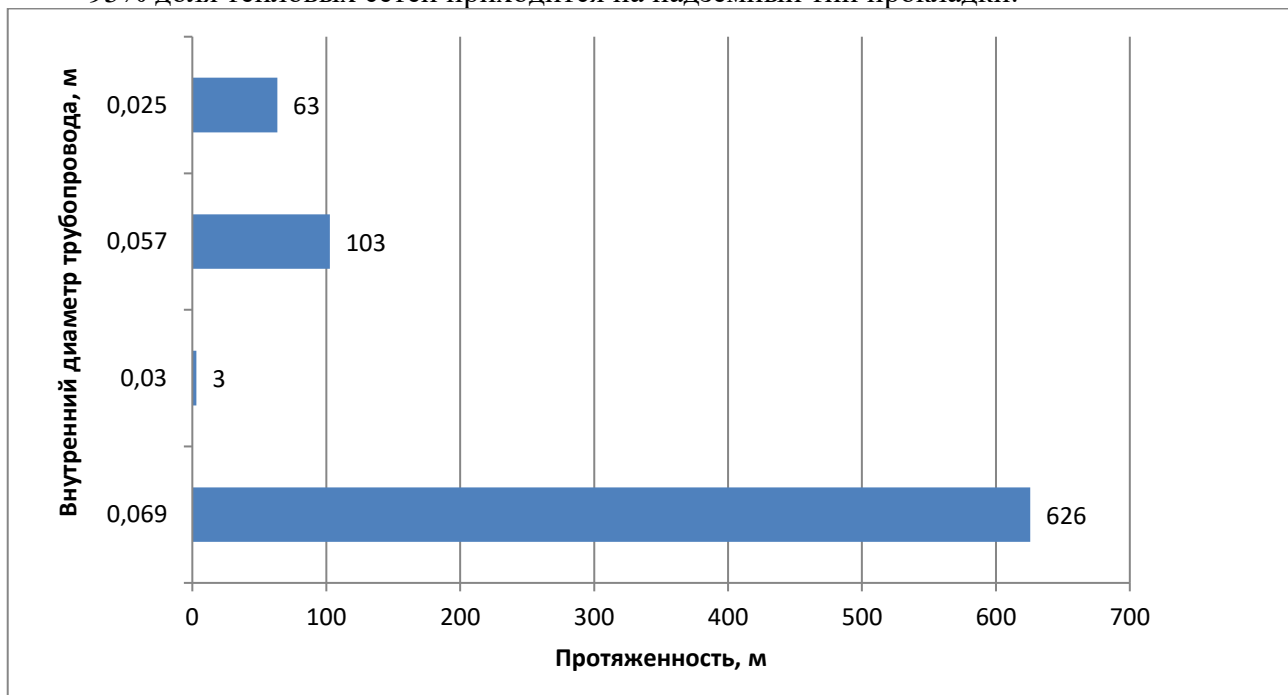


Рисунок 4.1. - Распределение протяженности т/с по диаметрам

Из рисунка 4.1. видно, что наибольшую протяженность имеют трубопроводы с условным диаметром Ду 69 мм, наименьшую – Ду 30 мм.

1.3.3. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлический режим тепловых сетей основывается на гидравлическом расчете. Основной задачей гидравлического расчета тепловых сетей является определение диаметров трубопроводов участков тепловой сети, потерь давления (напора) по всей сети и на отдельных ее участках.

Гидравлический расчет начинается с выбора главной магистрали. В качестве главной расчетной магистрали выбирают наиболее нагруженную и протяженную, соединяющую источник теплоснабжения с наиболее удаленным потребителем. При этом вычерчивают расчетную схему в одну линию с выделением отдельных участков. Расход теплоносителя в пределах каждого участка остается постоянным; границами участков являются ответвления (узлы).

После составления расчетной схемы принимают удельные потери давления по длине Кл: для расчетной, главной магистрали водяных тепловых сетей - 30...80 Па/м, ответвлений водяных тепловых сетей – по расчетному давлению, но не более 300 Па/м; паропроводов – 70...150 Па/м; конденсато-проводов - 20...60 Па/м.

Результаты гидравлического режима представлены в табл. 4.2., 4.3., и на рисунке 4.3., 4.4., 4.5., 4.6. В данном случае гидравлический расчет и разработка гидравлического режима

осуществлялось в разрабатываемой электронной модели на программно-расчетном комплексе для систем теплоснабжения ZuluThermo.

Таблица 4.2. – Результаты гидравлического расчета СЦТ от котельной (параметры по теплосети)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Часовые тепловые потери, ккал/ч	Скорость движения воды в под. тр-де, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8
Котельная	ТК-1	6,65	0,069	Надземная	15,0816	1,183	119,8
ТК-6	Баня	3,11	0,03	Подвальная	0,8657	0,373	26,4
ТК-6	Контора ЖКХ	15,74	0,057	Надземная	0,2956	0,034	248,53
ТК-1	ТК-5	23,56	0,069	Надземная	9,1397	0,717	424,41
ТК-5	ТК-6	19,05	0,057	Надземная	1,1613	0,134	301,41
ТК-1	ТК-2	77,36	0,069	Надземная	5,9419	0,466	1393,56
ТК-8	ул.Пионерская,9	26,91	0,057	Надземная	2,7105	0,314	424,16
ТК-8	ТК-9	57,87	0,069	Надземная	4,3909	0,344	1038,11
ТК-9	ул.Пионерская,19	20	0,025	Подземная бесканальная	1,6428	1,035	238,39
ТК-9	ул.Пионерская,12	58,1	0,069	Надземная	2,7475	0,216	1040,26
ТК-2	ул.Пионерская,16	40,93	0,057	Надземная	2,2342	0,258	646,63
ТК-2	ТК-3	50,16	0,069	Надземная	3,707	0,291	901,88
ТК-3	ул.Центральная,6	23,47	0,025	Подземная бесканальная	0,8773	0,553	279,61
ТК-3	ТК-4	24,87	0,069	Надземная	2,8292	0,222	446,29
ТК-4	ул.Пионерская,21	43,55	0,069	Надземная	1,3038	0,102	780,52
ТК-4	ул.Пионерская,20	76,89	0,069	Надземная	1,5252	0,12	1378,05
ТК-5	ТК-7	170,62	0,069	Надземная	7,9782	0,626	3072,39
ТК-7	ТК-8	35,91	0,069	Надземная	7,1017	0,557	644,65
ТК-7	ул.Парковая,8	20	0,025	Подземная бесканальная	0,875	0,551	238,72

Таблица 4.3. – Результаты гидравлического расчета СЦТ от котельной (параметры у потребителя)

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под. тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Путь, пройденный от источника, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Баня	0,03	0,8657	4,887	13,136	13,57	28,01	26,01	52,4
Контора ЖКХ	0,01	0,2955	4,351	13,214	13,64	28,29	26,29	65
ул.Пионерская,9	0,093	2,7103	9,737	8,174	8,6	27,37	25,37	263,6
ул.Пионерская,19	0,056	1,6428	9,668	3,088	3,52	25,74	23,74	314,6
ул.Пионерская,12	0,093	2,747	9,924	7,779	8,21	27,74	25,74	352,7
ул.Пионерская,16	0,077	2,2339	7,914	12,721	13,15	29,16	27,16	124,9
ул.Центральная,6	0,03	0,8773	5,14	11,029	11,46	28,56	26,56	157,6
ул.Пионерская,21	0,044	1,3034	6,064	12,564	12,99	29,36	27,36	202,6
ул.Пионерская,20	0,051	1,5245	6,564	12,521	12,95	29,49	27,49	235,9
ул.Парковая,8	0,03	0,8749	5,617	7,689	8,12	26,22	24,22	220,8

1.3.4. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Регулирование отпуска тепловой энергии производится по температурным графикам, в зависимости от температуры наружного воздуха и скорости ветра.

Температурные графики для отпуска тепла от энергоисточника были определены при проектировании системы теплоснабжения.

График 95-70 °С с максимальной температурой в подающем трубопроводе 70 °С.

Температура сетевой воды задается дежурным диспетчером в соответствии со среднесуточной температурой наружного воздуха, определенной по прогнозу погоды, в увязке с температурным графиком. На рисунке 4.3. приведен расчетный график отпуска тепла.

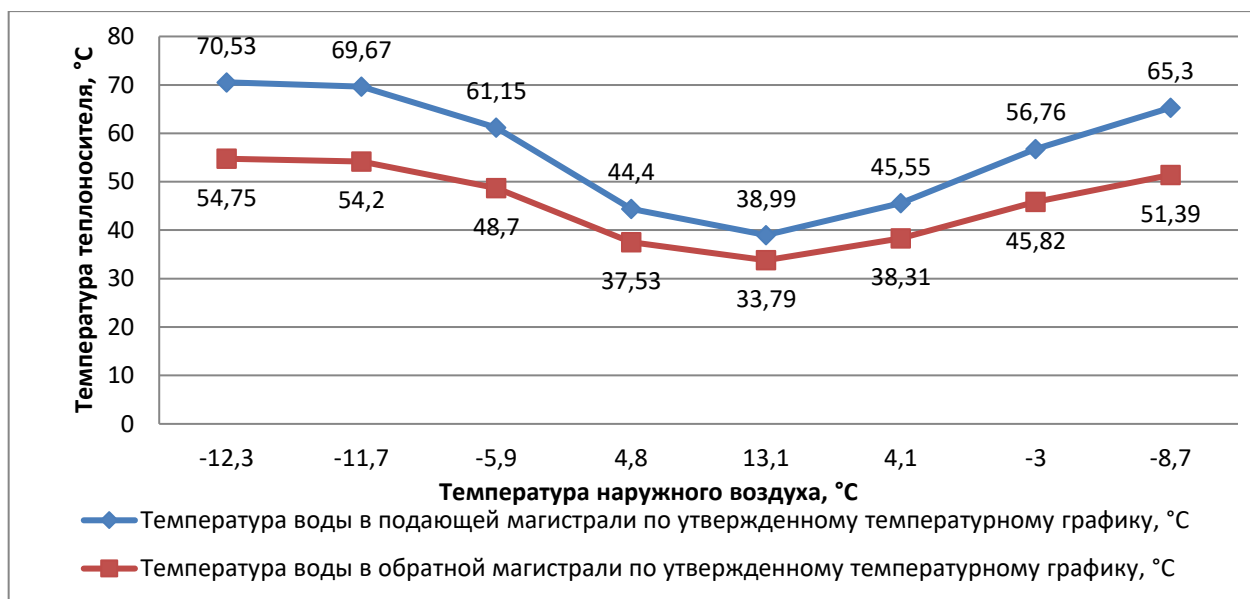


Рисунок 4.3. – Среднемесячные температуры наружного воздуха и теплоносителя.

1.3.5 Определение нормативных эксплуатационных технологических затрат и потерь теплоносителя.

Эксплуатационным технологическим затратам сетевой воды относятся:

– затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском плановых ремонтов, а также при подключении новых тепловых сетей;

– технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;

– технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания;

– к утечке теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя через не плотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой $G_{ут.н}$, м³/год, определяются по формуле:

$$G_{ут.н} = \frac{a \cdot V_{ср.год} \cdot n_{год}}{100} = m_{у.год.н} \cdot n_{год},$$

где a – среднегодовой утечки теплоносителя, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час, $\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}^3$; $V_{\text{ср.год}}$ – среднегодовая емкость тепловой сети, м^3 ; $n_{\text{год}}$ – продолжительность работы тепловой сети в течении года, ч; $m_{\text{у.год.н}}$ – среднегодовая часовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Значение среднегодовой емкости тепловой сети $V_{\text{ср.год}}$, м^3 , определяется по формуле:

$$V_{\text{ср.год}} = \frac{V_{\text{от}} \cdot n_{\text{от}} + V_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}}}{n_{\text{от}} + n_{\text{л}}} = \frac{V_{\text{от}} \cdot n_{\text{от}} + V_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}}}{n_{\text{год}}},$$

где $V_{\text{от}}$ и $V_{\text{л}}$ – емкость трубопроводов тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, м^3 ; $n_{\text{от}}$ и $n_{\text{л}}$ – продолжительность функционирования тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, ч.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального режима эксплуатации, а также превышающие нормативные значения показателей, приведенных выше, в утечку не включается.

Технологические затраты теплоносителя связанные с вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых так и после планового ремонта или реконструкции, принимаются условно в размере 1,5-кратной емкости тепловой сети, находящейся в ведении организации, осуществляющей передачу тепловой энергии.

Технологические затраты теплоносителя, обусловленные его сливом приборами автоматики и защиты тепловых сетей и систем теплоснабжения, определены конструкцией и технологией обеспечения нормального функционирования этих приборов.

Размеры затрат устанавливаются на основе информации, содержащейся в паспортах или технических условиях на указанные приборы, и уточняются в результате их регулировки. Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива их этих приборов $G_{\text{а.н}}$, м^3 , определяются по формуле:

$$G_{\text{а.н}} = \sum m \cdot N \cdot n,$$

где m – технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из установленных типов средств автоматики или защиты, $\text{м}^3/\text{ч}$; N – количество функционирующих средств автоматики и защиты, шт.; n – продолжительность функционирования однотипных средств автоматики и защиты в течении года, ч.

Технологические затраты теплоносителя при плановых эксплуатационных испытаниях тепловых сетей включает потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении. Нормирование этих затрат теплоносителя производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения упомянутых работ, а также утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида работ в тепловых сетях, находящихся на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителя.

Нормативные значения годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей $Q_{\text{у.н.}}$, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{у.н.}} = m_{\text{у.год.н}} \cdot p_{\text{год}} \cdot c \cdot [b \cdot t_{1.\text{год}} + (1 - b) \cdot t_{2.\text{год}} - t_{\text{х.год}}] \cdot n_{\text{год}} \cdot 10^{-6},$$

где $p_{\text{год}}$ – среднегодовая плотность теплоносителя при среднем значении температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, $\text{кг}/\text{м}^3$; $t_{1.\text{год}}$ и $t_{2.\text{год}}$ – среднегодовые температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, $^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{х.год}}$ – среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, $^{\circ}\text{C}$; $c = 1$ – удельная теплоемкость теплоносителя, $\text{ккал}/\text{кг}\cdot^{\circ}\text{C}$; b – доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом (при отсутствии данных принимается в пределах от 0,5 до 0,75).

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети определяются как средние из ожидаемых среднемесячных значений температуры теплоносителя по применяемому в системе теплоснабжения графику регулирования тепловой нагрузки, соответствующих ожидаемым среднемесячным значениям температуры наружного воздуха на всем протяжении работы тепловой сети в течении года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статических значений по информации метеорологических станций за последние 5 лет (при отсутствии таковой – в соответствии со СНиП 23-01-94 Строительная климатология и геофизика, М. 2000 г. Или климатологическим справочником).

Среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник для подпитки тепловой сети $t_{\text{х.год}}$, $^{\circ}\text{C}$, определяется по формуле:

$$t_{\text{х.год}} = \frac{t_{\text{х.от}} \cdot n_{\text{от}} + t_{\text{х.л}} \cdot n_{\text{л}}}{n_{\text{от}} + n_{\text{л}}},$$

где $t_{\text{х.от}}$ и $t_{\text{х.л}}$ – значения температуры холодной воды, поступающей на источник теплоснабжения в отопительном и летнем периодах, $^{\circ}\text{C}$ (при отсутствии достоверной информации $t_{\text{х.от}} = 5^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{х.л}} = 15^{\circ}\text{C}$).

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после проведения планового ремонта и пуск в эксплуатацию новых сетей $Q_{\text{зап}}$, Гкал, определяются по формуле с учетом плотности воды, используемой для заполнения:

$$Q_{\text{зап}} = 1,5 \cdot V \cdot c \cdot (t_{\text{зап}} - t_{\text{х}}) \cdot 10^{-6},$$

где $1,5 \cdot V$ – затраты сетевой воды на заполнение трубопроводов и оборудования, находящегося на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии, м^3 ; $t_{\text{зап}}$ и $t_{\text{х}}$ – соответственно, температуры сетевой воды при заполнении и холодной воды в этот период, $^{\circ}\text{C}$.

Нормативные технологические затраты тепловой энергии со сливами из средств авторегулирования и защиты (САРЗ) $Q_{\text{а.н}}$, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{а.н}} = G_{\text{а.н}} \cdot c \cdot p \cdot (t_{\text{сл}} - t_{\text{х}}) \cdot 10^{-6},$$

где $G_{\text{а.н}}$ – затраты сетевой воды со сливами из САРЗ, определяемые в соответствии с настоящим Положением, м^3 ; $t_{\text{сл}}$, $t_{\text{х}}$ – температура сливаемой сетевой воды, определяемая в зависимости от места установки САРЗ, и температура холодной воды за этот же период, $^{\circ}\text{C}$; p – среднегодовая плотность сетевой воды в подающем или в обратном трубопроводе, в зависимости от точек отбора сетевой воды, используемой в САРЗ, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, обусловленные утечкой теплоносителя, по периодам функционирования тепловой сети $Q_{\text{у.н.от}}$, $Q_{\text{у.н.л}}$, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{у.н.от}} = Q_{\text{у.н.год}} \frac{V_{\text{от}} \cdot n_{\text{от}}}{V_{\text{год}} \cdot n_{\text{год}}},$$

$$Q_{у.н.л} = Q_{у.н.год} \frac{V_{л} \cdot n_{л}}{V_{год} \cdot n_{год}},$$

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, обусловленные утечкой теплоносителя, по месяцам в отопительном и неотопительном периодах $Q_{у.н.от.мес}$, $Q_{у.н.л.мес}$, Гкал, определяются по формулам:

$$Q_{у.н.от.мес} = Q_{у.н.от} \frac{(t_{п.мес} + t_{о.мес} - 2t_{х.мес}) \cdot n_{мес}}{(t_{п.от} + t_{о.от} - 2t_{х.от}) \cdot n_{от}},$$

$$Q_{у.н.л.мес} = Q_{у.н.л} \frac{n_{мес}}{n_{л}},$$

где $t_{п.мес}$ и $t_{о.мес}$ – среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С; $t_{п.от}$ и $t_{о.от}$ – средние значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети в отопительный период, °С; $t_{х.мес}$ – среднемесячное значение температуры холодной воды.

По описанным выше методикам и исходным данным был проведен расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, результаты которого приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3. - Нормативы технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии на регулируемый период

Наименование населенного пункта	Наименование системы теплоснабжения	Наименование предприятия (филиала ЭСО), эксплуатирующего тепловые сети	Тип теплоносителя, его параметры <1>	Годовые затраты и потери теплоносителя <2>, м ³ (т)			Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	
				С утечкой	На пусковое заполнение	Всего	Через изоляцию	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
п. Дубитель	Котельная	ЖКХ «Зубово-Поляна»	Горячая вода	361,74	32,05	401,94	73,99	73,99
По ЭСО в целом		ЖКХ «Зубово-Поляна»	Горячая вода	361,74	32,05	401,94	73,99	73,99

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

1.4.1. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения

Теплоснабжение п. Дубитель осуществляется от котельной ЖКХ «Зубово-Поляна». Котельная работает на природном газе. Тепловая мощность котельной 0,43 Гкал/ч не достаточна для теплоснабжения всего посёлка.

Общая установленная тепловая мощность источников п. Дубитель, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на конец 2015 года составила 0,424 Гкал/ч. Вся нагрузка покрывается одной теплоснабжающей организацией - ЖКХ «Зубово-Поляна».

Количество подключенных зданий – 10 шт.

1.4.1.1 Зона котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из одной котельной расположенной в п. Дубитель. Зона действия котельной являются дома расположенные на ул. Пионерская дома (№9, 12, 16, 19, 20, 21) ул. Парковая дома (№6, 6/2, 8) ул. Центральная дом №6.

Распределение зон действия источника теплоснабжения СЦТ по улицам проекта планировки приведено в таблице 5.2.

Таблица 5.2. – Наименование районов проекта планировки

№ п/п	Наименование улиц планировки	Наименование источника теплоснабжения
1	ул. Пионерская	Котельная ЖКХ «Зубово-Поляна»
2	ул. Парковая	
3	ул. Центральная	

1.4.1.2 Зоны действия крышных котельных

Крышные котельные в п. Дубитель отсутствуют.

1.4.1.3 Зоны действия источников прочих муниципальных и ведомственных котельных

В п. Дубитель отсутствуют прочие источники теплоснабжения.

1.4.1.4 Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения

Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения находятся в частном секторе поселка. Имеется и индивидуальное теплоснабжение в многоквартирных домах.

1.4.2 Определение эффективного радиуса теплоснабжения

На территории п. Дубитель на нужды теплоснабжения населения находятся один источник тепловой энергии – котельная – ЖКХ «Зубово-Поляна».

В котельной установлено основное и вспомогательное оборудование перечень которого приведен в табл.3.1. и табл.3.2. В состав котельных входит: здания, сооружения топливоподачи, дымовая труба с надземными газопроводами, бакиаккумуляторы воды, инженерные сети и коммуникации. Установленная мощность котельной 0,43 Гкал/ч.

Количество подключенных вводов на первый квартал 2015 г. составляет 10 зданий.

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

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

В основу расчета были положены полуэмпирические соотношения, которые представлены в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году. Для приведения указанных зависимостей к современным условиям была проведена дополнительная работа по анализу структуры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения. В результате этой работы были получены эмпирические коэффициенты, которые позволили уточнить имеющиеся зависимости и применить их для определения минимальных удельных затрат при действующих в настоящее время ценовых индикаторах.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

$$S = b + \frac{30 \cdot 10^8 \cdot \omega}{R^2 \cdot \Pi} + \frac{95 \cdot R^{0.86} \cdot B^{0.26} \cdot S}{\Pi^{0.62} \cdot \Pi^{0.19} \Delta\tau^{0.38}},$$

где, R - радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

H - потеря напора на трение 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/м²;

B - среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км²;

Π - теплоплотность района, Гкал/чкм²;

τ - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

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

Дифференцируя полученное соотношение по параметру R , и приравнявая к нулю производную, можно получить формулу для определения эффективного радиуса теплоснабжения в виде:

$$R_3 = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{S}\right)^{0.35} \cdot \frac{H^{0.07}}{B^{0.09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0.13},$$

Удельная тепловая характеристика:

$$\mu = \frac{M}{Q_{\text{сумм}}^p}; \frac{\text{м}^2}{\text{Гкал/ч}},$$

где, M - материальная характеристика тепловой сети, м^2 ;
 $Q_{\text{сумм}}^p$ – суммарная тепловая нагрузка, присоединенная к источнику, Гкал/ч .

Удельная длина тепловой сети:

$$\lambda = \frac{L}{Q_{\text{сумм}}^p}; \frac{\text{м}}{\text{Гкал/ч}},$$

где, L – суммарная длина трубопроводов тепловой сети, м .

Теоретический оборот тепла:

$$Z_m = \sum_{i=1}^n (Q_i^p \cdot l_i) \text{ Гкал}\cdot\text{м/ч},$$

где, Q_i^p – расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч ;
 l_i – расстояние от источника тепла до потребителя, м .

Средний радиус теплоснабжения:

$$\overline{R}_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_i^p \cdot l_i)}{\sum_{i=1}^n Q_i^p}; \text{ м}$$

Этот параметр характеризует среднюю удаленность потребителей от источника тепла. Радиус эффективного теплоснабжения котельной п. Дубитель представлен в таблице 5.1. Таблица 5.1. – Данные о присоединенных потребителях (для определения среднего радиуса тепловой сети)

№ п/п	Наименование потребителя	Расчетная тепловая нагрузка, $Q_{\text{час}}$, Гкал/ч	Вектор (расстояние от источника тепла до точки ее присоединения), l_i , м	Момент тепловой нагрузки относительно источника теплоснабжения, Z_T , $\text{Гкал}\cdot\text{км/ч}$	Средний радиус теплоснабжения, $\overline{R}_{\text{ср}}$, м
1	Баня	0,101	106,6	10,7666	150,05
2	Контора ЖКХ	0,259	148,7	38,5133	
3	ул.Пионерская,9	0,001	189,5	0,1895	
4	ул.Пионерская,19	0,102	99,6	10,1592	
5	ул.Пионерская,12	0,081	235,5	19,0755	
6	ул.Пионерская,16	0,081	219,4	17,7714	
7	ул.Центральная,6	0,06	129,6	7,776	
8	ул.Пионерская,21	0,001	271,3	0,2713	
9	ул.Пионерская,20	0,001	183,3	0,1833	
10	ул.Парковая,8	0,259	53,3	13,8047	
ИТОГО		0,424	1636,8	71,8747	

Из данных этой таблицы видно, что суммарная присоединенная к тепловым сетям нагрузка составляет $Q_{\text{сумм}}^p=0,424$ Гкал/ч , а суммарный момент (теоретический оборот тепла) при данном расположении тепловых потребителей относительно источника составляет $Z_T=71,87$ $\text{Гкал}\cdot\text{км/ч}$. Средний радиус теплоснабжения такой схемы может быть определен как результат деления теоретического оборота тепла на присоединенную нагрузку всех потребителей. В данной конкретной схеме средний радиус теплоснабжения составляет:

$$\overline{R}_{\text{ср}} = Z_T / Q_{\text{сумм}}^p = 71,87 / 0,424 = 150,05 \text{ м.}$$

Максимальный фактический радиус теплоснабжения схемы определяется по самому удаленному вектору, т.е. равному 271,3 м (ул. Пионерская,21).

1.4.2.1 Наличие мощностей установленной, подключенной зарезервированной

Мощность котельной, установленная по режимной карте, подключенная, а также зарезервированная в разрезе по котельной представлена в таблице 5.3. Резерв мощности имеется на котельной п. Дубитель.

Анализируя мощность котельной п. Дубитель, было определено что общая располагаемая тепловая мощность котельной города составляет –0,43 Гкал/ч.

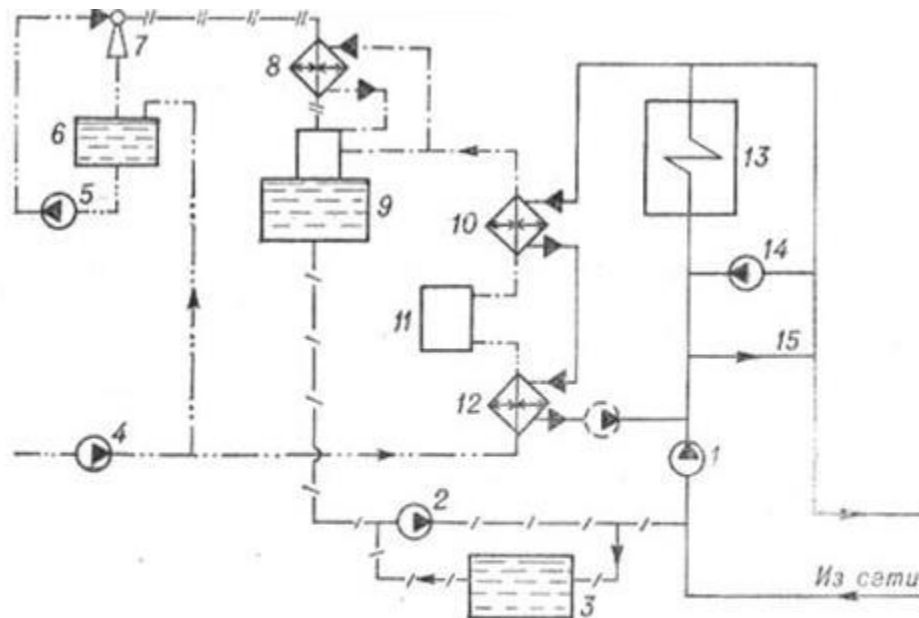
Таблица 5.3. – Мощность котельной, установленная по режимной карте, подключенная, а также зарезервированная в разрезе по котельной

Ведомственная принадлежность	Наименование	Мощность котельной, Гкал/ч			Резерв (+)/дефицит (-), Гкал/ч
		Установленная	Располагаемая	Подключенная	
ЖКХ «Зубово-Поляна»	Котельная	0,43	0,43	0,424	0,006

1.4.2.2. Схемы выдачи тепловой мощности котельных

Тепловая схема котельной зависит от вида вырабатываемого теплоносителя и от схемы тепловых сетей, связывающих котельную с потребителями пара или горячей воды, от качества исходной воды. Водяные тепловые сети бывают двух типов: закрытые и открытые. При закрытой системе вода (или пар) отдает свою теплоту в местных системах и полностью возвращается в котельную. При открытой системе вода (или пар) частично, а в редких случаях полностью отбирается в местных установках. Схема тепловой сети определяет производительность оборудования водоподготовки, а также вместимость баков-аккумуляторов.

На рисунке 3.1. приведена принципиальная тепловая схема водогрейной котельной. Установленный на обратной линии сетевой (циркуляционный) насос обеспечивает поступление питательной воды в котел и далее в систему теплоснабжения. Обратная и подающая линии соединены между собой перемычками – перепускной и рециркуляционной. Через первую из них при всех режимах работы, кроме максимального зимнего, перепускается часть воды из обратной в подающую линию для поддержания заданной температуры.



1—сетевой насос; 2—подпиточный насос; 3—бак подпиточной воды; 4—насос исходной воды; 5—насос подачи воды к эжектору; 6—расходный бак эжекторной установки; 7—водоструйный эжектор; 8—охладитель выпара; 9—вакуумный деаэратор; 10—подогреватель химически очищенной воды; 11—фильтр химводоочистки; 12—подогреватель исходной воды; 13—водогрейный котел; 14—рециркуляционный насос; 15—линия перепуска.

Рисунок 3.1. Принципиальная тепловая схема водогрейной котельной

По условиям предупреждения коррозии металла температура воды на входе в котел при работе на газовом топливе должна быть не ниже $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ во избежание конденсации водяных паров, содержащихся в уходящих газах. Так как температура обратной воды почти всегда ниже этого значения, то в котельных со стальными котлами часть горячей воды подается в обратную линию рециркуляционным насосом.

В коллектор сетевого насоса из бака поступает подпиточная вода (насос, компенсирующая расход воды у потребителей). Исходная вода, подаваемая насосом, проходит через подогреватель, фильтры химводоочистки и после умягчения через второй подогреватель, где нагревается до $75\text{--}80\text{ }^{\circ}\text{C}$ (на малых котельных исходной водой является вода из водопровода, которая не проходит химической очистки на станции). Далее вода поступает в колонку вакуумного деаэратора. Вакуум в деаэраторе поддерживается за счет отсасывания из колонки деаэратора паровоздушной смеси с помощью водоструйного эжектора. Рабочей жидкостью эжектора служит вода, подаваемая насосом из бака эжекторной установки. Пароводяная смесь, удаляемая из деаэраторной головки, проходит через теплообменник – охладитель выпара. В этом теплообменнике происходит конденсация паров воды, и конденсат стекает обратно в колонку деаэратора. Деаэрированная вода самотеком поступает к подпиточному насосу, который подает ее во всасывающий коллектор сетевых насосов или в бак подпиточной воды.

Подогрев в теплообменниках химически очищенной и исходной воды осуществляется водой, поступающей из котлов. Во многих случаях насос, установленный на этом трубопроводе (показан штриховой линией), используется также и в качестве рециркуляционного.

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

1.5.1 Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Сводная тепловая нагрузка административно бытовых зданий и жилого фонда п.

Дубитель подключенных к СЦТ от котельной представлена в табл. 6.1. Согласно табл. расчетная присоединенная тепловая нагрузка п. Дубитель обеспечивающая теплом централизованно составляет 0,424 Гкал/ч на цели отопления, ГВС отсутствует.

Таблица 6.1. – Сводная тепловая нагрузка и годовое теплопотребление в 2015 г.

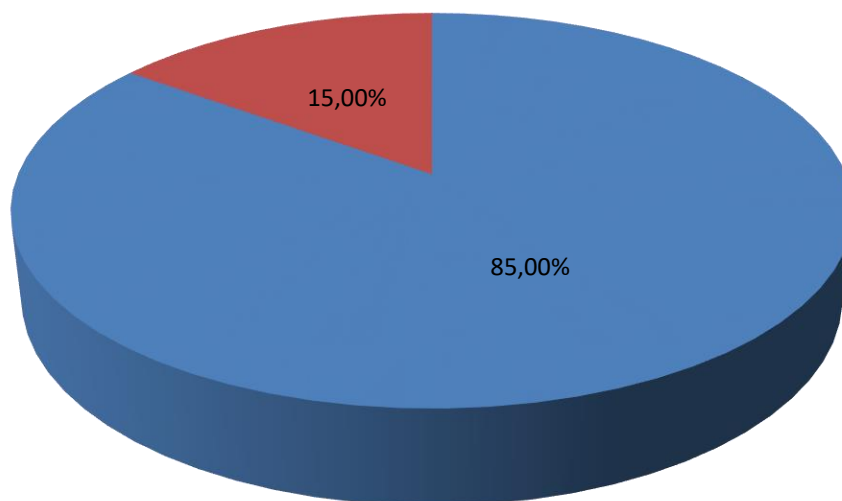
Наименование системы теплоснабжения	Присоединенная максимально часовая нагрузка, Гкал/ч		Годовая потребность в тепле, Гкал	
	Отопление	ГВС	Отопление	ГВС
1	2	3	4	5
Котельная	0,424	-	1116,11	-

Тепловая нагрузка по типу объектов (жилые дома, административно-бытовые здания, образовательные и т.д.) п. Дубитель представлена в табл. 6.2. и на рисунке 6.1.

Таблица 6.2. – Тепловая нагрузка и годовое теплопотребление на отопление по типу объектов

№ п/п	Наименование потребителя	Расчетная часовая нагрузка		Теплопотребление
		Гкал/ч	%	
1	Жилые дома (средне и многоэтажные)	0,36	85,00%	948,6935
2	Административно-бытовые здания	0,06	15,00%	167,4165

Тепловые нагрузки, Гкал/ч



■ Жилые дома (средне и многоэтажные) ■ Административно-бытовые здания

Рисунок 6.1. Соотношение существующих тепловых нагрузок потребителей. Как видно из рисунка 6.1. 85 % тепловой нагрузки составляет тепловая нагрузка жилых домов.

1.5.2. Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах п. Дубитель используется в квартирах. Сведения по квартирам отсутствуют.

1.5.3. Значения расчетной тепловой нагрузки при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Общая расчётная тепловая нагрузка потребителей п. Дубитель по состоянию на 01.01.2015 г. составляет 0,424 Гкал/ч. Расчетная тепловая нагрузка и теплопотребление жилых и общественных зданий представлено в таблице 6.3.

Таблица 6.3. – Расчетная тепловая нагрузка и теплопотребление жилых и общественных зданий СЦТ от котел

№ п/п	Наименование потребителя	Усред. расчетная темп. Внутри здания, °С	Присоединенная максимально- часовая нагрузка, Гкал/ч	Годовая потребность в тепле, Гкал
1	2	3	4	5
1	Баня	25	0,051	125,35
2	Контора ЖКХ	18	0,059	145,01
3	ул.Пионерская,9	18	0,001	2,46
4	ул.Пионерская,19	18	0,102	250,70
5	ул.Пионерская,12	18	0,081	199,09
6	ул.Пионерская,16	18	0,081	199,09
7	ул.Центральная,6	18	0,06	147,47
8	ул.Пионерская,21	18	0,001	2,46
9	ул.Пионерская,20	18	0,001	2,46
10	ул.Парковая,8	18	0,042	103,23
	ИТОГО		0,424	1116,11

1.5.4. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Приказом Министерства энергетики и тарифной политики Республики Мордовия от 18 сентября 2012 г. N 80 "Об установлении нормативов потребления коммунальных услуг для населения, проживающего на территории Республики Мордовия". В таблице 6.6. приводятся установленные нормативы потребления коммунальных услуг населением в части холодного и горячего водоснабжения.

Таблица 6.6. – Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях для населения, проживающего в многоквартирных домах и жилых домах на территории Республики Мордовия

№ п/п	Описание степени благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления коммунальной услуги в жилых помещениях, куб. метров на 1 человека в месяц		
		Горячее водоснабжение	Холодное водоснабжение	Водоотведение
1	2	3	4	5
1.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов при наличии централизованного холодного и горячего водоснабжения, канализованные:			
1.1.	- с полным набором сантехнического оборудования (мойка кухонная, раковина, туалет, ванна и душ);	3,19	4,48	7,67
1.2.	- оборудованные мойкой кухонной, раковиной, туалетом, ванной;	2,44	3,85	6,29

1.3.	- оборудованные мойкой кухонной, раковиной, туалетом, душевыми кабинами, с кухней;	3,19	4,48	7,67
1.4.	- оборудованные мойкой кухонной, раковиной, без ванн и душа.	1,46	3,13	4,50

Продолжение таблицы 6.6.

2.	Жилые помещения в многоквартирных домах, имеющих статус общежития, при наличии централизованного холодного и горячего водоснабжения и канализации:			
2.1.	- оборудованные душем, без кухни на этаже;	1,70	1,95	3,65
2.2.	- оборудованные душем, с кухней на этаже;	2,80	2,68	5,48
2.3.	- оборудованные ванной без душа;	2,22	4,77	6,99
2.4.	- оборудованные ванной и душем, с кухнями в секции;	3,19	4,48	7,67
2.5.	- не оборудованные ванной и душем, с кухнями в секции.	2,04	2,71	4,75
3.	Жилые помещения в многоквартирных домах, имеющих статус общежития, при наличии централизованного холодного водоснабжения и канализации.	-	2,74	2,74
4.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией, с газовыми колонками или быстродействующими электрическими водонагревателями (накопительные и проточные) и полным набором сантехнического оборудования (мойка кухонная, раковина, ванна и душ).	-	6,99	6,99
5.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов неблагоустроенные:			
5.1.	- с обеспечением из водоразборных колонок;	-	1,22	-
5.2.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, неканализованные;	-	2,43	-
5.3.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, выгребными ямами, без ванны;	-	3,65	-
5.4.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, газовой колонкой или быстродействующими электрическими водонагревателями (накопительные и проточные), выгребными ямами, с ванной;	-	5,17	-
5.5.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, газовой колонкой или быстродействующими электрическими водонагревателями (накопительные и проточные), с ванной, туалет в доме, выгребная яма;	-	6,39	-
5.6.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, без газовой колонки, выгребными ямами, с ванной;	-	4,74	-
5.7.	- с централизованной системой холодного водоснабжения и канализацией, без ванны;	-	3,65	3,65

5.8.	- с централизованной системой холодного водоснабжения выгребными ямами, с местными нагревательными приборами на твердом топливе, оборудованные ванной.	-	5,47	-
------	--	---	------	---

Продолжение таблицы 6.6.

6.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией, и индивидуальными тепловыми пунктами и полным набором сантехнического оборудования (мойка, раковина, ванна, душ).	-	7,67	7,67
----	--	---	------	------

1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения п. Дубитель к до 2030 г.» был выполнен сравнительный анализ договорных тепловых нагрузок и фактического теплопотребления абонентов. На основании предоставленных данных о присоединённых фактических и договорных тепловых нагрузках, установленных, располагаемых мощностях, потерях в сетях и собственных нуждах теплоисточника были составлены тепловые балансы по котельной, представленные в таблицах 7.1.

Таблица 7.1. - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной, Гкал/ч

Зона действия котельной	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:			
Отопление	0,424	0,424	0,424
Горячее водоснабжение	-	-	-
Итого	0,424	0,424	0,424

За базовый баланс для составления перспективных тепловых балансов источников принимается баланс, составленный на базе фактических тепловых нагрузок.

1.6.1 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельным

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения п. Дубитель до 2030г.» на основании предоставленных данных о присоединённых тепловых нагрузках, установленных мощностях и собственных нуждах котельных был составлен баланс тепловой мощности и нагрузки по котельным, приведенный в таблице 1.56.

Таблица 1.56 - Тепловой баланс котельных по состоянию на конец 2015 г.

Наименование котельной	Тепловая мощность котельной по горячей воде, Гкал/час		Располагаемая тепловая мощность нетто, гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Резерв (+), дефицит (-) по присоединенной нагрузке, Гкал/ч	Резерв (+), дефицит (-) по расчетной нагрузке, Гкал/ч
	установленная	располагаемая		ЖКХ				
Котельная	0,43	0,43	0,43	0,424	0,424	0,029	-0,04	-0,04

Суммарная установленная тепловая мощность теплоисточника равна 0,43 Гкал/ч, из которой 0,04 Гкал/ч является дефицитом присоединенной нагрузки.

Тепловые потери через изоляцию тепловых сетей (в часовом разрезе) в среднем составляют около 3,7% от присоединенной нагрузки.

1.7. Балансы теплоносителя

1.7.1. Основные требования к организации работы централизованных систем теплоснабжения

СНиП 41-02-2003 утверждены приказом Министерства регионального развития Российской Федерации (Минрегион России) от 30 июня 2012 г. № 280 и введен в действие с 01 января 2013 г.

Зарегистрированы Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). Пересмотр СП 124.13330.2011 «СНиП 41-02-2003 Тепловые сети».

В соответствии с указанным СНиП 41-02-2003 при проектировании и эксплуатации централизованных систем теплоснабжения должны соблюдаться следующие нормы и правила.

1.1 Горячая вода, поступающая к потребителю, должна отвечать требованиям технических регламентов, санитарных правил и нормативов, определяющих ее безопасность.

Качество подпиточной и сетевой воды для открытых систем теплоснабжения и качество воды горячего водоснабжения в закрытых системах должно удовлетворять требованиям к питьевой воде в соответствии с СанПиН 2.1.4.1074-01 [2].

Использование в закрытых системах теплоснабжения технической воды допускается при наличии термической деаэрации с температурой не менее 100оС (деаэраторы атмосферного давления). Для открытых систем теплоснабжения деаэрация также должна производиться при температуре не менее 100оС в соответствии с СанПиН 2.1.42496-09 [2].

1.2 Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воды соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения.

Расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают расчетные технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с нормативной утечкой из тепловой сети и систем теплопотребления.

Среднегодовая утечка теплоносителя (м³/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Технологические потери теплоносителя включают количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей.

Для компенсации этих расчетных технологических потерь (затрат) сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25 % от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды (GM) при заполнении

трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (D_y) не должен превышать значений, приведенных в таблице 8-1. При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

Таблица 8.1. Максимальный часовой расход воды при заполнении трубопроводов тепловой сети

D_y , мм	G_M , м ³ /ч	D_y , мм	G_M , м ³ /ч	D_y , мм	G_M , м ³ /ч	D_y , мм	G_M , м ³ /ч
100	10	350	50	600	150	1000	350
150	15	400	65	700	200	1100	400
250	25	500	85	800	250	1200	500
300	35	550	100	900	300	1400	665

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_M,$$

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети, принимаемый по таблице 8-1, либо ниже при условии такого согласования;

V_{TC} – объем воды в системах теплоснабжения, м³.

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м³ на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м³ на 1 МВт – при открытой системе и 30 м³ на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

1.3 В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более следует предусматривать установку баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды вместимостью 3 % объема воды в системе теплоснабжения.

Внутренняя поверхность баков должна быть защищена от коррозии, а вода в них – от аэрации, при этом должно обеспечиваться обновление воды в баках.

Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50 % рабочего объема каждый.

1.4 Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение с целью выравнивания суточного графика расхода воды (производительности ВПУ) на источниках теплоты должны предусматриваться баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды по СанПин 2.1.4.2496-09 [3].

Расчетная вместимость баков-аккумуляторов должна быть равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение. Внутренняя поверхность баков должна быть защищена от коррозии, а вода в них – от аэрации, при этом должно предусматриваться непрерывное обновление воды в баках.

При расположении всех баков-аккумуляторов на источнике теплоты максимальный часовой расход подпиточной воды (G_{OM} , м³/ч), подаваемой с источника, составляет

$$G_{OM} = 0,0025 V_{TC} + G_{ГВМ},$$

где $G_{ГВМ}$ – максимальный расход воды на горячее водоснабжение, м³/ч.

1.5 При расположении части баков-аккумуляторов в районе теплоснабжения расход подпиточной воды, подаваемой с источника теплоты, может быть уменьшен до усредненного значения (G_{OC} , м³/ч), равного

$$G_{OC} = 0,0025 V_{TC} + K \times G_{ГВС},$$

где K – коэффициент, определяемый проектной организацией в зависимости от объема баков-аккумуляторов, установленных на источнике теплоты и вне его;

$G_{гвс}$ – усредненный расчетный расход воды на горячее водоснабжение.

При этом на источнике теплоты должны предусматриваться баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей расчетной вместимости баков.

1.6 Устанавливать баки-аккумуляторы горячей воды в жилых кварталах не допускается. Расстояние от баков-аккумуляторов горячей воды до границы жилых кварталов должно быть не менее 30 м. При этом на грунтах 1-го типа просадочности расстояние, кроме того, должно быть не менее 1,5 толщины слоя просадочного грунта.

1.7 Баки-аккумуляторы должны быть ограждены общим валом высотой не менее 0,5 м. Обвалованная территория должна вмещать рабочий объем воды в наибольшем баке и иметь отвод воды в дренажную сеть или систему дождевой канализации.

Для повышения эксплуатационной надежности баков-аккумуляторов следует также предусматривать устройство для защиты от лавинообразного разрушения.

При размещении баков-аккумуляторов вне территории источников теплоты следует предусматривать их ограждение высотой не менее 2,5 м для исключения доступа посторонних лиц к бакам.

1.8 Баки-аккумуляторы горячей воды у потребителей должны предусматриваться в системах горячего водоснабжения промышленных предприятий для выравнивания сменного графика потребления воды объектами, имеющими сосредоточенные кратковременные расходы воды на горячее водоснабжение.

Для объектов промышленных предприятий, имеющих отношение средней тепловой нагрузки на горячее водоснабжение к максимальной тепловой нагрузке на отопление меньше 0,2, баки-аккумуляторы не устанавливаются.

1.9 Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, 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.

1.7.2. Котельная ЖКХ «Зубово-Поляна»

Котельная находится в черте п. Дубитель, по адресу ул. Парковая.

Система теплоснабжения – открытая с зависимым присоединением потребителей к тепловым сетям. Отпуск тепла от котельной осуществляется по выводу Ду 69.

Расчетный температурный график отпуска тепла 95-70 °С.

Усредненный расход воды на подпитку тепловой сети составляет 0,051 м³/ч. Объем трубопроводов тепловых сетей СЦТ от котельной п. Дубитель составляет 50,64 м³. Расход сетевой воды на систему отопления составляет 15,07 м³/ч.

1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

Основным видом топлива для водогрейных котлов котельной является природный газ теплотворной способностью $Q_p^H = 8060$ ккал/м³, резервное топливо отсутствует.

Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке.

1.9 Тарифы в сфере теплоснабжения

1.9.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию

В таблице 11.1. и на рисунке 11.1. представлена динамика тарифов на тепловую энергию, установленных Министерством энергетики и тарифной политики Республика Мордовия.

Таблица 11.1. – Тарифы на тепловую энергию для потребителей п. Дубитель

Наименование теплоснабжающей организации	Единицы измерения	2015 г.	
		С 0.10.1 по 30.06	С 0.10.7 по 31.012
		ЖКХ «Зубово-Поляна»	руб./Гкал

2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1. Общие положения

Прогноз спроса на тепловую энергию для перспективной застройки территории п. Дубитель Зубово-Полянского муниципального района Республики Мордовия на период до 2030 г. определялся на основе утвержденного генерального плана.

2.2 Прогноз перспективной застройки

Прогноз спроса на тепловую энергию для перспективной застройки территории п. Дубитель Зубово-Полянского муниципального района Республики Мордовия на период до 2030 г. определялся на основе утвержденного генерального плана:

Таблица 2.1 – Жилищный фонд системы централизованного теплоснабжения

Наименование	Базовый год 2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	Конец периода 2030 г.
Жилищный фонд, м ²	-	-	-	-	-	-	-	-

3. Электронной модели системы теплоснабжения п. Дубитель

3.1 Общее назначение электронной модели системы теплоснабжения п. Дубитель

Электронная модель системы теплоснабжения п. Дубитель на базе информационно-графической системы «Zulu» (далее по тексту - электронная модель) разрабатывалась в целях: повышения эффективности информационного обеспечения процессов принятия решений в области текущего функционирования и перспективного развития системы теплоснабжения города; разработка мер для повышения надежности системы теплоснабжения;

Разработанная электронная модель предназначена для решения следующих задач: создания электронной схемы существующих и перспективных тепловых сетей и объектов системы теплоснабжения п. Дубитель, привязанных к карте поселка; сведения балансов тепловой энергии; оптимизация гидравлических режимов, определение оптимальных диаметров проектируемых и реконструируемых тепловых сетей.

3.2 Расчетные модули ГИС «ZULU»

3.2.1 Общие положения

Электронная модель системы теплоснабжения п. Дубитель разработана в составе основных модулей:

- ГИС «Zulu 7.0» («Зулу 7.0»);
- ГИС «ZuluServer 7.0» («ЗулуСервер 7.0»);
- программно-расчетный комплекс «ZuluThermo» («ЗулуТермо»).

Электронная модель разработана на базе геоинформационной системы Zulu 7.0. Для выполнения работ также была использована сетевая версия («ZuluServer»). Непосредственно для создания модели системы теплоснабжения использован программно-расчетный комплекс «ZuluThermo». Подробное описание основных функций программного комплекса приводится в Инструкции пользователя ГИС «ZuluThermo» и ГИС «Zulu 7.0» (прил. электр. форм.).

3.2.2 ГИС «Zulu»

ГИС «Zulu» представляет собой функциональную платформу и пользовательскую среду, включающую в себя:

- ГИС-компоненту с многооконным интерфейсом, послойным представлением объектов и полным набором функций, присущих ГИС и обеспечивающих топологически корректный ввод, корректировку, визуализацию и обработку данных;
- многокритериальный информационно-поисковый функционал;
- инструментарий для графического, топологического и семантического описания сетей инженерных коммуникаций, представляющего собой единую информационно-аналитическую модель;
- специальным образом сконфигурированную многопользовательскую базу данных открытого формата, содержащую всю информацию, необходимую для функционирования комплекса - от графических данных до паспортов оборудования сетей;
- аналитический инструментарий, включающий в себя как графические (раскраски, выделения, подписи), так и табличные (справки, запросы, отчеты, документы) методы анализа данных;
- инструментарий для каталогизации «внешних» документов и мультимедийных данных (фотоизображения, видеофрагменты, документы Office и т.п.) с привязкой их к конкретным объектам сетей;
- средства для межсистемного обмена графической информацией со сторонними ГИС с использованием стандартных обменных форматов.

Система предоставляет широкие возможности:

- Создавать карты местности в различных географических системах координат и картографических проекциях, отображать векторные графические данные со сглаживанием и без;

- Осуществлять обработку растровых изображений форматов BMP, TIFF, PCX, JPG, GIF, PNG при помощи встроенного графического редактора;
- Пользоваться данными с серверов, поддерживающих спецификацию WMS (Web Map Service);
- С помощью создаваемых векторных слоев с собственным бинарным форматом, обеспечивающим высокую скорость работы, векторизовать растровые изображения;
- При векторизации использовать как примитивные объекты (символьные, текстовые, линейные, площадные) так и типовые объекты, описываемые самостоятельно в структуре слоя;
- Выполнять запросы к базам данных с отображением результатов на карте (поиск определенной информации, нахождение суммы, максимального, минимального значения, и т.д.);
- Выполнять пространственные запросы по объектам карты в соответствии со спецификациями OGC;
- Отображать объекты слоя в формате псевдо-3D позволяющем визуализироваться относительные высоты объектов (например, высоты зданий);
- Создавать и использовать библиотеку графических элементов систем тепло-, водо-, парогазоснабжения и режимов их функционирования;
- Создавать расчетные схемы инженерных коммуникаций с автоматическим формированием топологии сети и соответствующих баз данных;
- Изменять топологию сетей и режимы работы ее элементов;
- Решать топологические задачи (изменение состояния объектов (переключения), поиск отключающих устройств, поиск кратчайших путей, поиск связанных объектов, поиск колец);
- Решать транспортные задачи с учетом правил дорожного движения;
- Для быстрого перемещения в нужное место карты устанавливать закладки (закладка на точку на местности с определенным масштабом и отображения и закладка на определенный объект слоя (весьма удобно, если объект - движущийся по карте));
- Осуществлять программный доступ к данным через объектную модель для написания собственных конвертеров;
- Создавать собственные приложения, работающие под управлением Zulu.

3.2.3 Программно-расчетный комплекс «ZuluThermo»

Программно-расчетный комплекс включает в себя полный набор функциональных компонент и соответствующие им информационные структуры базы данных, необходимых для гидравлического расчета и моделирования тепловых сетей.

3.2.3.1 Построение расчетной модели тепловой сети

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью манипулятора-мыши или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель.

3.2.3.2 Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом

напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора не достаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

3.2.3.3 Поверочный расчет тепловой сети

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплоснабжения. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

3.2.3.4 Конструкторский расчет тепловой сети

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике.

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

3.2.3.5 Расчет требуемой температуры на источнике

Целью задачи является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.

3.2.3.6 Коммутационные задачи

Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

3.2.3.7 Пьезометрический график

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). Это основной аналитический инструмент специалиста по гидравлическим расчетам тепловых сетей. При этом на экран выводятся: линия давления в подающем трубопроводе; линия давления в обратном трубопроводе; линия поверхности земли; линия потерь напора на шайбе; высота здания; линия вскипания; линия статического напора, цвет и стиль линий задается пользователем.

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Построению пьезометрического графика предшествует выбор искомого пути. Для этой цели на схеме тепловой сети отмечаются не менее двух узлов, через которые должен пройти выбранный путь. В общем случае, с учетом закольцованности тепловых сетей, может существовать более одного пути, соединяющего заданные точки. В этом случае для однозначного определения результата можно указать промежуточные точки, либо изменить критерий поиска пути (это может быть минимизация количества участков, минимизация гидравлического сопротивления либо минимизация суммарной длины, поиск по линиям подающей или обратной магистрали). Путь строится программой автоматически, найденный путь "подсвечивается" на экране цветом выделения.

После выбора требуемого пути одним кликом мыши строится пьезометрический график. Состав отображаемой на нем информации, легенда и масштаб представления легко настраиваются пользователем в удобном для него виде. График может быть при необходимости распечатан либо экспортирован в другие приложения через буфер обмена Windows.

Пьезометрический график является незаменимым инструментом при калибровке гидравлической модели тепловой сети, поскольку графическая интерпретация гидравлического режима позволяет одновременно качественно и количественно оценить поправки, которые необходимо внести в расчетную модель, чтобы она наиболее адекватно повторяла "гидравлическое поведение" реальной тепловой сети в эксплуатации.

3.2.3.8 Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по

месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

3.3 База данных электронной модели системы теплоснабжения п. Дубитель

Графическая база данных по векторным слоям представляет собой семейство двоичных файлов, находящихся в одном каталоге и имеющих одно имя и разные расширения.

Для каждого векторного графического слоя обязательно должны существовать файлы с расширением B00 и B01, содержащие метрическую информацию об объектах слоя.

Хранение семантической информации в системе «Zulu» осуществляется в соответствии с реляционной моделью данных. Вся семантическая информация содержится в таблицах. База данных

представляет собой группу таблиц, между которыми установлены связи. Это означает, что одной записи в какой-либо из таблиц реляционной базы данных может соответствовать одна или несколько записей другой таблицы этой базы данных, в зависимости от типа связи между этими двумя таблицами.

Описание набора таблиц и связей между ними определяет структуру базы данных. Изменяя структуру, можно получать различные базы данных как из разных, так и из одних и тех же исходных таблиц. Каждая структура базы данных «Zulu» хранится в отдельном файле описания с расширением ZB (Zulu Base). Подключая к графическому слою ту или иную структуру базы данных, пользователь тем самым подключает к слою текущие правила выполнения запросов к семантической базе.

Это дает возможность иметь для одного графического слоя и для каждого типа несколько баз данных с различной структурой, подключая их попеременно, в зависимости от решаемой пользователем задачи.

Существует, однако, одно принципиальное ограничение, касающееся структуры базы данных, подключаемой к графическому слою. Привязать семантическую базу данных к графическому слою означает задать соответствие между объектами из графического слоя и записями из семантической базы данных. Исходя из этого, одна из связей в базе не является связью «таблица-таблица», а является связью «слой-таблица». Поле связи с графическим слоем – это поле базовой таблицы (обязательно числовое), значения которого соответствуют значениям ключей объектов слоя. Таким образом, из всех таблиц, входящих в состав семантической базы данных, только одна (базовая) таблица имеет непосредственную связь со слоем.

«Zulu» поддерживает работу с реляционными базами данных, используя сервис Borland Database Engine (BDE) компании Inprise. Основным объектом, с которым оперирует BDE, является база данных. Это может быть действительная база данных, например, Microsoft SQL Server или база данных Microsoft Access, а может быть совокупность таблиц Paradox или dBase. Система Zulu также оперирует понятием база данных, однако, здесь под этим термином подразумевается совокупность таблиц и связей между ними, объединенных для выполнения запроса к реальной базе данных с целью получить заданный пользователем срез информации. База данных Zulu задается файлоописателем базы данных, имеющим расширение ZB и именуемым в дальнейшем zb-файлом.

Описатель базы данных Zulu хранит следующую информацию: список таблиц, участвующих в запросе; список таблиц-справочников; набор запросов, задающих правила выборки данных из таблиц; набор сменных форм для отображения разного представления информации.

3.4 Этапы создания электронной модели системы теплоснабжения п. Дубитель

3.4.1 Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения положения

На этапе описания объектов системы теплоснабжения п. Дубитель было проведено информационно-графическое описание существующих объектов системы.

В состав плана города входят следующие слои: улицы; дома; городская черта; границы кварталов; названия улиц; подписи районов; границы водных объектов.

В качестве исходного материала для позиционирования объектов системы теплоснабжения (источники тепловой энергии, тепловые сети, потребители) на карте города были использованы схемы тепловых сетей теплоисточников.

В электронной модели тепловая сеть состоит из узлов и ветвей, связывающих эти узлы. К узлам относятся следующие объекты: источники, насосные станции, тепловые камеры, задвижки, потребители и т.д. Ряд элементов, такие как тепловые камеры, потребители и т.д., допускают дальнейшую классификацию.

Параллельно данному этапу проводился этап информационного описания объектов системы теплоснабжения: источники тепловой энергии, потребители, участки тепловых сетей.

Основой семантических данных об объектах системы теплоснабжения были базы данных по нагрузкам потребителей, а также информация по участкам тепловых сетей, источникам, потребителям.

В существующей базе данных электронной модели описаны следующие паспортные характеристики по приведенным ниже типам объектов системы теплоснабжения. Состав информации по каждому типу объектов носит как справочный характер (например: материал камеры, балансовая принадлежность и т.д.), так и необходим для функционирования расчетной модели. Полнота заполнения базы данных по параметрам зависела от наличия исходных данных.

Таким образом, в результате выполнения данного этапа работ была создана карта города, выполнена привязка всех объектов системы теплоснабжения к карте, сформирована база данных по объектам.

Общий вид разработанной электронной модели системы теплоснабжения п. Дубитель представлен на рисунке 3.1.

3.4.2 Описание топологической связности объектов системы теплоснабжения

На данном этапе была описана топологическая связность объектов системы теплоснабжения (источники тепловой энергии, тепловые камеры, участки тепловых сетей, потребители). Описание топологической связности представляет собой описание гидравлической структуры узлов системы. В результате выполнения данного этапа работ была создана гидравлическая модель системы теплоснабжения, отражающая существующее положение системы теплоснабжения города.

3.4.3 Отладка и калибровка электронной модели

В рамках данного этапа была выполнена отладка работы расчетных математических модулей путем выявления ошибок в исходных данных.

На этапе отладки электронной модели был проведен анализ полноты внесенных исходных данных. Инструментарием для анализа и выявления ошибок во введенных исходных данных являются сгенерированные отчеты об объектах из созданной базы данных.

Дальнейшем разработанная электронная модель была использована в качестве основного инструментария для разработки сценариев развития системы теплоснабжения п. Дубитель.

3.4.4 Электронная модель перспективной системы теплоснабжения города

Моделирование перспективных вариантов развития системы теплоснабжения (строительство новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии, перераспределение тепловых нагрузок между источниками, определение возможности подключения новых потребителей тепловой энергии, определение оптимальных вариантов качественного и надежного обеспечения тепловой энергией новых потребителей и т.д.) осуществляется через механизм создания и администрирования специальных "модельных" баз - наборов данных, клонируемых из основной (контрольной) базы данных описания тепловой сети, на которых можно производить любые манипуляции без риска исказить или повредить контрольную базу.

В электронной модели системы теплоснабжения представлены следующие слои баз данных для различных расчетных периодов:

- Существующее состояние системы теплоснабжения;
- Перспективное состояние системы теплоснабжения на 2015-2016 г.г.;
- Перспективное состояние системы теплоснабжения на 2016-2017 г.г.;

В расчетных слоях созданы предложения по реконструкции тепловых сетей.

Результаты гидравлических расчетов представлены в таблице 3.1. – 3.14. и на рисунке 3.1. – 3.35.

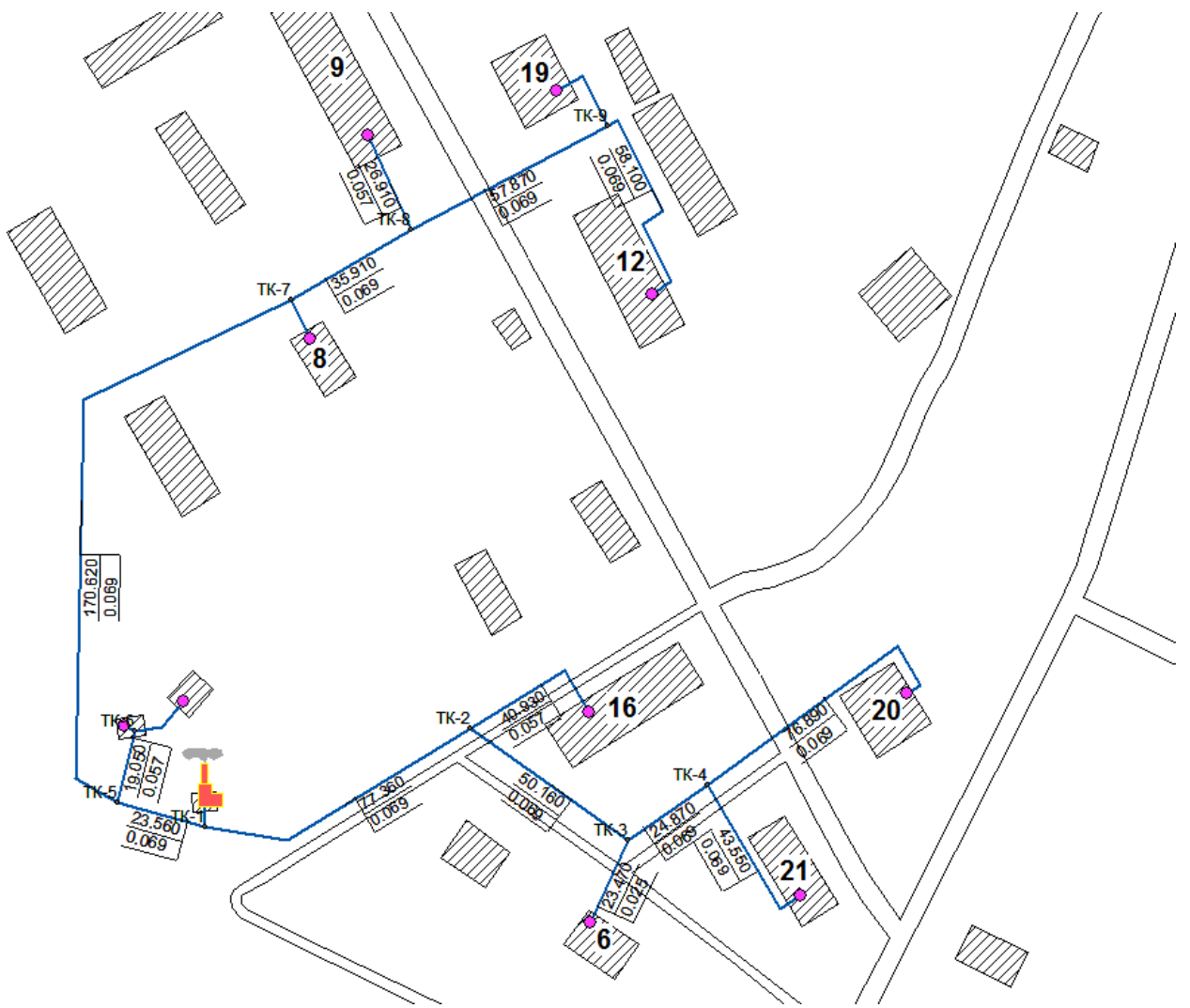


Рисунок 3.1 - Общий вид рабочего экрана электронной модели системы теплоснабжения п. Дубитель

Таблица 3.1. – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной развития тепловых сетей на период 2015-2016 г.г.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под. тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Путь, пройденный от источника, м
Баня	0,03	0,8657	4,887	13,136	13,57	28,01	26,01	52,4
Контора ЖКХ	0,01	0,2955	4,351	13,214	13,64	28,29	26,29	65
ул.Пионерская,9	0,093	2,7103	9,737	8,174	8,6	27,37	25,37	263,6
ул.Пионерская,19	0,056	1,6428	9,668	3,088	3,52	25,74	23,74	314,6
ул.Пионерская,12	0,093	2,747	9,924	7,779	8,21	27,74	25,74	352,7
ул.Пионерская,16	0,077	2,2339	7,914	12,721	13,15	29,16	27,16	124,9
ул.Центральная,6	0,03	0,8773	5,14	11,029	11,46	28,56	26,56	157,6
ул.Пионерская,21	0,044	1,3034	6,064	12,564	12,99	29,36	27,36	202,6
ул.Пионерская,20	0,051	1,5245	6,564	12,521	12,95	29,49	27,49	235,9
ул.Парковая,8	0,03	0,8749	5,617	7,689	8,12	26,22	24,22	220,8

Таблица 3.2. – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной развития тепловых сетей на период 2016-2017 г.г.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Часовые тепловые потери, ккал/ч	Скорость движения воды в под. тр-де, м/с
Котельная	ТК-1	6,65	0,069	Надземная	15,0816	1,183	119,8
ТК-6	Баня	3,11	0,03	Подвальная	0,8657	0,373	26,4
ТК-6	Контора ЖКХ	15,74	0,057	Надземная	0,2956	0,034	248,53
ТК-1	ТК-5	23,56	0,069	Надземная	9,1397	0,717	424,41
ТК-5	ТК-6	19,05	0,057	Надземная	1,1613	0,134	301,41
ТК-1	ТК-2	77,36	0,069	Надземная	5,9419	0,466	1393,56
ТК-8	ул.Пионерская,9	26,91	0,057	Надземная	2,7105	0,314	424,16
ТК-8	ТК-9	57,87	0,069	Надземная	4,3909	0,344	1038,11
ТК-9	ул.Пионерская,19	20	0,025	Подземная бесканальная	1,6428	1,035	238,39
ТК-9	ул.Пионерская,12	58,1	0,069	Надземная	2,7475	0,216	1040,26
ТК-2	ул.Пионерская,16	40,93	0,057	Надземная	2,2342	0,258	646,63
ТК-2	ТК-3	50,16	0,069	Надземная	3,707	0,291	901,88
ТК-3	ул.Центральная,6	23,47	0,025	Подземная бесканальная	0,8773	0,553	279,61
ТК-3	ТК-4	24,87	0,069	Надземная	2,8292	0,222	446,29
ТК-4	ул.Пионерская,21	43,55	0,069	Надземная	1,3038	0,102	780,52
ТК-4	ул.Пионерская,20	76,89	0,069	Надземная	1,5252	0,12	1378,05
ТК-5	ТК-7	170,62	0,069	Надземная	7,9782	0,626	3072,39
ТК-7	ТК-8	35,91	0,069	Надземная	7,1017	0,557	644,65
ТК-7	ул.Парковая,8	20	0,025	Подземная бесканальная	0,875	0,551	238,72

4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

4.1 Общие положения

Перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей разработаны в соответствии с подпунктом 2 пункта 3 и пунктом 5 Требований к схемам теплоснабжения. Баланс тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей составлен вариант развития системы теплоснабжения.

В первую очередь рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии, сложившихся (установленных по утвержденным картам гидравлических режимов тепловых сетей). Установленные тепловые балансы в указанных годах являются базовыми и неизменными для всего дальнейшего анализа перспективных балансов последующих отопительных периодов. Данные балансы, а также установленная зона действия источника тепловой энергии, были определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, представлены в первом разделе «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

4.2. Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2030 г. с выделением этапов в 2015-2020г.г., 2020-2025г.г., 2025-2030г.г., при развитии систем теплоснабжения.

4.2.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2020 г.

На основании проведенных гидравлических расчетов и анализа тепловых нагрузок в зоне действия энергоисточника определено, что для обеспечения тепловых нагрузок возможна установка новой блочно-модульной котельной.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2015 г. по 2020 г. включительно в зоне действия котельной, задействовано в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. – Прогнозируемые к 2020 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2015 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2016 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2017 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2018 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2019 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2020 г.
Котельная	0,43	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424

Из таблицы 3.1. следует, что за пять лет с 2015 по 2020 г. не ожидается прирост тепловой нагрузки. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2020 г. представлены в табл. 3.2.

Таблица 3.2. – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2020 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2015 г.	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч					Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+) Дефицит (-)
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.			
Котельная	0,43	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,017	0,029	-0,04

Анализ таблицы 3.2 показывает, что к 2020 г. суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка по источнику теплоснабжения остается без изменения.

4.2.2. Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2020-2025 г.г.

На основании проведенных гидравлических расчетов и анализа тепловых нагрузок в зоне действия энергоисточника определено, что для обеспечения тепловых нагрузок не требуется модернизация котельной.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2020 г. по 2025 г. включительно в зоне действия котельной, задействовано в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3. – Прогнозируемые к 2025 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2025 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2025 г.
Котельная	0,515	0,424

Из таблицы 3.3. следует, что прирост тепловой нагрузки не ожидается. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2025 г. представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4. – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2025 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2025 г.	Расчетная тепловая нагрузка на 2025 г., Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+) Дефицит (-)
Котельная	0,515	0,424	0,017	0,029	0,046

Анализ таблицы 3.4. показывает, что к 2025 г. суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка по источнику теплоснабжения остается без изменения.

4.2.3. Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2025-2030 г.г.

На основании проведенных гидравлических расчетов и анализа тепловых нагрузок в зоне действия энергоисточника определено, что для обеспечения тепловых нагрузок не требуется модернизация котельной.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2020 г. по 2025 г. включительно в зоне действия котельной, задействовано в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5. – Прогнозируемые к 2025 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2030 г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч на 2030 г.
Котельная	0,515	0,424

Из таблицы 3.5. следует, что прирост тепловой нагрузки не ожидается. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2030 г. представлены в табл. 3.6.

Таблица 3.6. – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2030 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2030 г.	Расчетная тепловая нагрузка на 2030 г., Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+) Дефицит (-)
Котельная	0,515	0,424	0,017	0,029	0,046

Анализ таблицы 3.6. показывает, что к 2030 г. суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка по источнику теплоснабжения остается без изменения.

4.2.4. Выводы о резервах (дефицитах) тепловой мощности существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки

Значения резервов (дефицит) тепловой мощности источников теплоснабжения п. Дубитель для развития системы теплоснабжения, отдельно по периодам реализации схемы теплоснабжения представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7. – Резервы тепловой мощности на теплоисточниках п. Дубитель

Наименование варианта развития	Резерв (+) Дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч						
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
в т.ч. на котельных, задействованных в схеме теплоснабжения	-0,04	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046

При положительном общем балансе располагаемой тепловой мощности теплоисточника и присоединенной тепловой нагрузки п. Дубитель отсутствуют дефициты на теплоисточнике поселка на разных этапах.

5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок

5.1. Общие положения

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок разрабатываются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (подпункт 3 пункта 3 и пункт 40).

В результате разработки в соответствии с пунктом 40 указанных Требований должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии;

- составлен баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети и определены резервы и дефициты производительности ВПУ, в том числе и в аварийных режимах работы системы теплоснабжения.

5.2 Перспективные объемы теплоносителя

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источников тепловой энергии до потребителя в зонах действия источников тепловой энергии, прогнозировалась исходя из следующих условий:

- Регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительно-вентиляционной нагрузки с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;

- Расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя;

- Расход теплоносителя на обеспечение нужд горячего водоснабжения потребителей в зоне открытой схемы теплоснабжения изменяется с темпом реализации проекта по переводу системы теплоснабжения на закрытую схему, в соответствии с требованиями Федерального закона от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении».

Перспективный баланс теплоносителя системы теплоснабжения приведен в табл. 5.1.

Таблица 5.1. Перспективный баланс теплоносителя системы теплоснабжения

Показатель	Единицы измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»								
Всего подпитка тепловой сети, вт.ч	тонн/год	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742
На пусковое заполнение	тонн/год	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794

5.3 Аварийные режимы подпитки тепловой сети

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода, возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети за счет использования существующих баков аккумуляторов и водопроводной сети.

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

6.1. Общие положения

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии разрабатываются в соответствии пунктом 10 и пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения.

В связи с тем, что расширение зоны деятельности источника централизованного теплоснабжения, а также прироста тепловых нагрузок потребителей в существующей зоне действия источника п. Дубитель не предусматривается, предлагается провести мероприятия по повышению энергетической эффективности котельной.

6.2 Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

6.2.1 Техническое перевооружение источников теплоснабжения в период с 2015 до 2020 г.г.

6.2.1.1. Реконструкция котельной

Котельная, находящаяся на балансе ЖКХ «Зубово-Поляна», с котлами КВа-0,25 в количестве 2 шт. и общей установленной мощностью 0,43 Гкал/ч, предназначена для теплоснабжения п. Дубитель.

Эксплуатационный температурный график системы теплоснабжения 95/70 °С качественного регулирования. Перечень существующего оборудования представлен в таблице 5.1. и 5.2.

Таблица – 5.1. Перечень существующего оборудования

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД по режимной карте
1	КВа-0,25	0,215	2006	95-70	89%
2	КВа-0,25	0,215	2006	95-70	89%

Таблица – 5.2. Перечень существующего оборудования

Тип насоса	Кол-во, шт.	Производительность, V, м ³ /ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
ДАВ ВРН 180/340 65Т	3	250	11	6,0
ДАВ KPS 30/16 М	1	2.16	7	0,47

6.2.1.2. Вариант развития

В связи с тем, что основное и вспомогательное оборудование котельной к 2020 г. исчерпает свой эксплуатационный ресурс, предлагается перевод потребителей, снабжающихся тепловой энергией от существующей котельной, на баланс вновь строящейся автоматизированной блочно-модульной котельной. На котельной предлагается установка водогрейных котлов, что даст снижение затрат на приготовления теплоносителя. Эксплуатационный температурный график системы теплоснабжения предлагается оставить без изменений - 95/70 °С качественного регулирования

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3. Исходные данные

№ п.п.	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Установленная мощность	Гкал/ч	0,43
2	Располагаемая мощность	Гкал/ч	0,43
3	Подключенная тепловая нагрузка, в том числе:		
	-отопление	Гкал/ч	0,424
	-ГВС	Гкал/ч	-
4	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,017
5	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	0,029

Результаты расчета сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4. Результаты расчета

№ п.п.	Наименование	Единица измерения	Величина
1	Суммарная нагрузка на отопление и ГВС	Гкал/ч	0,424
2	Нормативные потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,029
3	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,017
4	Минимально необходимая мощность котельной в зимний период	Гкал/ч	0,515

6.2.1.3. Выбор основного оборудования для котельных

Выбор основного оборудования в котельной предлагается установка два водогрейных котлов RS-H300 с автоматикой безопасности Honeywell мощностью 300 кВт для нужд отопления, в соответствии с перспективным изменением подключенной тепловой нагрузки. Установка котлов малой мощности обуславливается необходимостью максимальной загрузки котельного оборудования в отопительный и межотопительный периоды. При выходе одного котла из строя оставшийся котел обеспечивает требование СНиП по резервной тепловой мощности (согласно [6]). Результат выбора котлов представлен в таблице 6.5.

Таблица 6.5. - Выбор теплогенерирующего оборудования новой котельной

№ п.п.	Тип котла	Топливо	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
				Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
1	RS-H300	Газ	2	0,257	300	0,515	600
	Итого					0,515	600

6.2.1.4. Выбор вспомогательного оборудования для котельных

Выбор вспомогательного оборудования в связи с тем, что насосное оборудование эксплуатируется свыше установленного срока службы и обладает низкими технико-экономическими показателями, предлагается произвести замену морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным.

Для выбора насосного оборудования котельной произведем расчет расхода теплоносителя:

$$G = Q/(t_1 - t_2) \cdot c \cdot g, \text{ м}^3/\text{ч}$$

где Q – мощность котельной, Гкал/ч;

t₁ – температура в начале участка, °С;

t₂ – температура в конце участка, °С;

c – удельная теплоемкость (c = 1 ккал/(кг·°С));

g – плотность воды (g = 962 кг/м³).

Установка химводоподготовки. Объем воды в системах теплоснабжения, V_s, м³, при отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать равным 65 м³ на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки (согласно [1, п.6.18]), соответственно:

$$V_s = 65 \cdot Q_{o \text{ max } np}, \text{ м}^3$$

Расчетный часовой расход воды, G_в, м³/ч, для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать – 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий (согласно [1, п.6.16]), соответственно:

$$G_v = 0,0075 \cdot G_s$$

Объем подпитки, G_п, м³/ч, согласно [8, п. 6.21], составляет:

$$G_p = 0,0025 \cdot G_s$$

На основании полученной производительности, производим выбор установки химводоподготовки. По полученному объему подпитки, G_п, м³, производим выбор подпиточного насоса.

$$G = 0,515 / (95 - 70) \cdot 962 = 12,38 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объем воды в системах теплоснабжения:

$$G_s = 65 \cdot 0,424 = 27,56 \text{ м}^3$$

Расчетный часовой расход воды:

$$G_v = 0,0075 \cdot 27,56 = 0,206 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объем подпитки, согласно, составляет:

$$G_p = 0,0025 \cdot 50,64 = 0,068 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Результаты выбора наиболее подходящего насосного оборудования представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6. - Насосное оборудование котельной

№ п.п.	Наименование	Кол-во	Технические характеристики		
			Мощность, кВт	Напор Н, м	Подача Q, м ³ /ч
1	Сетевой насос	2	7	30	34
2	Подпиточной насос	2	0,5	250	1,5

Установка химводоподготовки на основании полученной производительности, производим выбор автоматической системы дозирования реагентов. Результат выбора представлен в таблице 6.7.

Таблица 6.7. - Технические характеристики

№ п.п.	Наименование	Расчетная производительность, м ³ /ч	Технические характеристики			
			Размеры дозатора, мм	Размеры дозатора, мм	Потери давления, бар	Максимальное давление, бар
1	Dosaphos 250	2	150×110×60	150×110×60	2	10

6.2.1.5. Расчет технико-экономических показателей работы котельных

Технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.8. - Технико-экономические показатели работы котельной

№ п.п.	Показатель	Обозначение	Единица измерения	Величина на 2020 г.
1	Годовой отпуск потребителям на отопление	Q _{год}	Гкал	1116,11
2	Годовой отпуск потребителям на ГВС	Q _{год}	Гкал	-
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Q _{год}	Гкал	73,99
4	Отпуск тепловой энергии в тепловые сети	Q_{год}	Гкал	1042,12
5	Выработка тепловой энергии котельной	Q_{год}	Гкал	116,11
6	Теплотворная способность газа	Q _н ^p	Ккал/м ³	8060
7	Годовой расход натурального топлива	V _{год}	тонн/год	152,11
8	Расход условного топлива	V	т.у.т.	175,15

6.2.2. Развитие источников теплоснабжения в период с 2020 до 2025 г.г.

На анализируемый период реконструкция котельной не планируется.

Капитальные вложения в развитие и реконструкцию источника тепловой энергии в период с 2020-2025 г.г. не планируются.

6.2.3. Развитие источников теплоснабжения в период с 2025 до 2030 г.г.

На анализируемый период реконструкция котельной не планируется.

Капитальные вложения в развитие и реконструкцию источника тепловой энергии в период с 2025-2030 г.г. не планируются.

7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому тепловых сетей и сооружений на них

7.1 Общие положения

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них разрабатываются в соответствии с подпунктом «д» пункта 4, пунктом 11 и пунктом 43 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 10 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

– обоснование предложений по новому строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения;

- обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей с уменьшением диаметра трубопроводов для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения;
- обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

7.2 Структура предложений и проектов по теплоснабжению объектов перспективной застройки

7.2.1 Структура предложений

Предложения по реконструкции тепловых сетей сформированы в проекте развития схемы теплоснабжения п. Дубитель. В связи с этим подробное описание проекта, которое направлено на обеспечение теплоснабжения новых потребителей по существующим и вновь создаваемым тепловым сетям и сохранение теплоснабжения существующих потребителей от существующих тепловых сетей при условии надежности системы теплоснабжения. Более детальная и подробная классификация групп проектов представлена ниже.

7.2.2 Предложение по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей для обеспечения перспективной нагрузки

Предложения по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей сформирована в группу:

- реконструкция тепловых сетей с уменьшением диаметра теплопроводов для обеспечения надежной работы сетей до 2030 года.

Проект «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежной работы теплопроводов п. Дубитель на период до 2030 г.» охватывает комплекс мероприятий, направленных на реализацию задач по обеспечению бесперебойной работы на период до 2030 г.

Согласно данному варианту развития схемы теплоснабжения предусматривается замена существующих тепловых сетей на новые в п. Дубитель.

7.2.3 Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проекта

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию тепловых сетей осуществлялась по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Базисные укрупненные нормы были приведены к ценам в 2015 г. и сопоставлены с проектами-аналогами, выполненными проектными организациями в составе проектов на капитальный ремонт (реконструкцию), для проектов тепловых сетей с использованием новых технических решений.

В описании вида работ мелкие и сопутствующие операции не упоминаются, но показателями учтены. В показателях также учтены затраты на выгрузку материалов, изделий и конструкций, горизонтальное и вертикальное транспортирование их до места установки, монтажа и укладки. За базисные были приняты цены на материалы, оборудование действующие в 2015 г.

В настоящем разделе приведены результаты подробной оценки финансовых потребностей для проекта рекомендуемого варианта (Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежной работы теплопроводов).

Полная сметная стоимость каждого мероприятия приведена ниже.

7.3 Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопроводов

Анализ результатов, разрабатываемых на каждый период гидравлических режимов подачи тепловой энергии выявили ряд участков тепловых сетей удельные падения давления (напора) в которых находится значительно ниже рекомендованных, что указывает на значительное завышение диаметров трубопроводов над необходимым. Данное обстоятельство приводит к росту как нормативных так и фактических потерь тепловой энергии в теплосети, а также к существенным затратам на текущий ремонт тепловых сетей. Реестр данных участков по годам их реконструкции представлен в таблице 7.1.

Объем работ связанный с оптимизацией при реконструкции диаметров трубопроводов тепловых сетей формируют проект, и необходим для повышения эффективности теплоснабжения существующей тепловой нагрузки.

Стоимость мероприятий, оцененной по выше приведенному способу составляет 3 712,19 тыс. руб. с НДС. Мероприятие проекта представлена в табл. 7.2. Реконструкция теплосети с оптимизацией пропускной способности и трассировки сети направленные на повышение эффективности теплоснабжения существующей нагрузки включает, в том числе и вводные участки.

Таблица 7.1. Реестр мероприятий проекта развития тепловых сетей п. Дубитель

Мероприятия	Характеристики
с 2016г. до 2017 г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети на повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения от котельной до ТК-1 протяженностью 10 м с Ду 69 на Ду 57 надземного типа исполнения.	Длина 10 м, надземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.
2. Реконструкция участка тепловой сети на повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения от ТК-2 до Конторы, протяженностью 35 м с Ду 69 на Ду 57 надземного типа исполнения.	Длина 35 м, надземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.
3. Реконструкция участка тепловой сети на повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения от ТК-2 до ТК-3, протяженностью 130 м с Ду 69 на Ду 57 надземного типа исполнения.	Длина 130 м, подземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.
4. Реконструкция участка тепловой сети на повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения от ТК-3 до ж/д ул. Парковая 8, протяженностью 15 м с Ду 250 на Ду 159 подземного типа исполнения.	Длина 15 м, подземного типа, с Ду 250 на Ду 159, изоляция минераловатные маты марки 100.
с 2020г. до 2025 г.	
с 2025г. до 2030 г.	

Таблица 7.2. Финансовые потребности для реализации проекта в ценах 2015 г.

Мероприятия	Характеристики	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм	Итого стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб.
		реконструкция	надземный			
1. Реконструкция участка тепловой сети от котельной до ТК-1	Длина 10 м, надземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.	реконструкция	надземный	10	57	181,56
2. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-2 до Конторы	Длина 35 м, надземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.	реконструкция	надземный	35	57	635,47
3. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-2 до ТК-3	Длина 130 м, подземного типа, с Ду 69 на Ду 57, изоляция минераловатные маты марки 100.	реконструкция	надземный	130	57	2 360,32
4. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-3 до ж/д ул. Парковая 8	Длина 15 м, подземного типа, с Ду 250 на Ду 159, изоляция минераловатные маты марки 100.	реконструкция	надземный	15	159	534,84
Всего						3 712,19

7.4 Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В ходе анализа характеристик тепловых сетей, отчетности по проведению ремонтов, а также визуального осмотра установлен эксплуатационный ресурс тепловых сетей (год ввода или последней перекадки). Тепловые сети не увлеченные в проекты практически за период 2015-2030 г. отработают плановый ресурс 25 и более лет. В связи с этим на данный период разработан проект по реконструкции данных тепловых сетей. Участки и их характеристики представлены в табл. 7.3.

Таблица 7.3. Реестр мероприятий проекта развития тепловых сетей п. Дубитель

Мероприятия 1	Характеристики 2	Период реконструкции 3
1. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-1 до ТК-5	Длина 85 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	2016 г.
2. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-5 до ТК-6	Длина 55 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	2016 г.
3. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ж/д ул. Центральная б	Длина 25 м, подземная, Ду 250, изоляция минераловатные маты	2016 г.
4. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 20	Длина 115 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	2016 г.
5. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 21	Длина 15 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	2016 г.
6. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 21а	Длина 5 м, подземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	2016 г.

Таблица 7.4. Финансовые потребности для реализации проекта в ценах 2015 г.

Мероприятия	Характеристики	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм	Итого стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб.
		новое строительство	надземная			
1. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-1 до ТК-5	Длина 85 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	новое строительство	надземная	85	69	1 589,36
2. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-5 до ТК-6	Длина 55 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	новое строительство	надземная	55	69	1 028,41
3. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ж/д ул. Центральная 6	Длина 25 м, подземная, Ду 250, изоляция минераловатные маты	новое строительство	подземная	25	250	1 068,39
4. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 20	Длина 115 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	новое строительство	надземная	115	69	2 150,31
5. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 21	Длина 15 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	новое строительство	надземная	15	69	280,48
6. Реконструкция участка тепловой сети от ТК-6 до ул. Пионерская, 21а	Длина 5 м, надземная, Ду 69, изоляция минераловатные маты	новое строительство	надземная	5	69	93,49
Всего						6 210,44

8. Топливные балансы

8.1 Общие положения

Перспективные топливные балансы разработаны в соответствии подпунктом 6 пункта 3 и пунктом 23 Требований к схемам теплоснабжения. В результате разработки в соответствии с пунктом 23 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы тепловой энергии, вырабатываемой на всех источниках тепловой энергии, обеспечивающие спрос на тепловую энергию и теплоноситель для потребителей, на собственные нужды котельных, на потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям;
- установлены объемы топлива для обеспечения выработки тепловой энергии на каждом источнике тепловой энергии;
- установлены показатели эффективности использования топлива и предлагаемого к использованию теплоэнергетического оборудования.

8.2 Перспективные топливные балансы источников теплоснабжения по котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»

При прогнозировании необходимого количества топлива для котельной п. Дубитель рассматривался вариант обеспечения тепловой нагрузки от существующей котельной с наилучшими показателями работы (в частности – удельный расход топлива на отпуск тепла) или строительство новых котельных.

Прогнозы по отпускаемой тепловой энергии и топливопотреблению рассматривалась по котельной, которая задействована в схеме теплоснабжения, со следующим допущением: отпуск тепловой энергии ведомственной котельной остаётся на уровне базового года. Перспективное значение удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии приведено на рисунке 8.1. и в таблице 8.1.

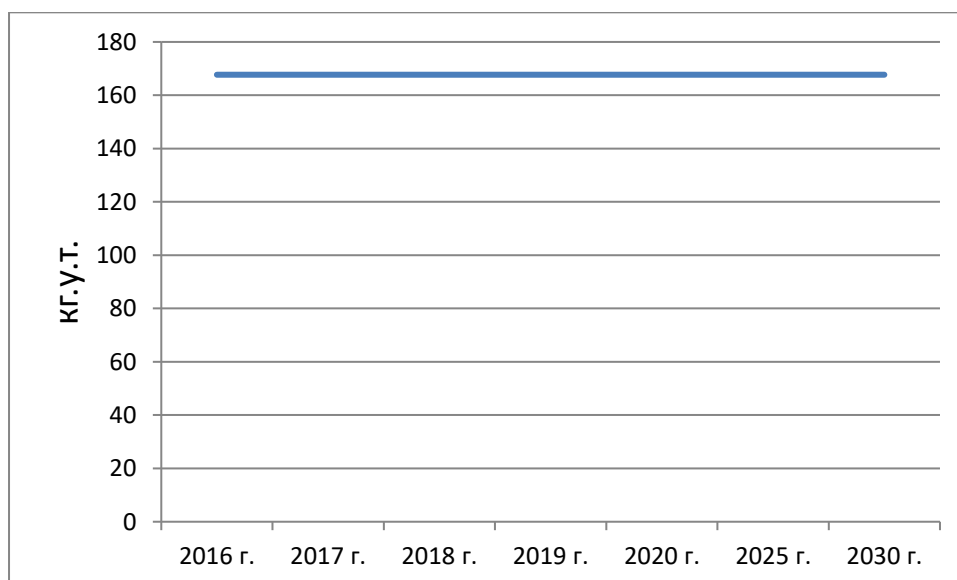


Рисунок 8.1. Динамика НУР топлива на период 2016-2030г.г.

Таблица 8.1. Перспективные плановые значения удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии

Показатель	Единицы измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»								
Отпуск тепловой энергии	Гкал	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35
НУР топлива	кг.у.т.	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70

9. Оценка надежности системы теплоснабжения

9.1 Общие положения

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Требований к схемам теплоснабжения. Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность».

В СНиП 41.02.2003 надежность 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 [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

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

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$; - тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

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;
- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течении 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 СЦТ к исправной работе Кг принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ 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 отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до 12 °С;
- промышленных зданий до 8 °С.

9.2 Методика расчета вероятности безотказной работы тепловых объектов

9.2.1 Термины и определения

Термины и определения, используемые в данном разделе соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике».

Надежность - свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

- Безотказность - свойство тепловой сети непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки;

- Долговечность - свойство тепловой сети или объекта тепловой сети сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

- Ремонтпригодность - свойство элемента тепловой сети, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта;

- Исправное состояние - состояние элемента тепловой сети и тепловой сети в целом, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Неисправное состояние - состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Работоспособное состояние - состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Неработоспособное состояние - состояние элемента тепловой сети, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых тепловая сеть способна частично выполнять требуемые функции;

- Предельное состояние - состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

- Критерий предельного состояния - признак или совокупность признаков предельного состояния элемента тепловой сети, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного

и того же элемента тепловой сети могут быть установлены два и более критериев предельного состояния;

- Дефект - по ГОСТ 15467;

- Повреждение - событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния;

- Отказ - событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния элемента тепловой сети или тепловой сети в целом;

- Критерий отказа - признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния тепловой сети, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для целей перспективной схемы теплоснабжения термин «отказ» будет использован в следующих интерпретациях:

- отказ участка тепловой сети - событие, приводящие к нарушению его работоспособного состояния (т.е. прекращению транспорта теплоносителя по этому участку в связи с нарушением герметичности этого участка);

- отказ теплоснабжения потребителя - событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети).

При разработке схемы теплоснабжения для описания надежности термины «повреждение» «инцидент» будут употребляться только в отношении событий, к которым может быть применена процедура отложенного ремонта, потому что в соответствии с ГОСТ 27.002-89 эти события не приводят к нарушению работоспособности участка тепловой сети и, следовательно, не требуют выполнения незамедлительных ремонтных работ с целью восстановления его работоспособности. К таким событиям относятся зарегистрированные «свищи» на прямом или обратном теплопроводах тепловых сетей. Тем не менее, ремонтные работы по ликвидации свищей требуют прерывания теплоснабжения (если нет вариантов подключения резервных теплопроводов), и в этом смысле они аналогичны «отложенным» отказам.

Мы также не будем употреблять термин «авария», так как это характеристика «тяжести» отказа и возможных последствия его устранения. Все упомянутые в этом абзаце термины устанавливаются лишь градацию (шкалу) отказов.

9.2.2 Методика расчета надежности теплоснабжения

9.2.2.1 Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети

В соответствии со СНиП 41-02-2003 расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать (пункт «6.28») для:

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;

- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;

- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;

- СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

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

1. Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

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

- λ_0 средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов - участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);
 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет; средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет; - средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети; средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка;

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i , который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час]. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу все системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t \times \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{-\lambda_c t}$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке $\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n$, [1/час],

где L_i протяженность каждого участка, [км]. И, таким образом, чем выше значение интенсивности отказов системы тем меньше вероятность безотказной работы. Параметр времени в этих выражениях всегда равен одному отопительному периоду, т.е. значение вероятности безотказной работы вычисляется как некоторая вероятность в конце каждого рабочего цикла (перед следующим ремонтным периодом).

Интенсивность отказов каждого конкретного участка может быть разной, но самое главное, она зависит от времени эксплуатации участка (важно: не в процессе одного отопительного периода, а времени от начала его ввода в эксплуатацию). В нашей практике для описания параметрической зависимости интенсивности отказов мы применяем зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0.1\tau)^{\alpha-1}$$

где τ – срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α : при $\alpha < 1$, она монотонно убывает, при $\alpha > 1$ - возрастает; при $\alpha = 1$ функция принимает вид $\lambda(t) = \lambda_0 = Const$. А λ_0 - это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Обработка значительного количества данных по отказам, позволяет использовать следующую зависимость для параметра формы интенсивности отказов:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot \text{при} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot \text{при} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(t/20)} \cdot \text{при} \cdot \tau > 17 \end{cases}$$

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности абонентских установок определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя - событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети). Например для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_b = t_n + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t'_b - t_n - \frac{Q_0}{q_0 V}}{\exp(z/\beta)},$$

где t_b – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С;

z – время отсчитываемое после начала исходного события, ч; t'_b – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;

t_n – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С;

Q_0 – подача теплоты в помещение, Дж/ч;

$q_0 V$ – удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(чх°С); β – коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчет времени снижения температуры в жилом задании до +12 °С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\left(\frac{Q_0}{q_0 V} = 0\right)$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \times 1n \frac{(t_b - t_n)}{(t_{b,a} - t_n)},$$

где $t_{b,a}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 °С для жилых зданий).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха, например, для города Саранска при коэффициенте аккумуляции жилого здания $\beta = 40$ часов.

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используют эмпирическую зависимость для времени, необходимом для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a[1 + (b + cl_{c.3})D^{1,2}],$$

где, a, b, c - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ;

l_{c3} – расстояние между секционирующими задвижками, м;

D - условный диаметр трубопровода, м.

Расчет выполняется для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

- по уравнению 9.5 вычисляется время ликвидации повреждения на i -том участке;
- по каждой градации повторяемости температур с использованием уравнения 9.4 вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли (см. уравнение 9.6) и поток отказов (см. уравнение 9.7.) участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры в +12 град Ц.

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_p}\right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{on}},$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j},$$

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i)$$

9.2.2.2 Расчет надежности теплоснабжения для резервированных участков тепловой сети

В системах теплоснабжения одним из самых распространенных способов повышения надежности является резервирование участков, суммы участков, целых магистральных выводов или насосных агрегатов, секционирующих задвижек и т.д. А наиболее часто применяемым способом расчета систем теплоснабжения с резервированием - приведение реальной системы теплоснабжения к эквивалентной модели параллельных или последовательно-параллельных соединений участков тепловой сети. Этот метод, конечно, является не единственным, но значительно более простым чем, например, «метод минимальных путей - минимальных сечений».

Однако, в любом случае, прежде чем решать задачу эквивалентирования схемы необходимо выполнить структурный анализ тепловой сети, который заключается в том, чтобы определить весь набор путей передачи теплоносителя от источника тепловой мощности к потребителю (узлу «сброса» (иногда «стока») тепловой нагрузки). Выявленные пути и их совместное рассмотрение позволяют свести схему к параллельному или последовательно параллельному соединению участков тепловой сети.

Все эти приемы и методы хорошо известны и широко применяются при структурном анализе сложных схем электрических сетей и неоднократно апробированы при анализе надежности схем теплоснабжения. Алгоритм решения задачи расчета надежности резервированных тепловых сетей сводится к следующим простым шагам и вычислениям.

Шаг 1. Выделяется потребитель, относительно которого выполняется расчет надежности вероятности безотказной работы теплоснабжения

Шаг 2. Выполняется структурный анализ тепловой сети, позволяющий выделить все пути, по которым можно осуществить передачу теплоносителя от источника до выделенного потребителя. В некоторых специализированных программных комплексах (например, «Теплограф», «Zulu») эта процедура осуществляется автоматически, что значительно сокращает время на структурный анализ тепловой сети.

Шаг 3. Составляется эквивалентная схема путей для расчета надежности теплоснабжения. Она будет состоять из параллельно-последовательных или последовательно-параллельных участков тепловой сети (в смысле надежности).

Шаг 4. Для всех последовательных участков пути, также как для не резервированных участков, рассчитывается их вероятность безотказной работы, в соответствии с методом, приведенным в разделе 2.2.1. По результатам расчетов определяются:

вероятность безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$p_{ej} = \prod_{i=1}^n P_j ,$$

вероятность отказа эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$q_{ej} = 1 - \prod_{i=1}^n P_j ,$$

параметр потока отказов эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\overline{\omega}_{ej} = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \overline{z}_{i,k} ,$$

среднее время безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\overline{T}_{бр.еj} = 1 / \overline{\omega}_{ej} ,$$

среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$T_{вс.еj} = q_{ej} / \overline{\omega}_{ej} ,$$

при этом

$$q_{ej} = \lambda_{ej} \times T_{вс.еj} ,$$

Шаг 5. После сведения всех показателей надежности нерезервированных участков пути к эквивалентным значениям рассчитываются показатели надежности параллельных соединений участков пути, состоящих из эквивалентных последовательных:

вероятность безотказной работы эквивалентного резервированного k -того пути

$$p_{ek} = 1 - \prod_{j=1}^m q_{ej} ,$$

вероятность отказа эквивалентного резервированного k -того пути

$$q_{ek} = \prod_{j=1}^m q_{ej} ,$$

параметр потока отказов эквивалентного резервированного k -того пути

$$\overline{\omega}_{ek} = \sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \overline{\omega}_{el} \overline{T}_{ej} ,$$

среднее время безотказной работы эквивалентного резервированного k -того пути

$$\overline{T}_{бр.ек} = \left[\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \overline{\omega}_{el} \overline{T}_{ej} \right]^{-1} ,$$

среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного резервированного k -того пути

$$\overline{T}_{ek} = \frac{\prod_{j=1}^m \omega_{ej} \overline{T}_{ej}}{\left[\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \overline{\omega}_{el} \overline{T}_{ej} \right]} ,$$

Шаг 6. Процедура расчета повторяется для последовательных (в смысле надежности) эквивалентных путей.

9.2.2.3 Оценка недоотпуска тепла потребителям

Выполнив оценку вероятности безотказной работы каждого магистрального теплопровода, легко определить средний (как вероятностную меру) недоотпуск тепла для каждого потребителя, присоединенного к этому магистральному теплопроводу.

Вычислив вероятность безотказной работы теплопровода относительно выбранного потребителя и, соответственно, вероятность отказа теплопровода относительно выбранного потребителя недоотпуск рассчитывается как:

$$\Delta Q_n = \overline{Q}_{пр} \times T_{он} \times q_{mn} , \text{ Гкал}$$

где, $\overline{Q}_{пр}$ - среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо, по другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч; $пр Q$

$T_{он}$ – продолжительность отопительного периода, час;

q_{mn} – вероятность отказа теплопровода.

9.2.3 Результаты расчетов

Как было показано выше, реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием физического ресурса действующих магистральных теплопроводов необходима для обеспечения теплоснабжения потребителей с надежностью, характеризующейся нормативными показателями, принятыми при их проектировании. К 2015 году эксплуатационная надежность тепловых сетей п. Дубитель в целом обеспечивалась за счет напряженной работы котельной ЖКХ «Зубово-Поляна» по

текущей ликвидации возникающих повреждений в тепловых сетях и недопущению их развития в серьезные аварии с тяжелыми последствиями.

Проведенный расчет надежности по некоторым путям магистральных теплопроводов показал результат ВБР, не превышающий 0,3, а на некоторых и менее (при нормативном значении равном 0,9). Такие результаты эксплуатационной надежности объясняются, прежде всего, практически полным исчерпанием физического ресурса тепловых сетей. Средневзвешенный срок их эксплуатации приближается к критическому, свыше 20 лет. Если не предпринять действенных мер долгосрочного характера по восстановлению эксплуатационного ресурса, то в ближайшие пять лет поток отказов на тепловых сетях зоны действия удвоится, и справиться с их своевременным устранением будет практически невозможно.

9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия энергоисточника п. Дубитель на отопительный период 2015 года

9.3.1 Вероятности безотказной работы не резервируемых магистральных теплопроводов тепловой сети

9.3.1.1 Общие положения

Вероятности безотказной работы на не резервируемых участках тепловой сети в модели первого уровня рассчитываются относительно тепловых камер, в которых к магистральным теплопроводам присоединены ответвления, обеспечивающие передачу тепловой энергии от магистральных теплопроводов п. Дубитель.

Вероятности безотказной работы рассчитываются для всех магистральных теплопроводов (как не резервируемых теплопроводов), реестр которых установлен в электронной модели теплоснабжения п. Дубитель.

9.4 Выводы и предложения по тепловым сетям

По варианту развития зоны действия теплоисточника п. Дубитель, при условии реализации предлагаемых мероприятий по реконструкции трубопроводов тепловых сетей с целью повышения показателей надежности, к концу рассматриваемого периода показатели вероятности безотказной работы потребителей будет соответствовать нормативной величине, требуемой в СНиП 41-02-2003.

С учетом представленных выше результатов расчетов была сформирована программа по реконструкции трубопроводов тепловых сетей с целью повышения показателей вероятности безотказной работы потребителей до нормативной величины, требуемой в СНиП 41 -02-2003. Капитальные затраты на осуществление рекомендуемых мероприятий в ценах 2015 г. были оценены в соответствии методикой, приведенной в разделе. «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них».

10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

10.1 Общие положения

Оценка инвестиций и анализ ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения разрабатываются в соответствии подпунктом «ж» пункта 4, пунктом 13 и

пунктом 48 «Требований к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ № 154 от 22 февраля 2012 года.

В соответствии с пунктами 13 и 48 Требованиям к схеме теплоснабжения должны быть разработаны и обоснованы:

- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе;
- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и тепловых пунктов на каждом этапе;
- предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.

10.2 Нормативно-методическая база для проведения расчетов

Финансово-экономические расчёты выполнены в соответствии со следующими нормативно-методическими документами:

«Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований», ЮНИДО. М.: АОЗТ «Интерэксперт», 1995;

«Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», утверждённые Минэкономки РФ, Министерством финансов РФ и Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999 г.;

«Практическое пособие по обоснованию инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений», разработанных ФГУП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», М., 2002 г.;

«Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике» на стадии предТЭО и ТЭО», утверждённые приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. № 155 и заключением Главгосэкспертизы России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113;

«Рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», НП «АВОК», 2006 г.;

«Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года (версия 2010 г.)», ЗАО «АПБЭ», 2010 г.;

«Коммерческая оценка инвестиционных проектов» (основные положения методики), Альт-Инвест, редакция 5.01 ноябрь 2004 г.

10.3 Макроэкономические параметры

10.3.1 Сроки реализации

Общий срок выполнения работ по Схеме, начиная с базового 2015 года, составляет 15 лет. Расчетный период действия схемы - 2030 г. Срок нормальной эксплуатации объектов теплоснабжения принимался 30 лет.

10.3.2 Основные подходы к расчету экономической эффективности

При оценке экономической эффективности вариантов Схемы были сформированы инвестиционные проекты для строительства тепловых сетей и реконструкции котельных п. Дубитель.

Оценка инвестиционных проектов на действующих предприятиях проводилась на основе «Приростного» метода построения финансовой модели. Данный метод основан на анализе только изменений (приращений), которые вносит проект в показатели деятельности организаций.

Для проведения исследований и анализа инвестиционных процессов в энергетике учитывается весь комплекс многофункциональных, взаимосвязанных элементов: темпы капитальных вложений, режимы загрузки агрегатов и связанные с ними объёмы товарной

продукции (объёмы продаж), уровни прогнозных и текущих цен на топливо и тарифов на продукцию.

Экономическая эффективность вариантов Схемы теплоснабжения определялась по каждому инвестиционному проекту приведенным к 2015 году будущим доходом от реализации прироста объёма продукции, за вычетом всех сопутствующих производственных и инвестиционных затрат.

10.3.2.1 Потребность в инвестициях и источники финансирования

Общий объём необходимых инвестиций в осуществление каждого рассматриваемого проекта складывается из суммы инвестиционных затрат в предлагаемые мероприятия по теплоисточникам и тепловым сетям, требуемых оборотных средств и средств, необходимых для обслуживания долга (в случае финансирования за счёт заёмных средств).

В качестве источника финансирования проектов по согласованию с организацией предусматривается плата за технологическое подключение, ремонтный фонд в тарифе, надбавка к тарифу, амортизационные отчисления.

Капитальные вложения по вариантам Схемы определены в сметных ценах 2015 г. Инвестиционные затраты в свою очередь представляют собой капиталовложения, проиндексированные с помощью соответствующих коэффициентов ежегодной инфляции инвестиций по годам освоения, с учетом НДС.

10.3.2.2 Программа производства и реализации

Программа производства включает в себя:

- по существующим котельным - прирост производства тепловой энергии;
- по существующим и строящимся тепловым сетям - прирост объёма передаваемой тепловой энергии.

При определении платы за подключение к теплосетям по вариантам Схемы учитывались следующие параметры:

- капвложения в теплосетевое хозяйство на каждый расчётный период;
- прирост тепловой нагрузки на теплоисточниках, отпускающих тепло в тепловые сети по которым планируются мероприятия.

10.3.2.3 Производственные издержки по теплоисточникам

В расчётах по теплоисточникам приняты следующие производственные издержки (приросты издержек):

- затраты на топливо;
- амортизационные отчисления, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с "Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы", утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 1 января 2002 г.;
- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений, рассчитываемых исходя из фонда заработной платы и процентной ставки по страховым отчислениям;
- затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (ремонтный фонд);
- прочие затраты (только для вновь строящихся теплоисточников).

При расчете экономической эффективности мероприятий в новые объекты теплоснабжения к учету принимались полные производственные издержки, описанные выше, а для существующих объектов теплоснабжения - только дополнительные переменные издержки (топливо), а также

издержки, связанные с новыми капиталовложениями в проект (затраты на ремонт и амортизационные отчисления).

Затраты на топливо определены исходя из годового расхода топлива и его цены. Определение годового расхода топлива по теплоисточникам приведено в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения п. Дубитель до 2030 г.

Расчёт амортизации в соответствии с «Налоговым кодексом РФ» для объектов со сроком службы более 20 лет производится по линейному методу.

Для распределения ремонтного фонда по годам эксплуатации теплоисточников принимался метод Усреднённых затрат через ежегодные отчисления в ремонтный фонд.

Определение затрат на ремонты теплосетей (ТС) и насосных станций (ПНС) осуществлялось в соответствии с СО 34.20.611-2003 "Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций".

10.3.2.4 Производственные издержки по тепловым сетям

Производственные издержки по тепловым сетям включают в себя следующие элементы затрат:

– амортизационные отчисления по тепловой сети, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с "Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы", утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 1.01.2002 г.;

– затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений, рассчитываемых исходя из фонда заработной платы и процентной ставки по страховым отчислениям;

– затраты на ремонт;

– затраты на перекачку теплоносителя (электроэнергию);

– затраты на компенсацию потерь тепла в тепловой сети;

– прочие затраты.

Расчёт амортизации в соответствии с «Налоговым кодексом РФ» производится по линейному методу.

10.3.2.5 Результаты расчётов экономической эффективности сценариев развития системы теплоснабжения

Оценка экономической эффективности капиталовложений в развитие системы теплоснабжения п. Дубитель на период до 2030 г. по рассматриваемым вариантам каждого сценария проводилась с использованием следующих показателей, позволяющих судить об экономических преимуществах инвестиций: чистой приведённой стоимости (NPV); дисконтированного срока окупаемости (РВР, от начала проекта); дисконтированного срока окупаемости (РВР, от начала капвложений); период окупаемости; индекс доходности (ИД).

Эффективность рассматриваемого инвестиционного проекта характеризуется выше приведенной системой показателей, представляется соотношением затрат и результатов.

10.4 Объемы финансирования проектов, предложенных для включения в инвестиционную программу

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе мероприятий, прописанных в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения.

10.4.1 Инвестиции в техническое перевооружение котельных п. Дубитель

Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе мероприятия, прописанного в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения.

Капитальные вложения в строительство новой блочно-модульной котельной в п. Дубитель представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1. Финансовые потребности в реализацию проекта по техническому перевооружению котельной п. Дубитель

Наименование объекта	Мероприятия	Год ввода в эксплуатацию	Финансовые потребности, тыс.руб., без НДС
Котельная	Установка новой модульной котельной	2016	4 024,548
ИТОГО			4 024,548

10.4.2 Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей осуществлялась по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Полная сметная стоимость каждого проекта приведена в таблице 10.2. Согласно данной таблице полная стоимость проектов в ценах 2015 г. с учетом НДС составляет 14 197,178 тыс. руб.

Таблица 10.2. Финансовые потребности в реализацию проектов по развитию системы теплоснабжения части тепловых сетей (тыс. руб. без учетом НДС в ценах 2015 г.)

Наименование проекта	Период реализации проекта	Стоимость мероприятия в ценах 2015 г., с НДС, тыс. руб.
Проектно-сметная документация	2016-2017 г.г.	250,00
Строительство котельной	2016-2017 г.г.	4 024,548
Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопровода	2016-2020 г.г.	3 712,19
Реконструкция тепловых сетей в связи с истечением срока эксплуатации	2016-2020 г.г.	6 210,44
ИТОГО		14 197,178

11 Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации

11.1 Общие положения

Понятие «Единая теплоснабжающая организация» введено Федеральным законом от 27.07.2012 г. №190 «О теплоснабжении» (ст.2, ст.15).

В соответствии со ст.2 ФЗ-190 единая теплоснабжающая организация определяется в схеме теплоснабжения. Для городов с численностью населения пятьсот тысяч человек и более единая теплоснабжающая организация утверждается уполномоченным федеральным органом власти (Министерство энергетики РФ).

В соответствии с пунктом 4 постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в схеме тепло-

снабжения должен быть разработан раздел, содержащий обоснования решения по определению единой теплоснабжающей организации, который должен содержать обоснование соответствия предлагаемой к определению в качестве единой теплоснабжающей организации критериям единой теплоснабжающей организации, установленным в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации (пункт 40 ПП РФ № 154 от 22.02.2012).

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации».

Правила организации теплоснабжения, утверждённые постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808, в пункте 7 Правил устанавливают следующие критерии определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО):

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Рабочая тепловая мощность в соответствии с ПП РФ №808 - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы.

Емкость тепловых сетей в соответствии с тем же постановлением -произведение протяженности всех тепловых сетей, принадлежащих организации на праве собственности или ином законном основании, на средневзвешенную площадь поперечного сечения данных тепловых сетей.

В соответствии с указанными пунктами постановлений Правительства РФ в схеме теплоснабжения разрабатываются:

- реестр зон действия всех существующих (на базовый период разработки схемы теплоснабжения) изолированных (технологически не связанных) систем теплоснабжения, действующих в административных границах поселения, городского округа;
- реестр зон действия перспективных изолированных систем теплоснабжения, образованных на базе действующих и перспективных (предлагаемых к строительству) источников тепловой энергии;
- реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций, определённых в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения.

11.2 Определение существующих изолированных зон действия теплоисточников в системе теплоснабжения п. Дубитель

В схеме теплоснабжения установлена следующая зоны действия изолированных систем теплоснабжения (см. раздел «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»).

Тепловые сети в рассматриваемых зонах деятельности на территории предприятий находятся в собственности соответствующих организаций; по п. Дубитель в хозяйственном ведении ЖКХ «Зубово-Поляна». Перспективная зона деятельности котельной сохраняется до 2030 года в основном в границах, действующих на 01.01.2015 г.

11.3 Выводы

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на присвоение статуса ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности.

Решение о присвоении организации статуса ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает для поселений, городских округов с численностью населения пятьсот тысяч человек и более, в соответствии с ч.2 ст.4 Федерального закона №190 «О теплоснабжении» и п.3. Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г., федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (Министерство энергетики Российской Федерации).

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

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

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

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

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

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

– технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

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

12 Воздействие на окружающую среду

12.1 Анализ воздействия энергоисточников на воздушный бассейн (существующее положение)

12.1.1 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере

Дубительское сельское поселение является муниципальным образованием и входит в состав Зубово-Полянского муниципального района Республики Мордовия.

Дубительское сельское поселение наделено законом Республики Мордовия статусом сельского поселения.

Территорию Дубительского сельского поселения составляют исторически сложившиеся земли входящих в состав Дубительского сельского поселения населённых пунктов, прилегающие к ним земли общего пользования, рекреационные земли, земли, необходимые для развития поселения, и другие земли в границах Дубительского сельского поселения, независимо от форм собственности и целевого назначения.

Климат п. Дубитель умеренно континентальный, с теплым летом и умеренно суровой зимой. Среднегодовая температура воздуха изменяется от $+3,5^{\circ}\text{C}$ до $+4,0^{\circ}\text{C}$. Средняя температура самого холодного месяца (января) изменяется в пределах от $-11,5^{\circ}\text{C}$ до $-12,3^{\circ}\text{C}$, отмечаются понижения температуры до -47°C . Средняя температура самого теплого месяца (июля) от $+18,9^{\circ}\text{C}$ до $+19,8^{\circ}\text{C}$, максимальная $+37^{\circ}\text{C}$.

Абсолютный максимум температур составляет $+39^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум -44°C . Отрицательные температуры наблюдаются в течении пяти месяцев. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки -30°C , температура воздуха наиболее холодных суток -34°C . Максимальная из средних скоростей ветра зафиксирована по южному румбу в январе, и достигает $6,9$ м/сек, минимальная – зафиксирована по северному румбу в июле и составляет 0 м/сек. Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха 8°C или менее составляет $5,8$ м/сек.

Приложение №1

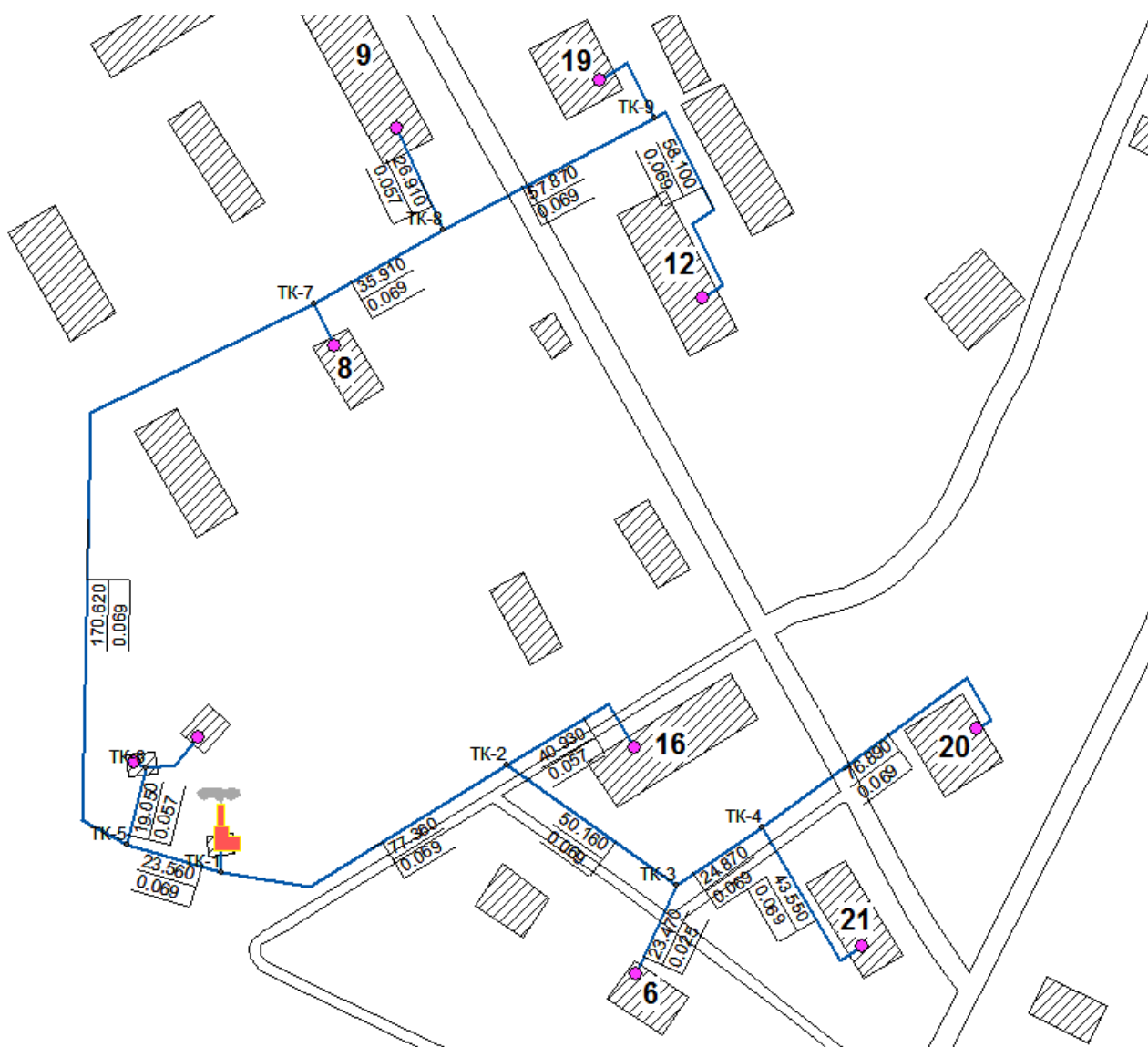


Рисунок 3.1 - Общий вид рабочего экрана электронной модели системы теплоснабжения п. Дубитель

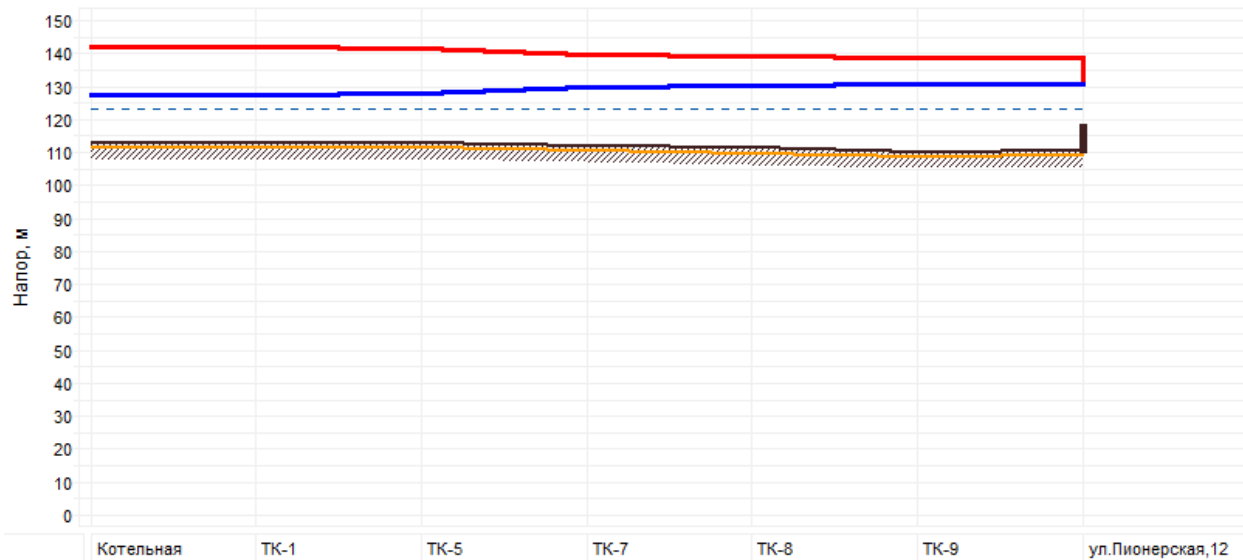


Рисунок 3.2. – Результаты гидравлического расчета, пьезометрический график.

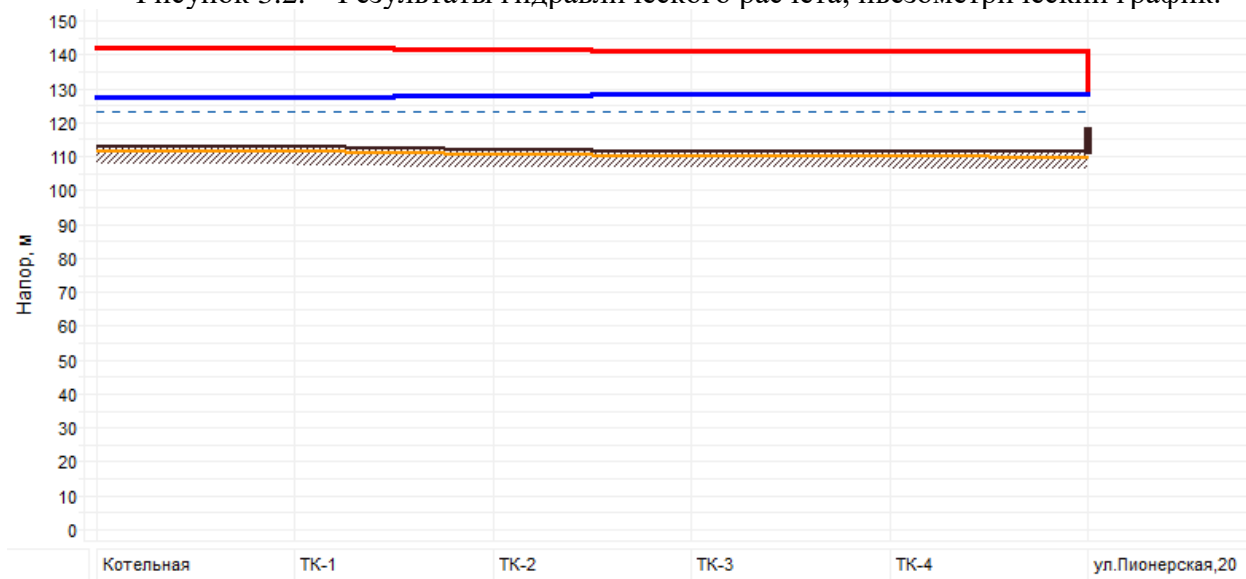


Рисунок 3.3. – Результаты гидравлического расчета, пьезометрический график.