



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
АНГАРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА  
НА ПЕРИОД ДО 2031 ГОДА**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**Книга 2**

**Санкт-Петербург  
2016**

**Министерство образования и науки Российской Федерации  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого  
Институт энергетики и транспортных систем  
Научно-исследовательская лаборатория  
«Промышленная теплоэнергетика»**

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
АНГАРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА  
НА ПЕРИОД ДО 2031 ГОДА**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**Книга 2**

**Санкт-Петербург  
2016**

## Содержание

Введение.....	7
1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	9
1.1. Функциональная структура теплоснабжения.....	9
1.2. Источники тепловой энергии.....	11
1.2.1. ПАО «Иркутскэнерго».....	11
1.2.2. МКП СМО «Савва».....	35
1.2.3. МУП ОМО СП «Преобразование».....	39
1.2.4. МПК ММО «Сфера».....	42
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	45
1.3.1. ПАО «Иркутскэнерго».....	45
1.3.2. АО «АНХК».....	67
1.3.3. МУП ОМО СП «Преобразование».....	92
1.3.4. МПК ММО «Сфера».....	103
1.3.5. МКП СМО «Савва».....	112
1.3.6. АО «АЭХК».....	122
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	134
1.4.1. ПАО «Иркутскэнерго».....	134
1.4.2. МКП СМО «Савва».....	136
1.4.3. МУП ОМО СП «Преобразование».....	137
1.4.4. МПК ММО «Сфера».....	137
1.4.5. АО «АЭХК».....	137
1.4.6. АО «АНХК».....	137
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	138
1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха.....	138
1.5.2. Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	140
1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	140
1.5.4. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	141
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	145
1.6.1. ПАО «Иркутскэнерго».....	146
1.6.2. МКП СМО «Савва».....	148
1.6.3. МУП ОМО СП «Преобразование».....	149
1.6.4. МПК ММО «Сфера».....	151
1.7. Балансы теплоносителя.....	152
1.7.1. Нормативный режим подпитки.....	152
1.7.2. Аварийный режим подпитки.....	153
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом..	154
1.8.1. ПАО «Иркутскэнерго».....	155
1.8.2. «МКП СМО «Савва».....	156
1.8.3. МУП ОМО СП «Преобразование».....	157
1.1.1. МПК ММО «Сфера».....	157

1.9.	Надежность теплоснабжения.....	158
1.9.1.	Методика и показатели надежности .....	158
1.9.2.	Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения .....	158
1.9.3.	Показатели надёжности системы теплоснабжения .....	159
1.9.4.	Оценка надёжности систем теплоснабжения.....	162
1.9.5.	Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения поселения .....	162
1.10.	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций теплосетевых организаций .....	164
1.11.	Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	167
1.11.1.	Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) .....	167
1.11.2.	Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	175
1.11.3.	Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	185
1.11.4.	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	185
1.12.	Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа.....	185
2.	ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	186
2.1.	Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.....	186
2.2.	Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий.....	188
2.3.	Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации .....	199
2.4.	Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов .....	205
2.5.	Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) с разделением по видам теплоснабжения в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	205
2.6.	Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) объектами, расположенными в производственных зонах.....	208
2.7.	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.....	208
2.8.	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения .....	208

2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.....	210
3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.	213
4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ .....	218
4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....	218
4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода .....	225
5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ .....	226
6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ.....	231
6.1. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.....	231
6.2. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок .....	231
6.3. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	231
6.4. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.....	232
6.5. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.....	232
6.6. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения.....	232
7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	234
7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности.....	234
7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения .....	234

7.3.	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения.....	237
7.4.	Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.....	240
7.5.	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	240
7.6.	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	240
8.	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....	241
8.1.	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа.....	241
8.2.	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива.....	246
9.	ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	247
10.	ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ.....	248
10.1.	Общие положения.....	248
10.2.	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	248
10.2.1.	Перечень мероприятий.....	248
10.2.2.	Методика оценки финансовых потребностей.....	253
10.2.3.	Инвестиционные затраты.....	254
10.3.	Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности	260
10.4.	Эффективность инвестиций.....	261
10.4.1.	Методика оценки эффективности инвестиций.....	261
10.4.2.	Экономическое окружение проекта.....	261
10.4.3.	Эффективность предложенных мероприятий.....	263
10.5.	Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.....	264
11.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ.....	267

## **Введение**

Проект схемы теплоснабжения Ангарского городского округа на перспективу до 2031 г. разработан в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых актов.

Состав и структура схемы теплоснабжения удовлетворяют требованиям Федерального закона Российской Федерации от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" (с изменениями и дополнениями) и требованиям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения".

Схема теплоснабжения содержит предпроектные материалы по обоснованию развития систем теплоснабжения для эффективного и безопасного функционирования и служит защите интересов потребителей тепловой энергии.

Описание существующего положения в сфере теплоснабжения основано на данных, переданных разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика в адрес теплоснабжающих и теплосетевых организаций, действующих на территории поселения.

Схема теплоснабжения является документом, регулирующим развитие теплоэнергетической отрасли населенного пункта в соответствии с планами его перспективного развития, принятыми в документах территориального планирования, а также с учетом требований действующих федеральных, региональных и местных нормативно-правовых актов.

Схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации в отношении следующих данных:

- распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;
- изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;
- внесение изменений в схему теплоснабжения в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;

- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;
- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации;
- мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документации;
- строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;
- баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;
- финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники их покрытия.

# **1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Ангарский городской округ расположен в юго-западной наиболее освоенной и экономически развитой части Иркутской области. Площадь района 1150 км<sup>2</sup>.

По социально-экономическому потенциалу Ангарский городской округ занимает одно из ведущих мест в экономике Иркутской области. На этот район приходится 13,2 % промышленной продукции и 10% численности населения области. Население района 243, 474 тысячи человек, из них 240,199 тысяч – городское население и 3, 275 тысяч человек – сельское население.

Согласно закону Иркутской области № 105-оз от 16 декабря 2004 года «О статусе и границах муниципальных образований Ангарского района Иркутской области» в состав территории Ангарского муниципального образования входят территории следующих муниципальных образований (МО), объединяющих 14 населённых пунктов: МО «город Ангарск», Мегетское МО, Одинское МО и Савватеевское МО.

## **1.1. Функциональная структура теплоснабжения**

В границах Ангарского городского муниципального образования деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют шесть организаций:

- ПАО «Иркутскэнерго»;
- МКП Савватеевского МО «Савва» ( МКП СМО «Савва»);
- МУП Одинского МО Сельского Поселения «Преобразование» (МУП ОМО СП «Преобразование»);
- МКП Мегетского МО «Сфера»;
- АО «Ангарский электролизный химический комбинат» (АО «АЭХК»)
- АО «Ангарская нефтехимическая компания» (АО «АНХК»)

Организациям ПАО «Иркутскэнерго», МКП СМО «Савва», МУП ОМО СП «Преобразование» и МКП ММО «Сфера» принадлежат источники, осуществляющие выработку тепловой энергии. АО «АЭХК» и АО «АНХК» осуществляют транспортировку тепловой энергии до потребителей. Тарифы на

услуги в соответствии с приведенными видами деятельности представлены в Разделе 1.11 Схемы теплоснабжения.

На территории городского округа расположены 6 систем централизованного теплоснабжения. Наименования источников, их принадлежность и адрес представлены в таблице 1.1.1-1

Таблица 1.1.1-1. Наименования источников тепловой энергии, их принадлежность и адрес

Зщ №	Наименование источника	Адрес источника	Принадлежность
1	Участок №1 ТЭЦ-9	г. Ангарск, территория АО «АНХК»	ПАО «Иркутскэнерго»
2	ТЭЦ-9	г. Ангарск, территория АО «АНХК»	
3	ТЭЦ - 10	г. Ангарск	
4	Котельная МКП СМО «Савва»	Савватеевское МО, с. Савватеевка, ул. Школьная	МКП СМО «Савва»
5	Котельная МУП ОМО СП «Преобразование»	Одинское МО, с. Одинск	МУП ОМО СП «Преобразование»
6	Котельная МКП ММО «Сфера»	Меgetское МО, д. Зуй, ул. Восточная	МПК ММО «Сфера»

На территории Ангарского ГО, не охваченной зонами действия источников централизованного теплоснабжения, используются индивидуальные источники теплоснабжения. В зонах действия индивидуального теплоснабжения отопление осуществляется при помощи печного отопления и в некоторых случаях электроснабжения.

## 1.2. Источники тепловой энергии

### 1.2.1. ПАО «Иркутскэнерго»

На территории Ангарского городского округа находятся три источника комбинированной выработки ПАО «Иркутскэнерго»: ТЭЦ 9, ТЭЦ 10 и Участок №1 ТЭЦ-9. Все три источника являются наиболее крупными производителями тепловой энергии в городском округе и обеспечивают главным образом потребителей МО «город Ангарск». Тепловую энергию от источников ПАО «Иркутскэнерго» получают также потребители в Меgetском муниципальном образовании.

Тепловые источники относительно города и основных промышленных теплопотребителей расположены следующим образом: ТЭЦ-1 и ТЭЦ-9 в районе промзоны АО «АНХК» с северо-восточной части Ангарского теплового узла в относительной близости друг от друга (около 4 км), а ТЭЦ-10 на юго-восток от города.

### **1.2.1.1. Структура основного оборудования**

#### **Основное оборудование ТЭЦ-9**

На ТЭЦ-9 установлены 8 паровых турбин, 11 паровых котлов и 35 подогревателей воды. Тепловая мощность электростанции выдается с паром и горячей водой. Производственный пар давлением 10,15,40 ата по трубопроводам Ду 500, Ду700, Ду250, Ду200 мм подается на промышленную площадку АО «АНХК». Нагрузки отопления и ГВС потребителей обеспечиваются теплофикационной водой.

На станции ТЭЦ-9 установлены котлы типа ТП-81 и ТП-85. Агрегаты произведены на Таганрогском котельном заводе АО «Красный котельщик». Это однобарабанные котлы с естественной циркуляцией, предназначены для получения пара высокого давления при сжигании пыли каменных и бурых углей.

Перечень всех котлоагрегатов и их параметры представлен в таблице 1.2.1-1. Характеристики подогревателей воды представлены в таблице 1.2.1.-2.

#### **Основное оборудование станции Участок-1 ТЭЦ-9**

На станции Участок-1 ТЭЦ-9 установлены 7 паровых котлов ПК-10. Котлы произведены на предприятии АО «Подольский машиностроительный завод» (ЗиО). Барабанные котельные агрегаты типа ПК-10 имеют производительностью 230 т/час при давлении 100 ата и конечной температуре пара 510°C. Основные характеристики котлоагрегатов представлены в таблице 1.2.1-3.

Участок-1 ТЭЦ-9 с сентября 2016 года прекратил подачу тепловой энергии потребителям (Участок-1 будет вырабатывать только электрическую энергию). Вся теплофикационная нагрузка переключена на ТЭЦ-9.

#### **Основное оборудование ТЭЦ-10**

В данный момент ТЭЦ-10 работает в режиме подпитки тепловых сетей.

Станция ТЭЦ-10 оборудована 16 паровыми котлами марок ТП-10 и ПК-24, от которых пар поступает как непосредственно к потребителям, так и на пароводяные подогреватели.

Котельные агрегаты ТП-10 — это однобарабанные, П-образной компоновки котлы с естественной циркуляцией воды, предназначены для сжигания черемховского каменного угля, а также азейского и мугунского бурых углей.

Котлы ПК-24 — паровые котлы Подольского машиностроительного завода, предназначенные для работы на каменном угле в блоке «два котла – турбина». Мощность агрегатов составляет 150 МВт. Котлы прямоточные, с промперегревом, П-образной компоновки, с уравновешенной тягой.

Полный перечень котельного оборудования и основные характеристики котлоагрегатов ТЭЦ-10 представлены в таблице 1.2.1-4.

Таблица 1.2.1-1. Характеристики подогревателей воды ТЭЦ-9

Станционный №	Тип и марка	Завод-изготовитель	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура свежего пара, °С	Паропроизводительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции/ модернизации
К-1	Е-420-140 (ТП-85)	ТКЗ	140	560	420	1963	2010
К-2	Е-420-140 (ТП-85)	ТКЗ	140	560	420	1963	2012
К-3	Е-420-140 (ТП-85)	ТКЗ	140	560	420	1964	2011
К-4	Е-420-140 (ТП-85)	ТКЗ	140	560	420	1966	2010/2012
К-5	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1967	-
К-6	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1969	2011
К-7	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1972	2010
К-8	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1980	2011
К-9	Е-420-140	ТКЗ	140	560	420	1983	2012

	(ТП-81)						
К-10	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1985	2010
К-11	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1988	-

Таблица 1.2.1-2. Характеристики подогревателей воды ТЭЦ-9

ТА ст.№	Наименование бойлера	Тип бойлера	Пов-ть нагрева, м <sup>2</sup>	Производительность по воде, м3/час	Давление воды, кгс/см <sup>2</sup>	Давление пара, кгс/см <sup>2</sup>	Максимальная тем-ра воды, °С	Максимальная тем-ра пара, °С	Число ходов
ТА-1	ОБ-1,2	БО-550-3м	550	1800	14	2	130	200	2
	ПБ-1,2	БП-500м	500	1216	14	14	200	400	2
	ПСВ	ПСВ-315-14-23	315	ИЗО	23	14	150	400	2
ТА- 2	ОБ-1,2	БО-550-3м	550	1800	14	2	130	200	2
	ПБ-1,2	БП-500м	500	1216	14	14	200	400	2
ТА- 4	ОБ	ІСГ-1300- 8-1	1300	3000	8	3	120	300	4
	ПБ- 1,2	ПСВ-500-14-23	500	1800	23	14	150	400	2

ТА ст.№	Наименование бойлера	Тип бойлера	Пов-ть нагрева, м <sup>2</sup>	Производительность по воде, м <sup>3</sup> /час	Давление воды, кгс/см <sup>2</sup>	Давление пара, кгс/см <sup>2</sup>	Максимальная тем-ра воды, °С	Максимальная тем-ра пара, °С	Число ходов
ТА- 5	ОБ-1	БГ-1300	1300	3000	6	1.5	125	200	2
	ОБ-2А, Б	ПСВ-500-14-23	500	1800	23	14	150	400	2
	ПБ-1.2	псв- 500-14- 23	500	1800	23	14	150	400	2
ТА- 6	ОБ-1	псг-1300-8-1	1300	3000	8	3	125	300	4
	ОБ-2	ПСГ-1300-8-1	1300	3000	8	3	125	300	4
	ПБ-1.2	ПСВ-500-14-23	500	1800	23	14	150	400	2
ТА- 7	ОБ-1	псг-2300-2-8-1	2300	4500	8	2	115	250	2
	ОБ-2	ПСГ-2300-2-8-П	2300	4500	8	3	120	250	2
	ПБ-1.2	ПСВ-315-14-23	315	ИЗО	23	14	150	400	2
ТА- 8	ОБ-1	псв- 500-3-23	500	1150	23	3	130	400	2
	ОБ-2	ПСВ-315-14-23	315	ИЗО	23	14	150	400	2

ТА ст.№	Наименование бойлера	Тип бойлера	Пов-ть нагрева, м <sup>2</sup>	Производительность по воде, м <sup>3</sup> /час	Давление воды, кгс/см <sup>2</sup>	Давление пара, кгс/см <sup>2</sup>	Максимальная тем-ра воды, °С	Максимальная тем-ра пара, °С	Число ходов
	ПБ-1.2	псв- 500-14- 23	500	1800	23	14	150	400	2
БУ- 9	ОБ-1. 2	ПСВ- 500-3-23	500	1150	23	3	130	400	2
	ПБ	ПСВ- 500-14- 23	500	1800	23	14	150	400	2
БУ- 10	ОБ-1.2	псв- 500-3-23	500	1150	23	3	130	400	2
	ПБ	ПСВ- 500-14- 23	500	1800	23	14	150	400	2

Таблица 1.2.1-3. Технические характеристики котлоагрегатов станции Участок-1 ТЭЦ-9

Станционный номер	Тип (марка) котла	Параметры острого пара		Производительность, т/час	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
		температура, °С	давление, кгс/см <sup>2</sup>			
К-12	ПК-10	510	230	230	Машиностроительный завод ЗиО Подольск (ОАО), г. Подольск	1955
К-13	ПК-10	510	230	230		1955
К-14	ПК-10	510	230	230		1955
К-15	ПК-10	510	230	230		1955
К-16	ПК-10	510	230	230		1956
К-17	ПК-10	510	230	230		1957
К-18	ПК-10	510	230	230		1961

Таблица 1.2.1-4. Технические характеристики котлоагрегатов ТЭЦ-10

Станционный номер	Тип (марка) котла	Параметры острого пара		Производительность, т/час	Год ввода	Год реконструкции/ модернизации	Завод изготовитель
		температура, °С	давление, кгс/см <sup>2</sup>				
К-1	ТП-10	95	540	220	1959	2012	ТКЗ
К-2	ТП-10	95	540	220	1959	2012	ТКЗ
К-3	ПК-24	140	545	270	1960	2011	ПКЗ
К-4	ПК-24	140	545	270	1960	2010	ПКЗ
К-5	ПК-24	140	545	270	1960	2010	ПКЗ
К-6	ПК-24	140	545	270	1960	2009	ПКЗ
К-7	ПК-24	140	545	270	1960	2012	ПКЗ
К-8	ПК-24	140	545	270	1960	2011	ПКЗ
К-9	ПК-24	140	545	270	1961	2009	ПКЗ
К-10	ПК-24	140	545	270	1961	2011	ПКЗ
К-11	ПК-24	140	545	270	1961	2012	ПКЗ
К-12	ПК-24	140	545	270	1961	2012	ПКЗ
К-13	ПК-24	140	545	270	1961	2011	ПКЗ
К-14	ПК-24	140	545	270	1961	2012	ПКЗ
К-15	ПК-24	140	545	270	1961	2012	ПКЗ
К-16	ПК-24	140	545	270	1962	2010	ПКЗ

### **1.2.1.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования**

Установленная тепловая мощность станции ТЭЦ-9 составляет 2402,5 Гкал/ч, станции Участок 1 ТЭЦ-9 — 675,8 Гкал/ч. Тепловая мощность ТЭЦ-10 составляет 563,0 Гкал/ч.

### **1.2.1.3. Ограничения тепловой мощности, параметры располагаемой тепловой мощности**

Ограничения тепловой мощности на источниках тепловой энергии ПАО «Иркутскэнерго» ТЭЦ-9 и Участок №1 ТЭЦ-9 отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность источников равна установленной.

На станции ТЭЦ-10 располагаемая мощность отличается от установленной на величину 40 Гкал/ч. Информация от ПАО «Иркутскэнерго» о ограничении тепловой мощности ТЭЦ-10 не поступала.

В таблице 1.2.1-5 представлены параметры располагаемой тепловой мощности источников.

Таблица 1.2.1-5. Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии ПАО «Иркутскэнерго».

Параметр	Ед,изм,	Значение		
		ТЭЦ-9	Участок 1 ТЭЦ-9	ТЭЦ-10
Установленная мощность	Гкал/ч	2402,50	675,84	563,00
Располагаемая мощность	Гкал/ч	2402,50	675,84	523,00

### **1.2.1.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Сведения о потреблении энергии на собственные нужды на источниках ПАО «Иркутскэнерго» представлены в таблице 1.2.1-6.

Таблица 1.2.1-6. Потребление тепловой энергии на собственные нужды на источниках ПАО «Иркутскэнерго».

Параметр	Ед,изм,	Значение		
		ТЭЦ-9	Участок 1 ТЭЦ-9	ТЭЦ-10
Установленная мощность	Гкал/ч	2402,50	675,84	563,00
Располагаемая мощность	Гкал/ч	2402,50	675,84	523,00
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	14,03	6,02	7,57
	%	2,1 %	0,9 %	1,5 %
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	2388,47	669,82	515,43

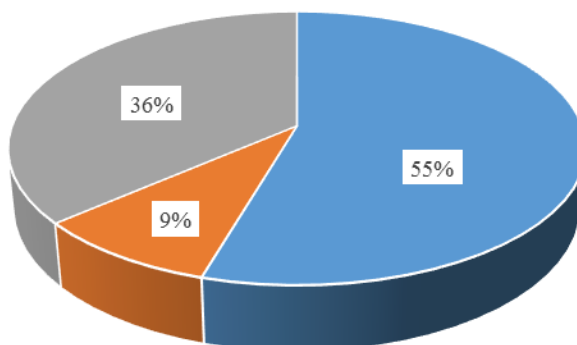
**1.2.1.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса**

Все котельное оборудование, установленное на ТЭЦ-9, введено в эксплуатацию более 20 лет назад. Котлы типа ТП-85 были введены в эксплуатацию в 60-ых годах и на данный момент имеют значительный срок службы. Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов станции ТЭЦ-9 представлены в таблице 1.2.1-7 и на рисунке 1-1.

Таблица 1.2.1-7. Параметры котельного оборудования ТЭЦ-9

Станционный №	Тип и марка	Год ввода в эксплуатацию
К-1	Е-420-140 (ТП-85)	1963
К-2	Е-420-140 (ТП-85)	1963
К-3	Е-420-140 (ТП-85)	1964
К-4	Е-420-140 (ТП-85)	1966
К-5	Е-420-140 (ТП-81)	1967
К-6	Е-420-140 (ТП-81)	1969
К-7	Е-420-140 (ТП-81)	1972
К-8	Е-420-140 (ТП-81)	1980
К-9	Е-420-140	1983

Станционный №	Тип и марка	Год ввода в эксплуатацию
	(ТП-81)	
К-10	Е-420-140 (ТП-81)	1985
К-11	Е-420-140 (ТП-81)	1988



■ 1960 - 1970   ■ 1970 - 1980   ■ 1980 - 1990

Рисунок 1-1 Годы ввода в эксплуатацию котельного оборудования ТЭЦ-9

На станции Участок №1 ТЭЦ-9 установлены 7 паровых котлоагрегатов ПК-10, котлы введены в эксплуатацию на станции в период с 1955 по 1961 годы. Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов станции Участок 1 ТЭЦ-9 представлены в таблице 1.2.1-8.

Таблица 1.2.1-8. Параметры котельного оборудования станции Участок №1 ТЭЦ-9

Станционный №	Тип и марка	Год ввода в эксплуатацию
К-12	ПК-10	1963
К-13	ПК-10	1963
К-14	ПК-10	1964
К-15	ПК-10	1966
К-16	ПК-10	1967
К-17	ПК-10	1969
К-18	ПК-10	1972

Срок службы котлоагрегатов, установленных на станции ТЭЦ-10 превышает 50 лет, что не может негативно сказываться на надежности работы источника и

системы в целом. Как видно из таблицы 1.2.1-9 все агрегаты были введены в эксплуатацию в период с 1959 по 1962 годы.

Таблица 1.2.1-9. Параметры котельного оборудования ТЭЦ-10

Станционный номер	Тип (марка) котла	Год ввода
К-1	ТП-10	1959
К-2	ТП-10	1959
К-3	ПК-24	1960
К-4	ПК-24	1960
К-5	ПК-24	1960
К-6	ПК-24	1960
К-7	ПК-24	1960
К-8	ПК-24	1960
К-9	ПК-24	1961
К-10	ПК-24	1961
К-11	ПК-24	1961
К-12	ПК-24	1961
К-13	ПК-24	1961
К-14	ПК-24	1961
К-15	ПК-24	1961
К-16	ПК-24	1962

В целом котельное оборудование, установленное на источниках ПАО «Иркутскэнерго» имеет значительный физический износ. Большая часть оборудования морально устарела и имеет срок службы превышающий 50 лет.

#### **1.2.1.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)**

До сентября 2016 года выдача тепловой мощности от Участка №1 ТЭЦ-9 осуществлялась по следующим тепломагистралям:

1. - Тепловая магистраль № 1 – осуществляет теплоснабжение центральной части города: кварталов с 1-го по 62-ой, микрорайон Северный;
2. Тепловая магистраль № 2 – осуществляет теплоснабжение промышленных потребителей и потребителей, прилегающих поселков города: Майск, Китой, 6000-ков, Цементников.

Участок-1 ТЭЦ-9 с сентября 2016 года прекратил подачу тепловой энергии потребителям (Участок-1 будет вырабатывать только электрическую энергию). Вся теплофикационная нагрузка переключена на ТЭЦ-9.

Выдача тепловой мощности от ТЭЦ-9 осуществляется из общего распределительного коллектора по пяти тепломагистралям:

1. Тепловая магистраль № 2 – осуществляет теплоснабжение ряда промышленных предприятий и потребителей кварталов города с 63 по 107;
2. Тепловая магистраль № 3 – осуществляет теплоснабжение потребителей города кварталов № 277, 278, части микрорайона Байкальск, микрорайонов № 6, 7, 11,12,13, части мкр-ов 9 и 10;
3. Тепловая магистраль № 4 – осуществляет теплоснабжение потребителей города оставшейся части микрорайона Байкальск, микрорайонов № 6а, 7а, 8, 29, 30-34, части мкр-нов 9, 10;
4. Тепловая магистраль № 5 – осуществляет теплоснабжение потребителей города микрорайонов № 15,15а, 12а, 17,17а, 18, 19, 22;
5. В декабре 2011г. введена в эксплуатацию тепловая магистраль № 6 – через тепломагистрали работавшие ранее от ТЭЦ-10 № 1, № 2, № 4 (МПФ) и № 5 (АПФ) осуществляет теплоснабжение потребителей кварталов Юго-Западного района г. Ангарска: № 177,178, 179, 180, 181, 188, 192, 189, 208, 209, 207/210, «А», «Б», 221, 222, 225а, 225, 205, 206, 211, 212, 219, 220; мкр. 4-й Новый, АО АЭХК, ОАО «Тепличное» (по воде), п. Юго-Восточный, АПФ, МПФ, п.Мегет.

ТЭЦ-10 работает в режиме подпитки тепловых сетей.

Структура теплофикационных установок представлена в разделе 1.2.1.1.

#### **1.2.1.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии**

Регулирование отпуска тепловой энергии от источников ПАО «Иркутскэнерго» осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает



### 1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой загрузке котельных агрегатов представлены в таблицах 1.2.1-10 – 1.2.1-12.

Таблица 1.2.1-10. Сведения о работе основного оборудования ТЭЦ-9

Станционный номер котлоагрегата	Тип (марка) котлоагрегата	Средняя наработка за последние 3 года, ч	Нарработка за 2015 год, ч
К-1	ТП-85	3470	5593
К-2	ТП-85	3763	1828
К-3	ТП-85	4537	4295
К-4	ТП-85	2618	3153
К-5	ТП-81	3362	1888
К-6	ТП-81	4581	3643
К-7	ТП-81	2502	2864
К-8	ТП-81	2600	3206
К-9	ТП-81	2644	1758
К-10	ТП-81	2340	2158
К-11	ТП-81	1244	1756

Таблица 1.2.1-11. Сведения о работе основного оборудования станции Участок 1 ТЭЦ-9

Станционный номер котлоагрегата	Тип (марка) котлоагрегата	Средняя наработка за последние 3 года, ч	Нарработка за 2015 год, ч
К-12	ПК-10	1962	1342
К-13	ПК-10	1544	894
К-14	ПК-10	4143	7217
К-15	ПК-10	3500	5135
К-16	ПК-10	3330	756
К-17	ПК-10	4572	4448
К-18	ПК-10	3599	4482

Таблица 1.2.1-12. Сведения о работе основного оборудования ТЭЦ-10

Станционный номер котлоагрегата	Тип (марка) котлоагрегата	Средняя наработка за последние 3 года, ч	Нарработка за 2015 год, ч
К-1	ТП-10	4457	5051
К-2	ТП-10	4035	3987
К-3	ПК-24	2455	3573
К-4	ПК-24	2416	3581
К-5	ПК-24	3561	3513
К-6	ПК-24	3411	3814
К-7	ПК-24	2771	2144
К-8	ПК-24	2636	2122
К-9	ПК-24	2653	2614

Станционный номер котлоагрегата	Тип (марка) котлоагрегата	Средняя наработка за последние 3 года, ч	Нарработка за 2015 год, ч
К-10	ПК-24	2975	2635
К-11	ПК-24	2166	228
К-12	ПК-24	2014	208
К-13	ПК-24	2477	2058
К-14	ПК-24	2164	1979
К-15	ПК-24	3914	3164
К-16	ПК-24	4231	3766

### **1.2.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

Определение объема фактически отпущенного тепла осуществляется приборами учета, установленными на станциях. Расчет оплаты между поставщиком тепловой энергии и потребителями тепловой энергии в виде пара и горячей воды осуществляется по показаниям приборов. Все приборы учета проходят плановые поверки, предусмотренные правилами учета тепловой энергии и теплоносителя.

Перечень приборов учета представлен в таблице 1.2.1-13 — 1.2.1-15.

Таблица 1.2.1-13. Приборы учета тепла на ТЭЦ-9

№ п/п	Наименование узла учёта	Акт допуска узла	Приборы (Перепад, давление, температура)
1	Сетевая вода т.тр.1	С 19.10.2015 по 10.04.2017	Прямая: Метран-150CD3 №1322871 до 07.10.2020 Метран-55ДИ №1400768 до 18.05.2018 Обратная: Метран-150CD3 №1322863 до 07.10.2020 Метран-55ДИ №1400767 до 07.10.2018 КТСП Метран-206 №2258108/Г,Х до 18.05.2019
2	Сетевая вода т.тр.2	С 25.08.2016 по 28.10.2017г	Прямая: Метран-150CD2 №925220 до 09.06.2019 Метран-55ДИ №1343124 до 09.06.2018 Обратная: Метран-150CD2 №1301352 до 09.06.2020 Метран-55ДИ №1343114 до 09.06.2018 ТСПТК-101 №1212.3601/1,2 до 28.10.2017
3	Сетевая вода т.тр.3	С 15.10.2015 по 16.06.2016	Прямая: Метран-150CD2 №1241402 до 09.06.2019 Метран-55ДИ №1343111 до 09.06.2018 Обратная: Метран-150CD2 №1301356 до 09.06.2019 Метран-55ДИ №1343122 до 09.06.2018 КТПТР-01 №168/168А до 24.02.2017
4	Сетевая вода т.тр.4	С 04.12.2015 по 02.07.2016	Прямая: Метран-150CD3 №1302785 до 13.07.2020 Метран-55ДИ №94907 до 13.07.2017 Обратная: Метран-150CD3 №1302787 до 13.07.2020 Метран-55ДИ №1155 до 13.07.2017 КТП-9201 №3421/Г,Х до 10.04.2017
5	Сетевая вода т.тр.5	С 25.08.2016 по 10.04.2017г	Прямая: Метран-150CD2 №1010678 до 09.06.2019 Метран-55ДИ №1343113 до 09.06.2018 Обратная: Метран-150CD2 №917713 до 09.06.2019 Метран-55ДИ №1343112 до 09.06.2018 КТП-9201 №3423/Г,Х до 10.04.2017
6	Сетевая вода т.тр. «Г»	С 15.10.2015 по 16.06.2016г	Прямая: Метран-150CD3 №1302786 до 13.07.2020 Метран-55ДИ №93571 до 13.07.2017 Обратная: Метран-150CD3 №1302789 до 13.07.2020 Метран-55ДИ №35697 до 13.07.2017 ТСПТК-101 №1212.3605/1,2 до 28.10.2017
7	Сетевая вода т.тр.6	С 19.10.2015 по 28.10.2016	Прямая: Метран-55ДИ №1301510 до 07.08.2017 Обратная: Метран-55ДИ №1301508 до 07.08.2017 ТСПТК № 0129.1/1 ;№0129.2/1 до 15.12.2019
8	Подпитка т.тр.1	С 19.10.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ №1400769 до 07.10.2018 КТП-9201 №3407Г до 10.04.2017

№ п/п	Наименование узла учёта	Акт допуска узла	Приборы (Перепад, давление, температура)
9	Подпитка т.тр.2	С 16.06.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ №292232 до 15.04.2018 КТП-9201 №3414Х до 10.04.2017
10	Подпитка т.тр.3	С 09.07.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ №1051382 до 15.04.2018 КТП-9201 №3414Г до 10.04.2017
11	Подпитка т.тр.4	С 13.11.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ №219254 до 15.04.2018 КТП-9201 №3416Г до 10.04.2017
12	Подпитка т.тр.5	С 16.06.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ №1113269 до 15.04.2018 КТП-9201 №3416Х до 10.04.2017
13	Подпитка т.тр. «Г»	С 09.07.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ №141975 до 15.04.2018 КТП-9201 №3411Х до 10.04.2017
14	Подпитка т.тр.6	С 07.08.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ №1301509 до 23.10.2017 КТП-9201 №3411Г до 10.04.2017
15	Сетевая вода э/к «Звездный»	С 11.03.2016 по 10.04.2017	Прямая: Метран-150CD2 №1241391 до 18.02.2020 Метран-55ДИ №1395810 до 18.02.2019 Обратная: Метран-150CD2 №1395654 до 18.02.2021 Метран-55ДИ №1395812 до 18.02.2019 КТП-9201 №3405/Г,Х до 10.04.2017 ХВ КТПТР-01 №2229 до 09.06.2018
16	ХОВ на НПЗ	С 11.03.2016 по 23.10.2016	Метран-150CD3 №1362939 до 25.11.2020 Метран-55ДИ №1395809 до 30.04.2018 ТСПв-1088 №3733 до 15.12.2017
17	ЗК с НПЗ	С 19.10.2015 по 10.04.2017	Метран-150CD3 №1302790 до 13.07.2020 Метран-150ГЗ №1264898 до 11.03.2018 КТП-9210 №3808Х до 10.04.2017
18	Пар 10 №1	С 19.10.2015 по 10.04.2017	Метран-100ДЦ №140842 до 13.07.2018 Метран-55ДИ №35702 до 13.07.2017 КТПТР-01 №166 до 11.03.2020
19	Пар 10 №2	С 19.10.2015 по 10.04.2017	Метран-100ДЦ №832799 до 13.07.2018 Метран-55ДИ №93567 до 13.07.2017 КТПТР-01 №8428А до 11.03.2020
20	Пар 15 №1	С 09.12.2015 по 10.04.2017	Метран-150CD3 №1395781 до 29.04.2020 Метран-55ДИ №1395816 до 30.04.2018 ТСПТ №0129-3-1 до 09.06.2020
21	Пар 15 №2	21.07.2016 До 10.04.2017г	Метран-150CD3 №1395782 до 29.04.2020 Метран-55ДИ №1301517 до 10.04.2017 ТСПТ №0129-3-8 до 09.06.2020

№ п/п	Наименование узла учёта	Акт допуска узла	Приборы (Перепад, давление, температура)
22	Пар 15 №3	С 28.08.2015 по 11.03.2017	Метран-100ДД №139388 до 11.03.2017 Метран-55ДИ №140243 до 24.03.2018 ТСПТ №0129-3-7 до 09.06.2020
23	Пар 15 №4	С 28.08.2015 по 11.03.2017	Метран-150CD3 №1395771 до 29.04.2020 Метран-55ДИ №1301502 до 10.04.2017 ТСПТГК №1212.3583 до 15.12.2019
24	Пар 15 №5	С 28.08.2015 по 11.03.2017	Метран-150CD3 №1395768 до 29.04.2020 Метран-55ДИ №1301519 до 10.04.2017 ТСПТ №0129-3-10 до 15.12.2019
25	Пар 40 на НПЗ	21.07.2016 До 24.09.2016г.	Метран-100ДД №140527 до 15.04.2017 Метран-150TG3 №1264901 до 15.04.2018 ТСП 9201 №2217 до 15.12.2018
31	Перемычка «АВК»	Холодная вода	Aplisens PC-28 №01122029 до 18.05.2017 ИРТ-5922 №20141 до 14.03.2018
32	Подводящие каналы	Холодная вода	
33	ХПВ УГВ-2	Холодная вода	Метран-150CD3 №1395792 до 05.04.2021 Метран-150TG3 №1264900 до 15.04.2018 ТСПв-1088 №5032 до 09.06.2017
34	ПТС коллектор №1	Холодная вода	Метран-150CD2 №1395648 до 05.04.2021 Метран-55ДИ №1301505 до 07.08.2017 КТП 9201 №3424х до 10.04.2017
35	ПТС коллектор №2	Холодная вода	Метран-150CD2 №1395649 до 05.04.2021 Метран-55ДИ №1301506 до 07.08.2017 КТП 9201 №3417х до 10.04.2017
36	Сбросные каналы	-	Правый: ИРТ-5922 №04-2843 до 20.11.2016 Уровень SG-25 №09121207 до 23.06.2019 Левый: ИРТ-5922 №043-0775 до 20.11.2016 Уровень SG-25 №09121205 до 28.06.2019

Таблица 1.2.1-14. Приборы учета тепла на ТЭЦ-10

Наименование узла учета	Приборы учета	Дата поверки	Периодичность поверки (мес.)	Дата акта допуска узла учета	дата очередного допуска узла учета
Пар на производство линия №1(левая)	Датчик перепада давления Метран 150 № 1419903 (0,063)	04.12.15г.	48	31.08.16г.	12.05.17г.
	Датчик давления Метран 150 №1035822 (25)	26.05.15г.	48		
Пар на производство линия №2 (правая)	Датчик перепада давления Метран 150 № 1225792(0,063)	04.12.15г.	48	17.06.16г.	02.09.16г.
	Датчик давления Метран 150 №1121366 (25)	26.05.15г.	48		
Сетевая вода на СН -I очереди	Датчик перепада давления Метран 150 №1299455(0,63)	04.04.16г.	60	08.04.16г.	21.05.16г.
	Датчик давления ЕJA530A №91M521556(10)	27.11.13г.	48		
	Датчик перепада давления Метран 150 № 1121174(0,4)	26.05.16г.	48		
	Датчик давления ЕJA530A №91M521558(10)	26.05.15г.	36		
Вода на СН в “тупик”	Датчик перепада давления Метран 150 №1419907(0,63)	04.04.16г.	60	17.06.16г.	12.05.17г.
	Датчик давления Метран 150 №1419917(10)	04.04.16г.	60		
Питьевая вода за ВВО-II	Датчик перепада давления Метран 150 №1241247(0,63)	04.04.16г.	48	17.06.16г.	12.05.17г.
	Датчик давления Метран 150 №1121256(10)	10.06.16г.	48		
Подпиточная вода из 1ДБ-Т	Датчик перепада давления Метран 150 № 860343(0,63)	27.11.13г.	48	12.07.16г.	01.06.17г.
	Датчик давления Метран 150 №1148268(4)	27.11.13г.	48		
	Датчик давления Метран 150 №1148273(10)	27.11.13г.	48		
	Тепловычислитель СПТ961 №26074	04.06.14г.	48		
Прямая СВ на СН II-очереди	Датчик перепада давления Метран 150 №1299448(0,63)	04.04.16г.	60	08.04.16г.	21.05.16г.

Наименование узла учета	Приборы учета	Дата поверки	Периодичность поверки (мес.)	Дата акта допуска узла учета	дата очередного допуска узла учета
	Датчик давления Метран 150 №1419920(10)	04.04.16г.	60		
	Датчик перепада давления Метран 150 №1419908(0,63)	04.04.16г.	60		
	Датчик давления Метран 150 №1148275(4)	18.09.12г.	48		
Подпиточная вода из 6ДБ-Т	Датчик перепада давления Метран 150 №1299447(0,63)	04.04.16г.	60	17.06.16г.	12.05.17г.
	Датчик давления Метран 150 №1419919(10)	04.04.16г.	60		
	Датчик давления Метран 150 №1121363(16)	10.06.16г.	48		
Подпиточная вода из 7ДБ-Т	Датчик перепада давления Метран 150 №1419911(0,63)	04.04.16г.	60	17.06.16г.	24.12.16г.
	Датчик давления Метран 150 №1419921(10)	04.04.16г.	60		
	Датчик давления Метран 150 №1419929(16)	04.04.16г.	60		
Подпиточная вода из 8ДБ-Т	Датчик перепада давления Метран 150 №1037211(0,63)	26.05.15г.	48	09.12.03г.	09.12.04г.
	Датчик давления Метран 150 №858330(10)	10.06.16г.	48		
	Датчик давления Метран 150 №1121357(16)	10.06.16г.	48		
Температура холодной воды	Тепловычислитель СПТ961 №26075	04.06.14г.	48		
Питьевая вода в павильоне "А"	"Взлет ЭР" Ду80 №1251144	11.02.2013г.	48		05.10.2016г.
	Датчик давления ИД №99528	05.10.2012г.	48		
	Датчик температуры КТСН-Н №8371	15.10.2012г.	48		
	Тепловычислитель СПТ961 №16317	04.10.13г.	48		
Сточные воды ТЭЦ-10	Рсходомер электромагнитный ОРТИFLUX Ду200 №R15606502	28.08.15г.	60	25.07.16г.	04.06.18г.
	Тепловычислитель СПТ961 №26077	04.06.14г.	48		

Таблица 1.2.1-15. Приборы учета тепла на станции Участок №1 ТЭЦ-9

№ п/п	Наименование узла учета тепловой учета	Расход. Тип, дата последней проверки.	Давление. Тип, дата последней проверки.	Температура. Тип, дата последней проверки.	Тепловычислитель. Тип, дата последней проверки	Справка о сроках допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии
1	Пар 20 верхний коллектор, позиция 44	Метран 150 16.06.2015	Метран 150ДИ 16.06.2015	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 27.03.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
2	Пар 20 нижний коллектор, позиция 43	Метран 150 23.04.2014	Метран 150ДИ 04.09.2015	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 27.03.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
3	Пар 20 позиция 69	Метран 150 04.09.2015	Метран 150ДИ 04.09.2015	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 27.03.2014	Допуск произведен 08.04.2016
4	Пар 20 позиция 70	Метран 100ДД 22.03.2016	Метран 100ДИ 22.03.2016	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 27.03.2014	Допуск произведен 08.04.2016
5	Пар 20 на ТРУ-1, ТГ-4 позиция 42	Метран 100ДД 06.05.2014	Метран 100ДИ 23.04.2014	Ш 932.2 10.04.2015	Исток ТМ 27.03.2014	Допуск произведен 08.04.2016
6	Пар 40кгс/см2 магистраль №1	Метран 150 22.03.2016	Метран 150ДИ 22.03.2016	Ш 932.2 05.02.2015	Исток ТМ 27.03.2014	Срок допуска 23.09.2015г., согласно графика допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии на 2016 г.
7	Пар 40кгс/см2 магистраль №2	Метран 100ДД 17.06.2014	Метран 100ДИ 17.06.2014	Ш 932.2 05.02.2015	Исток ТМ 27.03.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
8	ХОВ на производство № 1	Метран 100ДД 02.07.2015	ОБМ-160 3кв.2016	Ш 932.2 16.06.2015	Исток ТМ 12.03.2014	Допуск произведен 08.04.2016
9	ХОВ на производство №2	Метран 100ДД 26.10.2010	ОБМ-160 3кв.2016	Ш 932.2 16.06.2015	Исток ТМ 12.03.2014	Допуск произведен 08.04.2016
10	Замасленный конденсат №1	Метран 150 20.01.2016	ОБМ-160 3кв.2016	Ш 932.2 05.02.2015	Исток ТМ 12.03.2014	Допуск произведен 29.04.2016
11	Замасленный конденсат №3	Метран 100ДД 04.09.2015	ОБМ-160 3кв.2016	Ш 932.2 05.02.2015	Исток ТМ 12.03.2014	Допуск произведен 29.04.2016
12	Прямая сетевая вода №1	Метран 100ДД 16.06.2015	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932. 2 22.07.2016	Исток ТМ 23.05.2014	Допуск произведен 29.04.2016

№ п/п	Наименование узла учета тепловой учета	Расход. Тип, дата последней проверки.	Давление. Тип, дата последней проверки.	Температура. Тип, дата последней проверки.	Тепловычислитель. Тип, дата последней проверки	Справка о сроках допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии
13	Обратная сетевая вода № 1	Метран 100 ДД 16.06.2015	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932. 2 22.07.2016	Исток ТМ 23.05.2014	Допуск произведен 29.04.2016
14	Прямая сетевая вода №2	Метран 100ДД 16.06.2015	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932.2 22.06.2016	Исток ТМ 23.05.2014	Допуск произведен 29.04.2016
15	Обратная сетевая вода №2	Метран 100ДД 16.06.2015	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932.2 22.06.2016	Исток ТМ 23.05.2014	Допуск произведен 29.04.2016
16	Пар 8 кгс/см <sup>2</sup> на ТРУ-1, маг.1	Метран 100ДД 20.01.2016	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 17.06.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
17	Пар 8 кгс/см <sup>2</sup> на ТРУ-1, маг.2	Метран 150 05.02.2015	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 17.06.2014	Допуск произведен 08.04.2016
18	Прямая вода на хоз.нужды	Метран 100ДД 16.06.2015	ОБМ-160 3 кв.2016	КТСП Метран-206 № 2212720Г	Исток ТМ 23.05.2014	Срок допуска 23.09.2015г., согласно графика допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии на 2016 г.
19	Обратная вода на хоз.нужды	Метран 100ДД 16.06.2015	ОБМ-160 3 кв.2016	КТСП Метран-206 № 2212720Х	Исток ТМ 23.05.2014	Срок допуска 23.09.2015г., согласно графика допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии на 2016 г.
20	Пар 8 кгс/см <sup>2</sup> на ТРУ-2, маг.1	Метран 100ДД 20.01.2016	Метран 100ДИ 22.03.2016	Ш 932.2 25.05.2016	Исток ТМ 17.06.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
21	Пар 8 кгс/см <sup>2</sup> на ТРУ-2, маг.2	Метран 150 05.02.2015	Метран 100ДИ 04.09.2015	Ш 932.2 25.05.2016	Исток ТМ 17.06.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
22	Подпитка	Метран 350 02.07.2015	ОБМ-160 3 кв.2016	Ш 932.2 16.06.2015	Исток ТМ 12.03.2014	Допуск произведен 29.04.2016

№ п/п	Наименование узла учета тепловой учета	Расход. Тип, дата последней проверки.	Давление. Тип, дата последней проверки.	Температура. Тип, дата последней проверки.	Тепловычислитель. Тип, дата последней проверки	Справка о сроках допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии
23	Прямая вода на отопление ЦТП	Метран 150 16.06.2015	ОБМ-160 3кв.2016	КТСП-108803.07.2014	Энергия ТМ 15.10.2013	Срок допуска 23.09.2015г., согласно графика допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии на 2016 г.
24	Обратная вода на отопление ЦТП	Метран 150 16.06.2015	ОБМ-160 3кв.2016	КТСП-108803.07.2014	Энергия ТМ 15.10.2013	Срок допуска 23.09.2015г., согласно графика допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии на 2016 г.

### **1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

За последние три года на теплоэлектростанциях ПАО «Иркутскэнерго» произошло 109 аварий и вынужденных остановов. Из них 66 инцидентов связаны с авариями на котельном оборудовании. Статистика отказов на источниках ПАО «Иркутскэнерго» за 2011 – 2015 года представлена в таблице 1.2.1-16.

Таблица 1.2.1-16. Статистика отказов на источниках тепловой энергии ПАО «Иркутскэнерго»

Источник теплоснабжения	Количество инцидентов за год				
	2011	2012	2013	2014	2015
ТЭЦ-9	16	17	10	9	13
ТЭЦ-10	32	34	22	21	17
Участок №1 ТЭЦ-9	5	8	5	7	5

### **1.2.1.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии,**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной «Иркутскэнерго» отсутствуют.

## **1.2.2. МКП СМО «Савва»**

### **1.2.2.1. Структура основного оборудования**

На данный момент на котельной МКП СМО «Савва» находится в эксплуатации два котельных агрегата:

-один паровой котельный агрегат ДКВр 6,5-13ГМ. Газомазутный котел изготовлен на Бийском котельной заводе и введен в эксплуатацию в 2007 году. Расчетный срок службы котла — 20 лет. Паропроизводительность котлоагрегата составляет 6,5 тонн насыщенного пара в час, температура пара 250°С, давление 1,3 Мпа. Тепловая мощность котлоагрегата составляет 2,3 Гкал/ч.

-один водогрейный котельный агрегат КВа-4,0-95. Котел изготовлен ООО «НПО НЗЭО» и введен в эксплуатацию в 2016 году. Котельный агрегат оборудован газомазутной горелкой РГМГ-4. Расчетный срок службы котла и горелки не менее 10 лет. Расчетная температура воды на выходе из котла 95°С. Тепловая мощность котлоагрегата составляет 3,44 Гкал/ч (4 МВт).

#### **1.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования**

Установленная тепловая мощность котлоагрегата ДКВр 6,5-13ГМ составляет 2,3 Гкал/ч. Установленная тепловая мощность котлоагрегата КВа-4,0-95 составляет 3,44 Гкал/ч.

#### **1.2.2.3. Ограничения тепловой мощности параметры располагаемой тепловой мощности**

В соответствии с предоставленной информации о проведенных освидетельствованиях котлоагрегата ограничения тепловой мощности отсутствуют.

#### **1.2.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Котельная МКП СМО «Савва» потребляет 0,41 Гкал/ч на собственные нужды, что составляет 7,19 % от располагаемой тепловой мощности источника. Параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 1.2.2-1.

Таблица 1.2.2-1. Баланс тепловой мощности котельной МКП СМО «Савва»

Параметр	Ед.изм,	Значение
Установленная мощность	Гкал/ч	5,74
Располагаемая мощность	Гкал/ч	5,74
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,41
	%	7,19 %
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	5,33

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

Газомазутный котел ДКВр 6,5-13ГМ изготовлен на Бийском котельной заводе и введен в эксплуатацию в 2007 году. Расчетный срок службы котла составляет 20 лет.

10 сентября 2013г. котлу проведено очередное техническое освидетельствование ТО (наружный, внутренний осмотр, гидроиспытания

$P_{пр} = 16,3 \text{ кгс/см}^2$ . По результатам ТО дефектов, снижающих прочность элементов котла, не выявлено. Выдан Протокол ТО №1 от 10.09.2013г. Котел может быть допущен при рабочем давлении  $P_{раб} \leq 1,3 \text{ МПа}$ . Срок следующего освидетельствования: НО, ВО, ГИ — 10 сентября 2017г.

Газомазутный котел КВа-4,0-95 изготовлен ООО «НПО НЗЭО» и введен в эксплуатацию в 2016 году. Расчетный срок службы котла не менее 10 лет. Котел изготовлен в декабре 2015 года.

#### **1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности**

Отпуск тепловой энергии осуществляется по зависимой открытой системе с температурным графиком 95/70 °С. На котельной имеется один вывод тепловой сети Ду 300.

#### **1.2.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии**

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной МКП СМО «Савва» осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, стабильный гидравлический режим системы теплоснабжения, что является основным его достоинством.

Котельная работает по температурному графику 95/70 С. Принятый температурный график 95/70°С на котельной обусловлен малой подключенной нагрузкой потребителей и малой протяженностью тепловых сетей (все потребители находятся на незначительном удалении от источника).

#### **1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования**

На протяжении всего отопительного периода в 2015 году в эксплуатации находился котел ДКВр 6,5-13 ГМ. Сведения о среднегодовой загрузке котла представлены в таблице 1.2.2-1.

Котел КВа-4,0-95 установлен на котельной в августе 2016 года. На момент разработки Схемы теплоснабжения наработка часов у данного котла отсутствует.

Таблица 1.2.2-2. Сведения о работе основного оборудования котельной

период	Наработка, ч
	Котел ДКВр 6,5-13ГМ
Январь	744
Февраль	672
Март	744
Апрель	720
Май	360
Июнь	-
Июль	-
Август	-
Сентябрь	336
Октябрь	744
Ноябрь	720
Декабрь	744
Итого:	5784

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

На момент разработки Схемы теплоснабжения на котельной МКП СМО «Савва» отсутствуют приборы учета тепла, отпущенного в тепловые сети. Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется исходя из фактического объема сжигаемого топлива.

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

Статистика отказов и восстановлений оборудования котельной МКП СМО "Савва":

-2013 год - 3 аварии, износ трубопровода в ДКВ-1,5, устранение в течении 3 суток;

-2014 год - 6 аварий, устранение в течение 3 суток, аварии на котле;

-2015 год - без аварий.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной МКП «Савва» отсутствуют.

### **1.2.3. МУП ОМО СП «Преобразование»**

#### **1.2.3.1. Структура основного оборудования**

Электростанция с. Одинск введена в эксплуатацию в 1985 году. Изначально на источнике было установлено два электродных водогрейных котла КЭВ-160/0,4. В 2015 году устаревшее котельное оборудование было заменено.

На данный момент на котельной МУП ОМО СП «Преобразование» установлены четыре электрических котла ZOTA «PROM» 160/0,4. Номинальная мощность каждого котлоагрегата составляет 160 кВт.

#### **1.2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования**

На котельной МУП ОМО СП «Преобразование» в с. Одинск установлены четыре электродных водогрейных котла ZOTA «PROM» 160/0,4. Номинальная мощность каждого агрегата составляет 160 кВт. Таким образом, установленная мощность котельной 640 кВт или 0,55 Гкал/ч.

#### **1.2.3.3. Ограничения тепловой мощности параметры располагаемой тепловой мощности**

Все котельные агрегаты были введены в эксплуатацию в 2015 году, в связи с чем износ оборудования незначителен, ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность соответствует установленной и составляет 0,55 Гкал/ч (640 кВт).

#### **1.2.3.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Годовая величина потребления тепловой энергии на собственные нужды на котельной МУП ОМО СП «Преобразование» составляет 4,77 % от общего объема выработки тепловой энергии или 50 Гкал/год.

Сведения об объеме выработки и потребления тепловой энергии на собственные нужды представлены в таблице 1.2.3-1. Сведения о тепловой мощности нетто источника представлены в таблице 1.2.3-2.

Таблица 1.2.3-1. Объемы выработки и потребления тепловой энергии на котельной МУП ОМО СП «Преобразование»

Параметр	Ед, изм,	Значение
Выработка тепловой энергии	Гкал	1049
Объем потребления на собственные нужды	Гкал	50
	%	4,77%
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	999

Таблица 1.2.3-2. Баланс тепловой мощности котельной МУП ОМО СП «Преобразование»

Параметр	Ед,изм,	Значение
Установленная мощность	Гкал/ч	0,55
Располагаемая мощность	Гкал/ч	0,55
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,019
	%	4,77% *
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,531

\*собственные нужды составляют 4,77% от вырабатываемой тепловой мощности, равной 0,392 Гкал/ч, или 3,45% от располагаемой тепловой мощности котельной.

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

Котельные агрегаты ZOTA «PROM» 160/0,4 были введены в эксплуатацию на котельной в с. Одинск в 2015 году.

### **1.2.3.6. Схемы выдачи тепловой мощности**

Отпуск тепловой энергии осуществляется по зависимой системе с температурным графиком 95/70 С. На котельной имеется один вывод Ду 100.

### **1.2.3.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии**

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной МУП ОМО СП «Преобразование» в с. Одинск осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает

стабильный расход теплоносителя и, соответственно, стабильный гидравлический режим системы теплоснабжения, что является основным его достоинством.

Котельная работают по температурному графику 95/70. Принятый температурный график 95/70°С на котельной обусловлен малой подключенной нагрузкой потребителей и малой протяженностью тепловых сетей (все потребители находятся на незначительном удалении от источника).

### 1.2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Суммарная наработка всех котлов в 2015 году составила 7320 часов. Сведения о месячной загрузке каждого котельного агрегата представлены в таблице 1.2.3-3.

Таблица 1.2.3-3. Сведения о работе основного оборудования котельной МУП ОМО СП «Преобразование»

период	Наработка, ч			
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4
Январь	744	-	-	744
Февраль	168	48	-	672
Март	240	144	-	384
Апрель	-	720	-	-
Май	-	360	-	-
Июнь	-	-	-	-
Июль	-	-	-	-
Август	-	-	-	-
Сентябрь	144	192	-	-
Октябрь	-	120	216	456
Ноябрь	-	240	720	-
Декабрь	-	288	432	288
Итого:	1296	2112	1368	2544

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

Приборы учета тепловой энергии на источнике теплоснабжения отсутствуют, в связи с чем учет тепла производится только расчетным методом.

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

За последние 5 лет на котельной МУП ОМО СП «Преобразование» был зафиксирован только один отказ. Статистика отказов и восстановлений оборудования представлена в таблице 1.2.3-4.

Таблица 1.2.3-4. Сведения об авариях и отказах на котельной МУП ОМО СП «Преобразование»

Год	Наименование и характеристика инцидента	Отказавший узел, элемент	Продолжительность отказа, ч
2014	Свищ на трубе в помещении котельной	труба, d108	10

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной МУП ОМО СП «Преобразование» отсутствуют.

## 1.2.4. МПК ММО «Сфера»

### 1.2.4.1. Структура основного оборудования

На котельной установлено два электрических котельных агрегата ZOTA Prom по 250 кВт (0,215 Гкал/ч) каждый. Параметры котельного оборудования представлены в таблице 1.2.4-1.

Таблица 1.2.4-1. Основное оборудование котельной МПК ММО «Сфера»

№	Марка котла	Тепловая мощность, Гкал/ч (кВт)	Максимальное изб. рабочее давление, Мпа (кг/см <sup>2</sup> )	Максимальная температура нагрева воды, °С	Год ввода в эксплуатацию
1	ZOTA Prom 250	0,215 (250)	0,6 (6,0)	90	2015
2	ZOTA Prom 250	0,215 (250)	0,6 (6,0)	90	2015

#### **1.2.4.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования**

Установленная мощность одного котла ZOTA Prom 250 составляет 250 кВт или 0,215 Гкал/ч. Установленная мощность котельной соответственно составляет 500 кВт или 0,430 Гкал/ч.

#### **1.2.4.3. Ограничения тепловой мощности параметры располагаемой тепловой мощности**

Оборудование котельной введена в эксплуатацию в 2015 году. Ввиду чего износ агрегатов незначителен, ограничения тепловой мощности отсутствуют.

#### **1.2.4.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Котельная МПК ММО «Сфера» потребляет 0,009 Гкал/ч на собственные нужды, что составляет 2,15 % от располагаемой тепловой мощности котельной. Параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 1.2.4-2.

Таблица 1.2.4-2. Параметры тепловой мощности нетто котельной МПК ММО «Сфера»

Параметр	Ед,изм,	Значение
Установленная мощность	Гкал/ч	0,430
Располагаемая мощность	Гкал/ч	0,430
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,009
	%	2,15
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,421

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

Все теплофикационное оборудование котельной было введено в эксплуатацию в 2015 году, после чего освидетельствования не проводились.

#### **1.2.4.6. Схемы выдачи тепловой мощности**

Отпуск тепловой энергии осуществляется по зависимой системе с температурным графиком 95/70 С. На котельной имеется один вывод Ду 70.

#### **1.2.4.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии**

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной МПК ММО «Сфера» в д. Зуй осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, стабильный гидравлический режим системы теплоснабжения, что является основным его достоинством.

Котельная работают по температурному графику 95/70. Принятый температурный график 95/70°С на котельной обусловлен малой подключенной нагрузкой потребителей и малой протяженностью тепловых сетей (все потребители находятся на незначительном удалении от источника).

#### **1.1.1.1. Среднегодовая загрузка оборудования**

Суммарная наработка всех котлов в 2015 году составила 5850 часов. Сведения о среднегодовой загрузке котельных агрегатов представлены в таблице 1.2.4-3.

Таблица 1.2.4-3. Сведения о работе основного оборудования котельной МПК ММО «Сфера»

Период	Наработка котла №1, ч	Наработка котла №2, ч
Январь	385	386
Февраль	342	345
Март	372	372
Апрель	360	360
Май	180	180
Июнь	-	-
Июль	-	-
Август	-	-
Сентябрь	168	168
Октябрь	372	372
Ноябрь	360	360
Декабрь	382	386
Итого:	2921	2929

#### **1.2.4.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

Для учета тепла, отпущенного в тепловые сети используется оборудование на базе тепловычислителя ВЗЛЕТ ТСРВ-042. Тепловычислитель предназначен для

использования на узлах учета тепловой энергии с целью измерения параметров теплоносителя и представления данных по потреблению тепло- и водоресурсов.

В узел учета входят датчики температуры и давления ЭРСВ-440Ф — по одному для работы в нормальном режиме и еще по два для каждого параметра для работы в аварийном режиме.

#### **1.2.4.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

Ввиду того, что все теплофикационное оборудование было введено в эксплуатацию в 2015 году, отказов и восстановлений оборудования не происходило.

#### **1.2.4.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии,**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной МПК ММО «Сфера» отсутствуют.

### **1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты**

#### **1.3.1. ПАО «Иркутскэнерго»**

##### **1.3.1.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии**

###### **Тепловые сети от ТЭЦ-9**

Протяженность тепловых сетей от станции ТЭЦ-9 составляет 661,6 км в однострубно́м исчислении. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр тепловой сети составляет 0,271 м. Протяженность тепловой сети с разбиением на диаметры трубопровода представлена в таблице 1.3.1-1.

Таблица 1.3.1-1. Параметры тепловой сети от станции ТЭЦ-9

№ п/п	Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность тепловой сети в двухтрубно́м исчислении, м	Доля от общей протяженности тепловых сетей от источника, %
1	57	34 042,3	10,38 %
2	76	29 393,1	8,96 %
3	89	30 904,5	9,42 %

№ п/п	Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, м	Доля от общей протяженности тепловых сетей от источника, %
4	108	34 054,3	10,39 %
5	133	25 850,9	7,88 %
6	159	28 009,7	8,54 %
7	194	1 083,9	0,33 %
8	219	23 898,5	7,29 %
9	273	9 640,1	2,94 %
10	325	13 402,5	4,09 %
11	377	1 283,1	0,39 %
12	426	17 776,3	5,42 %
13	478	1 935,8	0,59 %
14	529	20 595,8	6,28 %
15	630	16 802,65	5,12 %
16	720	26 346,4	8,03 %
17	820	8 428,2	2,57 %
18	1020	4 451,6	1,36 %

### **Тепловые сети от ТЭЦ-10**

Тепловая энергия от ТЭЦ-10 поступает потребителям только в виде пара. Распределение тепловой энергии в паре осуществляется по действующему паропроводу до потребителей тепловой энергии в паре: АО «АЭХК», АО «Каравай», ОАО «Тепличное».

Протяженность паровых сетей от ТЭЦ-10, находящихся в работе, составляет 10,584 км в однострубно́м исчислении. Средний (по материальной характеристике) диаметр паровых сетей составляет 0,819 м. Все паровые сети проложены над землей, введены в эксплуатацию в период с 1995 по 2007 год. В качестве теплоизоляционного материала используется минеральная вата.

Разбиение участков паровой сети от ТЭЦ-10 по диаметрам представлено в таблице 1.3.1-2.

Таблица 1.3.1-2. Параметры тепловой сети от станции ТЭЦ-10

№ п/п	Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, м	Доля от общей протяженности тепловых сетей от источника, %
1	630	6,5	0,16 %
2	720	15	0,36 %
3	820	4134,06	99,48

### Тепловые сети от станции Участок №1 ТЭЦ-9

Протяженность тепловых сетей от станции составляет 179,9 км в однотрубном исчислении. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр тепловой сети составляет 0,187 м. Разбиение участков тепловой сети от станции Участок №1 ТЭЦ-9 по диаметрам представлено в таблице 1.3.1-2.

Таблица 1.3.1-3. Параметры тепловой сети от источника Участок №1 ТЭЦ-9

№ п/п	Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, м	Доля от общей протяженности тепловых сетей от источника, %
1	57	24854,5	27,63 %
2	76	11796,6	13,11 %
3	89	8261,5	9,18 %
4	108	7070,7	7,86 %
5	133	3322,7	3,69 %
6	159	3775,0	4,20 %
7	219	5107,4	5,68 %

№ п/п	Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, м	Доля от общей протяженности тепловых сетей от источника, %
8	273	2819,7	3,13 %
9	325	4539,94	5,05 %
10	377	803,3	0,89 %
11	426	1276,4	1,42 %
12	478	2492,5	2,77 %
13	529	9420,0	10,47 %
14	630	4407,1	4,90 %

### **1.3.1.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

### **1.3.1.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки**

#### **Тепловые сети от ТЭЦ-9**

Протяженность тепловых сетей от станции ТЭЦ-9 составляет 327,9 км в двухтрубном исчислении. Самые старые участки были проложены в 1950 году, самые новые — в 2014 году.

Основной тип используемого теплоизоляционного материала — минеральная вата. Также в системе в качестве теплоизоляционных материалов используются

пенополиминеральная изоляция и пенополиуритан. Протяженности тепловой сети с указанием типа установленной теплоизоляции представлены в таблице 1.3.1-4.

Средняя глубина заложения трубопровода — от 1,6 до 2,9 м.

Основная часть (72,6%) тепловых сетей от ТЭЦ-9 проложена подземным типом прокладки, около четверти (27,4%) — надземная прокладка. Протяженности тепловой сети с разбиением по типам прокладки трубопровода представлены в таблице 1.3.1-5.

Таблица 1.3.1-4. Типы теплоизоляционного материала тепловой сети от станции ТЭЦ-9

№ п/п	Теплоизоляционный материал	Протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, м	Доля от общей протяженности тепловых сетей от источника, %
1	Минеральная вата	309 503,3	94,39 %
2	Пенополимерминеральная изоляция (ППМ)	2 874,8	0,88 %
3	Пенополиуретан (ППУ)	14 430,2	4,40 %
4	Минеральная вата + ППМ	1 091,6	0,33 %

Таблица 1.3.1-5. Типы прокладки тепловой сети от станции ТЭЦ-9

№ п/п	Тип прокладки тепловой сети	Протяженность тепловой сети, м	Доля от общей протяженности тепловых сетей от источника, %
1	Надземная прокладка	89 887,3	27,41 %
2	Подземная прокладка	238 012,4	72,59 %

### Тепловые сети от ТЭЦ-10

Тепловая энергия от ТЭЦ-10 поступает потребителям только в виде пара. Протяженность паровых сетей от ТЭЦ-10, находящихся в работе, составляет 10,584 км в однострубно́м исчислении. Все паровые сети проложены над землей, введены в

эксплуатацию в период с 1995 по 2007 год. В качестве теплоизоляционного материала используется минеральная вата.

Параметры паровых сетей от ТЭЦ-10 представлены в таблице 1.3.1-6.

Таблица 1.3.1-6. Параметры паровых сетей от станции ТЭЦ-10

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , м	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
Тепловые сети: - Т/м № 3	630	6,5	Мин.вата	Надземная	1998
Тепловые сети: - Т/м № 3 (1 труба)	720	15	Мин.вата	Надземная	1995
Тепловые сети: - Т/м № 3 (1 труба)	820	3252,7	Мин.вата	Надземная	1998
Тепловые сети: - Т/м № 3 (1 труба)	820	881,36	Мин.вата	Надземная	2006, 2007

### Тепловые сети от станции Участок №1 ТЭЦ-9

Протяженность тепловых сетей от станции составляет 179,9 км в однострубно м исчислении.

Почти на всех участках сети (99,2%) установлена минеральная вата в качестве теплоизоляционного материала. Типы теплоизоляционных материалов, используемых в тепловой сети от станции Участок №1 ТЭЦ-9 представлены в таблице 1.3.1-7.

Типы прокладки и протяженность тепловых сетей подземной и надземной прокладки представлены в таблице 1.3.1-8.

Таблица 1.3.1-7. Типы теплоизоляционного материала тепловой сети от станции Участок №1 ТЭЦ-9

№ п/п	Теплоизоляционный материал	Протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, м	Доля от общей протяженности тепловых сетей от источника, %
1	Минеральная вата	89 234,5	99,21 %
2	Пенополимерминеральная изоляция (ППИМ)	587,7	0,65 %

№ п/п	Теплоизоляционный материал	Протяженность тепловой сети в двухрубном исчислении, м	Доля от общей протяженности тепловых сетей от источника, %
3	Пенополиуретан (ППУ)	108,5	0,12 %
4	Минеральная вата + ППМ	16,8	0,02 %

Таблица 1.3.1-8. Типы прокладки тепловой сети от станции Участок №1 ТЭЦ-9

№ п/п	Тип прокладки тепловой сети	Протяженность тепловой сети, м	Доля от общей протяженности тепловых сетей от источника, %
1	Надземная прокладка	11 154,7	12,40 %
2	Подземная прокладка	78 792,8	87,60 %

#### **1.3.1.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

На тепловых сетях ПАО «Иркутскэнерго» установлена секционирующая и регулирующая арматура Ду 50-800. Арматура в основном представлена клиновыми задвижками, поворотными затворами и шаровыми кранами. Часть запорно-регулирующей арматуры снабжена электроприводом.

#### **1.3.1.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов**

Тепловые камеры выполнены в нескольких исполнениях:

- выполненные из кирпичной кладки с железобетонными плитами покрытия на металлических балках;
- выполненные из монолитного железобетона с железобетонными плитами покрытия на металлических балках;
- выполненные из блоков ФБС с железобетонными плитами покрытия на металлических балках.

Павильоны выполнены в нескольких исполнениях:

- фундамент – бутобетонный ленточный под несущие стены;
- стены – кирпич, стеновые панели;
- плиты покрытия – железобетонные;
- кровля – мягкая, скатная.

### 1.3.1.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Температура воды в подающем трубопроводе при различных температурах наружного воздуха поддерживается не ниже 70 °С. Расчетный температурный график тепловой сети ТЭЦ-9, станции Участок №1 ТЭЦ-9 и ТЭЦ-10 – 143,7/70,7 °С.

Температурный график обоснован удаленностью потребителей от источника и значительной величиной нагрузки. График представлен в таблице 1.3.1-9.

Таблица 1.3.1-9. Утвержденный эксплуатационный температурный график от источников уч. № 1 ТЭЦ-9, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10 г. Ангарска

температура наружного воздуха	температура в прямом трубопроводе теплосети	температура в обратном трубопроводе теплосети
tн	t1	t2
10	70,0	45,85
9	70,0	45,30
8	70,0	44,75
7	70,0	44,20
6	70,0	43,66
5	70,0	43,12
4	70,0	42,59
3	70,0	42,06
2,6	70,0	41,98
2	70,3	42,65
1	72,31	43,50
0	74,30	44,35
-1	76,29	45,19
-2	78,28	46,02
-3	80,24	46,84
-4	82,21	47,65
-5	84,16	48,46
-6	86,11	49,26
-7	88,05	50,05
-8	89,98	50,83
-9	91,91	51,61
-10	93,83	52,38
-11	95,74	53,14
-12	97,65	53,90
-13	99,55	54,65
-14	101,45	55,40
-15	103,34	56,14
-16	105,23	56,88
-17	107,12	57,61

температура наружного воздуха	температура в прямом трубопроводе теплосети	температура в обратном трубопроводе теплосети
tн	t1	t2
-18	109,00	58,34
-19	110,87	59,06
-20	112,74	59,78
-21	114,61	60,49
-22	116,47	61,20
-23	118,33	61,91
-24	120,19	62,61
-25	122,04	63,31
-26	123,90	64,00
-27	125,77	64,69
-28	127,60	65,37
-29	129,43	66,06
-30	131,32	66,74
-31	133,23	67,41
-32	135,29	68,08
-33	137,30	68,75
-34	139,29	69,42
-35	141,37	70,08
-36	143,68	70,72

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

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

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

Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

### **1.3.1.9. Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей**

Данные об авариях и отказах на тепловых сетях за 2011 - 2015 гг. с указанием причин их возникновения и временем устранения представлены в таблице 1.3.1-10.

Таблица 1.3.1-10. Статистика отказов и восстановлений на тепловых сетях ПАО «Иркутскэнерго»

№№ п/п	Причины возникновения	Аварии					Недоотпуск тепловой энергии, Гкал.				
		2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
1	Нарушения сварки, дефекты монтажа	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Прочие	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

### **1.3.1.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей,**

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

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

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

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

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

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

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

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

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

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

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

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

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

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

### 1.3.1.12. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя представлены в таблице 1.3.1-11.

Таблица 1.3.1-11. Нормативные годовые затраты и потери тепловой энергии на 2014 – 2016 гг.

Наименование системы теплоснабжения, населённого пункта	Наименование предприятия (филиала ЭСО), эксплуатирующего тепловые сети	Тип теплоносителя, его параметры	Нормативные годовые затраты и потери тепловой энергии на период, Гкал					
			2014г		2015г		2016 г	
			с изоляцией	технологические затраты	с изоляцией	технологические затраты	с изоляцией	технологические затраты
СЦТ ТЭЦ-1	УТС ТЭЦ-9 (г.Ангарск)	горяч.вода 143,7/70,7С	108 937	15 033	107 762	14 916	107 489	14 797
СЦТ ТЭЦ-9		горяч.вода 143,7/70,7 С	499 945	104 450	484 837	103 761	482 273	102 853
СЦТ ТЭЦ-10		горяч.вода 143,7/70,7 С	0	0	0	0	0	0
СЦТ ТЭЦ-1, 9, 10		горяч.вода 143,7/70,7 С	<b>608 882</b>	<b>119 483</b>	<b>592 599</b>	<b>118 677</b>	<b>589 762</b>	<b>117 650</b>
ТЭЦ-10		пар отбор 7-13 кгс/см <sup>2</sup>	17 441	1 621	17 447	1 622	17 498	1 254
				19 062		19 069		18 752
				123 970		122 678		122 286
				604 395		588 598		585 126
				107 762		107 489		102 853
				14 916		14 797		14 797

Наименование системы теплоснабжения, населённого пункта	Наименование предприятия (филиала ЭСО), эксплуатирующего тепловые сети	Тип теплоносителя, его параметры	Нормативные годовые затраты и потери тепловой энергии на период, Гкал							
			2014г			2015г		2016 г		
			с изоляцией	технологические затраты	всего	с изоляцией	технологические затраты	всего	с изоляцией	технологические затраты
<b>Всего по ЭСО</b>	<b>вода+пар</b>	<b>626 323</b>	<b>121 104</b>	<b>747 427</b>	<b>610 046</b>	<b>120 299</b>	<b>730 345</b>	<b>607 260</b>	<b>118 904</b>	<b>726 164</b>

### 1.3.1.13. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года

Тепловые потери в сетях источников ПАО «Иркутскэнерго» за 2013 – 2015 годы представлены в таблице 1.3.1-12.

Таблица 1.3.1-12. Тепловые потери в сетях источников ПАО «Иркутскэнерго» за 2013 – 2015 годы

Наименование системы теплоснабжения	Тип системы теплоснабжения	Тип теплоносителя, его параметры	Потери в тепловой сети, тыс. Гкал		
			2013	2014	2015
СЦТ ТЭЦ-1	открытая	горячая вода 143,7/70,7 С	60,614	96,949	100,736
СЦТ ТЭЦ-9	открытая	горячая вода 143,7/70,7 С	484,920	434,782	399,620
СЦТ ТЭЦ-10	открытая	горячая вода 143,7/70,7 С	28,306	19,172	35,281
СЦТ ТЭЦ-10	на технологию	пар отборный; 7-13 кгс/см <sup>2</sup>	35,018	46,317	39,214
Итого			608,858	597,220	574,851

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения отсутствуют.

### 1.3.1.15. Типы присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Большинство потребителей тепловой энергии, подключенных к тепловым сетям ПАО «Иркутскэнерго» используют элеваторную схему присоединения с открытым водоразбором ГВС, представленную на рисунке 1.3.1.15-1.

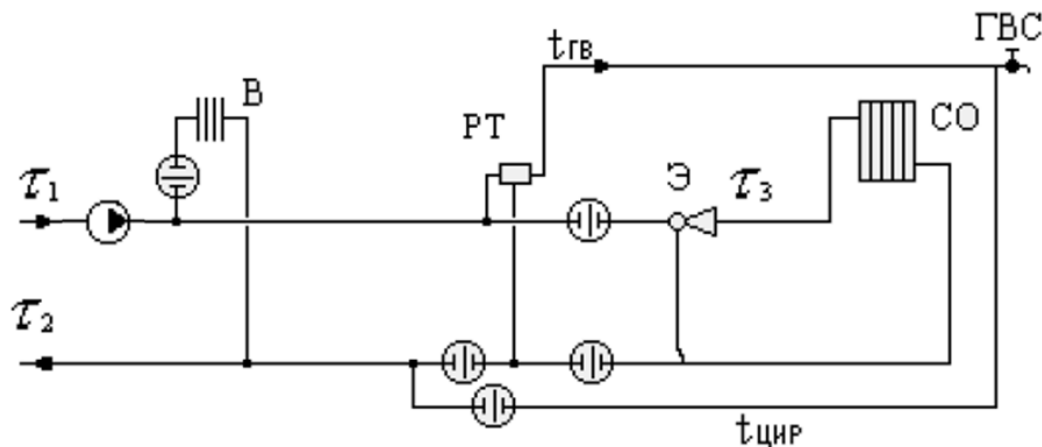


Рисунок 1.3.1.15.-1 – Элеваторная схема присоединения потребителей

### 1.3.1.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям

Таблица 1.3.1-13. Сведения по установленным приборам учета тепловой энергии и теплоносителя ЦЭС

Наименование потребителя	Адрес	Источник теплоснабжения	Потребляемая мощность, Гкал/час	Тип прибора, заводской номер, дата поверки	Акт допуска прибора (дата) в эксплуатацию
Филиал ЦЭС					
Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети» (База ЦЭС)	г. Ангарск, 27 кв-л	Иркутская ТЭЦ-9	1576	ТЭМ-104-4, зав №1240723, 25.07.2016г	22.10.2015г.
Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети»	г. Ангарск, 77 кв-л	Иркутская ТЭЦ-9	333	ТЭМ-104, зав №1240192, 25.07.2016г	22.10.2015г.

(Подстанция №2)					
Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети» (Управление ЦЭС)	г. Ангарск, ул. Б. Хмельницкого, д. 22	Иркутская ТЭЦ-9	610	ТЭМ-104, зав №1240737, 25.07.2016г.	22.10.2015г.
Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети» (ПС Ангарская)	г. Ангарск, ул. Б. Хмельницкого, д. 22	Иркутская ТЭЦ-9	15	ТЭМ-104, зав №1540836, 23.09.2014г.	22.10.2015г.
Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети» (ПС Цемзавод)	г. Ангарск, территория Ангарского цементного завода	Иркутская ТЭЦ-9	12	ТЭМ-104, зав №1540588, 31.07.2014г.	22.10.2015г.

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

Диспетчерское управление насосными станциями ПАО «Иркутскэнерго» осуществляется с помощью «Автоматизированной информационно-измерительной системы диспетчерского управления» (АИИСДУ). АИИСДУ насосными станциями осуществляет

- текущий технологический контроль работы оборудования насосных перекачивающих станций (НПС) и параметров теплоносителя на НПС и теплоисточниках ТЭЦ-1, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10;
- дистанционное и автоматическое управление работой насосов, запорной и запорно-регулирующей арматурой;
- автоматическое регулирование давления и температуры подающей и обратной магистрали насосных станций.

АИИСДУ насосными станциями УТС ТЭЦ-9 представляет собой комплекс программно-аппаратных средств и выполняет следующие функции:

- автоматически анализирует и хранит параметры измерения по каждой НПС;

- постоянно контролирует линии связи, фиксирует отклонения, уход измеряемых параметров от заданных значений, регистрирует момент пропадания напряжения питания и переходит в режим ожидания, учитывает время включения питания и продолжает измерения;
- предоставляет доступ к управлению параметрами системы;
- выработку автоматических управляющих воздействий на оборудование НПС;
- передачу дистанционных управляющих воздействий на оборудование (НПС);
- реализацию и контроль выполнения управляющих воздействий.
- позволяет просматривать любой набор измеряемых параметров в любой последовательности;
- позволяет получать текущую информацию о ходе измерений по интересующему параметру НПС в цифровом и графическом виде.

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

Данные по средствам автоматики и защиты (САРЗ) представлены в таблице 1.3.1-14.

Таблица 1.3.1-14. Средства автоматики и защиты на сетях ПАО «Иркутскэнрго»

Тип САРЗ	Кол-во, шт.	Расход теплоносителя, м <sup>3</sup> /ч	Место установки (под./обр. тр-д)	Продолжительность работы в течение года, ч	Нормативные годовые потери и затраты теплоносителя, м <sup>3</sup> (т)
РК-1	6	0,03	под. тр-д	5760	1037
РК-1	10	0,03	обр. тр-д	5760	1728
В том числе по СЦТ:					
СЦТ ТЭЦ-1	2	0,03	под. тр-д	5760	346
	4	0,03	обр. тр-д	5760	691
СЦТ ТЭЦ-9	4	0,03	под. тр-д	5760	691
	6	0,03	обр. тр-д	5760	1037

### 1.3.1.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления не предусмотрена.

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

Перечень бесхозяйных тепловых сетей на территории Ангарского городского округа представлен в таблице 1.3.1–15.

Таблица 1.3.1-15. Перечень бесхозяйных тепловых сетей на территории Ангарского городского округа

№ п/п	Наименование объекта	Адрес	Протяженность м
1	Тепловая сеть от ЦТП-1 до жилых домов 23, 24, 22, 21/30мкр	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 30	121,65
2	Тепловая сеть от УТ-12 до ЦТП до жилых домов 21,22,23, 24, 25, 26	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 30	270,00
3	Тепловая сеть от УТ-12 до ЦТП до ж/домов 21,22,23, 24, 25,26	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 30	94,00
4	Тепловая сеть от ЦТП-2 до жилых домов 20, 21, 26, 27	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 30	12,65
5	Тепловая сеть от ТК внутритерриториальных сетей ТСЖ «30 микрорайон»	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 30	-
6	Тепловая сеть жилые дома 1, 2, 3,4, 5, 6 мкр. 30	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 30	56,00
7	Тепловая сеть жилые дома 1, 2, 3,4, 5, 6 мкр. 30	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 30	151,34
8	Тепловая сеть жилые дома 1, 2, 3,4, 5, 6 мкр. 30	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 30	8,00
9	Тепловая сеть жилые дома 1, 2, 3,4, 5, 6 мкр. 30	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 30	12,50
10	Тепловая сеть от УТ-11 до УТ-12 30 мкр	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 30	220,30
11	Тепловая сеть от УТ-11 до УТ-12 30 мкр	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 30	72,48
12	Тепловая сеть 34 м/р-н, дом 54	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 34	131,00
13	Тепловая сеть 34 м/р-н, дом 54	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 34	74,40
14	Тепловая сеть 34 м/р-н, дом 54	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 34	60,95
15	Тепловая сеть от ТК-3 /рек./ до ввода жилого дома № 15(23) 18 микрорайона	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 18	19,08
16	Тепловая сеть от ТК-1 (сущ.) до вводов в блоки А, Б жилого дома № 16 (22) 18 микрорайона	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 18	82,51
17	Тепловая сеть жилой дом 16а/18мкр	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 18	10,00

№ п/п	Наименование объекта	Адрес	Протяженность м
18	Тепловая сеть жилой дом 16а/18мкр	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 18	4,50
19	Тепловая сеть жилой дом 166/18мкр	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 18	22,71
20	Тепловая сеть жилой дом 15/18мкр	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 18	17,77
21	Теплосеть от УТ-16 сущ. До блок- секции № 5-4, 5-5, 5-6	г. Ангарск, микрорайон 32, жилой дом № 5	168,93
22	Теплосеть от УТ-3 до блок-секций № 5-10от УТ-5 до гаражей	г. Ангарск, микрорайон 32, жилой дом № 5	120,17
23	Теплосеть от УТ-39 сущ. до жилого дома № 23	г. Ангарск, микрорайон 32, жилой дом № 23	107,3
24	Тепловая сеть от УТ -1 до УТ-2 и от УТ-2 к жилому дому № 1 32 микрорайона(блока 2)	г. Ангарск, микрорайон 32, жилой дом № 1	53,45
25	Тепловая сеть от УТ -40 (сущ.) до УТ-1 и до блока 3 жилого дома № 1 32 микрорайона	г. Ангарск, микрорайон 32, жилой дом № 1	52,71
26	Тепловая сеть от УТ -9 сущ. до жилого дома № 8 В	г. Ангарск, микрорайон 32	122,75
27	Теплосеть к жилому дому № 27 94 квартала	г. Ангарск, квартал 94	44,74
28	Теплосеть от УТ-2 сущ. до УТ-6	г. Ангарск, микрорайон 32, жилой дом № 19	148,75
29	Теплосеть от УТ-6 до б/с № 19-8, 19- 9	г. Ангарск, микрорайон 32, жилой дом № 19	178,08
30	Тепловая сеть от ТК до стены дома ТСЖ	г. Ангарск, квартал 251	80
31	Тепловая сеть жилые дома № 25, 26, 27/34 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 34	57,76
32	Тепловая сеть жилые дома № 25, 26, 27/34 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 34	30
33	Тепловая сеть жилой дом № 5В	г. Ангарск, микрорайон 34	89,37
34	Тепловая сеть жилой дом № 5В	г. Ангарск, микрорайон 34	77,8
35	Тепловая сеть жилой дом № 5В	г. Ангарск, микрорайон 34	36,5
36	Тепловая сеть жилой дом № 5 В	г. Ангарск, микрорайон 34	60,8
37	Тепловая сеть жилой дом № 5 В	г. Ангарск, микрорайон 34	67,5
38	Тепловая сеть жилые дома малоэтажной застройки 271 квартал	г. Ангарск, квартал 271	250,89
39	Тепловая сеть жилые дома малоэтажной застройки 271 квартал	г. Ангарск, квартал 271	59
40	Тепловая сеть жилой дом № 17/94 квартал	г. Ангарск, квартал 94	33
41	Тепловая сеть жилой дом 1, бл 3/32 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 32	18,03

№ п/п	Наименование объекта	Адрес	Протяженность м
42	Тепловая сеть жилой дом 1, бл 3/32 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 32	31,2
43	Тепловая сеть жилой дом 1, бл 2/32 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 32	18,32
44	Тепловая сеть жилой дом 1, бл 2/32 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 32	25,2
45	Тепловая сеть жилой дом 1, бл 1/32 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 32	59,35
46	Тепловая сеть жилой дом 5, бл 4, 5, 6/32 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 32	15,88
47	Тепловая сеть жилой дом 5, бл 4, 5, 6/32 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 32	15,95
48	Тепловая сеть жилой дом 5, бл 4, 5, 6/32 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 32	59,09
49	Тепловая сеть жилой дом 5, бл 4, 5, 6/32 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 32	78,01
50	Тепловая сеть жилой дом 23/32 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 32	13,95
51	Тепловая сеть жилой дом 23/32 мкр.	г. Ангарск, микрорайон 32	89,28
52	Тепловая сеть жилой дом 5, бл 8, 13/32мкр	г. Ангарск, микрорайон 32	21,15
53	Тепловая сеть жилой дом 5, бл 8, 13/32мкр	г. Ангарск, микрорайон 32	36,95
54	Тепловая сеть жилой дом 5, бл 8, 13/32мкр	г. Ангарск, микрорайон 32	5,7
55	Тепловая сеть жилой дом 5, бл 8, 13/32мкр	г. Ангарск, микрорайон 32	8,21
56	Тепловая сеть жилой дом 19, бл 5, 6, 7, 8, 9/32мкр	г. Ангарск, микрорайон 32	89,28
57	Тепловая сеть жилой дом 19, бл 5, 6, 7, 8, 9/32мкр	г. Ангарск, микрорайон 32	94,35
58	Тепловая сеть жилой дом 19, бл 5, 6, 7, 8, 9/32мкр	г. Ангарск, микрорайон 32	39,27
59	Тепловая сеть жилой дом 19, бл 5, 6, 7, 8, 9/32мкр	г. Ангарск, микрорайон 32	119,72
60	Тепловая сеть жилой дом 19, бл 5, 6, 7, 8, 9/32мкр	г. Ангарск, микрорайон 32	8,6
61	Тепловая сеть жилой дом 4, кв-л 103	г. Ангарск, квартал 103	60,5
62	Тепловая сеть жилой дом 119, ул. 40 лет Октября	г. Ангарск, ул. 40 лет Октября	43,73
63	Тепловая сеть от УТ-11 до жилого дома № 1 мкр 34	г. Ангарск, микрорайон 34	138
64	Тепловая сеть 12Ам/р-н, дом 8	г. Ангарск, микрорайон 12А, дом 8	12,5
65	Тепловая сеть 12А м/р-н, дом 8	г. Ангарск, микрорайон 12А, дом 8	43,15
66	Тепловая сеть 33 м/р-н, дом 1	г. Ангарск, микрорайон 33, дом 1	120
67	Тепловая сеть 33 м/р-н, дом 1	г. Ангарск, микрорайон 33, дом 1	19,6
68	Тепловая сеть жилой дом № 20 мкр. 29	г. Ангарск, микрорайон 29, дом 20	77,6
69	Тепловая сеть жилой дом № 20 мкр. 29	г. Ангарск, микрорайон 29, дом 20	447

№ п/п	Наименование объекта	Адрес	Протяженность м
70	Тепловая сеть жилой дом № 20 мкр. 29	г. Ангарск, микрорайон 29, дом 20	43,8
71	Тепловая сеть жилой дом № 20 мкр. 29	г. Ангарск, микрорайон 29, дом 20	35,8
72	Тепловая сеть жилой дом № 20 мкр. 29	г. Ангарск, микрорайон 29, дом 20	95,99
73	Тепловая сеть жилой дом № 20 мкр. 29	г. Ангарск, микрорайон 29, дом 20	87,46
74	Тепловая сеть жилой дом 25 мкр. 29	г. Ангарск, микрорайон 29, дом 25	37,07
75	Тепловая сеть жилой дом 26 мкр. 29	г. Ангарск, микрорайон 29, дом 26	77,44
76	Теплосеть от УТ-2 до б/с 19, 5, 6, 7	г. Ангарск, микрорайон 32	8,02

Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

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

### **1.3.2. АО «АНХК»**

#### **1.3.2.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии**

ЭсП УЭн АО «АНХК» обеспечивает передачу и распределение тепловой энергии, полученной от Участка №1 ТЭЦ-9 и ТЭЦ-9 через собственные магистральные трубопроводы своим субабонентам. Диспетчерские службы

субабонентов организуют потребление тепловой энергии непосредственно на своих объектах.

Территориально АО «АНХК» делится на два промышленных массива. Первый промышленный массив включает в себя химическое производство и небольшую часть завода масел.

Второй промышленный массив включает в себя нефтеперерабатывающий завод и основное производство завода масел.

В таблице 1.3.2.-1 представлен перечень тепловых сетей 1 теплового района ЭСП УЭн АО «АНХК».

В таблице 1.3.2.-2 представлен перечень тепловых сетей 2 теплового района ЭСП УЭн АО «АНХК».

В таблице 1.3.2.-3. представлен перечень тепловых сетей 3 теплового района ЭСП УЭн АО «АНХК».

Таблица 1.3.2-1. Перечень тепловых сетей 1 теплового района ЭСП УЭн АО «АНХК»

№ пп	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (0С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Длина по участ., м
1	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1978	273x8	2982,00
	Т.в.обр	1,2	150			273x8	2982,00
2	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2012	530x8	956,00
3	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1974	530x7	3307,00
						273x8	1080,00
4	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2012	325x10, 273x8, 159x8	404,70
	Т.в.обр	1,2	150			325x10, 273x8, 159x8	350,70
5	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1980	377 x 9	450,00
	Т.в обр.	1,2	150			219x8	130,00
6	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1981	159x6	2840,00
7	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1975	159 x4,5	320,00
						89x4	600,00
8	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1975	630x9	1253,00
						325x8	489,00
9	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1974	377x9	322,73
						273x9	230,07
						219x8	152,10
						630x8	279,00

№ пп	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (0С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Длина по участ., м
						630x8	119,80
						630x10	99,60
						530x10	652,50
10	Т.в обр.	1,2	150	IV	1974	377x9	322,73
						273x8	230,07
						219x8	152,00
						159x4.5	34,00
						530x8	564,50
						630x8	240,00
630x9	387,00						
11	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1966	108x4	222,00
						219x7	844,00
						159x5	136,00
12	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1970	630x8	1540,00
13	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1970	273x8	250,00
	Т.в.обр.	1,2	150			273x8	250,00
14	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2007	273x8, 159x5	207,10
	Т.в.обр.	1,2	150			273x8, 159x5	209,00
15	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1971	630x8	932,00

№ пп	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (0С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Длина по участ., м
						500	325,00
16	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1972	273x8	300,00
						76x3,5	26,00
17	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1985	219x8	1221,00
18	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1982	108x4	730,00
19	Т.в. обр.	1,2	150	IV	1980	377x9	450,00
						219x8	130,00
20	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1982	377x9	1998,00
21	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1977	377x9	2560,00
	Т.в.обр.	1,2	150			720x8	2560,00
22	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2003	377x16	455,00
23	Т.в.обр.	1,2	150	IV	2003	377x16	455,00
24	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1982	426x10	1338,00
25	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1982	426x9	2900,00
26	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1986	159x5	2142,00
27	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1972	133x5	54,00
28	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1973	530x8	1800,00
29	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2007	426x10	276,60

№ пп	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (0С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Длина по участ., м
	Т.в.обр.	1,2	150			377x10	18,10
						325x10	226,80
						426x10	268,40
						377x10	22,20
						325x10	186,80
30	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1975	529	12,00
						478	232,00
						426	192,00
31	Т.в.обр.	1,2	150	IV	2011	530x8	1452,00
	Т.в.пр.					325x8	663,50
	Т.в.обр.					325x8	909,50
	Т.в.пр.					219x8	559,00
	Т.в.обр.					219x8	559,00
32	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2013	89x5	701,6
	Т.в.обр.						
33	Т.в.пр., Т.в.обр.	1,2	150	IV	2014	89x6	114,00
						25x3	10,00

Таблица 1.3.2-2. Перечень тепловых сетей 2 теплового района ЭСП УЭн АО «АНХК»

№ пп	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (0С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Материал, сталь	Длина по участ., м
1	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	2009	200	Ст20	1200,00
2	т.в.п.	1,2	150	IV	2012	250	Ст20	250,00
3	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1959	273x9	Ст20	600,00
					2007	219x8	Ст20	400,00
4	т.в.п.	1,2	150	IV	2010	273x9	Ст20	560,00
5	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1959	273x9	Ст20	953,00
6	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	2013	219x8	Ст10	1403,00
						108x6		204,00
7	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	2007	89x5	Ст20	1050,00
8	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1964	108x4	Ст20	240,00

№ пп	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (0С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Материал, сталь	Длина по участ., м
9	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	2011	219x8	Ст20	690,00
10	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1970	630x8	Ст3 СП	2482,00
11	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1970	630x9	Ст3 сп	2500,00
12	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1970	630x9	Ст3	836,00
13	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1974	720x8	Ст3сп	814,00
14	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1976	720x8	Ст3 сп 2	6250,00
15	т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1976	159x4,5	Ст20	341,00
16	т.в.пр. и об.	1,2	150	IV	2012	159x6	Ст20	402,00
						89x6		273,00
17	т/тр.в.пр.	1,2	150	IV	1979	530x8	Ст3сп2, 17ГС	1800,00
18	т/тр.в.пр.	1,2	150	IV	1975	530x8	14ХГС	50,00

№ пп	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (0С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Материал, сталь	Длина по участ., м
19	т/тр.в.прямая	1,2	150	IV	1975	530x8	Ст3 сп 2	160,00
20	т.в. Обр.	1,2	150	IV	1975	500		230,00
						600		600,00
						400		416,00
						450		436,00
						300		350,00
21	т-тр прямая	1,2	150	IV	1971	426x10		360,00
22	т/тр.в.пр.	1,2	150	IV	2011	273x8	Ст20	535,73
23	т/тр.в.пр. и обр.				2014	89x5	Ст20	697,00

Таблица 1.3.2-3. Перечень тепловых сетей 3 теплового района ЭСП УЭн АО «АНХК»

№ пп	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (0С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Материал, сталь	Длина по участ., м
1	Т.в. пр.	1,2	150	IV	1994	108x4,5	Ст20	469,00
2	Т.в. обр.	1,2	150	IV	1994	108x4,5	Ст20	469,00
3	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1966	273x7	Ст20	320,00
4	Т.в.обр.	1,2	150	IV	1966	273x7	Ст20	320,00
5	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1992	89x3,5	Ст20	110,00
6	Тепл.в.обр.	1,2	150	IV	1972	219x7, 159x6	Ст20	395,00
7	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1964	30-150	Ст20	1050,00
8	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1967	57x3,5	Ст20	120,00
						108x4		594,00
9	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1966	150	Ст20	680,00
						200		140,00
10	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1963	529x9	Ст2	356,00
11	Т.в.прямая	1,2	150	IV	1965	108x4	Ст20	140,00

№ пп	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (0С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Материал, сталь	Длина по участ., м
12	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1996	57x4,5		60,00
13	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1980	219x8		456,00
14	Т.в.прямая	1,2	150	IV	1972	630x10	Ст20	280,00
						426x10		200,00
						219x7		20,00
						89x3,5		20,00
15	Т.в. обр.	1,2	150	IV	1972	529x9	Ст20	480,00
16	Т.в.прямая	1,2	150	IV	1983	920x9	ВСт3сп2	931,00
17	Т.в. обр.	1,2	150	IV	1983	920x9	ВСт3сп2	931,00
18	Т.в.прямая	1,2	150	IV	1985	159x4,5	Ст20	888,00
19	Т.в. обр.	1,2	150	IV	1985	159x4,5	Ст20	888,00
20	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1969	529x7, 529x9, 720x9	МСт3 кп гр.Б	1962,00
21	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1997	219x8	Ст20	204,00
22	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1978	57x3,5 89x4,5	Ст20	638,00
23	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1964	630x8	Ст3сп	400,00

<b>№ пп</b>	<b>Теплоноситель</b>	<b>Рабочее давление (Мпа)</b>	<b>Рабочая температура (0С)</b>	<b>Категория трубопровода</b>	<b>Дата ввода в эксплуатацию</b>	<b>Диаметр, толщина стенки (мм)</b>	<b>Материал, сталь</b>	<b>Длина по участ., м</b>
24	Т.в.прямая	1,2	150	IV	1984	530x10	ВСтЗсп	600,00
25	Т. в. пр. и обр.	1,2	150	IV	1988	219x8	Ст20	1086,00
26	Т.в. Прямая	1,2	150	IV	1966	325x8 273x8	Ст20	415,00
27	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1965	325x8	Ст10	690,00

### 1.3.2.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программу Zulu.

### 1.3.2.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки

Информация о годе начала эксплуатации тепловых сетей представлена в разделе 1.3.2.1.

Для тепловой изоляции трубопроводов используется минеральная вата. Покровный слой теплоизоляции – сталь, оцинкованная 0,55 мм.

Прокладка трубопроводов тепловых сетей – надземная. Для компенсации движения трубопроводов при изменениях температуры теплоносителя используется самокомпенсация.

### 1.3.2.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Регулирующая арматура отсутствует, перечень секционирующей арматуры на тепловых сетях представлен в таблице 1.3.2-4.

Таблица 1.3.2-4. Перечень секционирующей арматуры на тепловых сетях АО «АНХК»

п/п №	Место установки	Наименование согласно схемы	Диаметр
НПЗ			
1	Ряд 2-I прямая	2-I/1	900
2	Ряд 2-I обратная	2-I/2	900
3	A// прямая	A///1	600
4	A// обратная	A///2	600
5	2/ прямая	2'/1	600
6	2/ обратная	2'/2	600
ОПП			

п/п №	Место установки	Наименование согласно схемы	Диаметр
1	Ряд А - I прямая	А-I/3	700
2	Ряд А - I обратная	А-I/4	700
3	Узел - 3А прямая	3/23	600
4	Узел - 3А обратная	3/24	600
5	Узел - 3Б прямая	Б/13	300
6	Узел - 3Б обратная	Б/14	300
7	Узел - 3В прямая	3/19	600
8	Узел - 3В обратная	3/20	600
9	Узел - 3Г прямая	3/7	600
10	Узел - 3Г обратная	3/10	600
11	Узел - 3Е прямая	3/15	500
12	Узел - 3Е обратная	3/14	500
13	Камера К-0 прямая	0/1	300
14	Камера К-0 обратная	0/2	300
15	Ряд 3 стойка №268 прямая	3/29	300
16	Ряд 3 стойка №268 обратная	3/30	300
17	Ряд 3В стойка №297 прямая	3в/7	250
18	Ряд 3В стойка №297 обратная	3в/8	250
19	Ряд 3В стойка №238 прямая	3в/15	250
20	Ряд 3В стойка №238 обратная	3в/16	250
21	Ряд 15-А-I стойка №350 прямая	15-А-I/7	400
22	Ряд 15-А-I стойка №350 обратная	15-А-I/8	400
23	Узел 15-А/07ф прямая	07-ф/1	200
24	Узел 15-А/07ф обратная	07-ф/1	200
25	Узел 5/Д/ прямая	Д/1	250
26	Узел 5/Д/обратная	Д/2	250
27	Узел 15-А/Д/ прямая	Д/7	250
28	Узел 15-А/Д/обратная	Д/8	250
29	Узел 07-а/07-4 прямая	07-4/1	350
30	Узел 07-а/07-4 обратная	07-4/2	350
31	Узел 4/Е прямая	Е/5	300
32	Узел 4/Е обратная	Е/6	300
33	Узел 3/Е прямая	Е/1	300
34	Узел 3/Е обратная	Е/2	300
35	Узел 15-А//07d прямая	07-d/3	300
36	Узел 15-А//07d обратная	07-d/4	300
37	Узел 15-А/07-а прямая	07-а/1	350
38	Узел 15-А/07-а прямая	07-а/3	350
39	Узел 15-А/07-а обратная	07-а/2	350
40	Узел 15-А/07-а обратная	07-а/4	350
41	Узел 15-А/07-к прямая	07-к/1	350
42	Узел 15-А/07-к обратная	07-к/2	350
43	Ряд 15-А прямая	15а/3	700
44	Ряд 15-А обратная	15а/4	700

п/п №	Место установки	Наименование согласно схемы	Диаметр
45	Узел 15-А/Д/ прямая	Д//5	700
46	Узел 15-А/Д/обратная	Д//6	700
47	Ряд Ж прямая	Ж1	500
48	Ряд Ж обратная	Ж2	500

### **1.3.2.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов**

Прокладка трубопроводов тепловых сетей – надземная, тепловые камеры отсутствуют.

### **1.3.2.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется по температурному графику Участка №1 ТЭЦ-9 и ТЭЦ-9, представленному в разделе 1.3.1.6

Температурные графики обоснованы удаленностью потребителей от источника и значительной величиной нагрузки

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

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии соответствуют утвержденным графикам

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

Пьезометрические графики представлены в геоинформационной программе Zulu. Давление в подающем трубопроводе составляет 1,2 МПа, давление в обратном трубопроводе 0,6 МПа. Гидравлические испытания проводятся при давлении 1,6 МПа.

### **1.3.2.9. Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей**

За период с 2011 по 2015гг аварий и отказов на тепловых сетях не было.

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

### **1.3.2.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей,**

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

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

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

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

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

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

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

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

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

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

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

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

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

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

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

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

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

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

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в

обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

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

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

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

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

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

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

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

#### **1.3.2.12. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям АО «Ангарская нефтехимическая компания» на 2016 г. утверждены приказом министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 28 сентября 2015г №116-мпр. С учетом изменений, принятых приказом министерства жилищной политики, энергетики и

транспорта Иркутской области от 28 октября 2015г №138-мпр приведены в таблице 1.3.2-5.

Таблица 1.3.2-5. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям АО «Ангарская нефтехимическая компания»

Организация	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя		
	Потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя, Гкал (%)	Потери и затраты теплоносителя, куб. м (т)	Затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии, тыс. кВт
АО "Ангарская нефтехимическая компания", включая тепловые сети соответствующих систем теплоснабжения, расположенных на территории следующего населённого пункта:	Теплоноситель вода		-
	54332,4 (14,6)	100415,0	
	Теплоноситель пар		-
	178982,7 (6,98)	983,7	
г. Ангарск	Теплоноситель вода		-
	54332,4 (14,6)	100415,0	

Организация	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя		
	Потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя, Гкал (%)	Потери и затраты теплоносителя, куб. м (т)	Затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии, тыс. кВт
	Теплоноситель пар 40 ата		-
	6830,0 (11,6)	28,0	
	Теплоноситель пар 20 ата		-
	23600,7 (4,5)	115,5	
	Теплоноситель пар 15 ата		-
	12548,2 (4,8)	103,1	
	Теплоноситель пар 10 ата (редуцированный из пара 20 и пара 15)		-
	72891,0 (9,1)	426,9	
	Теплоноситель пар 10 ата острый		-
	22690,4 (9,2)	132,9	
	Теплоноситель пар 4,5 ата (редуцированный из пара 20 и пара 15)		-
	40422,4 (5,9)	177,3	

### 1.3.2.13. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года

В условиях отсутствия испытаний тепловых сетей на фактические потери определение фактических потерь возможно только при наличии приборов учета на источнике тепловой энергии и полном оснащении всех потребителей приборами учета, или на основании результатов определения фактических потерь, полученных при проведении энергетических обследований теплосетевых организаций. По информации АО "АНХК" тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года соответствуют нормативным и представлены в таблице 1.3.2-6.

Таблица 1.3.2-6. Тепловые потери в тепловых сетях АО «АНХК» за последние 3 года

Год	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя	
	Потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя, Гкал (%)	Потери и затраты теплоносителя, куб. м
2013 г.	Теплоноситель - вода	
	53980,0	151027
	Теплоноситель - пар	
	205356	994,1
2014 г.	Теплоноситель вода	
	53984,4	150607,09
	Теплоноситель пар 40 ата	
	6908,21	28,42
	Теплоноситель пар 20 ата	
	20527,41	71,59
	Теплоноситель пар 15 ата	
	7178,81	58,59
	Теплоноситель пар 10 ата	
68970,39	437,23	

	Теплоноситель пар 10 ата (острый)	
	21469,9	159,29
	Теплоноситель пар 4,5 ата	
	33777,55	120,95
2015 г.	Теплоноситель вода	
	56207	160911,99
	Теплоноситель пар 40 ата	
	6809	27,9
	Теплоноситель пар 20 ата	
	23529	115,16
	Теплоноситель пар 15 ата	
	12510	102,8
	Теплоноситель пар 10 ата (редуцированный из пара 20 и пара 15)	
	72672	421,14
	Теплоноситель пар 10 ата	
	22622,2	131,14
	Теплоноситель пар 4,5 ата (редуцированный из пара 20 и пара 15)	
40300	166,6	

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

#### **1.3.2.15. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям**

Потребители подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. Все здания оборудованы системами водяного отопления с нагревательными приборами (радиаторами или регистрами из гладких труб), наиболее распространены

однотрубные системы с нижней разводкой. Технологические объекты, кроме того, имеют calorifiers на приточных вентиляционных системах.

Схема присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям представлена на рисунке 1.3.2.15-1.

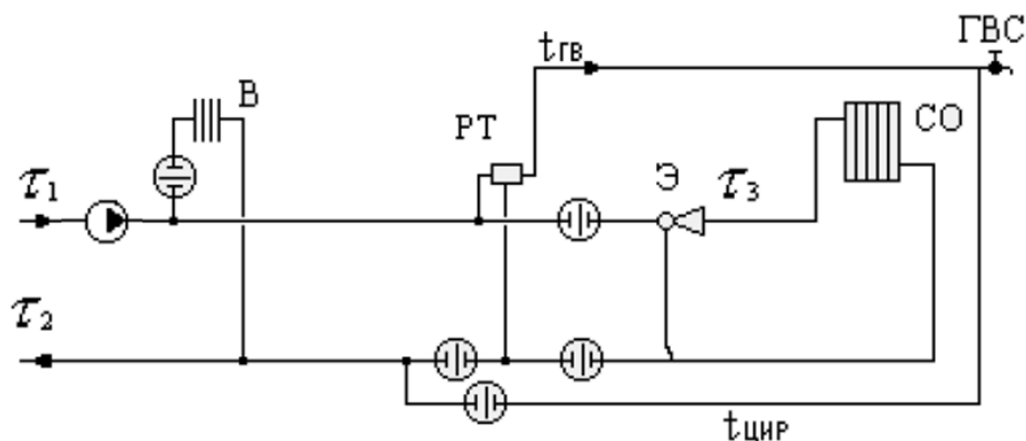


Рисунок 1.3.2.15-1. Схема присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

### 1.3.2.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям

Расчеты между АО «Ангарская НХК» и ПАО «Иркутскэнерго» производятся по счетчикам ПАО «Иркутскэнерго» (данные по приборам учета отсутствуют).

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

Система телемеханизации отсутствует. ЭСП УЭн обеспечивает передачу и распределение тепловой энергии, полученной от участка №1 ТЭЦ-9 и ТЭЦ-9 через собственные магистральные трубопроводы АО «АНХК». Диспетчерские службы потребителей – объекты АО «АНХК», АО «АЗП», АО «АЗКиОС», АО «АНХРС», АО «Востсибмаш» и другие — организуют потребление тепловой энергии на своих объектах.

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

Система телемеханизации отсутствует.

### 1.3.2.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления отсутствует.

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

Бесхозяйные тепловые сети на территории АО «АНХК» не выявлены.

## 1.3.3. МУП ОМО СП «Преобразование»

### 1.3.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии

Тепловые сети выполнены двухтрубными, в непроходных каналах. Структура тепловых сетей от котельной МУП ОМО СП «Преобразование» (с. Одинск) представлена в таблице 1.3.3-1.

Таблица 1.3.3-1. Структура тепловых сетей от котельной МУП ОМО СП «Преобразование»

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
Котельная	ТК-2	327	0,1	0,1
ТК-2	Дет. сад	126	0,068	0,069
ТК-1	Библиотека	36	0,034	0,034
ТК-2	Школа	41	0,1	0,1

### 1.3.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Карта схема тепловых сетей от котельной МУП ОМО СП «Преобразование» представлена на рисунке 1.3.3.2-1.

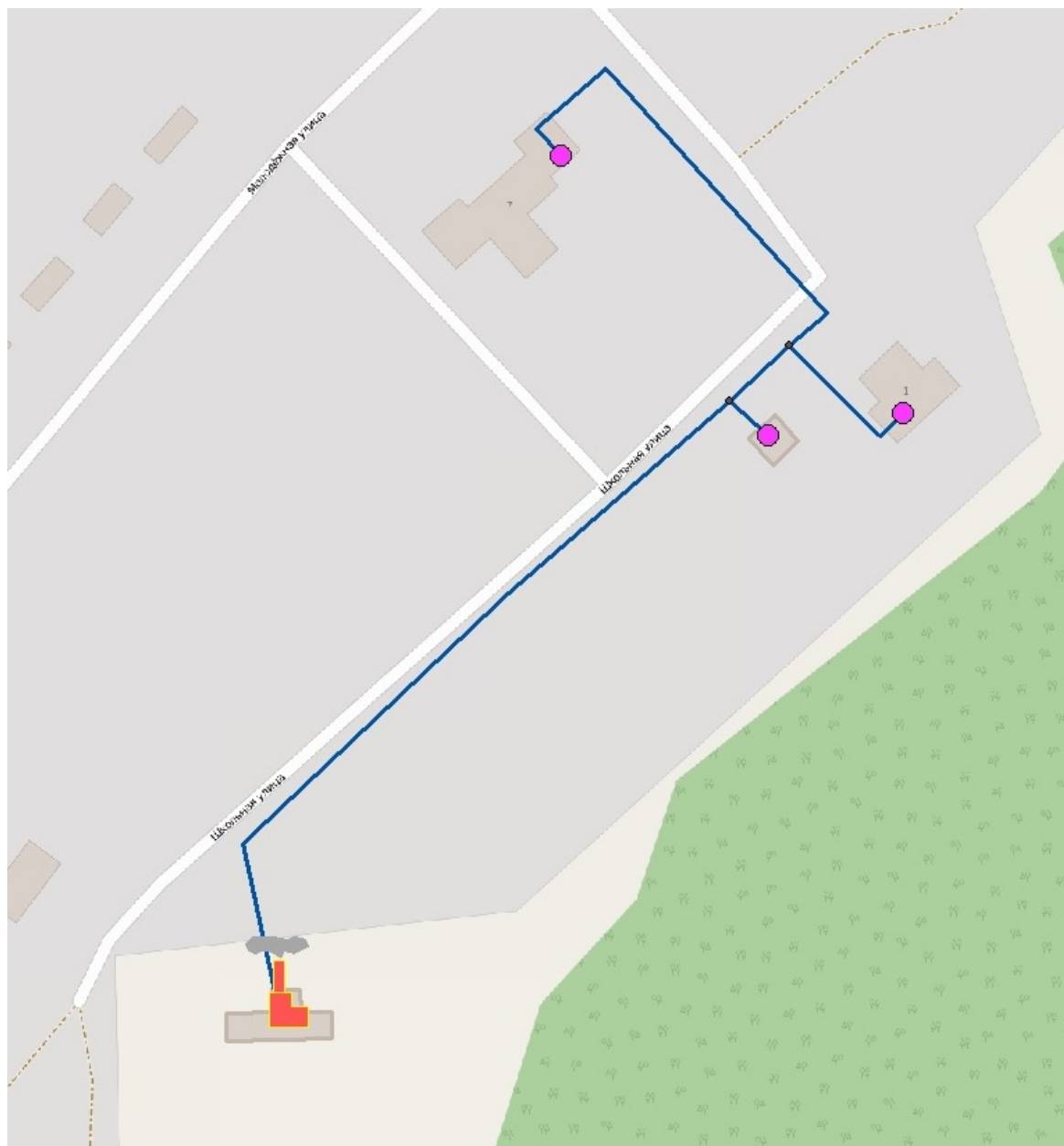


Рисунок 1.3.3.2-1 Схема тепловых сетей от котельной МУП ОМО СП «Преобразование»

### **1.3.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки**

Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию-1985 г. Изоляция труб выполнена из скорлуп ППУ (пенополиуретановая), толщина изоляции – 40мм. Компенсация температурных деформаций осуществляется углами поворота и «П»-образными компенсаторами. Тип прокладки-подземный в непроходных каналах.

### **1.3.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

В качестве запорной арматуры на врезках к потребителям установлены:

- Стальные клиновые задвижки Ду 32 – 2 шт;
- Стальные клиновые задвижки Ду 70 – 2 шт;
- Шаровые краны Ду 100 – 2шт.

### **1.3.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов**

Тепловые камер выполнены из кирпича, перекрытия железобетонные.

### **1.3.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной МУП ОМО СП «Преобразование» в с. Одинск осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, стабильный гидравлический режим системы теплоснабжения, что является основным его достоинством.

Котельные работают по температурному графику 95/70. Принятый температурный график 95/70°С на котельной обусловлен малой подключенной нагрузкой потребителей и малой протяженностью тепловых сетей (все потребители находятся на незначительном удалении от источника).

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

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии соответствуют утвержденным графикам

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

Гидравлический режим работы системы теплоснабжения МУП ОМО СП «Преобразование» следующий: давление в подающем трубопроводе – 6 атм, давление в обратном трубопроводе – 3,8 атм. Пьезометрические графики представлены в геоинформационной программу Zulu.

### **1.3.3.9. Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей,**

Статистика отказов и восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей МУП ОМО СП «Преобразование» представлена в таблице 1.3.3-2.

Таблица 1.3.3-2. Статистика отказов и восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей МУП ОМО СП «Преобразование»

Дата аварии (отказа)	Начало аварии	Ликвидация аварии	Длительность аварии (отказа)	Наименование и характеристика отказа	Отказавший узел, элемент
2013 год	13:00	18:00	6 часов	Разрыв теплосети	Разрыв трубы Ду 100

По информации МУП ОМО СП «Преобразование» на тепловых сетях за отчетный период произошел один отказ, на ликвидацию которого было затрачено 6 часов.

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

#### **1.3.3.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей,**

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительной изоляции конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

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

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

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

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистраль испытывается целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

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

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

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

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет

давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

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

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

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

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

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций,

технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

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

#### **1.3.3.12. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Приборы учета тепловой энергии на котельной отсутствуют. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии согласно информации МУП ОМО СП «Преобразование» представлены в таблице 1.3.3-3.

Таблица 1.3.3-3. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (согласно отчету по результатам обследования котельной в п. Одинск)

Период работы	Потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя, Гкал (%)	Потери и затраты теплоносителя, куб. м (куб. м/час)
Межотопительный сезон		75 (0,025)
Отопительный период		200,5 (0,0348)
Итого за год	286 (27)	275,5

### 1.3.3.13. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года

По информации МУП ОМО СП «Преобразование» потери тепловой энергии в тепловых сетях за последние 3 года соответствуют нормативным потерям.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

### 1.3.3.15. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Потребители подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. Система теплоснабжения двухтрубная. Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям представлена на рисунке 1.3.3.15-1.

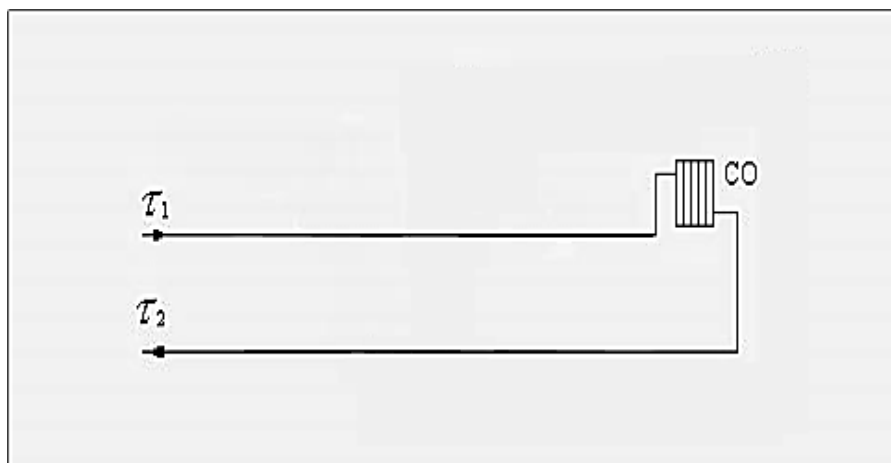


Рисунок 1.3.3.15-1. Схема присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям в п. Одинск

### **1.3.3.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям**

На настоящий момент на территории п. Одинск приборный учет тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, отсутствует.

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

Управление электродкотлами осуществляется от шкафа управления, в котором смонтированы автоматы защиты, контактор и схема автоматики. В силовой цепи предусмотрены приборы контроля токовой нагрузки и напряжения, а также защиты, действующие на отключение электродкотла при перегрузках и коротких замыканиях. Схема автоматически позволяет поддерживать постоянную температуру воды в водогрейной камере. В схеме автоматики предусмотрена защита, действующая на отключение электродкотла при нагреве корпуса котла до 45<sup>0</sup>С. Предусмотрена световая сигнализация наличия напряжения, включения нагрева, отказа контактора, включения насоса, аварии (перегрузки по току и перегреву), а также перевода щита управления в режим дистанционного управления.

Диспетчерскую службу МУП ОМО СП «Преобразование» использует телефонную связь.

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

В системе теплоснабжения МУП ОМО СП «Преобразование» центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

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

Для защиты тепловых сетей от превышения давления на котельной установлен расширительный бак WRV-200.

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

Согласно предоставленным данным бесхозяйные тепловые сети на территории п. Одинск отсутствуют.

## **1.3.4. МПК ММО «Сфера»**

### **1.3.4.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии**

Котельная в д. Зуй предназначена для теплоснабжения трех двухэтажных многоквартирных домов.

Тепловые сети от котельной выполнены в двухтрубном исполнении подземной прокладки в непроходных каналах из железобетонных лотков. Внутренний диаметры трубопроводов тепловых сетей 50 мм и 70 мм. Протяженность тепловых сетей составляет 160 м.

### **1.3.4.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

#### **1.3.4.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки**

Год начала эксплуатации котельной и тепловых сетей – 2015 г. В качестве изоляции используется ППУ. Компенсация температурных деформаций осуществляется углами поворота и «П»-образными компенсаторами. Тип прокладки-подземный в непроходных каналах из железобетонных лотков.

#### **1.3.4.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

На тепловых сетях установлены краны шаровые (приварные) Ду 50.

#### **1.3.4.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов**

Тепловые камер выполнены из кирпича, перекрытия железобетонные.

#### **1.3.4.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной в д. Зуй осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, стабильный гидравлический режим системы теплоснабжения, что является основным его достоинством.

Котельные работают по температурному графику 95/70. Принятый температурный график 95/70°С на котельной обусловлен малой подключенной нагрузкой потребителей и малой протяженностью тепловых сетей (все потребители находятся на незначительном удалении от источника).

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

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии соответствуют утвержденным графикам.

#### **1.3.4.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики,**

Гидравлический режим работы системы теплоснабжения д. Зуй следующий: давление в подающем трубопроводе – 6 атм, давление в обратном трубопроводе – 3,8 атм.

Пьезометрические графики тепловых сетей представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

#### **1.3.4.9. Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей,**

В связи с тем, что котельная и тепловые сети были введены в эксплуатацию в 2015 году отказов и аварий не происходило.

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

#### **1.3.4.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей,**

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

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

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

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

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления.

Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

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

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

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

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

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

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

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

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

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

#### **1.3.4.12. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Согласно предоставленной информации нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в д. Зуй составляют – 224 Гкал/час.

#### **1.3.4.13. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года**

Согласно информации теплоснабжающей организации, тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года соответствуют нормативным.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

#### **1.3.4.15. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям**

Потребители подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. Система теплоснабжения двухтрубная. Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям представлена на рисунке 1.3.4.15-1.

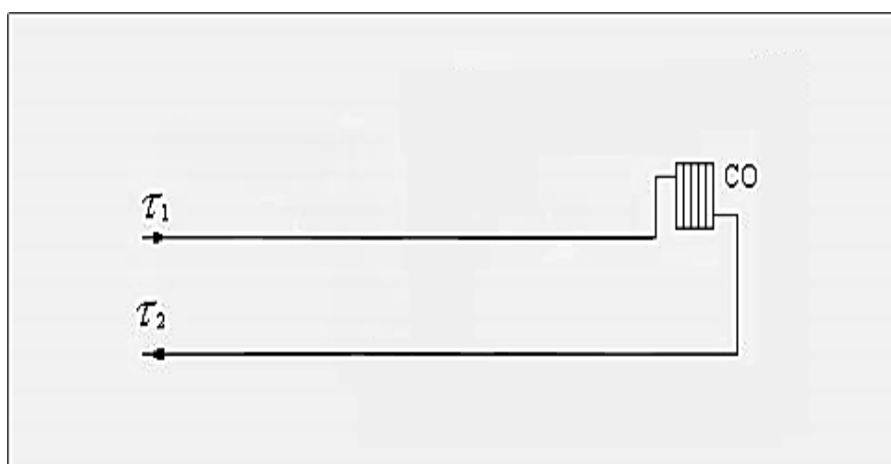


Рисунок 1.3.4.15-1 Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям в д. Зуй

#### **1.3.4.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям**

У потребителей отсутствуют приборы учета тепловой энергии. Прибор учета тепловой энергии установлен только на котельной.

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

На котельной МПК ММО «Сфера» установлен измерительный преобразователь ВЗЛЕТ АС. Преобразователь ВЗЛЕТ АС (адаптер сигналов) исполнения АССВ-030 – адаптер сотовой связи, предназначен для передачи накопленных и текущих данных, а также сообщений о нештатных ситуациях от приборов учета в диспетчерскую систему.

В узел учета котельной входит помимо датчиков температуры и давления, находящихся в работе, также по два датчика каждого параметра для работы в аварийном режиме. Со всех датчиков конечный сигнал поступает к диспетчеру.

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

В системе теплоснабжения д. Зуи центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

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

Для защиты тепловых сетей от превышения давления на котельной установлен расширительный бак Wester Heating 200 WRV и предохранительный клапан.

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

Согласно предоставленным данным бесхозные тепловые сети на территории д. Зуи отсутствуют.

### 1.3.5. МКП СМО «Савва»

#### 1.3.5.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии

Система теплоснабжения МКП СМО «Савва» двухтрубная с открытым ГВС. Структура тепловых сетей МКП СМО «Савва» представлена в таблице 1.3.5-1.

Таблица 1.3.5-1. Структура тепловых сетей МКП СМО «Савва»

Внутренний диаметр трубопровода, мм	Общая протяжённость участков, м (в двух трубном исчислении)
300	285
250	353
150	806
125	34
100	908
80	201
70	85
50	717
32	748
25	490
Всего	4625
Всего в однострубно	9250

#### 1.3.5.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

### **1.3.5.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки**

Тип прокладки – надземная в непроходных каналах. Изоляция – минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

### **1.3.5.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Специальной регулирующей арматуры на тепловой сети и у потребителей практически нет.

### **1.3.5.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов**

Тепловые камеры (в основном прямоугольной формы) выполнены из кирпича и бетона.

### **1.3.5.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной МКП СМО «Савва» осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, стабильный гидравлический режим системы теплоснабжения, что является основным его достоинством.

Котельные работают по температурному графику 95/70. Принятый температурный график 95/70°C на котельной обусловлен малой подключенной нагрузкой потребителей и малой протяженностью тепловых сетей (все потребители находятся на незначительном удалении от источника).

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

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии соответствуют утвержденным графикам

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

Гидравлический режим работы системы теплоснабжения МКП СМО «Савва» следующий: давление в подающем трубопроводе – 5,2 атм, давление в обратном трубопроводе – 3,8 атм.

Пьезометрические графики тепловых сетей представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

### **1.3.5.9. Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей,**

Данные об авариях и отказах на тепловых сетях» согласно информации, предоставленной МКП СМО «Савва»:

-2012 год – 4 аварийные ситуации, время устранения от 2 до 24 часов, причина – износ трубопровода;

-2013 год – 3 аварийные ситуации, время устранения от 2 до 24 часов, причина – износ трубопровода;

-2014 год – 7 аварий, время устранения от 2 до 24 часов, причина – износ трубопровода;

-2015 год – 1 авария, время устранения от 2 до 24 часов, причина – износ трубопровода.

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам

испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

#### **1.3.5.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей,**

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

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

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

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

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

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

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

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

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

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

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

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

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

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

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

#### **1.3.5.12. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Согласно информации, предоставленной МКП СМО «Савва», нормативный акт уполномоченного органа об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям Предприятием не представлен. Потери при передаче тепловой энергии по сетям приняты в размере потерь, учтенных при расчете тарифов для Предприятия на 2014 год, уменьшенных на 3%. Нормативные технологические потери в тепловых сетях МКП СМО «Савва» составляют – 3408,9 Гкал/год.

#### **1.3.5.13. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года**

Согласно информации, предоставленной МКП СМО «Савва», тепловые потери за последние 3 года составили:

- 2013 год – 3623 Гкал;
- 2014 год – 3514,3 Гкал;
- 2015 год – 3408,9 Гкал.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

### 1.3.5.15. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Потребители подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. Система теплоснабжения двухтрубная с открытым разбором ГВС. Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям представлена на рисунке 1.3.4.15-1 и рисунке 1.3.4.15-2.

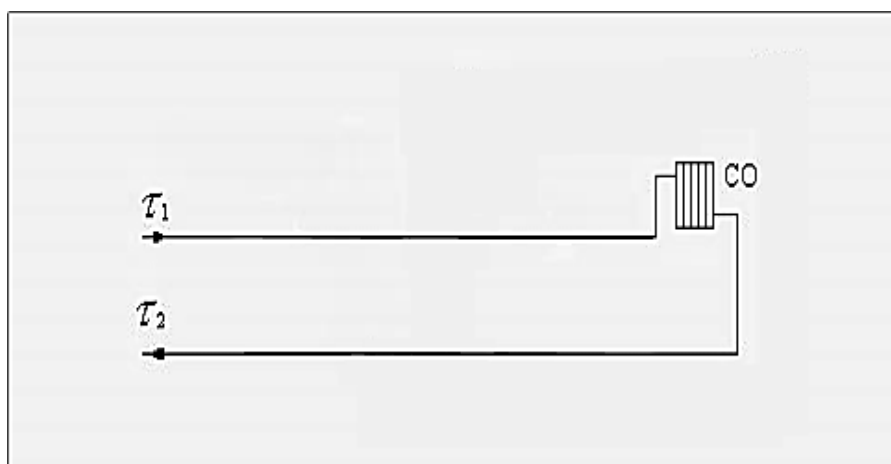


Рисунок 1.3.4.15-1 Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям МКП СМО «Савва»

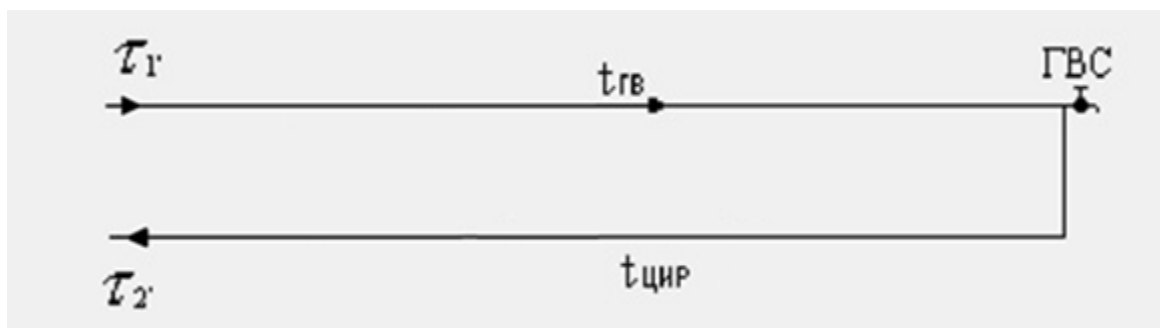


Рисунок 1.3.4.15. -2 Схема подключения потребителей к двухтрубной системе теплоснабжения ГВС

#### **1.3.5.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям**

По информации МКП СМО «Савва» приборы учета тепловой энергии установлены у следующих потребителей:

- Школа (ул. Школьная) – 1 прибор учета тепловой энергии п/у;
- Детский сад (ул. Школьная) – 1 прибор учета тепловой энергии п/у.

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

Диспетчерская служба оборудована телефонной связью, принимает сигналы об утечках и авариях на сетях от жителей города и обслуживающего персонала. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

Система телемеханизации отсутствует.

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

В системе теплоснабжения МКП СМО «Савва» центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

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

Специальной защиты тепловой сети от превышения давления (гидроудара) нет.

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

Согласно предоставленным данным бесхозяйные тепловые сети на территории с. Савватеевка не выявлены.

### **1.3.6. АО «АЭХК»**

#### **1.3.6.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии**

АО «Ангарский электролизный химический комбинат» не имеет собственных генерирующих источников тепловой энергии. Промплощадка АО «АЭХК» имеет единственный ввод тепловой энергии от магистральных тепловых сетей. Вводные трубопроводы тепловой сети промплощадки подключены к соответствующим трубопроводам в павильоне «А» тепломагистрали 1, обслуживаемой УТС ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго».

Наружная стена павильона «А» в соответствии с договорами на отпуск и потребление тепловой энергии в горячей воде является границей раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности между АО «АЭХК» и теплоснабжающей организацией.

Система теплоснабжения АО «АЭХК» двухтрубная, зависимая с открытым ГВС. Структура тепловых сетей АО «АЭХК» представлена в таблице 1.3.6 -1.

Таблица 1.3.6-1. Структура тепловых сетей АО «АЭХК»

№ уч-ка	Протяжённость тепловых сетей (в метрах) в зависимости от диаметра по состоянию на 01.01. 2016 года											
	Ду 40	Ду 50	Ду 70	Ду 80	Ду 100	Ду 150	Ду 200	Ду 250	Ду 300	Ду 400	Ду 500	Всего
1					84							84
2		78										78
3	10	120										130
4	5		90									95
5	46	120				506						672
6				80								80
7		330			65							395
8	408	564		400	480	226	1658			2280		5608
9						140	762					902
10	156	696		80	110		236			2176	890	4344
11		162	12	513	1347	256	450	340	596	300		3976
12		248	22	300	642	488	1158					2858
13							90		840			930
14						144						144
15		350										350
16	704		210									914
17	328											328
18		364										364
19	8		144	300	100							552
20						144						144
21	222	200										422
22	200											200
23		249										249
24	200	420										620
25	128											128
26	72											72
27		184										184
28	70	84										154
29	220											220
30		130										130

№ уч- ка	Протяжённость тепловых сетей (в метрах) в зависимости от диаметра по состоянию на 01.01. 2016 года											
	Ду 40	Ду 50	Ду 70	Ду 80	Ду 100	Ду 150	Ду 200	Ду 250	Ду 300	Ду 400	Ду 500	Всего
31		134				31						165
32			96		144							240
33	166											166
34	70											70
35					303,8	303,8						607,6
36	25			188	75	25	214					502
37			41	41			109					191

### **1.3.6.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

### **1.3.6.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки**

От павильона «А» трубопроводы горячей воды до объектов промплощадки исполнены в варианте подземной прокладки в непроходных каналах. Исключение составляют трубопроводы от ТК-5 сублиматного производства до здания 309, проложенные по технологической эстакаде и трубопроводы от УТ-27 до здания 801 разделительного производства. Сеть теплоснабжения выполнена из стальных труб диаметром до 500 мм с теплоизоляционным покрытием. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

### **1.3.6.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

На тепловых сетях АО «АЭХК» установлена стальная запорная арматура. Перечень запорной арматуры представлен в таблице 1.3.6-2.

Таблица 1.3.6-2. Перечень запорной арматуры АО «АЭХК»

№ уч-ка	Количество запорной арматуры (шт) в зависимости от диаметра					
	До Ду 80	Ду 80-125	Ду 125-150	Ду 150-200	Ду 200-300	Ду 300-400
1						
2	2					
3	4					
4	6					
5	18					
6	6					
7						
8	37	15	15		2	2

№ уч-ка	Количество запорной арматуры (шт) в зависимости от диаметра					
	До Ду 80	Ду 80-125	Ду 125-150	Ду 150-200	Ду 200-300	Ду 300-400
9	9	4		2	1	
10	41	4	6	3		4
11	4	2				
12	43	30	3	4		
13	2			2		
14						
15						
16						
17						
18						
19	6					
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
32	4	2				
33	2					
34						
35		2	2			
36	7		4			
37	4					
<b>Всего</b>	<b>195</b>	<b>59</b>	<b>30</b>	<b>11</b>	<b>3</b>	<b>6</b>

### 1.3.6.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры выполнены по типовым проектам подземного исполнения. Павильоны выполнены по индивидуальным проектам надземного и заглубленного типа.

#### **1.3.6.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется по температурному графику ТЭЦ-9, представленному в разделе 1.3.1.6

Температурные графики обоснованы удаленностью потребителей от источника и значительной величиной нагрузки

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

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии соответствуют утвержденным графикам

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

На вводных трубопроводах теплосети промплощадки производится регулирование располагаемого напора. В подающем трубопроводе поддерживается давление около 6 атм., а в обратном трубопроводе – 4 атм.

Пьезометрические графики тепловых сетей представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

#### **1.3.6.9. Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей**

Согласно информации, предоставленной АО «АЭХК», отказов на тепловых сетях не было.

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам

испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

#### **1.3.6.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей,**

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

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

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

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

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

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

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

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

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

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

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

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

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

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

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

#### **1.3.6.12. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Нормативы технологических потерь тепловой энергии согласно предоставленных данных представлены в таблице 1.3.6-3.

Таблица 1.3.6-3. Нормативы технологических потерь тепловой энергии в тепловых сетях АО «АЭХК»

Год	2013	2014	2015	2016	2017
Нормативные потери (тыс. Гкал)	26,732	26,732	26,732	23,739	23,652

#### **1.3.6.13. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года**

Согласно информации, предоставленной АО «АЭХК», тепловые потери за последние 3 года соответствуют нормативным.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

#### 1.3.6.15. Типы присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Потребители подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. Система теплоснабжения двухтрубная с открытым разбором ГВС. Схема присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям представлена на рисунке 1.3.6.15-1.

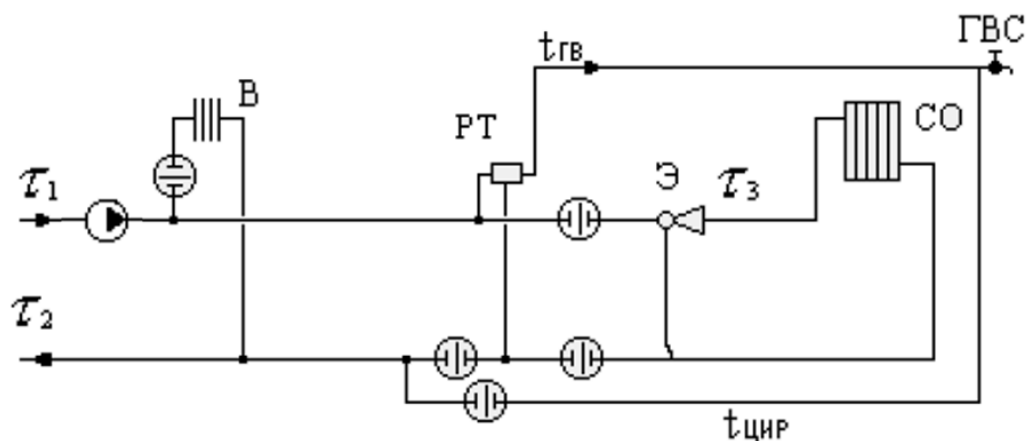


Рисунок 1.3.6.15-1 Схема присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям АО «АЭХК»

#### 1.3.6.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям

Данная информация от АО «АЭХК» не была предоставлена.

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

Диспетчерская служба оборудована телефонной связью, принимает сигналы об утечках и авариях на сетях от обслуживающего персонала. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

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

В системе теплоснабжения АО «АЭХК» центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

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

Специальной защиты тепловой сети от превышения давления (гидроудара) нет.

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

Согласно предоставленным данным бесхозяйные тепловые сети на территории АО «АЭХК» не выявлены.

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

### **1.4.1. ПАО «Иркутскэнерго»**

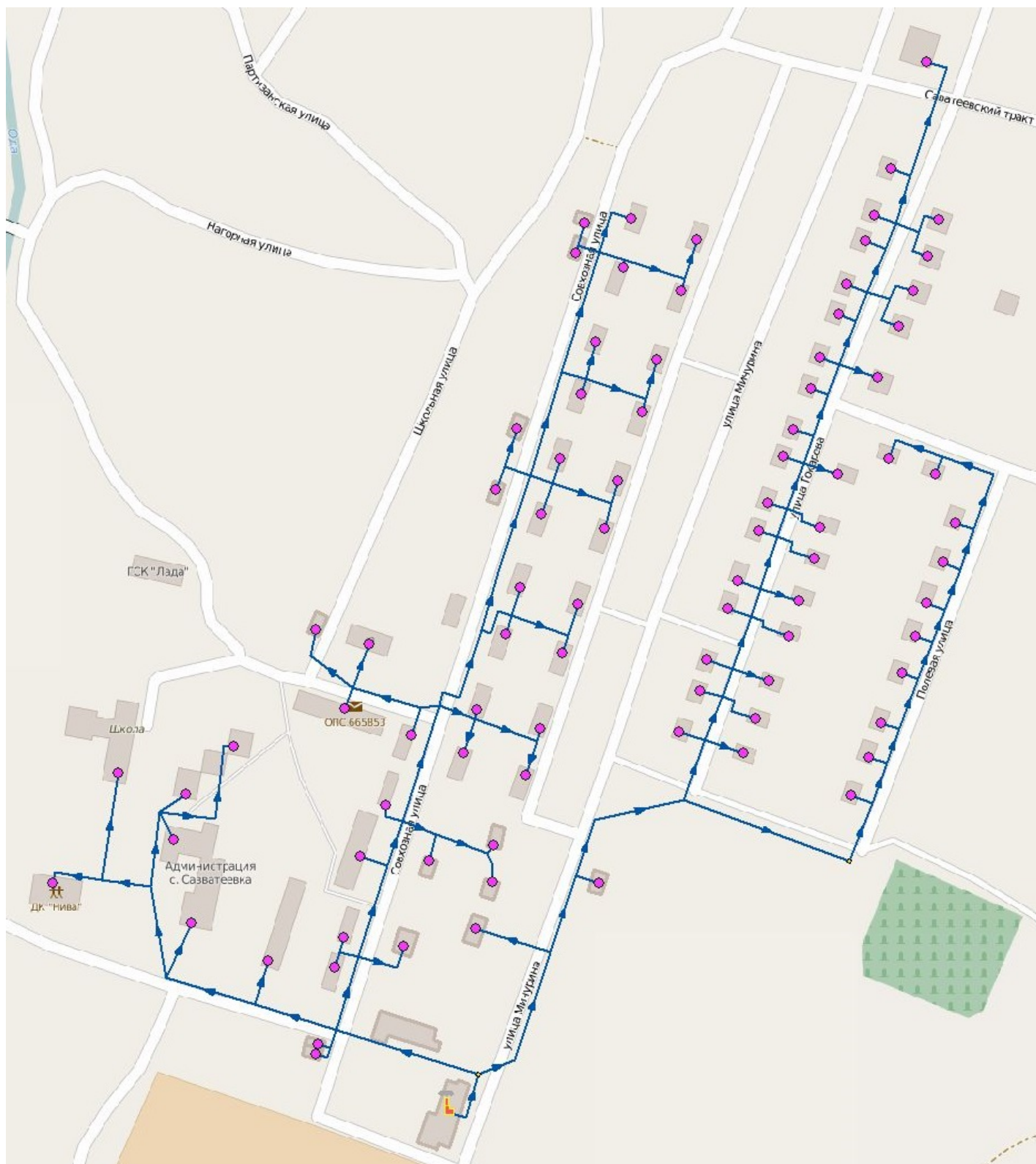
Городская застройка, которую обеспечивает теплом станция Участок №1 ТЭЦ-9, ограничена ул. Ленина – это старая часть города и микрорайоны: Северный, Майск, Китой, Цементников, Шеститысячник. Участок №1 ТЭЦ-9 подает тепло по тепломагистралям № 1 и № 2. По тепломагистрали № 1 тепло подается в основном для городской застройки и мкр. Северный; по тепломагистрали № 2 - промышленным потребителям и на мкр. Майск, Китой, Цементников, Шеститысячник.

ТЭЦ-9 расположена на территории АО АНХК и предназначалась для обеспечения теплом и электроэнергией объекта нефтехимической промышленности АО АНХК. Станция обеспечивает теплом большую часть АО АНХК и его дочерних компаний, а также все микрорайоны города. ТЭЦ-9 подает тепло на город по тепломагистралям № 2, 3, 4, 5, 6. На юго-западный район г. Ангарск, в т.ч. на АО АЭХК, ОАО «Тепличное», птицефабрики ОАО «Саянский бройлер» и Ангарскую птицефабрику, ряд других промпредприятий, пос. Мегет, мкр. Юго-Восточный, тепло от ТЭЦ-9 подается по тепломагистрали № 6. АО АНХК обеспечивается теплом по тепломагистрали «Г» (2 Ø700), принадлежащей нефтехимической компании.

ТЭЦ-10 ПАО «Иркутскэнерго» расположена южнее станции Совхозная ВСЖД и занимает земельный участок площадью 754 га. Станция обеспечивает паром АО АЭХК, ОАО «Тепличное» и ОАО «Каравай». ПАО «Иркутскэнерго» в лице Участка тепловых сетей ТЭЦ-9 располагает теплотрассами, подключенными к тепломагистрали № 6: № 1, 2, Мегетская (на МПФ и пос. Мегет) и АПФ (в основном на Ангарскую птицефабрику) и подающей линией тепломагистрали № 3 (Ø 800).

### 1.4.2. МКП СМО «Савва»

Зона действия системы теплоснабжения МКП СМО «Савва» условно может быть ограничена следующими улицами: Саватеевский тракт, Школьная и Полевая улицы, улица Мичурина. Источник тепловой энергии расположен в пределах улицы Мичурина.



### **1.4.3. МУП ОМО СП «Преобразование»**

Зона действия системы теплоснабжения МУП ОМО СП «Преобразование» условно расположена в границах улиц Победы и Школьной на территории поселка Одинск. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu

### **1.4.4. МПК ММО «Сфера»**

Зона действия системы теплоснабжения МПК ММО «Сфера» расположена в границах улицы Сибизмир и прилегающих территориях деревни Зуй Мегетского муниципального образования. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu

### **1.4.5. АО «АЭХК»**

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu

### **1.4.6. АО «АНХК»**

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu

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

### **1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха**

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС для Ангарского городского округа составляет минус 33°C.

Средняя температура отопительного сезона составляет минус 7,7°C.

Продолжительность отопительного сезона составляет 232 дня.

В результате анализа перечня потребителей тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения на территории Ангарского ГО были получены значения потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха, представленные в таблице 1.5.1-1.

Таблица 1.5.1-1. Тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения на территории Ангарского ГО

Зона действия источника	Источник теплоснабжения	Отопление и вентиляция				ГВС				Суммарная подключенная нагрузка			
		Население	Бюджетные организации	Прочие организации	<b>Итого:</b>	Население	Бюджетные организации	Прочие организации	<b>Итого:</b>	Население	Бюджетные организации	Прочие организации	<b>Итого:</b>
МО «г. Ангарск» Мегетское МО	ТЭЦ-9	-	-	-	997,449	-	-	-	434,806	-	-	-	<b>1432,255</b>
	Участок 1 ТЭЦ-9	-	-	-	161,894	-	-	-	44,517	-	-	-	<b>206,411</b>
	ТЭЦ-10	-	-	-	10,900	-	-	-	1,551	-	-	-	<b>35,851*</b>
Савватеевское МО	Котельная МКП СМО «Савва»	2,066	0,409	0,136	2,610	0,153	-	-	0,153	2,218	0,409	0,136	<b>2,763</b>
Одинское МО	МУП ОМО СП «Преобразование»	-	0,266	-	0,266	-	-	-	-	-	0,266	-	<b>0,266</b>
Мегетское МО, д.Зуй	МПК ММО «Сфера»	0,231	-	-	0,231	-	-	-	-	0,231	-	-	<b>0,231</b>

\*ТЭЦ-10 имеет нагрузку по технологическому пару в размере 23,4 Гкал/ч

### **1.5.2. Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Случаи применения для отопления жилых помещений в многоквартирных домах индивидуальных квартирных источников тепловой энергии на территории Ангарского ГО зафиксированы не были.

Переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством РФ, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов запрещается ФЗ №190 «О теплоснабжении».

### **1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

Котельная МУП ОМО СП «Преобразование» осуществляет выработку и подачу тепловой энергии потребителям в течении всего отопительного периода, вне отопительного периода котельная не работает.

Средняя температура отопительного сезона составляет минус 7,7°С.

Продолжительность отопительного сезона составляет 232 дня или 5568 часов.

Значения потребления тепловой энергии на территории Ангарского ГО представлены в таблице 1.5.3-1.

Таблица 1.5.3-1. Потребление тепловой энергии за отопительный период и год в целом

Источник теплоснабжения	Зона действия источника	Ед. измерения	Отопительный период	Год
ТЭЦ-9	МО «г. Ангарск», Мегетское МО	Гкал	574402	621768
Участок 1 ТЭЦ-9		Гкал	3911394	4374028
ТЭЦ-10		Гкал	35318	241952
Котельная МКП СМО «Савва»	Савватеевское МО	Гкал	8446,2	9034,2

Источник теплоснабжения	Зона действия источника	Ед. измерения	Отопительный период	Год
МУП ОМО СП «Преобразование»	Одинское МО	Гкал	713,1	713,1
МПК ММО «Сфера»	Меgetское МО, д.Зуй	Гкал	671,1	671,1

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

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306) (в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

- в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);

- в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем;

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

- в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;
- на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

В ОТНОШЕНИИ ОТОПЛЕНИЯ:

- в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;
- на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению и отоплению для населения Ангарского городского округа, утвержденные приказом министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области 31 мая 2013 года N 27-мпр (в редакции Приказов министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 29.07.2013 N 54-мпр, от 25.05.2015 N 43-мпр, от 02.10.2015 N 118-мпр, Приказов министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 14.03.2014 N 8-мпр, от 02.10.2014 N 78-мпр, с изм., внесенными Решением Иркутского областного суда от 23.04.2014 N 3-19-14), представлены в таблицах 1.5.4-1 - 1.5.4-5.

Таблица 1.5.4-1. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Ангарского городского округа для жилых помещений в многоквартирных домах до 1999 года постройки (включительно).

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в зависимости от этажности многоквартирных домов, Гкал на 1 кв.м площади жилого помещения в месяц							
1 этаж	2 этажа	3-4 этажа	5-9 этажей	10-11 этажей	12 этажей	13 этажей	14 и более этажей
0,0531	0,0492	0,0318	0,0285	0,0273	0,0269	0,0274	0,0278

Таблица 1.5.4-2. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Ангарского городского округа для жилых помещений в многоквартирных домах после 1999 года постройки.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в зависимости от этажности многоквартирных домов, Гкал на 1 кв.м площади жилого помещения в месяц							
1 этаж	2 этажа	3-4 этажа	5-9 этажей	10-11 этажей	12 этажей	13 этажей	14 и более этажей
0,0223	0,0188	0,0190	0,0169	0,0158	0,0150	0,0142	0,0138

Таблица 1.5.4-3. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых домах на территории Ангарского городского округа

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в зависимости от этажности жилых домов, Гкал на 1 кв.м площади жилого помещения в месяц					
Дома до 1999 года постройки включительно			Дома после 1999 года постройки		
1-этажные	2-этажные	3-этажные	1-этажные	2-этажные	3-этажные
0,0496	0,0460	0,0289	0,0208	0,0176	0,0173

Таблица 1.5.4-4. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Ангарского городского округа при использовании надворных построек

Тип надворной постройки	Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению при использовании надворных построек, Гкал на 1 кв.м площади отапливаемых надворных построек в месяц							
	Коровники	Свинарники	Конюшни	Птичники	Кошары	Овощехранилища	Гаражи	Бани
Постройки до 1999 года строительства включительно	0,0392	0,0439	0,0337	0,0460	0,0366	0,0321	0,0392	0,0536
Постройки после 1999 года строительства	0,0165	0,0184	0,0141	0,0193	0,0154	0,0135	0,0165	0,0225

Таблица 1.5.4-5. Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых домах и на общедомовые нужды на территории Ангарского городского округа

N п/п	Вид благоустройства жилого помещения (комнаты)	Нормативы потребления коммунальных услуг в жилом помещении по горячему водоснабжению, куб.м на 1 чел. в месяц	Нормативы потребления коммунальных услуг на общедомовые нужды по горячему водоснабжению, куб. м на 1 кв. м общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, в месяц
1. Многоквартирные и жилые дома, оборудованные внутридомовыми инженерными системами холодного и горячего водоснабжения, водоотведения, в жилых помещениях которых установлено внутриквартирное оборудование			
1.1.	ванна длиной от 1500 до 1700 мм с душем, раковина, мойка кухонная, унитаз	3,79	0,028
1.2.	ванна длиной 1200 мм с душем, раковина, мойка кухонная, унитаз	3,59	
1.3.	душ, раковина, мойка кухонная, унитаз	3,18	
1.4.	раковина, мойка кухонная, унитаз	1,07	
2. Многоквартирные и жилые дома, оборудованные внутридомовыми инженерными системами холодного водоснабжения, водоотведения, в жилых помещениях которых установлено внутриквартирное оборудование			
2.1.	водонагреватель, ванна длиной от 1500 до 1700 мм с душем, раковина, мойка кухонная, унитаз	0,00	0,00
2.2.	водонагреватель, ванна длиной 1200 мм с душем, раковина, мойка кухонная, унитаз	0,00	0,00
2.3.	водонагреватель, душ, раковина, мойка кухонная, унитаз	0,00	0,00
2.4.	водонагреватель, раковина, мойка кухонная, унитаз	0,00	0,00
2.5.	раковина, мойка кухонная, унитаз	0,00	0,00
2.6.	раковина (или мойка кухонная), унитаз	0,00	0,00
3. Многоквартирные и жилые дома, оборудованные внутридомовой инженерной системой холодного водоснабжения, в жилых помещениях которых установлено внутриквартирное оборудование			
3.1	раковина, мойка кухонная, унитаз	0,00	0,00

N п/п	Вид благоустройства жилого помещения (комнаты)	Нормативы потребления коммунальных услуг в жилом помещении по горячему водоснабжению, куб.м на 1 чел. в месяц	Нормативы потребления коммунальных услуг на общедомовые нужды по горячему водоснабжению, куб. м на 1 кв. м общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, в месяц
3.2.	раковина (или мойка кухонная), унитаз	0,00	0,00
3.3.	раковина (или мойка кухонная)	0,00	0,00
4. Многоквартирные и жилые дома с водоснабжением через водоразборную колонку		0,00	0,00
5. Общежития, оборудованные внутридомовыми инженерными системами холодного и горячего водоснабжения, водоотведения:			
5.1.	жилая комната - душ, раковина (или мойка кухонная), унитаз	2,61	0,018
5.2.	жилая комната - раковина (или мойка кухонная), унитаз; общие душевые	2,00	
5.3.	жилая комната - раковина, унитаз; общие душевые и кухни	1,89	

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

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

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

2) *Располагаемая мощность источника тепловой энергии* — величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам;

3) *Мощность источника тепловой энергии нетто* — величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Сведения о тепловых мощностях источников теплоснабжения, балансы мощности с указанием резервов и дефицитов тепловой мощности представлены подразделах 1.6.1 – 1.6.4.

### 1.6.1. ПАО «Иркутскэнерго»

#### 1.6.1.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Параметры тепловой мощности представлены в таблицах ниже.

Таблица 1.6.1-1. Характеристика тепловой мощности ТЭЦ-9

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2402,50
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2402,50
Собственные нужды источника	Гкал/ч	14,03
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	2388,47
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	130,85
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	1432,26
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	825,36
	%	35 %

Таблица 1.6.1-2. Характеристика тепловой мощности Участок №1 ТЭЦ-9

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	675,84
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	675,84
Собственные нужды источника	Гкал/ч	6,02
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	669,82
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	33,44
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	206,41
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	429,97
	%	64 %

Таблица 1.6.1-3. Характеристика тепловой мощности ТЭЦ-10

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	563,00
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	523,00
Собственные нужды источника	Гкал/ч	7,57

Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	515,43
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	11,04
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	35,85
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	468,54
	%	91 %

**1.6.1.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии**

Резервы и дефициты отражены в таблицах в разделе 1.6.1.3 и составляют для ТЭЦ-9 — 825,36 Гкал/ч, для станции Участок №1 ТЭЦ-9 — 429,97 Гкал/ч, ТЭЦ-10 — 468,54 Гкал/ч.

**1.6.1.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя**

Сведения о гидравлических режимах, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника потребителям, представлены в разделе 1.3.8.

## 1.6.2. МКП СМО «Савва»

### 1.6.2.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Параметры тепловой мощности котельной МКП СМО «Савва» представлены в таблицах ниже.

Таблица 1.6.2-1. Характеристика тепловой мощности котельной МКП СМО «Савва»

Показатель	Ед.изм.	Значение
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	5,74
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,74
Собственные нужды источника (% от располагаемой тепловой мощности источника)	Гкал/ч	0,41
	%	7,19%
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	5,33
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	1,07
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	2,76
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	1,50
	%	28,16%

Таблица 1.6.2-2. Объемы выработки и потребления тепловой энергии на котельной МКП СМО «Савва» за 2013-2015 год

Параметр	Ед. изм.	Значение параметра за рассматриваемый период		
		2013	2014	2015
Выработка тепловой энергии	Гкал	13909	13665,5	13560
Объем потребления на собственные нужды (% от выработки тепловой энергии)	Гкал	1320	1320	1320
	%	9,49%	9,66%	9,73%
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	12589	12345,5	12240
Потери тепловой энергии	Гкал	3623	3514,3	3408,9
	%	28,78%	28,47%	27,85%
Полезный отпуск тепловой энергии, в, т,ч,	Гкал	8966	8831,2	8831,1

### 1.6.2.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии

На котельной МКП СМО «Савва» имеется резерв тепловой мощности равный 1,50 Гкал/ч. Эта величина составляет 28,16 % от тепловой мощности источника нетто. Таким образом, источник имеет достаточный резерв для подключения перспективных потребителей тепловой энергии.

### 1.6.2.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя

Сведения о гидравлических режимах, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника потребителям, представлены в разделе 1.3.8.

## 1.6.3. МУП ОМО СП «Преобразование»

### 1.6.3.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Параметры тепловой мощности представлены в таблицах ниже.

Таблица 1.6.3-1. Характеристика тепловой мощности котельной МУП ОМО СП «Преобразование»

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,550
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,550
Собственные нужды источника	Гкал/ч	0,017
	%	3,12% *
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,533
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	0,098
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,245
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	0,190
	%	35,57%

\*собственные нужды составляют 4,77% от вырабатываемой тепловой мощности, равной 0,392 Гкал/ч, или 3,12% от располагаемой тепловой мощности котельной.

Таблица 1.6.3-2. Объемы выработки и потребления тепловой энергии на котельной МУП ОМО СП «Преобразование»

Параметр	Ед. изм,	Значение
Выработка тепловой энергии	Гкал	1049

Параметр	Ед, изм,	Значение
Объем потребления на собственные нужды	Гкал	50
	%	4,77%
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	999
Потери тепловой энергии	Гкал	285,9
	%	28,62%
Полезный отпуск тепловой энергии, в, т,ч,	Гкал	713,1

### **1.6.3.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии**

На данный момент на котельной МУП ОМО СП «Преобразование» имеется резерв тепловой мощности равный 0,159 Гкал/ч или 29,96% от тепловой мощности нетто источника.

### **1.6.3.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя**

Сведения о гидравлических режимах, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника потребителям, представлены в разделе 1.3.8.

#### 1.6.4. МПК ММО «Сфера»

##### 1.6.4.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Балансы тепловой мощности и ресурса котельной представлены в таблицах ниже.

Таблица 1.6.4-1. Баланс ресурса котельной МПК ММО «Сфера»

Параметр	Ед. изм.	Значение
Выработка тепловой энергии	Гкал	810,2
Объем потребления на собственные нужды (% от выработки тепловой энергии)	Гкал	26,9
	%	3,32%
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	783,3
Потери тепловой энергии	Гкал	112,2
	%	14,32%
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	671,1

Таблица 1.6.4-2. Баланс тепловой мощности котельной МПК ММО «Сфера»

Параметр	Ед.изм.	Значение
Установленная мощность	Гкал/ч	0,43
Располагаемая мощность	Гкал/ч	0,43
Собственные нужды котельной (% от располагаемой тепловой мощности источника)	Гкал/ч	0,009
	%	2,15%
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,421
Потери тепловой энергии	Гкал/ч	0,039
	%	14,32%
Подключенная нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	0,231
Резерв тепловой мощности	Гкал/ч	0,152
	%	36,03%

##### 1.6.4.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии

По состоянию на 2015 год резерв котельной составляет 36,03 % от тепловой мощности котельной нетто или 0,152 Гкал/ч.

### **1.6.4.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя**

Сведения о гидравлических режимах, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника потребителям, представлены в разделе 1.3.8.

## **1.7. Балансы теплоносителя**

### **1.7.1. Нормативный режим подпитки**

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 технологические потери и затраты сетевой воды в тепловых сетях и затраты сетевой воды на горячее водоснабжение у конечных потребителей.

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

Для компенсации этих расчетных технологических 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 ( $G_m$ ) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром ( $D_u$ ) не должен превышать значений, приведенных в Таблице 3 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды ( $G_3$ , м<sup>3</sup>/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{ТС} + G_M,$$

где  $G_M$  – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети.

$V_{ТС}$  – объем воды в системах теплоснабжения, м<sup>3</sup>.

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м<sup>3</sup> на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м<sup>3</sup> на 1 МВт – при открытой системе и 30 м<sup>3</sup> на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

### **1.7.2. Аварийный режим подпитки**

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ и Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 34.20.801-2000, утв. Минэнерго РФ) в качестве аварии тепловой сети рассматривают лишь повреждение магистрального трубопровода, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение магистрального трубопровода, при котором утечка теплоносителя является фактически не компенсируемой. При такой аварийной утечке требуется неотложное отключение поврежденного участка.

Нормируя аварийную подпитку, составители СНиП имели в виду инцидентную подпитку (в терминологии названных выше документов), которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов тепловой сети.

Согласно требованию СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», 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.

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии приведены в таблице 1.7.2-1.

Таблица 1.7.2-1. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок

Наименование источника СЦТ	Объем системы теплоснабжения	Водоразбор на нужды ГВС	Нормативная утечка	Предельный часовой расход на заполнение	Итого подпитка подготовленной водой	Аварийная подпитка
	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч
Участок №1 ТЭЦ-9	9 793	609,82	24,48	150,00**	784,30	195,86
ТЭЦ-9	71 745	5956,25	179,36	350,00**	6485,61	1434,9
ТЭЦ-10	509*	0	-	-	-	-
МКП СМО «Савва»	503	6,11	1,26	35**	42,37	10,06

\*в таблице представлен объем сетей, обеспечивающих потребителей технологическим паром, объем водяных сетей теплоснабжения равен нулю; \*\*значения представлены в соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»

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

## 1.8.1. ПАО «Иркутскэнерго»

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

На ТЭЦ-9 в качестве основного топлива используется уголь из Азейского, Мугунского, Черемховского, Головинского и Ирбейского месторождений. Растопочным топливом является мазут марки М-100.

На станции Участок №1 ТЭЦ-9 в качестве растопочного топлива используется мазут марки М-100, основным топливом является уголь Черемховского месторождения.

На ТЭЦ-10 в качестве основного топлива используются угли из Азейского, Мугунского, Черемховского и Головинского месторождений. Мазут марки М-100 используется при растопке котлоагрегатов.

Топливные балансы источников тепловой энергии ПАО «Иркутскэнерго» представлены в таблицах ниже.

Таблица 1.8.1-1. Топливный баланс ТЭЦ-9

Показатель	Ед. измерения	Значение		
		2013	2014	2015
Объем сжигаемого топлива, в т.ч.	т	581141	573765	542884
уголь	т	580502	573478	542395
	%	99,89 %	99,95 %	99,91 %
мазут	т	639	287	489
	%	0,11 %	0,05 %	0,09 %
Удельный расход топлива на отпуск	кг/Гкал	136,8	136,1	139,2

Таблица 1.8.1-2. Топливный баланс станции Участок ТЭЦ-9

Показатель	Ед. измерения	Значение		
		2013	2014	2015
Объем сжигаемого топлива, в т.ч.	т	258433	250250	266912
уголь	т	258200	250050	266751
	%	99,91	99,92	99,94
мазут	т	233	200	160
	%	0,09	0,08	0,06
Удельный расход топлива на отпуск	кг/Гкал	155,7	154,71	158,8

### 1.8.1.2. Описание видов резервного и аварийного топлива

В качестве резервного топлива на ТЭЦ-9, ТЭЦ-10 и станции Участок №1 ТЭЦ-9 используется бурый уголь.

## 1.8.2. «МКП СМО «Савва»

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

В качестве основного вида топлива на котельной используется мазут.

Топливный баланс котельной МКП СМО «Савва» представлен в таблице ниже. Нормативы запасов топлива на котельной МКП СМО «Савва», утвержденные приказом министерства жилищной политики и энергетики иркутской области от 24 декабря 2013г. №56-мпр.

Таблица 1.8.2-1. Топливный баланс котельной МКП СМО «Савва»

№ п/п	Параметр	Значение
1	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	13560
2	Удельный расход условного топлива, кг.у.т/Гкал	169,00*
3	Годовой расход условного топлива, т.у.т.	2292
4	Удельный расход натурального топлива (мазут), кг/Гкал	146,85
5	Годовой расход натурального топлива, т	1991

\*величина у.р.у.т. установлена Приказом Министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области №55-мпр от 24.12.2013 г.

Таблица 1.8.2-2. Нормативы запасов топлива на источнике МКП СМО «Савва»

Организация	Объемы		Запас основного и резервного видов топлива, т
	Нормативный эксплуатационный запас топлива, т	Неснижаемый нормативный запас топлива, т	
МКП СМО «Савва»	Мазут		
	249,4	43,4	292,8

### 1.8.2.2. Описание видов резервного и аварийного топлива

В качестве резервного топлива на котельной МКП СМО «Савва» используется мазут. Неснижаемый нормативный запас мазута на источнике составляет 43,4 т.

Аварийное топливо на источнике не предусмотрено.

### 1.8.3. МУП ОМО СП «Преобразование»

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

Котельная МУП ОМО СП «Преобразование» использует электрическую энергию в качестве топлива для производства тепловой энергии.

Топливный баланс котельной МУП ОМО СП «Преобразование» представлен в таблице ниже.

Таблица 1.8.3-1. Топливный баланс котельной МКП СМО «Савва»

№ п/п	Параметр	Значение
1	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	1049,00
2	Годовой расход электроэнергии, кВт.ч	759750,00
3	Удельный расход электроэнергии, кВт.ч/Гкал	724,26

#### 1.8.3.2. Описание видов резервного и аварийного топлива

В качестве резервного топлива на котельной МУП ОМО СП «Преобразование» используется электрическая энергия.

Аварийное топливо на источнике не предусмотрено.

### 1.1.1. МПК ММО «Сфера»

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

Котельная МПК ММО «Сфера» в деревне Зуй использует в качестве топлива для производства тепловой энергии электрическую энергию.

#### 1.8.3.4. Описание видов резервного и аварийного топлива

В качестве резервного топлива используется электрическая энергия.

Аварийное топливо на котельной не предусмотрено.

## **1.9. Надежность теплоснабжения**

### **1.9.1. Методика и показатели надежности**

Настоящая методика по анализу показателей, используемых для оценки надёжности систем теплоснабжения, разработана в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, №34, ст. 4734).

Для оценки надёжности системы теплоснабжения используются показатели, установленные в соответствии с пунктом 123 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808:

- показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатель технического состояния тепловых сетей, характеризуемый наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов;
- показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения.

### **1.9.2. Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения**

Надёжность системы теплоснабжения обеспечивается надёжной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

### 1.9.3. Показатели надёжности системы теплоснабжения

Оценка надёжности системы теплоснабжения рассматриваемых котельных производится по следующим показателям:

а) показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии ( $K_э$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

$K_э=1,0$  – при наличии резервного электроснабжения;

$K_э=0,6$  – при отсутствии резервного электроснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_э^{общ} = \frac{Q_i * K_э^{уст.i} + \dots + Q_n * K_э^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (1)$$

где  $K_э^{уст.i}$ ,  $K_э^{уст.n}$  - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

$$Q_i = \frac{Q_{факт}}{t_ч}, \quad (2)$$

где  $Q_i$ ,  $Q_n$  - средние фактические тепловые нагрузки за предшествующие 12 месяцев по каждому  $i$ -му источнику тепловой энергии;

$t_ч$  – количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев.

$n$  – количество источников тепловой энергии.

б) показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии ( $K_в$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

$K_в = 1,0$  – при наличии резервного водоснабжения;

$K_в = 0,6$  – при отсутствии резервного водоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_в^{общ} = \frac{Q_i * K_в^{уст.i} + \dots + Q_n * K_в^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (3)$$

где  $K_в^{уст.i}$ ,  $K_в^{уст.n}$  - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

в) показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии ( $K_т$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

$K_m = 1,0$  – при наличии резервного топливоснабжения;

$K_m = 0,5$  – при отсутствии резервного топливоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_m^{общ} = \frac{Q_i * K_m^{уст.i} + \dots + Q_n * K_m^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (4)$$

где  $K_m^{уст.i}$ ,  $K_m^{уст.n}$  - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

г) показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей ( $K_{\delta}$ ) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

$K_{\delta} = 1,0$  – полная обеспеченность;

$K_{\delta} = 0,8$  – не обеспечена в размере 10% и менее;

$K_{\delta} = 0,5$  – не обеспечена в размере более 10%.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_{\delta}^{общ} = \frac{Q_i * K_{\delta}^{уст.i} + \dots + Q_n * K_{\delta}^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (5)$$

где  $K_{\delta}^{уст.i}$ ,  $K_{\delta}^{уст.n}$  - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

д) показатель технического состояния тепловых сетей ( $K_c$ ), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

$$K_c = \frac{S_c^{экспл} - S_c^{ветх}}{S_c^{экспл}}, \quad (6)$$

где  $S_c^{экспл}$  - протяжённость тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{ветх}$  - протяжённость ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации.

е) показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения:

1) показатель интенсивности отказов тепловых сетей ( $K_{отк.мс}$ ), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с

ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением:

$$I_{отк.мс} = \frac{n_{отк}}{S} [1/(км*год)], \quad (7)$$

где

$n_{отк}$  – количество отказов за предыдущий год;

$S$  – протяжённость тепловой сети (в двухтрубном исчислении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ( $I_{отк.мс}$ ) определяется показатель надёжности тепловых сетей ( $K_{отк.мс}$ ):

до 0,2 включительно -  $K_{отк.мс} = 1,0$ ;

от 0,2 до 0,6 включительно -  $K_{отк.мс} = 0,8$ ;

от 0,6 до 1,2 включительно -  $K_{отк.мс} = 0,6$ ;

свыше 1,2 -  $K_{отк.мс} = 0,5$ .

2) показатель интенсивности отказов теплового источника, характеризуемый количеством вынужденных отказов источников тепловой энергии с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением ( $K_{отк.ит}$ ):

$$I_{отк.ит} = \frac{K_э + K_в + K_т}{3}, \quad (8)$$

В зависимости от интенсивности отказов ( $I_{отк.ит}$ ) определяется показатель надёжности теплового источника ( $K_{отк.ит}$ ):

до 0,2 включительно -  $K_{отк.ит} = 1,0$ ;

от 0,2 до 0,6 включительно -  $K_{отк.ит} = 0,8$ ;

от 0,6 – 1.2 включительно -  $K_{отк.ит} = 0,6$ .

ж) Показатель надёжности системы теплоснабжения  $K_{над}$  определяется как средний по частным показателям  $K_э$ ,  $K_в$ ,  $K_т$ ,  $K_б$ ,  $K_с$ ,  $K_{отк.т/с}$  и  $K_{отк.ит}$ :

$$K_{над} = \frac{K_э + K_в + K_т + K_б + K_с + K_{отк.т/с} + K_{отк.ит}}{7}$$

#### **1.9.4. Оценка надёжности систем теплоснабжения**

В зависимости от полученных показателей надёжности системы теплоснабжения с точки зрения надёжности могут быть оценены как:

- высоконадежные - более 0,9;
- надежные - 0,75 - 0,89;
- малонадежные - 0,5 - 0,74;
- ненадежные - менее 0,5.

#### **1.9.5. Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения поселения**

Результаты расчёта показателей надёжности систем теплоснабжения представлены в таблице 1.9.5-1.

Таблица 1.9.5-1. Показатели надёжности системы теплоснабжения

Источник тепловой энергии	$K_э$	$K_в$	$K_т$	$K_б$	$K_с$	$K_{отк\ тс}$	$K_{отк\ ит}$		$K_{над}$	Оценка надёжности систем теплоснабжения
ПАО «Иркутскэнерго»	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5		0,93	высоконадёжная
МКП СМО «Савва»	0,6	н.д.	1,0	1,0	0,9	1,0	0,8		0,88	надёжная
МУП ОМО СП «Преобразование»	0,6	1,0	1,0	1,0	0,0	1,0	0,8		0,77	надёжная
МПК ММО «Сфера»	0,6	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8		0,86	надёжная

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

Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих организаций ПАО «Иркутскэнерго», АО «АНХК», МУП ОМО СП «Преобразование», МПК ММО «Сфера», МКП СМО «Савва» приведены в таблицах ниже.

Таблица 1.10.1-1. Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Иркутскэнерго»

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
1	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс руб	595 541,00
1.1	Производство теплоносителя (в воде)	тыс руб	595 541,00
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	726 395,38
2.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	52 122,00
2.2	Расходы на топливо	тыс руб	0,00
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	43 248,45
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	1,18
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	36 770,7928
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	382 427,66
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	2 499,92
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	25 950,33
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	7 108,87
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	9 345,91
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	1 951,56
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	34 869,97
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	130,55
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	30 674,12
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	20 247,64
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	141,19

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	59 797,54
2.14.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс руб	56 020,86
2.15.1	Прочие расходы	тыс руб	56 020,86
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-130 854,47
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	0,00
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс руб	452 599,00
5	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс руб	5 140 069
5.1	За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс руб	3 620 750
6	Стоимость переоценки основных фондов	тыс руб	1 519 319
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	х
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	12 828,80
9	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	0,00
10	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	19 725,8260
11	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	183,2920
12	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс Гкал	18 331,1705
12.1	Определенном по приборам учета	тыс Гкал	14 834,3151
12.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	3 496,8554
13	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	2 746,21

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
14	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал	2 317,3940
15	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	2 479,00
16	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	824,00
17	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг усл. топл/Гкал	142,6422
18	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс кВт.ч/Гкал	0,043374532
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	м3/Гкал	1,177139593
20	Комментарии	х	В п. 4 сведения о чистой прибыли ПАО «Иркутскэнерго» в целом опубликованы на сайте ПАО «Иркутскэнерго» ( <a href="http://www.irkutskenergo.ru/">http://www.irkutskenergo.ru/</a> ). В пп. 5 - 19 указаны данные по производству, передаче, сбыту тепловой энергии.

Таблица 1.10.1-2. Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «АНХК»

Наименование статьи	едизм.	НВВ факт
		2015 г.
Сырье и основные материалы	тыс. руб.	4828,7
Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0,0
Работы и услуги производственного характера, в т.ч.:	тыс. руб.	68764,8
ремонт	тыс. руб.	11022,5
услуги транспорта, цехов АНХК. госповерка, диагностика	тыс. руб.	57742,3
Энергия на технологические цели и хозяйственные нужды, в т.ч.	тыс. руб.	1029,6
электроэнергия	тыс. руб.	769,8
теплоэнергия	тыс. руб.	259,9
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	1838,2
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	451,8
Амортизация основных фондов	тыс. руб.	11855,9
Прочие расходы	тыс. руб.	5929,0
Общехозяйственные АНХК	тыс. руб.	16513,7
Избыточные доходы	тыс. руб.	
Недополученные доходы, в т.ч.	тыс. руб.	23272,7
на компенсацию потерь	тыс. руб.	
другие	тыс. руб.	
Итого расходы	тыс. руб.	134484,3
Прибыль, в т.ч.	тыс. руб.	0,0
на развитие производства	тыс. руб.	0,0
на соцразвитие	тыс. руб.	0,0
на прочие цели	тыс. руб.	0,0
Налоги		80,6
налог на прибыль	тыс. руб.	
налог на имущество	тыс. руб.	80,6
Компенсация потерь	тыс. руб.	142660,4
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	277 225,3
Полезный отпуск теплоэнергии	тыс. Гкал	888,4
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	312,1
Товарная выручка		284865,4

## 1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

### 1.11.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов)

В границах Ангарского городского муниципального образования деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют шесть организаций:

- ПАО «Иркутскэнерго»;
- МКП Савватеевского МО «Савва»;

- МУП Одинского МО Сельского Поселения «Преобразование» (МУП ОМО СП «Преобразование»);
- МКП Мегетского МО «Сфера»;
- АО «Ангарский электролизный химический комбинат» (АО «АЭХК»);
- АО «Ангарская нефтехимическая компания» (АО «АНХК»).

Сведения об утвержденных тарифах, устанавливаемых Региональной службой по тарифам Иркутской области на тепловую энергию, представлены в таблицах ниже.

Таблица 1.11.1-1. Динамика утвержденных тарифов в сфере теплоснабжения ПАО «Иркутскэнерго»

Вид деятельности организации	Ед. изм.	2013			2014			2015			2016			Наименование нормативного правового акта
		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		
			Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)	
тепловая энергия	руб./Гкал				01.01 по 31.03	756,04	тарифы для прочих в приложении и к приказу	01.01 по 30.06	790,81		01.01 по 30.06	863,13	Приказ службы по тарифам Иркутской области 522-спр 18.12.2015	
					01.04 по 30.06			01.07 по 30.11			01.07 по 31.12	897,01		
					01.07 по 31.12	790,81	01.12 по 31.12	863,13						
ГВС (компонент на теплоноситель)	руб./куб. м				12.05 по 30.06	12,26	10,39	01.01 по 30.06	12,72	10,78	01.01 по 30.06	13,71	Приказ службы по тарифам Иркутской области 584-спр 18.12.2015	
					01.07 по 31.12	12,72	10,78	01.07 по 30.11		11,62	01.07 по 31.12	14,18		
								01.12 по 31.12	13,71					
ГВС (компонент на тепловую энергию)	руб./Гкал				12.05 по 30.06	756,04	640,71	01.01 по 30.06	790,81	670,18	01.01 по 30.06	863,13	730,22	
					01.07 по 31.12	790,81	670,18	01.07 по 30.11		731,47	01.07 по 31.12	897,01	758,70	
								01.12 по 31.12	863,13					
отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/кв. см.	руб./Гкал				01.04 по 30.06	889,46	753,78	01.01 по 30.06	930,37	788,45	01.01 по 30.06	1013,71	859,08	
					01.07 по 31.12	930,37	788,45	01.07 по 30.11		859,08	01.07 по 31.12	1067,44	904,61	

Вид деятельности организации	Ед. изм.	2013			2014			2015			2016			Наименование нормативного правового акта
		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		
			Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)	
отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/кв. см.	руб./Гкал				01.04 по 30.06	907,70	769,24	01.01 по 30.06	949,46	804,63	01.01 по 30.06	1034,52	876,71	
					01.07 по 31.12	949,46	804,63	01.07 по 30.11		876,71	01.07 по 31.12	1089,35	923,81	
								01.12 по 31.12	1034,52					
отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/кв. см.	руб./Гкал				01.04 по 30.06	939,79	796,43	01.01 по 30.06	983,02	833,07	01.01 по 30.06	1071,09	907,70	
					01.07 по 31.12	983,02	833,07	01.07 по 30.11		907,70	01.07 по 31.12	1127,86	955,81	
								01.12 по 31.12	1071,09					

Таблица 1.11.1-2. Динамика утвержденных тарифов в сфере теплоснабжения МКП СМО «Савва»

Вид деятельности	Ед. изм.	2013			2014			2015			2016			Наименование нормативного правового акта
		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		
			Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)	
тепловая энергия	руб./Гкал				30.06	871,52	2952,62	01.01 по 30.06	944,73	2952,62	01.01 по 30.06	1043,92	3079,41	Приказ службы по тарифам Иркутской области 275-спр от 27.06.2014, в ред. 584-спр от 22.12.2015
					01.07 по 31.12	944,73	2952,62	01.07 по 30.11		3079,41	01.07 по 31.12	1084,64	3278,46	
									01.12 по 31.12	1043,92				
ГВС (компонент на теплоноситель)	руб./куб. м				30.06	8,18	21,28	01.01 по 30.06	8,87	37,84	01.01 по 30.06	9,80	39,01	Приказ службы по тарифам Иркутской области 629-спр, 11.12.2014, в ред. 584-спр. от 22.12.2015
					01.07 по 19.10	8,87		01.07 по 30.11		39,01	01.07 по 31.12	10,18	41,93	
		01.08 по 31.12	8,18	21,28	20.10 по 31.12		37,84	01.12 по 31.12	9,80					
ГВС (компонент на тепловую энергию)	руб./Гкал				30.06	997,68	2952,62	01.01 по 30.06	1081,49	2952,62	01.01 по 30.06	1195,05	3079,41	
					01.07 по 31.12	1081,48	2952,62	01.07 по 30.11		3079,41	01.07 по 31.12	1241,65	3278,46	
		01.08 по 31.12	997,68	2596,35				01.12 по 31.12	1195,05					

Таблица 1.11.1-3. Динамика утвержденных тарифов в сфере теплоснабжения МУП ОМО СП «Преобразование»

Вид деятельности организации	Ед. изм.	2013			2014			2015			2016		
		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф	
			Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)
тепловая энергия	руб./Гкал	01.01 по 30.06		5527,98							01.01 по 30.06		6062,73
		01.07 по 31.12									01.07 по 31.12		6447,37

Таблица 1.11.1-4. Динамика утвержденных тарифов в сфере теплоснабжения АО «АЭХК»

Вид деятельности организации	Ед. изм.	2015				2016				Наименование нормативного правового акта
		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф				
			Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)			
передача тепловой энергии	руб./Гкал	01.01 по 30.06		155,13	01.01 по 30.06		159,12	Приказ службы по тарифам Иркутской области 651-спр 12.12.2014		
		01.07 по 31.12		159,12	01.07 по 31.12		165,71			

Таблица 1.11.1-5. Динамика утвержденных тарифов в сфере теплоснабжения АО «АНХК»

Вид деятельности организации	Ед. изм.	2013			2014			2015			2016			Наименование нормативного правового акта
		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		
			Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)		Население (с НДС)	Прочие потребители (без НДС)	
Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям														
1. Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на тепловых пунктах , эксплуатируемых теплоснабжающей организацией														
тепловая энергия (вода)	руб./Гкал				01.01 по 30.06		948,51	01.01 по 30.06		986,28	01.01 по 30.06		1082,82	Приказ службы по тарифам Иркутской области 569-спр, 04.12.2014, в ред. 481-спр. от 16.12.2015
					01.07 по 31.12		986,28	01.07 по 31.12		1082,82	01.07 по 31.12		1197,77	
отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/кв. см.	руб./Гкал				01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	
					01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	
отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/кв. см.	руб./Гкал				01.01 по 30.06		1061,52	01.01 по 30.06		1104,56	01.01 по 30.06		1303,84	
					01.07 по 31.12		1104,56	01.07 по 31.12		1303,84	01.07 по 31.12		1362,95	
отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/кв. см.	руб./Гкал				01.01 по 30.06		1088,71	01.01 по 30.06		1114,7	01.01 по 30.06		1114,7	
					01.07 по 31.12		1133,00	01.07 по 31.12		1114,7	01.07 по 31.12		1184,53	
2. Потребители, подключенные к тепловой сети после тепловых пунктов(на тепловых пунктах) , эксплуатируемых теплоснабжающей организацией														
тепловая энергия (вода)	руб./Гкал				01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	
					01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	

отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/кв. см.	руб./Гкал				01.01 по 30.06		1088,71	01.01 по 30.06		1133	01.01 по 30.06		1569,68	
					01.07 по 31.12		1133,00	01.07 по 31.12		1569,68	01.07 по 31.12		1692,79	
отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/кв. см.	руб./Гкал				01.01 по 30.06		1088,71	01.01 по 30.06		1133	01.01 по 30.06		1394,52	
					01.07 по 31.12		1133,00	01.07 по 31.12		1394,52	01.07 по 31.12		2438,09	
отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/кв. см.	руб./Гкал				01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	
					01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	
Тарифы на теплоноситель, поставляемый потребителям														
вода	руб./куб.м										01.01 по 30.06		11,62	Приказ службы по тарифам Иркутской области 482-спр 16.12.2015
											01.07 по 31.12		12,62	
пар	руб./куб.м										01.01 по 30.06		38,02	
											01.07 по 31.12		41,33	
Тарифы на услугу по передаче тепловой энергии														
вода	руб./Гкал				01.01 по 30.06		307,8							
					01.07 по 31.12		316,1					01.07 по 31.12	422,42	
пар	руб./Гкал				01.01 по 30.06		292,28							
					01.07 по 31.12		299,93					01.07 по 31.12	378,25	

### **1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

Структура тарифов МКП СМО «Савва» на теплоноситель и тепловую энергию за 2015 год представлена в таблицах 1.11.2-1 и 1.11.2-2. Структура тарифа АО «АНХК» представлена в таблице 1.11.2-3.

Таблица 1.11.2-1. Калькуляция тарифа МКП СМО «Савва» на тепловую энергию за 2015 год

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Утверждено приказом Службы (2015 год)	Фактические данные (2013 год)	Утверждено приказом Службы (2014 год)	По расчету предприятия (2015 год)	Примечание (основания, по которым произведен расчет)	Прогноз на 2015 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %	Прогноз на 2016 год по заключению Службы
<b>1</b>	<b>Натуральные показатели</b>										
1	Выработка тепловой энергии	Гкал	13 909,0	Фактические данные по регулируемому виду деятельности за 2013 год Предприятием не представлены.	13 665,5	-	Расчет полезного отпуска, а также материалы о планируемом расходе натурального топлива на 2015 год Предприятием к корректировке долгосрочных тарифов не представлены	13 560,0	Расчет полезного отпуска тепловой энергии на 2015 год, а также иные материалы, предусмотренные Правилами, Предприятием не представлены. В связи с этим корректировка долгосрочных тарифов для Предприятия на 2015 и 2016 годы выполнена Службой исходя из имеющихся данных за предшествующие периоды регулирования, использованных в том числе для установления действующих тарифов. Выработка тепловой энергии определена исходя из принятых объема отпуска в сеть и расхода тепла на собственные нужды котельной	99,2%	13 560,0
2	Расход тепла на собственные нужды котельной	Гкал	1 117,0	-	1 117,0	-	-	1 117,0	Расчет расхода тепла на собственные нужды котельной не представлен Данный показатель принят на уровне базового периода (2014 год), что не превышает нормативной доли расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной при работе на жидком топливе согласно Методике определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения, утвержденной Госстроем России от 12.08.2003 МДК 4-05.2004 (далее -Методика).	100,0%	1 117,0
3	Отпуск в сеть	Гкал	12 792,0	-	12 548,5	-	-	12 443,0	Отпуск в сеть принят равным сумме полезного отпуска и потерь тепловой энергии.	99,2%	12 443,0

№ п/н	Наименование показателя	Ед. изм.	Утверждено приказом Службы (2015 год)	Фактические данные (2013 год)	Утверждено приказом Службы (2014 год)	По расчету предприятия (2015 год)	Примечание (основания, по которым произведен расчет)	Прогноз на 2015 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %	Прогноз на 2016 год по заключению Службы
4	Потери	Гкал	3 623,0	-	3 514,3	-	-	3 408,9	Нормативный акт уполномоченного органа об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям Предприятием не представлен. Потери при передаче тепловой энергии по сетям приняты в размере потерь, учтенных при расчете тарифов для Предприятия на 2014 год, уменьшенных на 3%	97,0%	3 408,9
5	Полезный отпуск по группам потребителей	Гкал	9 169,0	-	9 039,2	-	-	9 039,2	По нижеприведенным основаниям	100,0%	9 039,2
5.1	в т. ч. на собственное производственное потребление	Гкал	203,0	-	203,0	-	-	203,0	Расчет расхода тепла на собственное производственное потребление не представлен, поэтому данный показатель принят на уровне базового периода (2014 год).	100,0%	203,0
5.2	населению	Гкал	7 442,0	-	7 307,2	-	-	7 307,2	Полезный отпуск населению принят с учетом данных, представленных в Службу администрацией Савватеевского МО по состоянию на июнь 2014 года	100,0%	7 307,2
5.3	бюджетным потребителям	Гкал	1 391,0	-	1 391,0	-	-	1 391,0	Материалы статистической отчетности по форме № 46-ТЭ за предшествующие периоды регулирования Предприятием не представлены. Полезный отпуск бюджетным и прочим потребителям принят в размере учтенного при расчете тарифов для Предприятия на 2014 год.	100,0%	1 391,0
5.4	прочим потребителям	Гкал	133,0	-	133,0	-	-	133,0		100,0%	133,0
6	Нормативный удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии	кг у. т./Гкал	174,4	-	174,4	-	-	174,4	Нормативный акт уполномоченного органа об утверждении нормативов удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии Предприятием не представлен. Удельный расход условного топлива принят в размере учтенного при установлении тарифов для Предприятия на 2014 год, что не превышает индивидуальную норму расхода топлива для котлов, работающих на жидком топливе, согласно Методике	100,0%	174,4
7	Расход условного топлива на производство тепловой энергии	т. у. т.	2 230,8	-	2 188,3	-	-	2 169,9	Расчитан исходя из принятого удельного расхода условного топлива и показателя отпуска в сеть тепловой энергии.	99,2%	2 169,9

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Утверждено приказом Службы (2015 год)	Фактические данные (2013 год)	Утверждено приказом Службы (2014 год)	По расчету предприятия (2015 год)	Примечание (основания, по которым произведен расчет)	Прогноз на 2015 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %	Прогноз на 2016 год по заключению Службы
8	Переводной коэффициент		1,4	-	1,4	-	-	1,4	Документы, подтверждающие качество мазута, не представлены. Переводной коэффициент принят в размере учтенного при установлении тарифов для Предприятия на 2014 год, что соответствует среднему калорийному эквиваленту мазута согласно Методике.	100,0%	1,4
9	Расход натурального топлива	т. н. т.	1 593,4	-	1 563,1	-	-	1 550,0	Вид топлива – мазут. Расход топлива определен исходя из рассчитанного расхода условного топлива и переводного коэффициента.	99,2%	1 550,0
<b>II</b>	<b>Формирование необходимой валовой выручки</b>										
<b>1</b>	<b>Параметры расчёта расходов</b>										
1.1	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (BGI)	%	107,1	106,8	106,7	-	Материалы к корректировке долгосрочных тарифов Предприятием не представлены.	105,1	Принят согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов от 20.05.2014 года, разработанному Минэкономразвития России.	-	104,7
1.2	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	-	-	-	-	-	1	Индекс определен в соответствии с Приложением 1 к Методическим указаниям.	-	1
1.3	Индекс изменения количества активов (ИКА)		-	-	-	-	-	0	Индекс определен в соответствии с п. 38 Методических указаний.	-	0
1.4	Коэффициент эластичности затрат по росту активов (K <sub>эл</sub> )		-	-	-	-	-	0,75	Коэффициент определен в соответствии с п. 36 Методических указаний.	-	0,75
<b>2</b>	<b>Операционные (подконтрольные) расходы</b>	тыс.руб.	3 138,7	0,0	1 662,6	-	-	1 729,9	Операционные расходы рассчитаны в соответствии с п. 36 Методических указаний исходя из затрат базового периода с учетом вышеприведенных параметров для расчета расходов на 2015 год.	104,0%	1 793,1
2.1	Вспомогательные материалы, всего	тыс.руб.	66,4	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0
2.1.1	в т. ч. реагенты	тыс.руб.	33,5	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0
2.1.2	другие материалы	тыс.руб.	32,9	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0
2.2	Затраты на оплату труда	тыс.руб.	2 061,7	0,0	1 585,3	-	-	1 649,5	-	104,0%	1 709,8
2.2.1	оплата труда основных производственных рабочих	тыс.руб.	2 061,7	0,0	1 585,3	-	-	1 649,5	-	104,0%	1 709,8
2.2.1.1	среднемесячная оплата труда основных производственных рабочих	руб./мес	12271,9	0,0	12 010,2	-	-	12 496,4	-	104,0%	12 952,9
2.2.1.2	численность основного производственного персонала, относимого на регулируемый вид деятельности	ед.	14,0	0,0	11,0	-	-	11,0	-	100,0%	11,0

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Утверждено приказом Службы (2015 год)	Фактические данные (2013 год)	Утверждено приказом Службы (2014 год)	По расчету предприятия (2015 год)	Примечание (основания, по которым произведен расчет)	Прогноз на 2015 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %	Прогноз на 2016 год по заключению Службы
2.3	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	50,1	0,0	53,5	-	-	55,6	-	104,0%	57,7
3.3	Налог на прибыль (налог при УСН)	тыс. руб	0,0	0,0	266,9	-	-	278,2	Объектом налогообложения Предприятия являются доходы, уменьшенные на величину расходов. Сумма минимального налога рассчитана в размере 1% налоговой базы.	104,2%	287,5
4	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	20 011,7	0,0	24 245,6	-	-	25 292,2	По нижеприведенным основаниям.	104,3%	26 127,5
4.1	Вода на технологические цели (теплоноситель)	тыс. руб.	82,5	0,0	103,1	-	-	98,5	По нижеприведенным основаниям	95,5%	102,1
4.1.1	тариф	руб. /м <sup>3</sup>	23,24	0,00	41,09	-	-	39,25	Принят равным стоимости химочищенной воды, рассчитанной Службой.	95,5%	40,66
4.1.2	объем	м <sup>3</sup>	3 551,0	0,0	2 510,0	-	-	2 510,0	Расчет потребности в воде на технологические цели не представлен. Материалы, подтверждающие фактический расход воды за предшествующие периоды, также не представлены. Объем воды сохранен на уровне базового периода (2014 год)	100,0%	2 510,0
4.2	Стоимость натурального топлива с учетом транспортировки (перевозки) (топливо на технологические цели)	тыс.руб	18 541,5	0,0	22 809,4	-	-	23 748,7	По нижеприведенным основаниям	104,1%	24 437,4
4.2.2	Мазут	тыс.руб.	18 541,5	0,0	22 809,4	-	-	23 748,7	По нижеприведенным основаниям.	104,1%	24 437,4
4.2.2.1	объем топлива	т.н.т.	1 593,4	0,0	1 563,1	-	-	1 550,0	Расчет изложен выше (разд.1).	99,2%	1 550,0
2.4	Другие расходы	ты с. руб.	960,5	0,0	23,8	-	-	24,7	-	104,0%	25,6
3	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	655,6	0,0	766,3	-	-	797,8	По нижеприведенным основаниям.	104,1%	826,0
3.1	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, всего	тыс.руб	12,3	0,0	0,0	-	-	0,0	По нижеприведенным основаниям.	-	0,0
3.1.1	плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды воздействия па окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб	6,3	0,0	0,0	-	-	0,0	Разрешение на выбросы, утвержденные уполномоченным органом нормативы выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, образования отходов и лимитов на их размещение Предприятием не представлены. Материалы, подтверждающие фактические расходы на указанные цели, также отсутствуют.	-	0,0
3.1.2	средства на обязательное страхование	тыс.руб.	6,0	0,0	0,0	-	-	0,0	Договоры страхования не представлены. Данные о фактических расходах на указанные цели за 2013 год, также не представлены.	-	0,0
3.2	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб	643,2	0,0	499,4	-	-	519,6	По нижеприведенным основаниям	104,0%	538,6

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Утверждено приказом Службы (2015 год)	Фактические данные (2013 год)	Утверждено приказом Службы (2014 год)	По расчету предприятия (2015 год)	Примечание (основания, по которым произведен расчет)	Прогноз на 2015 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %	Прогноз на 2016 год по заключению Службы
3.2.1	процент отчислений на социальные нужды	%	31,2%	0,0%	31,5%	-	-	31,5%	Процент отчислений на социальные нужды принят в размере учтенного при расчете тарифов для Предприятия на 2014 год и включает в себя в том числе страховой тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний 1,5%.	100,0%	31,5
3.2.2	отчисления на социальные нужды от заработной платы основных производственных рабочих	тыс.руб	643,2	0,0	499,4	-	-	519,6	Затраты определены на основании рассчитанного ФОТ и принятого процента отчислений на социальные НУЖДЫ.	104,0%	538,6
4.2.2.2	цена топлива	руб./тнт	11 636,44	0,00	14 592,52	-	-	15 322,15	Поскольку Предприятием не представлены материалы, обосновывающие цену топлива в соответствии с и. 28 Основ ценообразования, к стоимости мазута, учтенной при расчете тарифов для Предприятия на 2014 год, применен индекс цен производителей по отрасли "Производство нефтепродуктов" 105,0% согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов от 20.05.2014 года, разработанному Минэкономразвития России.	105,0%	15 766,49
4.3	Энергия, в том числе	тыс. руб.	1 387,7	0,0	1 333,0	-	-	1 445,0	По нижеприведенным основаниям	108,4%	1 588,0
4.3.1	затраты на покупную электрическую энергию, по уровням напряжения:	тыс. руб.	1 387,7	0,0	1 333,0	-	-	1 445,0	По нижеприведенным основаниям.	108,4%	1 588,0
4.3.1.1	энергия СП 2 (1-20 кВ)	тыс. руб.	1 387,7	0,0	1 333,0	-	-	1 445,0	По нижеприведенным основаниям.	108,4%	1 588,0
4.3.1.1.1	тариф на энергию	руб./кВт ч	1,94	0,00	2,15	-	-	2,33	Цена принята исходя из фактически сложившихся цен на электрическую энергию за 2013 год по уровню напряжения СН2 в размере 1,7116 руб./кВт ч без учета НДС по данным ООО «Иркутскэнерго» с учетом индексов роста тарифов по отрасли «Электроэнергия» на 2014 и 2015 годы в размере 106,6% и 108,4%, соответственно, согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов от 20.05.2014 года, разработанному Минэкономразвития России.	108,4%	2,56

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Утверждено приказом Службы (2015 год)	Фактические данные (2013 год)	Утверждено приказом Службы (2014 год)	По расчету предприятия (2015 год)	Примечание (основания, по которым произведен расчет)	Прогноз на 2015 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %	Прогноз на 2016 год по заключению Службы
4.3.1.1.2	объём энергии	тыс. кВт ч	716,2	0,0	619,1	-	-	619,1	Расчет потребления электроэнергии Предприятием не представлен. Объём сохранён на уровне базового периода (2014 год), что соответствует среднему расходу электроэнергии за 2011-2013 годы согласно информации, представленной ООО «Иркутскэнергосбыт».	100,0%	619,1
III	Метод индексации					-	-				
1	ИПЦ	%	107,1	106,8	106,7	-	-	105,1		98,5%	104,7
2	Операционные (неподконтрольные) расходы	тыс. руб.	3 138,7	0,0	1 662,6	-	-	1 729,9	По вышеприведенным основаниям.	104,0%	1 793,1
3	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	655,6	0,0	766,3	-	-	797,8		104,1%	826,0
4	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	20011,7	0,0	24 245,6	-	-	25 292,2		104,3%	26 127,5
5	Прибыль	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	-	-	0,0		Расходы из прибыли не заявлены	
6	Итого необходимая видовая выручка	тыс. руб.	23 806,0	0,0	26 674,4	-	-	27819,9	По вышеприведенным основаниям.	104,3%	28 746,6
7	Среднеотпускной тариф на тепловую энергию (НДС не облагается)	руб./Гкал	2 596,35	-	2 952,62	-	-	3 079,41	Определен исходя из принятой необходимой валовой выручки и полезного отпуска.	104,3%	3 181,99

Таблица 1.11.2-2. Калькуляция тарифа МКП СМО «Савва» на теплоноситель за 2015 год

№	Наименование расхода	Ед. изм.	По расчету Службы на 2014 год	Прогноз на 2015 год по расчету Предприятия	Прогноз на 2015 год по расчету Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %	Прогноз на 2016 год по расчету Службы	Прогноз на 2017 год по расчету Службы
1	Индекс потребительских цен	%	105,6	Расчет полезного отпуска теплоносителя на 2015 год, а также иные материалы, предусмотренные Правилами. Предприятием не представлены Дело об установлении тарифов на теплоноситель, поставляемый в 2015 году Предприятием, с применением метода индексации установленных тарифов открыто по инициативе Службы.	106,7	По прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов от сентября 2014 года, разработанному Минэкономразвития России.	-	104,4	104,3
1	Расходы на производство воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника	тыс. руб.	1 348,4	-	1 376,1	По нижеприведенным основаниям.	102,1%	1 468,1	1 566,9
1.1	Стоимость исходной воды	тыс. руб.	785,4	-	785,4	Расходы определены исходя из принятого расчетного объема покупной воды и действующего тарифа на воду.	100,0%	857,6	936,5
-	расчетный объем	тыс. м <sup>3</sup>	35,634	-	35,634	Объем воды на производство химочищенной воды определен исходя из следующих условий: 1) Потери и затраты теплоносителя - приняты в размере нормативных технологических потерь, утвержденных приказом министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 16.12.2013 №: 52-мпр - 2.836 тыс. куб. м; 2) Вода на технологические нужды котельной - объем сохранен на уровне, определенном при установлении тарифов на теплоноситель для Предприятия на 2014 год - 1,826 тыс. куб. м; 3) ГВС населению - объем воды рассчитан исходя из данных, представленных администрацией Савватеевского МО в формате шаблонов ФГИС ЕИАС «ФСТ-РЭК-субъекты регулирования» OREP.KU.2014.MONTHLY по состоянию на октябрь 2014 года – 30,064 тыс. куб. м; 4) ГВС бюджетным и прочим потребителям - согласно договорным нагрузкам (поданным реестра заключенных договоров на 2014 год) – 0,769 тыс. куб. м и 0,139 тыс. куб. м, соответственно. 5) Расчет потребности в воде на хозяйственные нужды не представлен.	100,0%	35,634	35,634
-	планируемая (расчетная) цена.	руб./м <sup>3</sup>	22,04	-	22,04	Учтены тарифы на холодную воду, установленные для Предприятия постановлением администрации Савватеевского МО от 16.12.2013 ЛК 126 (в ред. от 22.01.2014 №2).	100,0%	24,07	26,28
1.2	Стоимость реагентов, а также фильтрующих и ионообменных материалов, используемых при водоподготовке	тыс. руб.	38,8	-	41,4	Расчет потребности в реагентах для водоподготовки не представлен. Материалы, подтверждающие фактический расход реагентов и фактические затраты на указанные цели за 2013 год, также не представлены. Расходы по данной статье приняты в размере учтенных в базовом периоде (2014 год) с учетом ИПЦ на 2015 год 106,7% согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов от сентября 2014 года, разработанному Минэкономразвития России.	106,7%	42,8	44,2
1.4	Расходы на оплату труда персонала, участвующего в процессе водоподготовки	тыс. руб.	288,2	-	299,9	Расходы определены на основании принятой численности аппаратчиков ХВО и средней заработной платы.	104,0%	310,0	320,1
-	численность	чел.	2,0	-	2,0	Принята численность аппаратчиков ХВО, учтенная при установлении тарифов на теплоноситель для Предприятия на 2014 год.	100,0%	2,0	2,0
-	средняя з/п	руб./м	12010,15	-	12 496,44	Принята средняя заработная плата, учтенная при установлении тарифов на тепловую энергию для Предприятия на 2015 год.	104,0%	12915,82	13336,49
1.5	Отчисления на социальные нужды персонала, участвующего в процессе водоподготовки	тыс. руб.	90,8	-	94,5	Расходы приняты с учетом суммарного тарифа страховых взносов в государственные внебюджетные фонды в размере 31,5% от ФОТ, в т.ч. страховой тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний 1,5%	104,0%	97,6	100,8
1.6	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	145,2	-	154,89	Общехозяйственные расходы, учтенные при расчете тарифов на тепловую энергию для Предприятия на 2014 год, увеличены на ИПЦ на 2015 год в размере 106,7% согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов от сентября 2014 года, разработанному Минэкономразвития России	106,7%	160,09	165,30
1.9	Налог на прибыль (налог при УСН)	тыс. руб.	0,0	-	13,9	Объектом налогообложения Предприятия являются доходы, уменьшенные на величину расходов. Сумма минимального налога рассчитана в размере 1% налоговой базы.	-	14,8	15,8
2	Необходимая валовая выручка, относимая на производство химочищенной воды	тыс. руб.	1 348,4	-	1 389,9	По вышеприведенным основаниям	103,1%	1 483,0	1 582,7

№	Наименование расхода	Ед. изм.	По расчету Службы на 2014 год	Прогноз на 2015 год по расчету Предприятия	Прогноз на 2015 год по расчету Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %	Прогноз на 2016 год по расчету Службы	Прогноз на 2017 год по расчету Службы
3	Объем химочищенной воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии	тыс. м <sup>3</sup>	35,634	-	35,634	Расчет изложен выше (см. разд. 11)	100,0%	35,634	35,634
4	Стоимость 1 куб м химочищенной воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии	руб./м <sup>3</sup>	37,84	-	39,01	Стоимость химочищенной воды определена исходя из принятой необходимой валовой выручки, относимой на производство химочищенной воды, и объема воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках.	103,1%	41,62	44,42
5	Необходимая валовая выручка, относимая на производство теплоносителя	тыс. руб.	1 279,3	-	1 318,7	Рассчитана пропорционально объему химочищенной воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии в целях производства теплоносителя.	103,1%	1 407,0	1 501,6
6	Объем химочищенной воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии в целях производства теплоносителя	тыс. м <sup>3</sup>	33,808	-	33,808	Принят равным объему воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии в целях производства теплоносителя.	100,0%	33,808	33,808
7	Стоимость 1 куб. м воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии в целях производства теплоносителя	руб./м <sup>3</sup>	37,84	-	39,01	Рассчитана исходя из необходимой валовой выручки, относимой на производство теплоносителя и объема химочищенной воды, вырабатываемой в целях производства теплоносителя.	103,1%	41,62	44,42
8	Тариф на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источником (источниками) тепловой энергии, на котором производится теплоноситель (НДС не облагается)	руб./м <sup>3</sup>	37,84	-	39,01	Тариф на теплоноситель принят равным стоимости 1 куб. м воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии в целях производства теплоносителя.	103,1%	41,62	44,42
9	Рост	%			103,1%			106,7%	106,7%
II	Метод индексации								
1	ИИЦ	%	105,6	-	106,7	-	-	104,4	104,3
2	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	472,2	-	496,2		105,1%	512,9	529,6
3	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	90,8	-	108,4		119,4%	112,5	1 16,7
4	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	785,4	-	785,4		100,0%	857,6	936,5

Таблица 1.11.2-3. Расчет тарифа на услугу по передаче тепловой энергии, оказываемую АО «АНХК» на 2015 год

Наименование статьи	ед.изм.	НВВ факт
		2015 г.
Сырье и основные материалы	тыс. руб.	4828,7
Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0,0
Работы и услуги производственного характера, в т.ч.:	тыс. руб.	68764,8
ремонт	тыс. руб.	11022,5
услуги транспорта, цехов АНХК. госповерка, диагностика	тыс. руб.	57742,3
Энергия на технологические цели и хозяйственные нужды, в т.ч.	тыс. руб.	1029,6
электроэнергия	тыс. руб.	769,8
теплоэнергия	тыс. руб.	259,9
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	1838,2
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	451,8
Амортизация основных фондов	тыс. руб.	11855,9
Прочие расходы	тыс. руб.	5929,0
Общехозяйственные АНХК	тыс. руб.	16513,7
Избыточные доходы	тыс. руб.	
Недополученные доходы, в т.ч.	тыс. руб.	23272,7
на компенсацию потерь	тыс. руб.	
другие	тыс. руб.	
Итого расходы	тыс. руб.	134484,3
Прибыль, в т.ч.	тыс. руб.	0,0
на развитие производства	тыс. руб.	0,0
на соцразвитие	тыс. руб.	0,0
на прочие цели	тыс. руб.	0,0
Налоги		80,6
налог на прибыль	тыс. руб.	
налог на имущество	тыс. руб.	80,6
Компенсация потерь	тыс. руб.	142660,4
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	277 225,3
Полезный отпуск теплоэнергии	тыс. Гкал	888,4
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	312,1
Товарная выручка		284865,4

### **1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности**

Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности отсутствуют.

### **1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, отсутствует.

## **1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа**

Существенной проблемой систем теплоснабжения на территории Ангарского городского округа является высокий физический износ тепловых сетей и основного оборудования котельных.

Более 40% тепловых сетей были проложены в 1980-х годах. Часть котлов находится в неудовлетворительном состоянии и нуждается в замене, на части котельных необходимо проведение капитального ремонта основного оборудования. Кроме того, капитальный ремонт и реконструкция необходимы строительным конструкциям зданий и сооружений.

## **2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

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

В границах Ангарского городского муниципального образования деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют шесть организаций:

- ПАО «Иркутскэнерго»;
- МКП Савватеевского МО «Савва»;
- МУП Одинского МО Сельского Поселения «Преобразование» (МУП ОМО СП «Преобразование»);
- МКП Мегетского МО «Сфера»;
- АО «Ангарский электролизный химический комбинат» (АО «АЭХК»)
- АО «Ангарская нефтехимическая компания» (АО «АНХК»)

Тепловые нагрузки потребителей централизованного теплоснабжения от каждого источника тепловой энергии представлены в таблице 2.1.1-1

Таблица 2.1.1-1. Тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения на территории Ангарского городского округа

Зона действия источника	Источник теплоснабжения	Отопление и вентиляция				ГВС				Суммарная подключенная нагрузка			
		Население	Бюджетные организации	Прочие организации	Итого:	Население	Бюджетные организации	Прочие организации	Итого:	Население	Бюджетные организации	Прочие организации	Итого:
МО «г. Ангарск» Мегетское МО	ТЭЦ-9	-	-	-	997,449	-	-	-	434,806	-	-	-	<b>1432,255</b>
	Участок 1 ТЭЦ-9	-	-	-	161,894	-	-	-	44,517	-	-	-	<b>206,411</b>
	ТЭЦ-10	-	-	-	10,900	-	-	-	1,551	-	-	-	<b>35,851*</b>
Савватеевское МО	Котельная МКП СМО «Савва»	2,066	0,409	0,136	2,610	0,153	-	-	0,153	2,218	0,409	0,136	<b>2,763</b>
Одинское МО	МУП ОМО СП «Преобразование»	-	0,266	-	0,266	-	-	-	-	-	0,266	-	<b>0,266</b>
Мегетское МО, д.Зуй	МПК ММО «Сфера»	0,231	-	-	0,231	-	-	-	-	0,231	-	-	<b>0,231</b>

\*ТЭЦ-10 имеет нагрузку по технологическому пару в размере 23,4 Гкал/ч

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

Общая площадь жилого фонда Ангарского городского округа на начало 2015 года составила 5431,7 тыс. кв. м. Обеспеченность жильем по территории составляет 22,7 кв. м жилой площади на 1 человека, что соответствует среднему уровню по Иркутской области. В г. Ангарск средняя жилищная обеспеченность составляет 22,6 кв. м на 1 чел., в п. Мегет – 18,7 кв. м на 1 чел., в с. Савватеевка и с. Одинск – 13,8 кв. м на 1 чел.

В Ангарском городском округе ведется жилищное строительство: в 2014 году построено, введено и зарегистрировано в упрощенном порядке 44,05 тыс. м. жилья, из них – 39,44 тыс. кв. м на территории г. Ангарск.

Жилой фонд Ангарского городского округа преимущественно представлен среднеэтажными жилыми домами до 5 этажей (70%). Малоэтажные жилые дома, в том числе с приусадебными участками, составляют 15% общей площади жилого фонда. Жилые дома выше 6 этажей составляют 15% жилого фонда. Максимальная этажность жилых зданий в г. Ангарск – 12 этажей, ведется строительство 16-18-этажных блок-секций. Распределение жилищного фонда по этажности отражено в Таблице 2.2.1-1.

Таблица 2.2.1-1. Распределение жилищного фонда по населенным пунктам по этажности

Населенный пункт	Жилищный фонд, всего	Малоэтаж. жилые дома	Жилые дома 4 - 5 этажей	Жилые дома 6 – 9 этажей	Жилые дома более 9 этажей	Численность, тыс. чел на конец 2014 г.
г. Ангарск	5186,2	661,4	3687,3	635	202,5	227,5
п. Мегет	166,8	78,3	88,5			8,85
п. Зверев	0,3	0,3				0,02
д. Зуй	5,9	5,9				0,32
п. Ключевая	0,5	0,5				0,03
п. Стеглянка	0,9	0,9				0,05
п. Ударник	2,7	2,7				0,15

Населенный пункт	Жилищный фонд, всего	Малозтаж. жилые дома	Жилые дома 4 - 5 этажей	Жилые дома 6 – 9 этажей	Жилые дома более 9 этажей	Численность, тыс. чел на конец 2014 г.
с. Савватеевка	19,7	19,7				1,43
п. Новоодинск	2,6	2,6				0,09
п. Звездочка	1,1	1,1				0,05
с. Одинск	19,3	19,3				0,94
д. Чебогоры	2,4	2,4				0,04
з. Ивановка	2,5	2,5				0,01
з. Якимовка	0,8	0,8				0,06
ИТОГО	5411,7	798,4	3775,8	635	202,5	239,6

Жилищный фонд отличается достаточно хорошим техническим состоянием. Общая площадь жилых помещений в ветхих и аварийных жилых домах – 125,4 тыс. кв. м, или 2 % общего объема, что значительно ниже среднего уровня по Иркутской области (8 %).

Жилищный фонд г. Ангарска имеет высокую степень благоустройства (97-99 %). Удельный вес общей площади, оборудованной газом, на конец 2014 года составлял 88,59 %, напольными электроплитами – 4,8 %.

В г. Ангарске, п. Мегет и с. Савватеевка более половины многоквартирных жилых домов нуждаются в капитальном ремонте и модернизации.

В соответствии с генеральным планом на первую очередь новое жилищное строительство в границах Ангарского городского округа предусматривается как на свободных от застройки территории, так и в условиях ликвидации ветхого и аварийного жилья. Ветхий и аварийный жилищный фонд на территории Ангарского городского округа в настоящее время составляет 4,605 тыс. кв. м общей площади, или 0,1% существующего. В то же время многие жилые дома имеют износ, близкий к сверхнормативному. Часть их попадает в границы площадок, предлагаемых под снос и строительство нового жилья. Главным образом, это малоэтажная застройка в г. Ангарске. В таблице 2.2.1-2 представлено распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам.

Таблица 2.2.1-2. Распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам, причинам сноса и этажности (тыс. кв. м.).

Населенные пункты	Существующий жилищный фонд тыс. куб. м	Убыль жилищного фонда по техническому состоянию с количеством этажей		Убыль пригодного для проживания жилищного фонда с количеством этажей			Убыль всего	Сохраняемый опорный жилищный фонд
		2	всего	под организацию СЗЗ		всего тыс. куб. м		
				1	2			
г. Ангарск	5196,2	4,605	4,605			-	4,605	5181,595
п. Мегет	166,8	-	-			-	-	166,8
п. Зверев	0,3	-	-			-	-	0,3
д. Зуй	5,9	-	-			-	-	5,9
п. Ключевая	0,5	-	-			-	-	0,5
п. Стекланка	0,9	-	-			-	-	0,9
п. Ударник	2,7	-	-			-	-	2,7
с. Савватеевка	19,7	-	-			-	-	19,7
п. Новоодинск	2,6	-	-			-	-	2,6
п. Звездочка	1,1	-	-			-	-	1,1
с. Одинск	19,3	-	-			-	-	19,3
д. Чебогоры	2,4	-	-			-	-	2,4
з. Ивановка	2,5	-	-			-	-	2,5
з. Якимовка	0,8	-	-			-	-	0,8
ИТОГО	5431,7	4,605	4,605			-	4,605	5407,1

Генеральным планом Ангарского городского округа на первую очередь строительства предусматривается размещение нового жилищного фонда общей площадью 504,578 тыс. кв. м, главным образом, многоэтажного: в 6 и более-этажных жилых домах – 49,3 %, в 5-6 этажных домах – 27,4 %. Малоэтажного: в 2-3 -этажных жилых домах – 3,7 %. Индивидуальные жилые дома – 19,6 % нового жилищного фонда. Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда на 1 очередь строительства по этажности представлено в таблице 2.2.1-3.

Таблица 2.2.1-3. Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда на 1 очередь строительства по этажности.

Населенный пункт	Сохраняемый тыс. кв. м	проект 1 очередь				Итого Всего тыс. кв. м	Население тыс. кв. м	
		многоэтажн жилые дома (от 9 эт. и более)	среднеэтажны е жилые дома (5-8 эт.)	малоэтажны е жилые дома (1-4 эт.)	индивид. жилые дома			
		тыс. кв. м	тыс. кв. м	тыс. кв. м	тыс. кв. м	тыс. кв. м	тыс. кв. м	тыс. кв. м
г. Ангарск	5181,595	248,6	168,11	21,84	36,952	475,502	5657,097	235,567

п. Мегет	166,8					0	166,8	8,9
п. Зверев	0,3					0	0,3	0,02
д. Зуй	5,9				10,451	10,451	16,351	0,35
п. Ключевая	0,5					0	0,5	0,03
п. Стеглянка	0,9					0	0,9	0,1
п. Ударник	2,7				2,282	2,282	4,982	0,17
с. Савватеевка	19,7				5,593	5,593	25,293	1,45
п. Новоодинск	2,6					0	2,6	0,09
п. Звездочка	1,1					0	1,1	0,05
с. Одинск	19,3			2,5	6,83	9,33	28,63	1
д. Чебогоры	2,4				0,515	0,515	2,915	0,05
з. Ивановка	2,5					0	2,5	0,075
з. Якимовка	0,8				0,905	0,905	1,705	0,06
ИТОГО	5407,095	248,6	168,11	24,34	63,528	504,578	5911,67	247,942

\*проектами планировок г. Ангарск при расчете проектируемого жилья применялся показатель жилищной обеспеченности 25 кв.м на человека, по письму Администрации АГО (№ 2096/15-1 от 08.10.2015г.) показатель жилищной обеспеченности принимается к проекту генерального плана: на первую очередь 23 кв.м, на расчетный срок 25,6 кв.м.

На 1 очередь строительства жилищный фонд в границах генерального плана Ангарского городского округа составит 5911,67 тыс. кв. м. общей площади квартир при средней этажности 8,2 этажа по сравнению с 6,8 этажа в настоящее время. Средняя жилищная обеспеченность населения принимается в соответствии с расчетом в размере 23 кв. м общей площади на одного жителя. Население в границах проекта на первую очередь составит 247,942 тыс. чел. Данная численность принимается с учетом миграционных тенденций, демографической ситуации, возрастной структуры, занятости населения.

В соответствии с генеральным планом на расчетный срок, новое жилищное строительство в границах Ангарского городского округа предусматривается на свободных от застройки территории. Ветхий жилищный фонд, подлежащий сносу, на территории Ангарского городского округа к 2026 году составит 8152,3 тыс. кв. м. всего существующего фонда или 1,5 %. Многие жилые дома имеют износ, близкий к сверхнормативному, и включены в Перечень объектов ветхого и аварийного жилищного фонда. Часть их попадает в границы площадок, предлагаемых под снос и строительство нового жилья. Кроме того, часть жилого фонда и садоводств в Ангарском городском округе подлежит выносу с территорий, ограниченных в использовании для жилья. Распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам Ангарского городского округа, причинам сноса и этажности (тыс. кв. м.) представлено в таблице 2.2.1-4.

Таблица 2.2.1-4. Распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам Ангарского городского округа, причинам сноса и этажности (тыс. кв. м.).

Существующий жилищный фонд	Убыль жилищного фонда по техническому состоянию с количеством этажей		Убыль пригодного для проживания жилищного фонда с количеством этажей			Убыль всего	Сохраняемый опорный жилищный фонд
			под организацию санитарно-защитных зон	всего			
тыс. м <sup>2</sup>	2	всего	1	2	тыс. м <sup>2</sup>		
5196,2	8,152	8,152	-	-	-	8,152	5188,048
176,8	-	-	-	-	-	-	176,8
0,3	-	-	-	-	-	-	0,3
5,9	-	-	-	-	-	-	5,9
0,5	-	-	-	-	-	-	0,5
0,9	-	-	-	-	-	-	0,9
2,7	-	-	-	-	-	-	2,7
19,7	-	-	-	-	-	-	19,7
2,6	-	-	-	-	-	-	2,6
1,1	-	-	-	-	-	-	1,1
19,3	-	-	-	-	-	-	19,3
2,4	-	-	-	-	-	-	2,4
2,5	-	-	-	-	-	-	2,5
0,8	-	-	-	-	-	-	0,8
5431,7	8,152	8,152	-	-	-	8,152	5423,548

Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда по этажности на территории Ангарского городского округа (тыс. кв. м.) представлено в таблице 2.2.1-5.

Таблица 2.2.1-5. Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда по этажности на территории Ангарского городского округа (тыс. кв. м.)

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
г. Ангарск							
Жилищный фонд, всего	5225,44	5264,68	5303,92	5342,59	5381,26	5419,92	6329,885

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
малоэтаж. жилые дома, в т. ч. Индивид, с учетом сноса	665,92	670,43	674,95	678,89	682,83	686,77	977,29
жилые дома 4 - 8 этажей	4336,31	4350,32	4364,33	4378,34	4392,35	4406,36	4901,50
жилые дома более 9 этажей	223,22	243,93	264,65	285,37	306,08	326,80	451,10
Снос жилья	0,00	0,00	0,00	0,58	0,58	0,58	0,00
Численность, тыс. чел на конец г.	227,50	228,24	228,97	229,71	230,44	231,18	244,389
п. Мерет							
Жилищный фонд, всего	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8
малоэтаж. жилые дома, в т. ч. Индивид, с учетом сноса	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3
жилые дома 4 - 8 этажей	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец года	8,85	8,85	8,86	8,86	8,87	8,87	8,95
п. Зверев							
Жилищный фонд, всего	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
малоэтаж. жилые дома, в т. ч. Индивид, с учетом сноса	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец г.	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
д. Зуй							
Жилищный фонд, всего	6,77	7,64	8,51	9,38	10,25	11,13	33,8
малоэтаж. жилые дома, в т.ч. Индивид, с учетом сноса	6,77	7,64	8,51	9,38	10,25	11,13	33,8
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец г.	0,3	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32	0,37
п. Ключевая							
Жилищный фонд, всего	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
малоэтаж. жилые дома, в т.ч. Индивид, с учетом сноса	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец г.	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
п. Стекланка							
Жилищный фонд, всего	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
малоэтаж. жилые дома, в т.ч. Индивид, с учетом сноса	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец г.	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,15
п. Ударник							
Жилищный фонд, всего	2,89	3,08	3,27	3,46	3,65	3,84	8,666
малоэтаж. жилые дома, в т.ч. Индивид, с учетом сноса	2,89	3,08	3,27	3,46	3,65	3,84	8,666
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец г.	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,2

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
с. Савватеевка							
Жилищный фонд, всего	20,17	20,63	21,1	21,56	22,03	22,5	34,632
малоэтаж. жилые дома, в т. ч. Индивид, с учетом сноса	20,17	20,63	21,1	21,56	22,03	22,5	34,632
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец г.	1,42	1,42	1,43	1,43	1,43	1,43	1,52
п. Новоодинск							
Жилищный фонд, всего	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
малоэтаж. жилые дома, в т. ч. Индивид, с учетом сноса	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец г.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
п. Звездочка							
Жилищный фонд, всего	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
малоэтаж. жилые дома, в т. ч. Индивид, с учетом сноса	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец г.	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
с. Одинск							
Жилищный фонд, всего	20,08	20,86	21,63	22,41	23,19	23,97	44,21
малоэтаж. жилые дома, в т. ч. Индивид, с учетом сноса	20,08	20,86	21,63	22,41	23,19	23,97	44,21

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Численность, тыс. чел на конец г.	0,94	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	1,05
д. Чебогоры							
Жилищный фонд, всего	2,44	2,48	2,53	2,57	2,61	2,66	3,78
малоэтаж. жилые дома, в т. ч. Индивид, с учетом сноса	2,44	2,48	2,53	2,57	2,61	2,66	3,78
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец г.	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,06
з. Ивановка							
Жилищный фонд, всего	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
малоэтаж. жилые дома, в т.ч. Индивид, с учетом сноса	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец г.	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08
з. Якимовка							
Жилищный фонд, всего	0,88	0,95	1,03	1,1	1,18	1,25	3,071
малоэтаж. жилые дома, в т. ч. Индивид, с учетом сноса	0,88	0,95	1,03	1,1	1,18	1,25	3,071
жилые дома 4 - 8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел на конец г.	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07
ИТОГО							
Жилищный фонд, всего	5453,36	5495,03	5536,69	5577,78	5618,87	5659,96	6632,74
малозтаж. жилые дома, в т. ч. Индивид, с учетом сноса	805,34	812,28	819,22	825,58	825,58	838,30	1199,79
жилые дома 4 - 8 этажей	4424,81	4438,82	4452,83	4466,84	4466,84	4494,86	4990,00
жилые дома более 9 этажей	223,22	243,93	264,65	285,37	306,08	326,80	451,10
Снос жилья	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	0,58	0,00
Численность, тыс. чел на конец г.	239,57	240,33	241,09	241,85	242,61	243,38	257,029

Основные показатели распределения жилищного фонда Ангарского городского округа представлены в таблице 2.2.1-6.

Таблица 2.2.1-6. Основные показатели распределение жилищного фонда Ангарского городского округа

ЖИЛИЩНЫЙ ФОНД		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
Средняя обеспеченность населения	м <sup>2</sup> на человек	22,4	22,45	22,51	22,56	22,62	22,67	25,6
Общий объем жилищного фонда	тыс.м <sup>2</sup>	5431,7	5475,33	5518,97	5562,60	5606,23	5649,87	6632,74
Общий объем нового жилищного строительства	тыс.м <sup>2</sup>	41,654	83,74	125,82	167,91	209,99	252,07	729,221
В том числе из общего объема нового жилищного строительства по типу застройки:								
Малоэтажная индивидуальная жилая застройка	тыс.м <sup>2</sup>	0,931	6,62	12,31	18,00	23,69	29,38	54,283
Малоэтажная многоквартирная жилая застройка	тыс.м <sup>2</sup>	0,263	2,45	4,64	6,83	9,02	11,21	263,848
Среднеэтажная многоквартирная жилая застройка	тыс.м <sup>2</sup>	8	22,56	37,11	51,67	66,22	80,78	411,09
Многоэтажная многоквартирная жилая застройка	тыс.м <sup>2</sup>	32,46	52,11	71,76	91,41	111,06	130,71	0,00
Общий объем убыли жилищного фонда	тыс.м <sup>2</sup>							-8,152

### **2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации**

Требования к энергетической эффективности и к теплоснабжению зданий, проектируемых и планируемых к строительству, определены нормативными документами:

- СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003;
- СП 23-101-2004 Проектирование тепловой защиты зданий.

На стадии проектирования здания определяется расчетное значение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания,  $q_{от}$ , Вт/(м<sup>3</sup>·°С). Расчетное значение должно быть меньше или равно нормируемому значению  $q_0$ , Вт/(м<sup>3</sup>·°С).

Нормативные значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию различных типов жилых и общественных зданий приводятся в СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003», утвержденном приказом Министерства регионального развития РФ от 30.06.2012 г. № 265.

Постановлением Правительства РФ от 25.01.2011 г. № 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов» было запланировано поэтапное снижение удельных норм расхода тепловой энергии проектируемыми зданиями к 2020 году на 40%, а именно: в 2011 – 2015 гг. – на 15% от базового уровня, в 2016 – 2020 гг. – на 30% от базового уровня, и с 2020 г – на 40% от базового уровня.

Однако, требование Постановления № 18 не было включено в актуализированную редакцию СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003», а также не была принята поправка № 1, касающаяся поэтапного снижения удельных норм расхода тепловой энергии, разработанная Федеральным агентством по строительству и ЖКХ.

Удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию представлены в таблице 2.3.1-1.

Таблица 2.3.1-1. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию различных типов жилых и общественных зданий

Тип здания	Ед. измерения	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	ккал/час·м <sup>3</sup>	20,344	18,511	16,633	16,052	15,023	14,263	13,458	12,966
Общественные, кроме перечисленных ниже	ккал/час·м <sup>3</sup>	21,775	19,673	18,645	16,588	16,052	15,291	14,487	13,905
Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	ккал/час·м <sup>3</sup>	17,617	17,080	16,588	16,052	15,560	15,023	14,487	13,905
Дошкольные учреждения, хосписы	ккал/час·м <sup>3</sup>	23,295	23,295	23,295	-	-	-	-	-
Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	ккал/час·м <sup>3</sup>	11,893	11,402	10,865	10,373	10,373	-	-	-
Административного назначения, офисы	ккал/час·м <sup>3</sup>	18,645	17,617	17,080	13,995	12,430	11,402	10,373	10,373

Потребность в тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения определяется в соответствии с СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация», исходя из нормативного расхода горячей воды в сутки одним жителем (работником, посетителем и т.д.) и периода потребления (ч/сут) для каждой категории потребителей.

В таблицах ниже представлены удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых зданий и общественных зданий.

Таблица 2.3.1-2. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых зданий, ккал/ч

Жилые здания	Расход горячей воды одним жителем, л/сут	Среднечасовой расход тепловой энергии на 1 жителя
С водопроводом и канализацией, без ванн	40	100,00
То же, с газоснабжением	48	120,00
С водопроводом, канализацией и ваннами с водонагревателями, работающими на твердом топливе	60	150,00
То же, с газовыми водонагревателями	85	212,50
С централизованным горячим водоснабжением и с сидячими ваннами	95	237,50
То же, с ваннами длиной более 1500 - 1700 мм	100	250,00

Таблица 2.3.1-3. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение общественных зданий, ккал/ч

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу
1. Общежития		
с общими душевыми	1 житель	125,00
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	200,00
2. Гостиницы, пансионаты и мотели		
с общими ванными и душами	1 житель	175,00
с душами во всех номерах	1 житель	350,00
с ваннами во всех номерах	1 житель	450,00
3. Больницы		
с общими ванными и душами	1 житель	187,50
с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 житель	225,00

<b>Водопотребители</b>	<b>Единица измерения</b>	<b>Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу</b>
инфекционные	1 житель	275,00
<b>4. Санатории и дома отдыха</b>		
с общими душевыми	1 житель	162,50
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	187,50
с ваннами при всех жилых комнатах	1 житель	250,00
<b>5. Физкультурно-оздоровительные учреждения</b>		
со столовыми на полуфабрикатах, без стирки белья	1 место	75,00
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 место	250,00
<b>6. Дошкольные образовательные учреждения и школы-интернаты</b>		
с дневным пребыванием детей		
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	120,00
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 ребенок	180,00
с круглосуточным пребыванием детей:		
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	75,00
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 ребенок	100,00
<b>7. Учебные заведения с душевыми при гимнастических залах и столовыми, работающими на полуфабрикатах</b>		
	1 учащийся или 1 преподаватель	60,00
<b>8. Административные здания</b>		
	1 работающий	60,00
<b>9. Предприятия общественного питания с приготовлением пищи, реализуемой в обеденном зале</b>		
	1 блюдо	0,07
<b>10. Магазины</b>		
продовольственные (без холодильных установок)	1 работник в смену	90,00
промтоварные	1 работник в смену	60,00
<b>11. Поликлиники и амбулатории</b>		
	1 пациент	24,00
	1 работающий в смену	72,00
<b>12. Аптеки</b>		
торговый зал и подсобные помещения	1 работающий	60,00
лаборатория приготовления лекарств	1 работающий	275,00
<b>13. Парикмахерские</b>		
	1 рабочее место в смену	165,00
<b>14. Кинотеатры, театры, клубы и досугово-развлекательные учреждения</b>		
для зрителей	1 человек	45,00
для артистов	1 человек	187,50
<b>15. Стадионы и спортзалы</b>		

<b>Водопотребители</b>	<b>Единица измерения</b>	<b>Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу</b>
для зрителей	1 человек	15,00
для физкультурников с учетом приема душа	1 человек	163,64
для спортсменов с учетом приема душа	1 человек	327,27
<b>16. Плавательные бассейны</b>		
для зрителей	1 место	10,00
для спортсменов (физкультурников) с учетом приема душа	1 человек	450,00
<b>17. Бани</b>		
для мытья в мыльной и ополаскивания в душе	1 посетитель	2400,00
то же, с приемом оздоровительных процедур	1 посетитель	3800,00
душевая кабина	1 посетитель	4800,00
ванная кабина	1 посетитель	7200,00
<b>18. Прачечные</b>		
немеханизированные	1 кг сухого белья	0,25
механизированные	1 кг сухого белья	0,42
<b>19. Производственные цехи</b>		
обычные	1 человек в смену	82,50
с тепловыделениями свыше 84 кДж на 1 м <sup>3</sup>	1 человек в смену	240,00
<b>20. Душевые в бытовых помещениях промышленных предприятий</b>		
	1 душевая	2025,00

#### **2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов**

Нормирование потребления тепловой энергии каждого технологического процесса (потребителя) не осуществляется. В данном случае спрогнозировать перспективные удельные расходы тепловой энергии для обеспечения технологических процессов не представляется возможным. В качестве рекомендации предлагается оборудовать приборами учета тепловой энергии ввода тепловой энергии, от которых осуществляется покрытие технологических нагрузок с последующей оценкой удельных показателей потребления тепловой энергии на каждый технологический процесс и разработкой этих перспективных показателей.

#### **2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) с разделением по видам теплоснабжения в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе**

Новое строительство на территории г. Ангарска будет обеспечиваться теплом от станции ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго», на территории Савватеевского муниципального образования — от котельной МПК ММО «Савва». Подключение новых потребителей к системам теплоснабжения МУП ОМО СП «Преобразование» и МПК ММО «Сфера» нецелесообразно, в качестве источников теплоснабжения для нового строительства в с. Одинск и д. Зуй предлагается использовать автономные источники тепловой энергии.

Приросты нагрузок отопления и горячего водоснабжения с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения на территории Ангарского ГО представлены в таблице 2.5.1-1. Приросты объемов потребления тепловой энергии — в таблице 2.5.1-2.

Таблица 2.5.1-1. Приросты перспективных нагрузок отопления и горячего водоснабжения систем централизованного теплоснабжения, Гкал/час

Приросты тепловой нагрузки, Гкал/ч														
Вид нагрузки	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	За период с 2015 по 2031 гг.
<b>ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»</b>														
Отопление	-	1,737	1,738	1,698	1,699	1,702	1,700	1,700	1,697	1,704	1,682	2,034	8,701	27,790
ГВС	-	0,567	0,567	0,567	0,567	0,567	0,575	0,560	0,575	0,560	0,575	0,567	3,388	9,635
Итого	-	2,304	2,305	2,266	2,267	2,270	2,275	2,259	2,271	2,263	2,257	2,601	12,089	37,425
<b>МКП СМО «Савва»</b>														
Отопление		0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,027	0,153	0,480
ГВС		-	0,122	-	-	-	0,122	-	-	-	0,122	-	0,487	0,852
Итого		0,030	0,152	0,030	0,030	0,030	0,151	0,030	0,030	0,030	0,151	0,027	0,640	1,332

Таблица 2.5.1-2. Приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение систем централизованного теплоснабжения, Гкал

Приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение, Гкал														
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031	
<b>ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»</b>														
Отопление	0	5053	5056	4942	4945	4954	4946	4946	4937	4958	4894	5918	25320	
ГВС	0	1919	1919	1919	1919	1919	1945	1894	1945	1894	1945	1919	11465	
Итого	0	6973	6976	6862	6864	6874	6892	6840	6882	6852	6839	7838	36785	
<b>МКП СМО «Савва»</b>														
Отопление	0	86	88	86	88	88	86	88	86	88	86	79	447	
ГВС	0	0	412	0	0	0	412	0	0	0	412	0	1647	

Итого	0	86	500	86	88	88	498	88	86	88	498	79	2094
-------	---	----	-----	----	----	----	-----	----	----	----	-----	----	------

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

Приросты объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в производственных зонах (собственных потребителей предприятий) покрываются за счет существующих резервов тепловой мощности собственных источников тепловой энергии предприятий.

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

Согласно п. 15, Ст. 10, ФЗ №190 «О теплоснабжении»: «Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

Перспективные площади социально-значимых потребителей, для которых могут быть установлены льготные тарифы на тепловую энергию, оцениваются в количестве 5% от планируемого ввода в эксплуатацию жилых зданий.

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

В соответствии с действующим законодательством деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии регулируется государством, тарифы на тепловую энергию ежегодно устанавливаются тарифными комитетами. Одновременно Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определено, что поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г., могут

осуществляться на основе долгосрочных договоров теплоснабжения (на срок более чем 1 год), заключенных между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным соглашением сторон. У организаций коммунального комплекса (ОКК) в сфере теплоснабжения появляется возможность осуществления производственной и инвестиционной деятельности в условиях нерегулируемого государством (свободного) ценообразования. При этом возможна реализация инвестиционных проектов по строительству объектов теплоснабжения, обоснование долгосрочной цены поставки тепловой энергии и включение в нее инвестиционной составляющей на цели возврата и обслуживания привлеченных инвестиций.

Основные параметры формирования долгосрочной цены:

- обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;
- в необходимой валовой выручке (НВВ) для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включается амортизация по объектам инвестирования и расходы на финансирование капитальных вложений (возврат инвестиций инвестору или финансирующей организации) из прибыли; суммарная инвестиционная составляющая в цене складывается из амортизационных отчислений и расходов на финансирование инвестиционной деятельности из прибыли с учетом возникающих налогов;
- необходимость выработки мер по сглаживанию ценовых последствий инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);
- обеспечение компромисса интересов сторон (инвесторов, потребителей, эксплуатирующей организации) достигается разработкой долгосрочного ценового сценария, обеспечивающего приемлемую коммерческую эффективность инвестиционных проектов и پوشильные для потребителей расходы за услуги теплоснабжения.

Если перечисленные выше условия не будут выполнены - достичь договорённости сторон по условиям и цене поставки тепловой энергии, будет затруднительно.

Свободные долгосрочные договоры могут заключаться в расчете на разработку и реализацию инвестиционной программы по реконструкции тепловых сетей.

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

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8 и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3-х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

- пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));
- не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

Определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;

- для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала - 0,3, доля собственного капитала 0,7.

- срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;

- рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений - ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

- устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);

- осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель - для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма

доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

Использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса вызывает сомнение.

### **3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА**

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 7.0 (разработчик ООО «Политерм», СПб).

Все гидравлические расчеты, приведенные в данной работе, сделаны в электронной модели.

Для дальнейшего использования электронной модели, теплоснабжающие организации должны быть обеспечены данной программой.

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Расчеты ZuluThermo могут работать как в тесной интеграции с геоинформационной системой (в виде модуля расширения ГИС), так и в виде отдельной библиотеки компонентов, которые позволяют выполнять расчеты из приложений пользователей.

Состав задач:

- Построение расчетной модели тепловой сети
- Паспортизация объектов сети
- Наладочный расчет тепловой сети

- Поверочный расчет тепловой сети
- Конструкторский расчет тепловой сети
- Расчет требуемой температуры на источнике
- Коммутационные задачи
- Построение пьезометрического графика
- Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию

### **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.

### **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.

### **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.

### **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.

### **Коммутационные задачи**

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

### **Пьезометрический график**

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). 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.

### **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.

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

#### **4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ**

##### **4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии**

На территории Ангарского городского округа функционирует 6 источников централизованного теплоснабжения:

- Участок №1 ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»;
- ТЭЦ-9 «Иркутскэнерго»;
- ТЭЦ-10 «Иркутскэнерго»;
- Котельная МКП СМО «Савва»;
- Котельная МУП ОМО СП «Преобразование»;
- Котельная МКП ММО «Сфера»

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории город на расчетный срок до 2031 года представлены в таблицах ниже.

Таблица 4.1.1-1. Таблица Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки Участка №1 ТЭЦ-9

Наименование показателя	Ед. изм.													
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84
Располагаемая мощность	Гкал/час	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84	675,84
Собственные нужды	Гкал/час	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
то же в %	%	0,89%	0,89%	0,89%	0,89%	0,89%	0,89%	0,89%	0,89%	0,89%	0,89%	0,89%	0,89%	0,89%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82	669,82
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	33,44	33,44	33,44	33,44	33,44	33,44	33,44	33,44	33,44	33,44	33,44	33,44	33,44
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	206,41	206,41	206,41	206,41	206,41	206,41	206,41	206,41	206,41	206,41	206,41	206,41	206,41
Резерв("+)» / Дефицит(" -")	Гкал/час	429,97	429,97	429,97	429,97	429,97	429,97	429,97	429,97	429,97	429,97	429,97	429,97	429,97
	%	64,19	64,19	64,19	64,19	64,19	64,19	64,19	64,19	64,19	64,19	64,19	64,19	64,19

Таблица 4.1.1-2. Таблица Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки ТЭЦ-9

Наименование показателя	Ед. изм.													
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031

Установленная мощность	Гкал/час	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0
Располагаемая мощность	Гкал/час	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0	2402,5 0
Собственные нужды	Гкал/час	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
то же в %	%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2388,4 7	2388,4 7	2388,4 7	2388,4 7	2388,4 7	2388,4 7	2388,4 7	2388,4 7	2388,4 7	2388,4 7	2388,4 7	2388,4 7	2388,4 7
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	130,85	131,06	131,27	130,32	130,81	131,01	131,22	131,42	131,63	131,84	132,04	132,28	133,37
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1432,2 6	1434,5 6	1436,8 6	1439,1 3	1441,4 0	1443,6 7	1445,9 4	1448,2 0	1450,4 7	1452,7 3	1454,9 9	1457,5 9	1469,6 8
Резерв("+)» / Дефицит("-")	Гкал/час	825,36	822,85	820,33	819,02	816,27	813,79	811,31	808,85	806,37	803,90	801,44	798,60	785,42
	%	34,56%	34,45%	34,35%	34,29%	34,18%	34,07%	33,97%	33,86%	33,76%	33,66%	33,55%	33,44%	32,88%

Таблица 4.1.1-3. Таблица Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки ТЭЦ-10

Наименование показателя	Ед. изм.													
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00

Располагаемая мощность	Гкал/час	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00
Собственные нужды	Гкал/час	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57
то же в %	%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	35,85	35,85	35,85	35,85	35,85	35,85	35,85	35,85	35,85	35,85	35,85	35,85	35,85
Резерв("+)»	Гкал/час	468,54	468,54	468,54	468,54	468,54	468,54	468,54	468,54	468,54	468,54	468,54	468,54	468,54
Дефицит("-")	%	90,90%	90,90%	90,90%	90,90%	90,90%	90,90%	90,90%	90,90%	90,90%	90,90%	90,90%	90,90%	90,90%

Таблица 4.1.1-4. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной МКП СМО «Савва»

Наименование показателя	Ед. изм.													
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74
Располагаемая мощность	Гкал/час	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74

Собственные нужды	Гкал/час	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
то же в %	%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,76	2,79	2,94	2,97	3,00	3,03	3,18	3,21	3,24	3,27	3,42	3,45	4,09
Резерв("+)»	Гкал/час	1,53	1,50	1,35	1,32	1,29	1,26	1,10	1,07	1,04	1,01	0,86	0,84	0,20
Дефицит("-")	%	28,67%	28,11%	25,26%	24,70%	24,13%	23,56%	20,72%	20,15%	19,60%	19,03%	16,19%	15,68%	3,66%

Таблица 4.1.1-5. Таблица Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной МУП ОМО СП «Преобразование»

Наименование показателя	Ед. изм.													
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
Собственные нужды	Гкал/час	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017

то же в %	%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533
Потери тепловых сетях <sup>в</sup>	Гкал/час	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245
Резерв("+)»	Гкал/час	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190
Дефицит("-")	%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%

Таблица 4.1.1-6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной МКП ММО «Сфера»

Наименование показателя	Ед. изм.													
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
Собственные нужды	Гкал/час	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
то же в %	%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%

Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231
Резерв("+)»	Гкал/час	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
Дефицит("-")	%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%

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

Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода представлен в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

## **5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ**

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для источников тепловой энергии, расположенных на территории Ангарского городского округа представлены в таблицах 5-1, 5-2 и 5-3.

Таблица 5-1. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах станции Участок №1 ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»

Параметр	Ед.изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Объем системы	м3	9793	9793	9793	9793	9793	9793	9793	9793	9793	9793	9793	9793	9793	9793	9793	9793	9793
Водоразбор на ГВС	м3/ч	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82	609,82
Нормативная утечка	м3/ч	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48	24,48
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Итого подпитка подготовленной водой	м3/ч	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30	784,30
Аварийная подпитка	м3/ч	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86	195,86

Таблица 5-2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах станции ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»

Параметр	Ед.изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Объем системы	м3	71745	71745	71745	71762	71822	72928	74009	74009	74068	74098	74098	74098	74098	74098	74098	74098	74098
Водоразбор на ГВС	м3/ч	5956,25	5964,02	5971,79	5979,56	5987,33	5995,10	6002,97	6010,64	6018,51	6026,18	6034,05	6041,82	6088,23	6088,23	6088,23	6088,23	6088,23
Нормативная утечка	м3/ч	179,36	179,36	179,36	179,41	179,56	182,32	185,02	185,02	185,17	185,25	185,25	185,25	185,25	185,25	185,25	185,25	185,25
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Итого подпитка подготовленной водой	м3/ч	6485,61	6493,38	6501,15	6508,96	6516,88	6527,42	6537,99	6545,66	6553,68	6561,42	6569,30	6577,07	6623,48	6623,48	6623,48	6623,48	6623,48
Аварийная подпитка	м3/ч	1434,90	1434,90	1434,90	1435,25	1436,45	1458,57	1480,18	1480,18	1481,37	1481,96	1481,96	1481,96	1481,96	1481,96	1481,96	1481,96	1481,96

Таблица 5-3. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах котельной МКП СМО «Савва»

Параметр	Ед.изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Объем системы	м3	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82
Водоразбор на ГВС	м3/ч	6,11	6,11	10,98	10,98	10,98	10,98	15,84	15,84	15,84	15,84	20,71	20,71	40,18	40,18	40,18	40,18	40,18
Нормативная утечка	м3/ч	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Итого подпитка подготовленной водой	м3/ч	42,37	42,37	47,23	47,23	47,23	47,23	52,10	52,10	52,10	52,10	56,97	56,97	76,44	76,44	76,44	76,44	76,44
Аварийная подпитка	м3/ч	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06



## **6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

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

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не предусматривается.

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

Подробной информации о реконструкции источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии от ресурсоснабжающих организаций не поступало.

### **6.3. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями**

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

На расчетный срок теплоснабжение индивидуальной жилой застройки предусматривается обеспечить от индивидуальных источников тепла на природном газе, а также посредством печного отопления. Подключение объектов индивидуальной жилой застройки к централизованным системам теплоснабжения не планируется.

#### **6.4. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа**

Нормирование потребления тепловой энергии каждого технологического процесса (потребителя) не осуществляется. В данном случае спрогнозировать перспективные удельные расходы тепловой энергии для обеспечения технологических процессов не представляется возможным. В качестве рекомендации предлагается оборудовать приборами учета тепловой энергии ввода тепловой энергии, от которых осуществляется покрытие технологических нагрузок с последующей оценкой удельных показателей потребления тепловой энергии на каждый технологический процесс и разработкой этих перспективных показателей.

#### **6.5. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки во всех системах теплоснабжения на территории Ангарского городского округа рассчитаны исходя из изменения нагрузок в зонах действия источников централизованного теплоснабжения за счет перераспределения нагрузок между источниками.

#### **6.6. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения**

Согласно п. 30 Гл. 2 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», 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.

В настоящее время методика определения радиуса эффективного теплоснабжения федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения не утверждена.

Радиус эффективного теплоснабжения, прежде всего, зависит от прогнозируемой конфигурации тепловой нагрузки относительно места расположения источника тепловой энергии и плотности тепловой нагрузки.

Радиус эффективного теплоснабжения не просто измеритель, а экономическая категория, которая может быть использована при рассмотрении задач о расширении, сокращении, трансформации, объединении зон действия, как инвестиционных проектов.

## **7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ**

В разработанной Схеме теплоснабжения запланированы мероприятия по строительству новых сетей, связанных с развитием систем теплоснабжения на территории городского округа. Сведения о необходимом объеме строительства тепловых сетей представлены в п.7.2.

Помимо строительства новых тепловых сетей предлагаются также мероприятия по перекладке тепловых сетей, связанные в первую очередь с выработкой ресурса большого количества трубопроводов на территории муниципального образования. Данные мероприятия более конкретно описаны в пунктах 7.3 и 7.6.

### **7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности**

Мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности Схемой теплоснабжения муниципального образования на рассматриваемый период не запланированы.

### **7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения**

Схемой теплоснабжения муниципального образования запланировано строительство 6275 метров новых тепловых сетей. Перечень мероприятий по строительству новых тепловых сетей на рассматриваемый период представлен в таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1. Мероприятия по строительству новых тепловых сетей на территории МО Ангарский ГО.

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм	Длина участка (в двухрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Период реализации мероприятия (год)
ПАО «Иркутскэнерго»	Перемычка между Тм №1 и ТМ №2 от ТЭЦ-10. Лтрассы = 80 м.п., Ду500мм.	500	80	Мин.вата	Подземная	2018
	Прокладка теплосети в проходном канале через ул. Чайковского. Лтрассы = 50 м.п., Ду200мм.	200	50	Мин.вата	Подземная	2018
	Прокладка в непроходном канале трубопроводов через ул. Институтская. Лтрассы = 45 м.п., Ду300мм.	300	45	Мин.вата	Подземная	2019
	Прокладка теплосети в проходном канале через "Московскийтракт". Лтрассы = 60 м.п., Ду700мм.	700	60	Мин.вата	Подземная	2019
	Прокладка теплосети в непроходном канале через ул. на АЭЖК. Лтрассы = 120 м.п., Ду600мм.	600	120	Мин.вата	Подземная	2019
	Строительство тепломагистрали № 1 от ТЭЦ-9 до ТК-12 «Цветники»	800	2200	Мин.вата	Надземная	2020
	Строительство участка от ТЭЦ-9-1, трасса от ТЭЦ-9 до пав.-1	800	2150	Мин.вата	Надземная	2021
	Строительство тепловой сети по ул. Радужная	400	300	Мин.вата	Подземная	2023
		300	230	Мин.вата	Подземная	2023
		200	170	Мин.вата	Подземная	2023
	40	250	Мин.вата	Подземная	2024	

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Период реализации мероприятия (год)
	Строительство участков тепловых сетей в П. Мегет	50	150	Мин.вата	Подземная	2024
МУП ОМО СП «Преобразование»	Строительство тепловых сетей к ФОК, детскому саду	125	470	Мин.вата	Подземная	2018

### **7.3. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения**

Замена участков тепловой сети вырабатывавших свой ресурс напрямую влияет на эффективность функционирования системы теплоснабжения. Ввиду чего мероприятия, представленные в таблице ниже связаны в первую очередь с заменой трубопроводов с высоким износом. Перечень мероприятий по перекладке сетей на рассматриваемый период представлен в таблице 7.3.1.

Таблица 7.3.1. Мероприятия по перекладке тепловых сетей на территории МО Ангарский ГО.

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Период реализации мероприятия (год)
ПАО «Иркутскэнерго»	Перекладка тепловых сетей - Т/м № 2	800	2190,4	Мин.вата	Надземная	2018
	Перекладка тепловых сетей - Т/м № 2	800	120,0	Мин.вата	Подземная	2018
	Перекладка участка от ТЭЦ-9-4 до ТРП-1, трасса от ТЭЦ-9-4 до пав-287	1000	3900,0	ППУ	Надземная	2019
	Перекладка участка ТЭЦ-9(1)-1 П-1 – ТК-12 – ТК-25	800	2015,0	Мин.вата	Надземная	2020
	Перекладка участка от ТЭЦ-9-4 до ТРП-1, трасса от пав-287 до ТРП-1	1000	2400,0	ППУ	Надземная	2020
		800	3800,0	Мин.вата	Надземная	2021
	Перекладка участка от ТЭЦ-10-1 до квл 209	600	1200,0	Мин.вата	Надземная	2022
		800	2150,0	Мин.вата	Надземная	2023
	Перекладка участка от ТЭЦ-9(1)-1, трасса от П-1-ТК-12 до ТК-25	800	2150,0	Мин.вата	Надземная	2023
	Перекладка надземной двухтрубной тепловой сети от т. «А» до насосной станции УТС ТЭЦ-9 в п. Мегет	300	1020,0	Мин.вата	Надземная	2023
	Реконструкция тепловых сетей к жилым домам и потребителям по улицам Детсадовская, Песчаная, Тракторная, Байкальская, Нагорная, пер. Школьный в п. Мегет	80	1700,0	Мин.вата	Подземная	2024
	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-11 по ул. Нагорная до ТК-8	200	600,0	Мин.вата	Подземная	2025
Реконструкция уч. от ТК-7Б до ТК-11 по ул. Нагорная	250	900,0	Мин.вата	Подземная	2025	
Реконструкция с надземной на подземную прокладку участка от Пав. - 287 до ТРП-1	700	2400,0	Мин.вата	Подземная	2027	

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Период реализации мероприятия (год)
	Реконструкция с надземной на подземную прокладку участка от УТ-8 до ТК-1	500	1050,0	Мин.вата	Подземная	2028
	Реконструкция участка «Газовая котельная ГК №1 до ТРП-1»	1000	3000,0	ППУ	Надземная	2029
	Реконструкция участка «от ТРП-1 до УТ-8»	700	1400,0	Мин.вата	Надземная	2030
	Реконструкция участка «от ТК-1б до ТК-309»	600	1220,0	Мин.вата	Подземная	2030
	Реконструкция участка «от ТК-11 до ТК-1»	400	700,0	Мин.вата	Подземная	2031
МУП ОМО СП «Преобразование»	Реконструкция тепловых сетей к школе, детскому саду, зданию администрации	80	500	Мин.вата	Подземная	2018
МКП СМО «Савва»	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети	100	7000	Мин.вата	Подземная	2020
	Реконструкция участка тепловых сетей с увеличением диаметра существующего трубопровода	150	130	Мин.вата	Подземная	2020

#### **7.4. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения**

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок не предусматривается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

#### **7.5. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки на рассматриваемый период не запланирована.

#### **7.6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

Большая часть тепловых сетей на территории городского округа проложена более 30 лет назад, в связи с чем существует потребность в проведении масштабных мероприятий по замене тепловых сетей на территории муниципального образования. Перечень мероприятий, связанных с заменой участков тепловой сети, выработавших свой ресурс, представлен ранее в разделе 7.3.

## **8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ**

### **8.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа**

При расчете перспективных топливных балансов были учтены мероприятия по строительству и реконструкции источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них, описанные в разделах 6 и 7.

В таблицах 8-1 — 8-4 представлены годовые расходы топлива по источникам на территории МО Ангарский ГО.

Таблица 8-1. Топливный баланс станции Участок №1 ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»

Наименование показателя	Ед. измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024	2025 г.	2026 г.	2027 - 2031
Выработка	Гкал	745901	745901	745901	745901	745901	745901	745901	745901	745901	745901	745901	745901	745901
Собственные нужды	Гкал	23397	23397	23397	23397	23397	23397	23397	23397	23397	23397	23397	23397	23397
	%	3,14%	3,14%	3,14%	3,14%	3,14%	3,14%	3,14%	3,14%	3,14%	3,14%	3,14%	3,14%	3,14%
Отпуск в сеть	Гкал	722504	722504	722504	722504	722504	722504	722504	722504	722504	722504	722504	722504	722504
Потери в тепловых сетях	Гкал	100736	100736	100736	100736	100736	100736	100736	100736	100736	100736	100736	100736	100736
	%	13,94%	13,94%	13,94%	13,94%	13,94%	13,94%	13,94%	13,94%	13,94%	13,94%	13,94%	13,94%	13,94%
Полезный отпуск	Гкал	621768	621768	621768	621768	621768	621768	621768	621768	621768	621768	621768	621768	621768
УРУТ на выработку т/э	кг у.т./Гкал	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>	<b>158,76</b>
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал	220,34	220,34	220,34	220,34	220,34	220,34	220,34	220,34	220,34	220,34	220,34	220,34	220,34
Максимальная часовая нагрузка в зимний период	Гкал/час	242,57	242,57	242,57	242,57	242,57	242,57	242,57	242,57	242,57	242,57	242,57	242,57	242,57
Максимальная часовая нагрузка в летний период	Гкал/час	41,85	41,85	41,85	41,85	41,85	41,85	41,85	41,85	41,85	41,85	41,85	41,85	41,85
Максимальная часовая нагрузка в переходный период	Гкал/час	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	40993,69	40993,69	40993,69	40993,69	40993,69	40993,69	40993,69	40993,69	40993,69	40993,69	40993,69	40993,69	40993,69
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	7072,98	7072,98	7072,98	7072,98	7072,98	7072,98	7072,98	7072,98	7072,98	7072,98	7072,98	7072,98	7072,98
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	9281,59	9281,59	9281,59	9281,59	9281,59	9281,59	9281,59	9281,59	9281,59	9281,59	9281,59	9281,59	9281,59
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	кг/час	35620,14	35620,14	35620,14	35620,14	35620,14	35620,14	35620,14	35620,14	35620,14	35620,14	35620,14	35620,14	35620,14
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	кг/час	6145,83	6145,83	6145,83	6145,83	6145,83	6145,83	6145,83	6145,83	6145,83	6145,83	6145,83	6145,83	6145,83
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	кг/час	8064,94	8064,94	8064,94	8064,94	8064,94	8064,94	8064,94	8064,94	8064,94	8064,94	8064,94	8064,94	8064,94
Годовой расход условного топлива	т у т	118419,24	118419,24	118419,24	118419,24	118419,24	118419,24	118419,24	118419,24	118419,24	118419,24	118419,24	118419,24	118419,24
Годовой расход натурального топлива	т	164348,89	164348,89	164348,89	164348,89	164348,89	164348,89	164348,89	164348,89	164348,89	164348,89	164348,89	164348,89	164348,89

Таблица 8-2. Топливный баланс станции ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»

Наименование показателя	Ед. измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024	2025 г.	2026 г.	2027 - 2031
Выработка	Гкал	4929008	4936766	4944627	4949583	4957314	4965056	4972817	4980520	4988271	4995988	5003690	5012517	5053945
Собственные нужды	Гкал	155360	155508	155756	155912	156155	156399	156644	156886	157131	157374	157616	157894	159199
	%	3,15%	3,15%	3,15%	3,15%	3,15%	3,15%	3,15%	3,15%	3,15%	3,15%	3,15%	3,15%	3,15%
Отпуск в сеть	Гкал	4773648	4781258	4788871	4793672	4801159	4808656	4816173	4823634	4831141	4838614	4846074	4854623	4894746
Потери в тепловых сетях	Гкал	399620	400257	400894	398833	399456	400080	400706	401326	401951	402573	403193	403905	407243
	%	8,37%	8,37%	8,37%	8,32%	8,32%	8,32%	8,32%	8,32%	8,32%	8,32%	8,32%	8,32%	8,32%
Полезный отпуск	Гкал	4374028	4381001	4387976	4394838	4401703	4408576	4415468	4422308	4429190	4436041	4442881	4450718	4487503
УРУТ на выработку т/э	кг у.т./Гкал	139,21	139,21	139,21	139,21	139,21	139,21	139,21	139,21	139,21	139,21	139,21	139,21	139,21
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал	193,20	193,20	193,20	193,20	193,20	193,20	193,20	193,20	193,20	193,20	193,20	193,20	193,20
Максимальная часовая нагрузка в зимний период	Гкал/час	1115,02	1116,94	1118,88	1120,25	1122,15	1124,05	1125,95	1127,85	1129,74	1131,65	1133,53	1135,80	1145,52
Максимальная часовая нагрузка в летний период	Гкал/час	388,85	389,35	389,85	390,18	390,68	391,19	391,70	392,20	392,72	393,22	393,73	394,24	397,27
Максимальная часовая нагрузка в переходный период	Гкал/час	252,46	252,89	253,33	253,64	254,07	254,50	254,93	255,36	255,79	256,22	256,65	257,16	259,36
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	188438,42	188762,90	189091,15	189322,20	189643,07	189964,53	190285,48	190606,44	190926,79	191248,50	191566,04	191950,07	193593,02
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	65714,96	65799,44	65885,17	65939,62	66025,30	66110,98	66197,83	66282,35	66369,19	66453,72	66540,56	66626,24	67138,03
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	42665,30	42738,77	42813,09	42865,40	42938,05	43010,84	43083,50	43156,17	43228,71	43301,55	43373,44	43460,39	43832,38
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	кг/час	163737,45	164019,40	164304,63	164505,39	164784,20	165063,52	165342,40	165621,28	165899,64	166179,18	166455,10	166788,79	168216,37
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	кг/час	57100,89	57174,29	57248,78	57296,09	57370,54	57445,00	57520,45	57593,90	57669,36	57742,80	57818,26	57892,71	58337,41
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	кг/час	37072,63	37136,47	37201,05	37246,50	37309,63	37372,87	37436,01	37499,16	37562,18	37625,48	37687,95	37763,50	38086,73
Годовой расход условного топлива	т у т	686167,18	687247,17	688341,46	689031,51	690107,74	691185,39	692265,86	693338,23	694417,26	695491,46	696563,71	697792,52	703559,70
Годовой расход натурального топлива	т	952301,42	953800,28	955319,00	956276,70	957770,35	959265,97	960765,51	962253,80	963751,34	965242,17	966730,30	968435,72	976439,73

Таблица 8-3. Топливный баланс станции ТЭЦ-10 ПАО «Иркутскэнерго»

Наименование показателя	Ед. измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024	2025 г.	2026 г.	2027 - 2031
Выработка	Гкал	378635	378635	378635	378635	378635	378635	378635	378635	378635	378635	378635	378635	378635
Собственные нужды	Гкал	62188	62188	62188	62188	62188	62188	62188	62188	62188	62188	62188	62188	62188
	%	16,42%	16,42%	16,42%	16,42%	16,42%	16,42%	16,42%	16,42%	16,42%	16,42%	16,42%	16,42%	16,42%
Отпуск в сеть	Гкал	316447	316447	316447	316447	316447	316447	316447	316447	316447	316447	316447	316447	316447
Потери в тепловых сетях	Гкал	74495	74495	74495	74495	74495	74495	74495	74495	74495	74495	74495	74495	74495
	%	23,54%	23,54%	23,54%	23,54%	23,54%	23,54%	23,54%	23,54%	23,54%	23,54%	23,54%	23,54%	23,54%
Полезный отпуск	Гкал	241952	241952	241952	241952	241952	241952	241952	241952	241952	241952	241952	241952	241952
УРУТ на выработку т/э	кг у.т./Гкал	160,15	160,15	160,15	160,15	160,15	160,15	160,15	160,15	160,15	160,15	160,15	160,15	160,15
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал	222,27	222,27	222,27	222,27	222,27	222,27	222,27	222,27	222,27	222,27	222,27	222,27	222,27
Максимальная часовая нагрузка в зимний период	Гкал/час	51,56	51,56	51,56	51,56	51,56	51,56	51,56	51,56	51,56	51,56	51,56	51,56	51,56
Максимальная часовая нагрузка в летний период	Гкал/час	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71
Максимальная часовая нагрузка в переходный период	Гкал/час	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	8714,26	8714,26	8714,26	8714,26	8714,26	8714,26	8714,26	8714,26	8714,26	8714,26	8714,26	8714,26	8714,26
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	4851,98	4851,98	4851,98	4851,98	4851,98	4851,98	4851,98	4851,98	4851,98	4851,98	4851,98	4851,98	4851,98
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	1973,04	1973,04	1973,04	1973,04	1973,04	1973,04	1973,04	1973,04	1973,04	1973,04	1973,04	1973,04	1973,04
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	кг/час	7571,97	7571,97	7571,97	7571,97	7571,97	7571,97	7571,97	7571,97	7571,97	7571,97	7571,97	7571,97	7571,97
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	кг/час	4215,97	4215,97	4215,97	4215,97	4215,97	4215,97	4215,97	4215,97	4215,97	4215,97	4215,97	4215,97	4215,97
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	кг/час	1714,41	1714,41	1714,41	1714,41	1714,41	1714,41	1714,41	1714,41	1714,41	1714,41	1714,41	1714,41	1714,41
Годовой расход условного топлива	т у т	60638,39	60638,39	60638,39	60638,39	60638,39	60638,39	60638,39	60638,39	60638,39	60638,39	60638,39	60638,39	60638,39
Годовой расход натурального топлива	т	84157,37	84157,37	84157,37	84157,37	84157,37	84157,37	84157,37	84157,37	84157,37	84157,37	84157,37	84157,37	84157,37

Таблица 8-4. Топливный баланс котельной МКП СМО «Савва»

Наименование показателя	Ед. измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024	2025 г.	2026 г.	2027 - 2031
Выработка	Гкал	13560	12854	13407	13503	13601	13698	14250	14348	14444	14541	15093	15180	17500
Собственные нужды	Гкал	1320,00	1250,65	1304,54	1313,84	1323,35	1332,86	1386,55	1396,06	1405,36	1414,87	1468,56	1477,05	1702,74
	%	9,73%	9,73%	9,73%	9,73%	9,73%	9,73%	9,73%	9,73%	9,73%	9,73%	9,73%	9,73%	9,73%
Отпуск в сеть	Гкал	12240,00	11602,87	12102,85	12189,18	12277,38	12365,58	12863,69	12951,89	13038,22	13126,42	13624,53	13703,35	15797,12
Потери в тепловых сетях	Гкал	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90
	%	27,85%	29,38%	28,17%	27,97%	27,77%	27,57%	26,50%	26,32%	26,15%	25,97%	25,02%	24,88%	21,58%
Полезный отпуск	Гкал	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90	3408,90
УРУТ на выработку т/э	кг у.т./Гкал	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85
Максимальная часовая нагрузка в зимний период	Гкал/час	3,87	3,96	4,14	4,17	4,21	4,24	4,42	4,45	4,49	4,52	4,70	4,73	5,46
Максимальная часовая нагрузка в летний период	Гкал/час	0,17	0,17	0,31	0,31	0,31	0,31	0,44	0,44	0,44	0,44	0,57	0,57	1,07
Максимальная часовая нагрузка в переходный период	Гкал/час	0,88	0,90	0,94	0,94	0,95	0,96	1,00	1,01	1,02	1,02	1,06	1,07	1,24
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	654,40	669,32	699,16	705,11	711,19	717,26	746,76	752,79	758,69	764,72	794,04	799,40	922,64
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	28,97	29,31	52,18	52,10	52,01	51,93	74,34	74,23	74,13	74,02	96,04	95,92	181,18
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	148,17	151,54	158,30	159,65	161,02	162,40	169,08	170,44	171,78	173,14	179,78	181,00	208,90
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	кг/час	568,62	581,58	607,51	612,69	617,96	623,24	648,87	654,11	659,24	664,48	689,96	694,61	801,70
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	кг/час	25,17	25,47	45,34	45,27	45,20	45,13	64,59	64,50	64,41	64,32	83,45	83,35	157,43
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	кг/час	128,74	131,68	137,55	138,72	139,92	141,11	146,91	148,10	149,26	150,45	156,22	157,27	181,52
Годовой расход условного топлива	т у т	2291,64	2172,24	2265,85	2282,01	2298,52	2315,04	2408,29	2424,80	2440,96	2457,48	2550,73	2565,49	2957,48
Годовой расход натурального топлива	т	1991,25	1887,50	1968,84	1982,88	1997,23	2011,58	2092,61	2106,95	2121,00	2135,35	2216,38	2229,20	2569,80

## **8.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива**

На источниках тепловой энергии, расположенных на территории МО Ангарский ГО, аварийное топливо не предусмотрено.

## 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Перспективные показатели надёжности с учётом предложений по её увеличению для систем теплоснабжения представлены в таблице 9-1.

Таблица 9-1. Перспективные показатели надёжности систем теплоснабжения на территории МО Ангарский ГО

Источник тепловой энергии	$K_э$	$K_в$	$K_т$	$K_б$	$K_с$	$K_{отк\ тс}$	$K_{отк\ ит}$	$K_{над}$	Оценка надёжности систем теплоснабжения
ПАО «Иркутскэнерго»	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	0,93	высоконадежная
МКП СМО «Савва»	0,6	н.д.	1,0	1,0	0,9	1,0	0,8	0,88	надежная
МУП ОМО СП «Преобразование»	0,6	1,0	1,0	1,0	0,0	1,0	0,8	0,77	надежная
МПК ММО «Сфера»	0,6	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,86	надежная

## **10.ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ**

### **10.1. Общие положения**

Глава «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» разработана в соответствии с требованиями п.48 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В данной главе отражены следующие вопросы:

а) выполнена оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей МО Ангарского ГО;

б) приведены предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для развития системы теплоснабжения города;

в) выполнены расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по развитию системы теплоснабжения МО Ангарского ГО;

г) проведены расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий развития системы теплоснабжения МО Ангарского ГО.

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

#### **10.2.1.Перечень мероприятий**

В таблицах 10.2.1-1 и 10.2.1-2 представлен перечень мероприятий по строительству и перекладке тепловых сетей на территории муниципального образования Ангарский ГО.

Таблица 10.2.1-1. Перечень мероприятий по строительству новых тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов населения тепловой энергией

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопровода на участке Ду, мм	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки
ПАО «Иркутскэнерго»	Перемычка между Тм №1 и ТМ №2 от ТЭЦ-10. Лтрассы = 80 м.п., Ду500мм.	2018	500	80	Мин.вата	Подземная
	Прокладка теплосети в проходном канале через ул. Чайковского. Лтрассы = 50 м.п., Ду200мм.	2018	200	50	Мин.вата	Подземная
	Прокладка в непроходном канале трубопроводов через ул. Институтская. Лтрассы = 45 м.п., Ду300мм.	2019	300	45	Мин.вата	Подземная
	Прокладка теплосети в проходном канале через "Московскийтракт". Лтрассы = 60 м.п., Ду700мм.	2019	700	60	Мин.вата	Подземная
	Прокладка теплосети в непроходном канале через ул. на АЭХК. Лтрассы = 120 м.п., Ду600мм.	2019	600	120	Мин.вата	Подземная
	Строительство тепломагистрالی № 1 от ТЭЦ-9 до ТК-12 «Цветники»	2020	800	2200	Мин.вата	Надземная
	Строительство участка от ТЭЦ-9-1, трасса от ТЭЦ-9 до пав.-1	2021	800	2150	Мин.вата	Надземная
	Строительство тепловой сети по ул. Радужная	2023	400	300	Мин.вата	Подземная
		2023	300	230	Мин.вата	Подземная
		2023	200	170	Мин.вата	Подземная
	2024	40	250	Мин.вата	Подземная	

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопровода на участке D <sub>y</sub> , мм	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки
	Строительство участков тепловых сетей в П. Мегет	2024	50	150	Мин.вата	Подземная
МУП ОМО СП «Преобразование»	Строительство тепловых сетей к ФОК, детскому саду	2018	125	470	Мин.вата	Подземная

Таблица 10.2.1-2. Перечень мероприятий по перекладке тепловых сетей, связанных повышенным износом трубопроводов

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки
ПАО «Иркутскэнерго»	Перекладка тепловых сетей - Т/м № 2	2018	800	2190,4	Мин.вата	Надземная
	Перекладка тепловых сетей - Т/м № 2	2018	800	120,0	Мин.вата	Подземная
	Перекладка участка от ТЭЦ-9-4 до ТРП-1, трасса от ТЭЦ-9-4 до пав-287	2019	1000	3900,0	ППУ	Надземная
	Перекладка участка ТЭЦ-9(1)-1 П-1 – ТК-12 – ТК-25	2020	800	2015,0	Мин.вата	Надземная
	Перекладка участка от ТЭЦ-9-4 до ТРП-1, трасса от пав-287 до ТРП-1	2020	1000	2400,0	ППУ	Надземная
		Перекладка участка от ТЭЦ-10-1 до квл 209	2021	800	3800,0	Мин.вата
	2022		600	1200,0	Мин.вата	Надземная
	Перекладка участка от ТЭЦ-9(1)-1, трасса от П-1-ТК-12 до ТК-25	2023	800	2150,0	Мин.вата	Надземная
	Перекладка надземной двухтрубной тепловой сети от т. «А» до насосной станции УТС ТЭЦ-9 в п. Мегет	2023	300	1020,0	Мин.вата	Надземная
	Реконструкция тепловых сетей к жилым домам и потребителям по улицам Детсадовская, Песчаная, Тракторная, Байкальская, Нагорная, пер. Школьный в п. Мегет	2024	80	1700,0	Мин.вата	Подземная
	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-11 по ул. Нагорная до ТК-8	2025	200	600,0	Мин.вата	Подземная
	Реконструкция уч. от ТК-7Б до ТК-11 по ул. Нагорная	2025	250	900,0	Мин.вата	Подземная
Реконструкция с надземной на подземную прокладку участка от Пав. - 287 до ТРП-1	2027	700	2400,0	Мин.вата	Подземная	

	Реконструкция с надземной на подземную прокладку участка от УТ-8 до ТК-1	2028	500	1050,0	Мин.вата	Подземная
	Реконструкция участка «Газовая котельная ГК №1 до ТРП-1»	2029	1000	3000,0	ППУ	Надземная
	Реконструкция участка «от ТРП-1 до УТ-8»	2030	700	1400,0	Мин.вата	Надземная
	Реконструкция участка «от ТК-1б до ТК-309»	2030	600	1220,0	Мин.вата	Подземная
	Реконструкция участка «от ТК-11 до ТК-1»	2031	400	700,0	Мин.вата	Подземная
МУП ОМО СП «Преобразование»	Реконструкция тепловых сетей к школе, детскому саду, зданию администрации	2018	80	500	Мин.вата	Подземная
МКП СМО «Савва»	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети	2020	100	7000	Мин.вата	Подземная
	Реконструкция участка тепловых сетей с увеличением диаметра существующего трубопровода	2020	150	130	Мин.вата	Подземная

## **10.2.2.Методика оценки финансовых потребностей**

### **10.2.2.1. Перекладка существующих тепловых сетей и строительство новых**

Оценка объема капитальных вложений, необходимых для реализации мероприятий по перекладке и строительству тепловых сетей выполнена с использованием укрупненных нормативов цены строительства НЦС 81-02-2014 «Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства регионального развития РФ № 506/пр от 28.08.2014.

НЦС рассчитаны в ценах на 1 января 2014 года для базового района (Московская область).

Укрупненные нормативы представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для строительства 1 км наружных тепловых сетей.

Стоимостные показатели в НЦС приведены на 1 км двухтрубной теплотрассы.

В показателях стоимости учтена вся номенклатура затрат, которые предусматриваются действующими нормативными документами в сфере ценообразования для выполнения основных, вспомогательных и сопутствующих этапов работ для строительства тепловых сетей в нормальных (стандартных) условиях, не осложненных внешними факторами.

Нормативы разработаны на основе ресурсно-технологических моделей, в основу которых положена проектно-сметная документация по объектам-представителям. Проектно-сметная документация объектов-представителей имеет положительное заключение государственной экспертизы и разработана в соответствии с действующими нормами проектирования.

Приведенные показатели предусматривают стоимость строительных материалов, затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин и механизмов, накладные расходы и сметную прибыль, а также затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений и дополнительные затраты на производство работ в зимнее время, затраты, связанные с получением заказчиком и проектной организацией исходных данных, технических условий на проектирование и проведение необходимых согласований по проектным решениям, расходы на страхование строительных рисков, затраты на проектно-изыскательские

работы и экспертизу проекта, содержание службы заказчика строительства и строительный контроль, резерв средств на непредвиденные расходы.

Стоимость материалов учитывает все расходы (отпускные цены, наценки снабженческо-сбытовых организаций расходы на тару, упаковку и реквизит, транспортные, погрузочно-разгрузочные работы и заготовительно-складские расходы), связанные с доставкой материалов, изделий, конструкций от баз (складов) организаций-подрядчиков или организаций-поставщиков до приобъектного склада строительства.

Оплата труда рабочих-строителей и рабочих, управляющих строительными машинами, включает в себя все виды выплат и вознаграждений, входящих в фонд оплаты труда.

Затраты на демонтаж существующих сетей рассчитаны в соответствии с рекомендациями СНиП 4.06-91 «Общие положения по применению расценок на монтаж оборудования», утвержденными Постановлением Государственного строительного комитета СССР от 29 декабря 1990 года № 114 и введенными в действие с 01.01.1991 г. При этом принято, что демонтируемое оборудование направляется в лом, т. е. подготавливается к утилизации.

Коэффициент перехода от цен базового района (Московской области) к уровню цен Иркутской области для наружных тепловых сетей принят в соответствии с приложением 17 к приказу Министерства регионального развития РФ от 30.12.2011 №643 и составляет 1,02.

### **10.2.3.Инвестиционные затраты**

Для реализации мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей в МО Ангарский ГО потребуется 227,495 млн.руб в ценах 2016 года с учетом НДС.

Инвестиционные затраты по каждому из запланированных мероприятий представлены в таблицах 10.2.3-1 и 10.2.3-2.

Таблица 10.2.3-1. Инвестиционные затраты на реализацию мероприятий по строительству новых тепловых сетей на территории МО Ангарского ГО

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопровода на участке Ду, мм	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Общая стоимость по прекладке ТС в ценах 2016 г. Без НДС, тыс. руб.	Общая стоимость по прекладке ТС в ценах 2016 г. С учетом НДС, тыс. руб.
ПАО «Иркутскэнерго»	Перемычка между ТМ №1 и ТМ №2 от ТЭЦ-10. Лтрассы = 80 м.п., Ду500мм.	2018	500	80	Мин.вата	Подземная	4221,39	4981,24
	Прокладка теплосети в проходном канале через ул. Чайковского. Лтрассы = 50 м.п., Ду200мм.	2018	200	50	Мин.вата	Подземная	1319,74	1557,29
	Прокладка в непроходном канале трубопроводов через ул. Институтская. Лтрассы = 45 м.п., Ду300мм.	2019	300	45	Мин.вата	Подземная	1635,07	1929,39
	Прокладка теплосети в проходном канале через "Московский тракт". Лтрассы = 60 м.п., Ду700мм.	2019	700	60	Мин.вата	Подземная	3924,28	4630,65
	Прокладка теплосети в непроходном канале через ул. на АЭЖК. Лтрассы = 120 м.п., Ду600мм.	2019	600	120	Мин.вата	Подземная	7174,58	8466,00
	Строительство тепломагистрали № 1 от ТЭЦ-9 до ТК-12 «Цветники»	2020	800	2200	Мин.вата	Надземная	66704,54	78711,35
	Строительство участка от ТЭЦ-9-1, трасса от ТЭЦ-9 до пав.-1	2021	800	2150	Мин.вата	Надземная	65188,52	76922,46

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопровода на участке D <sub>y</sub> , мм	Длина участка (в двухрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Общая стоимость по прокладке ТС в ценах 2016 г. Без НДС, тыс. руб.	Общая стоимость по прокладке ТС в ценах 2016 г. С учетом НДС, тыс. руб.	
	Строительство тепловой сети по ул. Радужная	2023	400	300	Мин.вата	Подземная	13465,48	15889,26	
		2023	300	230	Мин.вата	Подземная	8357,05	9861,32	
		2023	200	170	Мин.вата	Подземная	4487,11	5294,79	
	Строительство участков тепловых сетей в п. Мегет	2024	40	250	Мин.вата	Подземная	3450,76	4071,90	
		2024	50	150	Мин.вата	Подземная	2208,54	2606,08	
	итого							182137,06	214921,73
	МУП ОМО СП «Преобразование»	Строительство тепловых сетей к ФОК, детскому саду	2018	125	470	Мин.вата	Подземная	10655,49	12573,48
итого							10655,49	12573,48	

Таблица 10.2.3-1. Инвестиционные затраты на реализацию мероприятий по реконструкции тепловых сетей на территории МО Ангарского ГО

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Длина участка (в двухрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Общая стоимость по прекладке ТС в ценах 2016 г. Без НДС, тыс. руб.	Общая стоимость по прекладке ТС в ценах 2016 г. С учетом НДС, тыс. руб.
ПАО «Иркутскэнерго»	Перекладка тепловых сетей - Т/м № 2	2018	800	2190,4	Мин.вата	Надземная	183767,87	216846,09
	Перекладка тепловых сетей - Т/м № 2	2018	800	120,0	Мин.вата	Подземная	10069,31	11881,79
	Перекладка участка от ТЭЦ-9-4 до ТРП-1, трасса от ТЭЦ-9-4 до пав-287	2019	1000	3900,0	ППУ	Надземная	355399,04	419370,87
	Перекладка участка ТЭЦ-9(1)-1 П-1 – ТК-12 – ТК-25	2020	800	2015,0	Мин.вата	Надземная	169052,35	199481,77
	Перекладка участка от ТЭЦ-9-4 до ТРП-1, трасса от пав-287 до ТРП-1	2020	1000	2400,0	ППУ	Надземная	218707,10	258074,38
	Перекладка участка от ТЭЦ-10-1 до квл 209	2021	800	3800,0	Мин.вата	Надземная	318808,40	376193,91
		2022	600	1200,0	Мин.вата	Надземная	86812,36	102438,59
	Перекладка участка от ТЭЦ-9(1)-1, трасса от П-1-ТК-12 до ТК-25	2023	800	2150,0	Мин.вата	Надземная	180378,43	212846,55
Перекладка надземной двухрубной тепловой сети от т. «А» до насосной станции УТС ТЭЦ-9 в п. Мегет	2023	300	1020,0	Мин.вата	Надземная	44844,65	52916,68	

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Общая стоимость по прекладке ТС в ценах 2016 г. Без НДС, тыс. руб.	Общая стоимость по прекладке ТС в ценах 2016 г. С учетом НДС, тыс. руб.
	Реконструкция тепловых сетей к жилым домам и потребителям по улицам Детсадовская, Песчаная, Тракторная, Байкальская, Нагорная, пер. Школьный в п. Мегет	2024	80	1700,0	Мин.вата	Подземная	35691,96	42116,51
	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-11 по ул. Нагорная до ТК-8	2025	200	600,0	Мин.вата	Подземная	19162,60	22611,87
	Реконструкция уч. от ТК-7Б до ТК-11 по ул. Нагорная	2025	250	900,0	Мин.вата	Подземная	36766,82	43384,84
	Реконструкция с надземной на подземную прокладку участка от Пав. - 287 до ТРП-1	2027	700	2400,0	Мин.вата	Подземная	189935,28	224123,63
	Реконструкция с надземной на подземную прокладку участка от УТ-8 до ТК-1	2028	500	1050,0	Мин.вата	Подземная	67040,98	79108,36
	Реконструкция участка «Газовая котельная ГК №1 до ТРП-1»	2029	1000	3000,0	ППУ	Надземная	273383,88	322592,98
	Реконструкция участка «от ТРП-1 до УТ-8»	2030	700	1400,0	Мин.вата	Надземная	110795,58	130738,78
	Реконструкция участка «от ТК-16 до ТК-309»	2030	600	1220,0	Мин.вата	Подземная	88259,23	104145,90
	Реконструкция участка «от ТК-11 до ТК-1»	2031	400	700,0	Мин.вата	Подземная	38017,52	44860,68

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Общая стоимость по прекладке ТС в ценах 2016 г. Без НДС, тыс. руб.	Общая стоимость по прекладке ТС в ценах 2016 г. С учетом НДС, тыс. руб.
	итого						2426893,37	2863734,18
МУП ОМО СП «Преобразование»	Реконструкция тепловых сетей к школе, детскому саду, зданию администрации	2018	80	500	Мин.вата	Подземная	10497,64	12387,21
	итого						10497,64	12387,21
МКП СМО «Савва»	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети	2020	100	7000	Мин.вата	Подземная	158695,83	187261,08
	Реконструкция участка тепловых сетей с увеличением диаметра существующего трубопровода	2020	150	130	Мин.вата	Подземная	3778,66	4458,81
	итого						162474,49	191719,90

### **10.3. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности**

Финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей может осуществляться из двух основных источников: бюджетных и внебюджетных.

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из федерального бюджета РФ, бюджетов субъектов РФ и местных бюджетов в соответствии с бюджетным кодексом РФ.

Дополнительная государственная поддержка может быть оказана в соответствии с законодательством о государственной поддержке инвестиционной деятельности, в том числе при реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых организаций, состоящих из нераспределенной прибыли и амортизационного фонда, а также заемных средств теплоснабжающих и теплосетевых организаций путем привлечения банковских кредитов.

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих и теплосетевых организаций может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации инвестиционных проектов по развитию системы теплоснабжения.

Расходы на капитальные вложения (инвестиции) в расчетный период регулирования определяются на основе утвержденных в установленном порядке инвестиционных программ регулируемой организации.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни тарифов на тепловую энергию (мощность) устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов с учетом инвестиционных программ регулируемых организаций, утвержденных в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Тарифы устанавливаются на основании необходимой валовой выручки, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и

расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования, определенного в соответствии со схемой теплоснабжения.

#### **10.4. Эффективность инвестиций**

##### **10.4.1. Методика оценки эффективности инвестиций**

Для анализа эффективности предложенных мероприятий использованы следующие критерии:

- Чистая текущая стоимость проекта (NPV), величина которой определяется как дисконтированная разница между всеми годовыми притоками и оттоками реальных денег, накопленными в течение жизни проекта и приведенными к моменту начала осуществления проекта;
- Внутренняя норма доходности (IRR) — величина ставки сравнения (дисконта), при которой чистый дисконтный доход (NPV) не создаётся;
- Простой срок окупаемости — минимальный временной интервал от начала строительства до момента полной окупаемости капитальных затрат;
- Дисконтированный срок окупаемости — минимальный временной интервал от начала строительства до момента полной окупаемости капитальных затрат, рассчитанный с учетом дисконтирования.

##### **10.4.2. Экономическое окружение проекта**

Для приведения финансовых параметров проекта к ценам соответствующих лет применены индексы изменения цен, установленные в следующих документах:

1. «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года», разработанный Министерством экономического развития РФ в 2013 году (далее «Прогноз...»);
2. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г., разработанные ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Министерства энергетики России в 2010 году (далее «Сценарные условия...»).

Таблица 10.4.2-1. Индексы изменения цен

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Тепловая энергия (рост тарифов, в среднем за год к предыдущему году, %)	105,8	103,5	104,1	103,8	105,7	105,5	105,5	105,4	105,3	105	104,5	104	103,9	103,6	103,4	103,4	103,4
Газ природный (рост оптовых цен для всех категорий потребителей, в среднем за год к предыдущему году, в %)	104,9	102,1	102,2	102,2	101,9	100,4	102,6	102,6	102,6	103,3	103,2	103,2	103,5	103,3	103,2	103,2	103,2
Электрическая энергия (рост цен в руб./ для всех категорий потребителей на розничном рынке, искл. население, в среднем за год к предыдущему году, %)	108,2	107,1	105,9	105,6	100,4	100	103,2	102,1	102,1	103,4	102	104,3	102,8	102,6	102,5	102,5	102,5
Капитальные вложения	106,0	105,0	104,5	104,2	103,7	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8
Строительно-монтажные работы (СМР)	103,9	104,2	105,5	105,3	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0
Проектные и изыскательские работы (ПИР)	107,2	105,7	105,1	104,8	105,4	104,7	104,7	104,7	104,7	104,7	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9
Инфляция (ИПЦ) среднегодовая	106,5	104,9	104,5	104,0	104,3	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6
Заработная плата	105,9	106,8	106,1	105,6	104,2	103,9	103,8	103,6	103,5	103,4	103,3	103,1	102,9	102,8	102,8	102,8	102,8
ХОВ	106,4	104,4	104,6	104,2	104,2	103,9	103,8	103,6	103,5	103,4	103,3	103,1	102,9	102,8	102,8	102,8	102,8
Постоянные затраты на эксплуатацию	113,6	109,9	108,9	108,6	104,2	103,9	103,8	103,6	103,5	103,4	103,3	103,1	102,9	102,8	102,8	102,8	102,8

### 10.4.3.Эффективность предложенных мероприятий

В соответствии с п. 9 статьи 29 Федерального закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается (часть 9 введена Федеральным законом от 07.12.2011 N 417-ФЗ).

Переход на закрытую схему горячего водоснабжения позволит обеспечить:

- снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;

- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;

- снижение темпов износа оборудования котельных;

- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение «перетоков» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;

- снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;

- снижение аварийности систем теплоснабжения.

В конечном результате, после отказа от открытой по ГВС схемы теплоснабжения и перехода на закрытую схему появится возможность использовать сэкономленную тепловую мощность для теплоснабжения вновь подключаемых потребителей.

Необходимость перекладки тепловых сетей обусловлена их значительным физическим износом.

Прокладка новых тепловых сетей позволит обеспечить:

- снижение тепловых потерь в сетях;

- повышение надежности теплоснабжения;

- повышение качества теплоснабжения за счет снижения падения температуры теплоносителя при транспортировке от котельной до вводов потребителей.

В результате реализации мероприятий по перекладке тепловых сетей, будут сокращены сверхнормативные технологические потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям; значительно сократятся расходы на текущий ремонт и устранение последствий аварий.

### **10.5. Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения**

На первом этапе расчета ценовых последствий для потребителей были определены базовые тарифы на тепловую энергию, отпускаемую теплоснабжающими организациями конечному потребителю в настоящее время. Для этой цели были использованы данные о себестоимости тепловой энергии, полученные от Заказчика.

Индексация базовых тарифов на тепловую энергию в течение всего периода рассмотрения схемы теплоснабжения выполнена с применением прогнозных индексов роста цен на тепловую энергию.

На втором этапе были рассчитаны удельные эксплуатационные затраты на тепловую энергию (в т.ч. расходы на топливо и потери в тепловых сетях) после реализации мероприятий по развитию систем теплоснабжения для каждой теплоснабжающей организации (расчеты проводились для тех организаций, на объектах которых были запланированы мероприятия по модернизации системы теплоснабжения) Путем сравнения удельных затрат до и после проведения мероприятий по модернизации был рассчитан экономический эффект от данных мероприятий.

Итоговые тарифы, рассчитанные с учетом проведения мероприятий и индексов роста, для всех теплоснабжающих организаций приведены в таблице 10.5.-1.



Таблица 10.5-1 Тарифы теплоснабжающих организаций

Теплоснабжающая организация, тариф	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
ПАО "Иркутскэнерго", тепловая энергия руб./Гкал (Население с НДС)	880,07	910,87	948,22	984,25	1040,35	1097,57	1157,94	1220,47	1285,15	1349,41	1410,13	1466,54	1523,73	1578,59	1632,26	1687,76
МКП СМО "Савва", тепловая энергия руб./Гкал (Население с НДС)	1064,28	1101,53	1146,69	1190,27	1258,11	1327,31	1400,31	1475,93	1554,15	1631,86	1705,29	1773,50	1842,67	1909,01	1973,91	2041,03
МУП ОМО СП "Преобразование тепловая энергия руб./Гкал (Прочие потребители без НДС)	6255,05	6473,98	6739,41	6995,51	7394,25	7800,94	8229,99	8674,41	9134,15	9590,86	10022,45	10423,34	10829,85	11219,73	11601,20	11995,64
АО "АЭХК", передача тепловой энергии руб./Гкал (Прочие потребители без НДС)	162,42	168,10	174,99	181,64	191,99	202,55	213,70	225,23	237,17	249,03	260,24	270,65	281,20	291,32	301,23	311,47
АО "АНХК" тепловая энергия руб./Гкал (Прочие потребители без НДС)	1140,30	1180,21	1228,59	1275,28	1347,97	1422,11	1500,33	1581,34	1665,15	1748,41	1827,09	1900,17	1974,28	2045,36	2114,90	2186,80

## **11.ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

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

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

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

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

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

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

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

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

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

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

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению

гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

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

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

- систематическое (три и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;
- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие

реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;

- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;
- прекращение права собственности или владения источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;
- несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;
- подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

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

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

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.

В соответствии с критериями выбора теплоснабжающих организаций схемой теплоснабжения предлагается наделить статусом единой теплоснабжающей организации ПАО «Иркутскэнерго» в зоне действия ТЭЦ-9, ТЭЦ-9 Участок №1 и ТЭЦ-10.

Так же предлагается наделить статусом единой теплоснабжающей организации АО "АНХК" в границах системы теплоснабжения АО «АНХК».

