



**г. Бодайбо
Иркутская область**

Утверждена
Постановлением администрации
Бодайбинского городского поселения
от «___» _____ 2020 г. № _____

**СХЕМА
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
муниципального образования г. Бодайбо
на период с 2020 по 2035 г.**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Сведений, составляющих государственную тайну в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 30.11.1995 № 1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесенных к государственной тайне», не содержится.

**Глава Бодайбинского
городского поселения**

А.В. Дубков

подпись, печать



Разработчик: ООО «Лаборатория программно-целевого моделирования».
Юр. адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Михеева, дом 23, офис 3;
Факт. адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Михеева, дом 23, офис 3;
Адрес для почтовых отправлений: 300012, а/я 111.
e-mail: lpcm@yandex.ru; www.lpcm.pro; тел. 8 800 707 84 76.

**Генеральный директор
ООО «Лаборатория программно-целевого
моделирования»**



С.В. Подобный

г. Бодайбо 2020

Содержание

Содержание	2
Список таблиц.....	11
Список рисунков.....	14
Введение	19
Климатические характеристики населённого пункта.....	21
1. глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения";.....	22
а. часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения";.....	22
а. в зонах действия производственных котельных;.....	23
б. в зонах действия индивидуального теплоснабжения.....	24
б. часть 2 "Источники тепловой энергии";.....	25
а. структура и технические характеристики основного оборудования;.....	25
б. параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	86
в. ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности;.....	87
г. объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто;.....	87
д. сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	88
е. схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);	89
ж. способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха;.....	89
з. среднегодовая загрузка оборудования;	91
и. способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	91
к. статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;.....	91
л. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии;.....	92
м. перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.	92
в. часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них";	93
а. описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения;.....	93
б. карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе;	96
в. параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам;.....	103
г. описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях;	105
д. описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов;	105
е. описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности;	115
ж. фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети;	115
з. гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей;.....	116
и. статистику отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет;.....	124

к.	статистику восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет;	124
л.	описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов;	124
м.	описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей;	124
н.	описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя;.....	124
о.	оценку фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года;	127
п.	предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения;	127
р.	описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям;.....	127
с.	сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя;	128
т.	анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи;	128
у.	уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций;....	128
ф.	сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления;.....	128
х.	перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию;	128
ц.	данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).	128
г.	часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии";	129
д.	часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии";	130
а.	описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой;	130
б.	описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии;	130
в.	описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии;.....	130
г.	описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом;	130
д.	описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение;	131
е.	описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.	137
е.	часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки";	138
а.	описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения;	138
б.	описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения;.....	140
в.	описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю;.....	140
г.	описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения;.....	141

д.	описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности;.....	141
ж.	часть 7 "Балансы теплоносителя";	142
а.	описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть;.....	142
б.	описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.	142
з.	часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом";	143
а.	описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии;.....	143
б.	описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями;.....	144
в.	описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки;.....	144
г.	описание использования местных видов топлива.	146
д.	описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения 147	
е.	описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	147
ж.	описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа 147	
и.	часть 9 "Надежность теплоснабжения";	148
а.	поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей;.....	148
б.	частота отключений потребителей;	148
в.	поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений;	149
г.	графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения);	149
д.	результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике";	149
е.	результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте "д" настоящего пункта. 149	
к.	часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций";.....	152
л.	часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения";	153
а.	описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет;.....	153
б.	описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения; 157	
в.	описание платы за подключение к системе теплоснабжения;	169
г.	описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.	169
д.	описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет.....	169

е.	описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения	169
м.	часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения".	170
а.	описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);.....	170
б.	описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);.....	175
в.	описание существующих проблем развития систем теплоснабжения;.....	175
г.	описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения;.....	175
д.	анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.	175
2.	глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения";...	176
а.	данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения;	176
а.	перечень объектов теплопотребления, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения;	176
б.	актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки;.....	176
в.	расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии;.....	177
г.	фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.....	177
б.	прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе;	178
в.	прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации;	179
г.	прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе;.....	185
д.	прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе;.....	185
е.	прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	186
3.	глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";.....	187
а.	графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа, города федерального значения и с полным топологическим описанием связности объектов;	187
б.	паспортизацию объектов системы теплоснабжения;	189
в.	паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное; 196	
г.	гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;.....	197
д.	моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;	199
е.	расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку; 199	

ж.	расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;.....	199
з.	расчет показателей надежности теплоснабжения;	200
и.	групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;	200
к.	сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.	201
4.	глава 4 "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей";	203
а.	баланси существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды;	203
б.	гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии; 205	
в.	выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.	205
5.	глава 5 "Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";.....	206
а.	описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения;	206
б.	техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения;.....	212
в.	обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.	217
б.	глава 6 "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах";	218
а.	расчетную величину нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии;.....	218
б.	максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения;	218
в.	сведения о наличии баков-аккумуляторов;.....	219
г.	нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии;	219
д.	существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.	220
а.	описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения;.....	220
б.	сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения;	220

7.	глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии";	221
а.	описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения;	223
б.	описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей;	224
в.	анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период);	224
г.	обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;	224
д.	обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения;	224
е.	обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок;	224
ж.	обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии;	224
з.	обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;	225
и.	обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;	225
к.	обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;	225
л.	обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, городского округа, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями;	225
м.	обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения;	225
а.	покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;	225
б.	максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;	225
в.	определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке;	225
г.	определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива;	226
н.	анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива;	226
о.	обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа, города федерального значения;	226
п.	результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения;	226
8.	глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей";	228

а.	предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);	228
б.	предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения;	228
в.	предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения;	232
г.	предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;	232
д.	предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;	232
е.	предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;	232
ж.	предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;	232
з.	предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций;	233
9.	глава 9 "Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения";	234
а.	техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения;	234
б.	выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии;	241
в.	предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения;	242
г.	расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения;	243
д.	оценку целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения;	243
е.	предложения по источникам инвестиций;	245
10.	глава 10 "Перспективные топливные балансы";	246
а.	расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа, города федерального значения;	246
б.	результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива;	247
в.	вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива;	247
г.	виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	248
д.	преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	248
е.	приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа	248
11.	глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения";	249
а.	метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения;	249
б.	метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения;	249

в. результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам;.....	250
а. применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования; 250	
б. установка резервного оборудования;.....	250
в. организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть; 250	
г. резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа, города федерального значения;	250
д. устройство резервных насосных станций;	250
е. установка баков-аккумуляторов;.....	250
г. результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки;	251
д. результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии;	251
12. глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию";	252
а. оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей;	252
б. обоснование предложений по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей;	254
в. расчеты экономической эффективности инвестиций;	255
г. расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения;	255
13. глава 13 "Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";.....	256
а. количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;	256
б. количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;.....	256
в. удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);.....	256
г. отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;	257
д. коэффициент использования установленной тепловой мощности;.....	257
е. удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке; 258	
ж. доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения);	258
з. удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	258
и. коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);	258
к. доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;	258
л. средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);	258
м. отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения); ...	259
н. отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа, города федерального значения); 259	

о. отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.....	259
14. глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия";	260
а. тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения;.....	260
б. тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации;	261
в. результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.	261
15. глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций";	262
а. реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения;.....	262
б. реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации;.....	262
в. основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации;	264
г. заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации;	265
д. описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).	265
16. глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения";	267
а. перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии;.....	267
б. перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них;	267
в. перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения;.....	268
17. глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения";	270
а. перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения;	270
б. ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения;	270
в. перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения;	270
18. глава 18 "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения".....	271
19. раздел 19 Приложение А.....	272
20. раздел 20 Приложение Б	273

Список таблиц

Таблица 1.1.1 – Краткая информация по источникам, действующим на территории населенного пункта.....	22
Таблица 1.2.1 – Краткая информация по источникам, действующим на территории населенного пункта.....	25
Таблица 1.2.2 – Перечень выявленного имущества ЦОК №1	26
Таблица 1.2.3 – Перечень выявленного имущества ЦОК №2	35
Таблица 1.2.4 – Перечень выявленного имущества котельной №3	42
Таблица 1.2.5 – Перечень выявленного имущества котельной №7	46
Таблица 1.2.6 – Перечень выявленного имущества котельной «Металлист»	50
Таблица 1.2.7 – Перечень выявленного имущества котельной БМК	53
Таблица 1.2.8 – Перечень выявленного имущества котельной МК-135	59
Таблица 1.2.9 – Перечень выявленного имущества котельной МО-44	64
Таблица 1.2.10 – Перечень выявленного имущества котельной СМП.....	69
Таблица 1.2.11 – Сводная информация по котлоагрегатам системы теплоснабжения населенного пункта	82
Таблица 1.2.12 – Сводная информация по насосным агрегатам системы теплоснабжения населенного пункта	83
Таблица 1.2.13 – Сводная информация по ёмкостям системы теплоснабжения населенного пункта	85
Таблица 1.2.14 – Сводная информация по теплообменному оборудованию системы теплоснабжения населенного пункта	85
Таблица 1.2.15 – Сводная информация по электропотребляющему оборудованию системы теплоснабжения населенного пункта	85
Таблица 1.2.16 – Сводная информация по дымовым трубам системы теплоснабжения населенного пункта	86
Таблица 1.2.17 - Параметры установленной мощности источников тепловой энергии	87
Таблица 1.2.18 - Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности.....	87
Таблица 1.2.19 - Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.....	87
Таблица 1.2.20 - Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	88
Таблица 1.2.21 – Параметры регулирования отпуска тепловой энергии	89
Таблица 1.2.22 - Значения среднегодовой загрузки оборудования теплового хозяйства.....	91
Таблица 1.3.1 – Протяженность трубопроводов в зависимости от периода эксплуатации	93
Таблица 1.3.2 - Характеристики тепловых сетей различных источников тепловой энергии.....	94
Таблица 1.3.3 - Протяженность и материальная характеристика трубопроводов с разбивкой по диаметрам	95
Таблица 1.3.4 – Протяженность трубопроводов в зависимости от периода эксплуатации, км	103
Таблица 1.3.5 – Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Du) в зависимости от типа прокладки, м.....	104
Таблица 1.3.6 – Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Du) в зависимости от типа водоразбора, м.....	104
Таблица 1.3.7 – Перечень ЦТП МУП Тепловодоканал	105
Таблица 1.3.8 – Перечень выявленного имущества ЦТП.....	107
Таблица 1.3.9 – Параметры регулирования отпуска тепловой энергии	115
Таблица 1.3.10 – Гидравлические режимы тепловых сетей	116
Таблица 1.3.11 – Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии	127
Таблица 1.5.1 - Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.....	130
Таблица 1.5.2 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	130
Таблица 1.5.3 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	131
Таблица 1.5.4 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	137
Таблица 1.6.1 - Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии	139
Таблица 1.6.2 - Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.....	140
Таблица 1.6.3 - Резервы и дефициты пропускной способности магистральных выводов.....	140
Таблица 1.7.1 - Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	142
Таблица 1.7.2 - Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	142
Таблица 1.8.1 - Вид и количество топлива для каждого источника тепловой энергии – каменный уголь (отопительный сезон 2017-2018 гг.).....	143
Таблица 1.8.2 - Вид и количество топлива для каждого источника тепловой энергии – каменный уголь (отопительный сезон 2018-2019 гг.).....	143
Таблица 1.8.3 - Вид и количество топлива для каждого источника тепловой энергии – каменный уголь (отопительный сезон 2019-2020 гг.).....	143
Таблица 1.8.4 - Вид и количество топлива для каждого источника тепловой энергии – нефть	143
Таблица 1.8.5 - Вид и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	144
Таблица 1.10.1 - Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций – краткая характеристика	152

Таблица 1.10.2 - Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций – полезный отпуск и значения НВВ	152
Таблица 1.10.3 - Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций – тепловые потери и объем покушной тепловой энергии.....	152
Таблица 1.11.1 - Структура цен (тарифов) установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	168
Таблица 1.12.1 – Существующие проблемы организации надежного и качественного теплоснабжения в г. Бодайбо	171
Таблица 2.1 - Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения в разрезе по каждому источнику тепловой энергии.....	176
Таблица 2.2 - Прогноз перспективной застройки.....	176
Таблица 2.3 - Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии.....	177
Таблица 2.4 - Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.....	177
Таблица 2.5 - Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе.....	178
Таблица 2.6 – Показатели базового уровня потребления тепловой энергии от централизованных источников г. Бодайбо	184
Таблица 2.7 – Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.....	184
Таблица 2.8 – Нормативы потребления тепловой энергии на отопление жилого фонда для населения МО г. Тулы	184
Таблица 2.9 - Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе	185
Таблица 4.1 - Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (разработки схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки.....	204
Таблица 5.1 – Перечень мероприятий перспективного развития системы теплоснабжения – Вариант 1	207
Таблица 5.2 – Перечень мероприятий перспективного развития системы теплоснабжения – Вариант 2	209
Таблица 6.1 – Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.....	218
Таблица 6.2 – Максимальный расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	218
Таблица 6.3 – Среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	219
Таблица 6.4 – Сведения о наличии баков-аккумуляторов на источниках ТЭ	219
Таблица 6.5 – Нормативный (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.....	219
Таблица 6.6 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей	220
Таблица 6.7 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей	220
Таблица 7.1 – Перечень мероприятий перспективного развития системы теплоснабжения – Вариант 1	221
Таблица 8.1 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	228
Таблица 8.2 - Предлагаемые мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	233
Таблица 9.1 - Факторы экономики при модернизации систем теплоснабжения с внедрением ИТП.....	237
Таблица 9.2 – Параметры регулирования отпуска тепловой энергии	241
Таблица 9.3 – Сводная характеристика предлагаемой к строительству сети горячего водоснабжения	243
Таблица 9.4 – Сводная характеристика предлагаемой к строительству сети горячего водоснабжения	243
Таблица 10.1 – Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии	246
Таблица 10.2 – Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии	246
Таблица 10.3 - Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии.....	248
Таблица 11.1 - Время восстановления участков тепловых сетей теплоснабжения в зависимости от диаметра трубопровода	250
Таблица 12.1 – Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	252
Таблица 12.2 – Результаты расчетов ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.....	255

Таблица 13.1 – Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях.....	256
Таблица 13.2 – Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	256
Таблица 13.3 – Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	257
Таблица 13.4 – Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	257
Таблица 13.5 – Коэффициент использования установленной тепловой мощности	257
Таблица 13.6 – Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке ..	258
Таблица 13.7 – Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей.....	258
Таблица 13.8 – Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	259
Таблица 13.9 – Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	259
Таблица 14.1 - Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения	261
Таблица 15.1 – Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения	262
Таблица 15.2 – Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации	263
Таблица 16.1 – Перечень мероприятий по строительству, реконструкции источников.....	267
Таблица 16.2 – Перечень мероприятий по строительству, реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	267
Таблица 16.3 – Сводная характеристика предлагаемой к строительству сети горячего водоснабжения	269
Таблица 16.4 – Сводная характеристика предлагаемой к строительству сети горячего водоснабжения	269

Список рисунков

Рисунок 1.1.1 – Зона действия котельной ЗАО «Витимэнерго»	23
Рисунок 1.1.2 – Зона действия котельной «Витим»	23
Рисунок 1.1.3 – Зона действия индивидуальных источников тепловой энергии	24
Рисунок 1.2.1 – Общий вид ЦОК №1	26
Рисунок 1.2.2 – Принципиальная схема ЦОК №1	28
Рисунок 1.2.3 – Общий вид котла № 1	28
Рисунок 1.2.4 – Общий вид котла № 2	29
Рисунок 1.2.5 – Котел №2. Вид сбоку	29
Рисунок 1.2.6 – Общий вид котла №3	30
Рисунок 1.2.7 – Общий вид котла №4	30
Рисунок 1.2.8 – Сетевые насосы KSB ETABLOC 100-200/4502 GN6, 45 кВт	31
Рисунок 1.2.9 – Сетевые насосы ЦН-400-105, 200 кВт	31
Рисунок 1.2.10 – Подпиточные насосы KM100-65-200, 30 кВт	32
Рисунок 1.2.11 – Подпиточные насосы KSB Movitec VSF 15/06 14, 5,5 кВт	32
Рисунок 1.2.12 – Рециркуляционные насосы KSB Etanorm 125-315, 30 кВт	32
Рисунок 1.2.13 – Дымовые трубы: котлов №№ 2,3 и 4 – слева; котла № 1 – справа	33
Рисунок 1.2.14 – Дутьевые вентиляторы	33
Рисунок 1.2.15 – Дымососы	34
Рисунок 1.2.16 – Щит управления котлами	34
Рисунок 1.2.17 – Щит управления насосами	34
Рисунок 1.2.18 – Общий вид ЦОК №2	35
Рисунок 1.2.19 – Принципиальная схема ЦОК №2	36
Рисунок 1.2.20 – Котел №1,2	37
Рисунок 1.2.21 – Котел №3,4	37
Рисунок 1.2.22 – Фильтры ФИПа-1,0-6	38
Рисунок 1.2.24 – Сетевые насосы 1Д630-90	38
Рисунок 1.2.26 – Питательные насосы типа ЦНСГ-38/176	39
Рисунок 1.2.27 – Питательный насосы типа ПДВ-16/20	39
Рисунок 1.2.28 – Подпиточные насосы KM100-65-200 и KM80-50-160	40
Рисунок 1.2.29 – Дымовые трубы ЦОК №2	40
Рисунок 1.2.30 – Щит управления котлами	40
Рисунок 1.2.31 – Подогреватели сетевой воды	41
Рисунок 1.2.32 – Деаэратор	41
Рисунок 1.2.33 – Здание котельной ЦОК №2	41
Рисунок 1.2.34 – Общий вид котельной №3	42
Рисунок 1.2.35 – Принципиальная схема котельной №3	43
Рисунок 1.2.36 – Общий вид котла КСВм – 1,25	44
Рисунок 1.2.37 – Сетевые насосы К 80-50-200, 15кВт	44
Рисунок 1.2.38 – Дымовая труба котельной №3	44
Рисунок 1.2.39 – Дутьевой вентилятор	45
Рисунок 1.2.40 – Дымосос	45
Рисунок 1.2.41 – Щит управления	45
Рисунок 1.2.42 – Общий вид котельной №7	46
Рисунок 1.2.44 – Принципиальная схема котельной №7	47
Рисунок 1.2.45 – Общий вид котла КВм – 2,5	48
Рисунок 1.2.47 – Сетевые насосы Д320-50, 75 кВт	48
Рисунок 1.2.48 – Топливные насосы типа НМШ 8-25-6,3/10	48
Рисунок 1.2.49 – Дымовые трубы котлов КВм – 2,5	49
Рисунок 1.2.51 – Дутьевой вентилятор и дымосос	49
Рисунок 1.2.53 – Щит управления	49
Рисунок 1.2.54 – Общий вид котельной «Металлист»	50
Рисунок 1.2.55 – Принципиальная схема котельной «Металлист»	51
Рисунок 1.2.60 – Сетевые насосы Д320-50, 75 кВт	51
Рисунок 1.2.61 – Дымовая труба котельной «Металлист»	52
Рисунок 1.2.62 – Щит управления	52
Рисунок 1.2.63 – Общий вид котельной БМК	53
Рисунок 1.2.65 – Общий вид котла КВм – 2,32	55
Рисунок 1.2.66 – Пластинчатые теплообменники Ридан тип НН№62	55
Рисунок 1.2.67 – Сетевые насосы Wilo NL 100/250-55-2-12, 55 кВт и Wilo NL 150/400-55-4-12, 55 кВт	55
Рисунок 1.2.68 – Циркуляционные насосы типа Wilo IL 80/160-11/2, 11 кВт	56
Рисунок 1.2.69 – Транспортёр топливоподачи	56

Рисунок 1.2.70 – Скреперная лебедка топливоподачи.....	56
Рисунок 1.2.71 – Дымовая труба котельной БМК.....	57
Рисунок 1.2.72 – Дутьевой вентилятор.....	57
Рисунок 1.2.73 - Дымососы.....	58
Рисунок 1.2.74 – Щит управления.....	58
Рисунок 1.2.75 – Тепловые сети, проложенные надземным способом от котельной БМК.....	58
Рисунок 1.2.76 – Общий вид котельной МК-135.....	59
Рисунок 1.2.77 – Принципиальная схема котельной МК-135.....	60
Рисунок 1.2.78 – Общий вид котла КВМ-1,25-95ШП.....	61
Рисунок 1.2.79 – Общий вид котла КСВМ- 1,25К.....	61
Рисунок 1.2.80 – Сетевые насосы КМ100-65-200, 30 кВт.....	61
Рисунок 1.2.81 – Скиповый подъемник.....	62
Рисунок 1.2.82 – Дымовые трубы котельной МК-135.....	62
Рисунок 1.2.83 – Дутьевой вентилятор.....	62
Рисунок 1.2.84 – Дымососы.....	63
Рисунок 1.2.85 – Щит управления.....	63
Рисунок 1.2.86 – Общий вид котельной МО-44.....	64
Рисунок 1.2.87 – Принципиальная схема котельной МО-44.....	65
Рисунок 1.2.88 – Общий вид котла КВМ-1,25-95ШП.....	66
Рисунок 1.2.89 – Общий вид котла КВМ-1,25-95ШП.....	66
Рисунок 1.2.90 – Сетевые насосы КМ100-65-200, 30 кВт.....	66
Рисунок 1.2.91 – Скиповый подъемник.....	67
Рисунок 1.2.92 – Дымовая труба котельной МО-44.....	67
Рисунок 1.2.93 – Золоуловители.....	67
Рисунок 1.2.94 – Дутьевой вентилятор.....	68
Рисунок 1.2.95 – Дымососы.....	68
Рисунок 1.2.96 – Щит управления.....	68
Рисунок 1.2.97 – Общий вид котельной СМП.....	69
Рисунок 1.2.98 – Принципиальная схема котельной СМП.....	70
Рисунок 1.2.99 – Общий вид котлов КСВМ- 1,25К.....	71
Рисунок 1.2.100 – Общий вид котла КВМ-1,25-95ШП.....	71
Рисунок 1.2.101 – Сетевые насосы (слева - Grundfos NB 100-200/219, справа - Д320-50).....	72
Рисунок 1.2.102 - Циркуляционные насосы типа КМ-80-50-200.....	72
Рисунок 1.2.103 - Циркуляционные насосы типа КМ-80-50-200.....	72
Рисунок 1.2.104 – Скиповый подъемник.....	73
Рисунок 1.2.105 – Дымовые трубы котельной СМП.....	73
Рисунок 1.2.106 – Дутьевой вентилятор.....	73
Рисунок 1.2.107 – Дымососы, газоходы, золоуловители.....	74
Рисунок 1.2.108 – Щит управления.....	74
Рисунок 1.2.109 - Общий вид котельной «Витимэнерго».....	75
Рисунок 1.2.110 - Принципиальная схема котельной Витимэнерго.....	76
Рисунок 1.2.111 - Общий вид котла КВр-0.6.....	76
Рисунок 1.2.112 - Общий вид котла Универсал-6.....	77
Рисунок 1.2.113 - Сетевые насосы КМ100-65-200, 30 кВт.....	77
Рисунок 1.2.114 - Общий вид котельной «Витим».....	78
Рисунок 1.2.115 - Общий вид котла КСВ-1,25.....	79
Рисунок 1.2.116 - Сетевые насосы КМ100-65-200, 30 кВт.....	79
Рисунок 1.2.117 - Общий вид котельной УКМТ-1.....	80
Рисунок 1.2.118 - Общий вид котла КСв-1,25.....	81
Рисунок 1.2.119 - Сетевые насосы Д320-50, 72 кВт.....	81
Рисунок 1.2.120 – Температурный график 130-70 °С.....	90
Рисунок 1.2.121 – Температурный график 95-70 °С.....	91
Рисунок 1.3.1 – Процентное соотношение протяженности тепловых сетей муниципального образования город Бодайбо в зависимости от периода эксплуатации.....	93
Рисунок 1.3.2 – Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Du) в зависимости от типа прокладки, м.....	94
Рисунок 1.3.3 – Схема тепловой сети от котельной «МО-44».....	96
Рисунок 1.3.4 – Схема тепловой сети от котельной «МК-135».....	96
Рисунок 1.3.5 – Схема тепловой сети ЦОК № 1.....	97
Рисунок 1.3.6 – Схема тепловой сети от ЦОК № 2.....	98
Рисунок 1.3.7 – Схема тепловой сети от котельной «Металлист».....	99
Рисунок 1.3.8 – Схема тепловой сети от котельной «Витимэнерго».....	100
Рисунок 1.3.9 – Схема тепловой сети от котельной № 3.....	100
Рисунок 1.3.10 – Схема тепловой сети от котельной «а/с Витим».....	101
Рисунок 1.3.11 – Схема тепловой сети от котельной № 7.....	101

Рисунок 1.3.12 – Схема тепловой сети от котельной УКМТ-1	102
Рисунок 1.3.13 – Схема тепловой сети от котельной «БМК»	102
Рисунок 1.3.14 – Общий вид ЦТП №1.....	105
Рисунок 1.3.15 – Общий вид ЦТП №4.....	106
Рисунок 1.3.16 – Общий вид ЦТП №6.....	106
Рисунок 1.3.17 – Принципиальная схема ЦТП №1	108
Рисунок 1.3.18 – Принципиальная схема ЦТП №4	108
Рисунок 1.3.19 – Принципиальная схема ЦТП №4А	109
Рисунок 1.3.20 – Принципиальная схема ЦТП №6	109
Рисунок 1.3.21 - Пластинчатые теплообменники Ридан тип НН№41 ЦТП №1	110
Рисунок 1.3.22 - Пластинчатые теплообменники Ридан тип НН№41 ЦТП №4	110
Рисунок 1.3.23 - Пластинчатые теплообменники Ридан тип НН№65 ЦТП №4А	111
Рисунок 1.3.24 - Пластинчатые теплообменники Ридан тип НН№65 ЦТП №6	111
Рисунок 1.3.25 – Циркуляционные насосы KSB Etanorm RG 150-500/1, 160 кВт.....	112
Рисунок 1.3.26 – Подпиточные насосы KSB Etanorm RG 150-500/1, 160 кВт и Etabloc GN 040-160/752 G 11, 7,5 кВт....	112
Рисунок 1.3.27 – Циркуляционные насосы Wilo IL 100/190-30/2, 30 кВт.....	112
Рисунок 1.3.28 – Подпиточные насосы Grundfos LP 80-160/164, 7,5 кВт	113
Рисунок 1.3.29 – Циркуляционные насосы KSB ETABLOC 65-250/4502 GN6, 45 кВт.....	113
Рисунок 1.3.30 – Циркуляционные насосы WiLo-IL 100/210-37/2, 37 кВт и Grundfos TP 100-480/2, 30 кВт.....	113
Рисунок 1.3.31 – Подпиточные насосы WiLo-IL 65/200-15/2, 15 кВт	114
Рисунок 1.3.32 – Щит управления ЦТП №1	114
Рисунок 1.3.33 – Щит управления ЦТП №4	114
Рисунок 1.3.34 – Щит управления ЦТП №4а.....	114
Рисунок 1.3.35 – Щит управления ЦТП №6	115
Рисунок 1.3.36 – Пьезометрический график работы сети от ЦТП 1.....	117
Рисунок 1.3.37 – Пьезометрический график работы сети от ЦТП 6.....	118
Рисунок 1.3.38 – Пьезометрический график работы сети от источника тепловой энергии – Котельная № 3.....	119
Рисунок 1.3.39 – Пьезометрический график работы сети от источника тепловой энергии – Котельная БМК.....	120
Рисунок 1.3.40 – Пьезометрический график работы сети от источника тепловой энергии – Котельная МК-135	121
Рисунок 1.3.41 – Пьезометрический график работы сети от источника тепловой энергии – Котельная МО-44.....	122
Рисунок 1.3.42 – Пьезометрический график работы сети от источника тепловой энергии – Котельная № 7.....	123
Рисунок 1.3.43 – Приказ об утверждении нормативов технологических потерь тепловой энергии МУП «Теплопроводканал»	125
Рисунок 1.3.44 – Приказ об утверждении нормативов технологических потерь тепловой энергии МУП «Теплопроводканал»	126
Рисунок 1.3.45 – Приказ об утверждении нормативов технологических потерь тепловой энергии МУП «Теплопроводканал»	126
Рисунок 1.3.46 – Схема подключения потребителей к тепловым сетям.....	127
Рисунок 1.4.1 - Зоны действия источников тепловой энергии.....	129
Рисунок 1.5.1 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области	132
Рисунок 1.5.2 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области	133
Рисунок 1.5.3 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области	134
Рисунок 1.5.4 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области	135
Рисунок 1.5.5 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области	136
Рисунок 1.8.1 – Удостоверение о качестве угля.....	145
Рисунок 1.8.2 – Паспорт качества нефти.....	146
Рисунок 1.11.1 – Приказ об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию № 446-спр от 20.12.2018 г.	153
Рисунок 1.11.2 – Приказ об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию № 446-спр от 20.12.2018 г.	154
Рисунок 1.11.3 – Приложение 1 к приказу об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию № 446-спр от 20.12.2018 г.	154
Рисунок 1.11.4 – Приложение 2 к приказу об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию № 446-спр от 20.12.2018 г.	155
Рисунок 1.11.5 – Приказ о внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области № 182-спр от 21.08.2019 г.	156
Рисунок 1.11.6 – Приказ о внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области № 182-спр от 21.08.2019 г.	157
Рисунок 1.11.7 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г.	158
Рисунок 1.11.8 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г.	159
Рисунок 1.11.9 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г.	160

Рисунок 1.11.10 – Протокол заседания Правления службы по трифам Иркутской области от 16.08.2019 г.....	161
Рисунок 1.11.11 – Протокол заседания Правления службы по трифам Иркутской области от 16.08.2019 г.....	162
Рисунок 1.11.12 – Протокол заседания Правления службы по трифам Иркутской области от 16.08.2019 г.....	163
Рисунок 1.11.13 – Протокол заседания Правления службы по трифам Иркутской области от 16.08.2019 г.....	164
Рисунок 1.11.14 – Протокол заседания Правления службы по трифам Иркутской области от 16.08.2019 г.....	165
Рисунок 1.11.15 – Протокол заседания Правления службы по трифам Иркутской области от 16.08.2019 г.....	166
Рисунок 1.11.16 – Протокол заседания Правления службы по трифам Иркутской области от 16.08.2019 г.....	167
Рисунок 1.11.17 – Протокол заседания Правления службы по трифам Иркутской области от 16.08.2019 г.....	168
Рисунок 3.1 - Геоинформационная система Zulu	189
Рисунок 3.2 – Простая сеть из одного источника, тепловой камеры и двух потребителей во внешнем и внутреннем представлениях.....	189
Рисунок 3.3 – Режимы участка тепловой сети.....	190
Рисунок 3.4 - Цепочка из участков в однолинейном изображении и соответствующая ей внутренняя кодировка	190
Рисунок 3.2 - Примеры ввода участка	190
Рисунок 3.3 - Примеры ввода потребителей.....	191
Рисунок 3.4 - Пример ввода ЦТП	192
Рисунок 3.5 - Источник во внешнем и внутреннем представлениях	192
Рисунок 3.6 - Перемычка во внешнем и внутреннем представлениях	193
Рисунок 3.7 - Соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка во внешнем и внутреннем представлениях.....	193
Рисунок 3.8 - Насосная станция во внешнем и внутреннем представлениях	193
Рисунок 3.9 - Влияние направления участков на результаты расчета.....	194
Рисунок 3.10 - Моделирование QH характеристика насоса	194
Рисунок 3.11 - Дросселирующие устройства во внешнем и внутреннем представлениях.....	195
Рисунок 3.12 - Дроссельная шайба	195
Рисунок 3.13 - Регулятор давления.....	196
Рисунок 3.14 - Расчет системы теплоснабжения.....	197
Рисунок 3.15 - Моделирование сетей	199
Рисунок 3.16 - Расчет нормативных потерь тепловой энергии через изоляцию	200
Рисунок 3.17 - Генератор пространственно-семантических запросов	201
Рисунок 3.18 - Пример пьезометрического графика.....	202
Рисунок 5.1 – Строительство теплотрассы УТ-1 до ЦТП№2	210
Рисунок 5.2 – Строительство теплотрассы ЦТП №2 до ЦОК №2	211
Рисунок 5.3 – Сравнительный график вариантов распределения суммарных инвестиций в реализацию программы развития системы теплоснабжения МО	212
Рисунок 5.4 – Инвестиции в реализацию мероприятий с разбивкой на источники ТЭ и тепловые сети – Вариант 1	213
Рисунок 5.5 – Инвестиции в реализацию мероприятий с разбивкой на источники ТЭ и тепловые сети – Вариант 2	213
Рисунок 5.6 –Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения - установленная мощность	214
Рисунок 5.7 –Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения – средний КПД котлов	214
Рисунок 5.8 –Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения – Полезный отпуск	215
Рисунок 5.9 –Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения – Потери тепловой энергии.....	215
Рисунок 5.10 –Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения – Потребность в основном топливе на выработку	216
Рисунок 5.11 – Ценовые (тарифные) последствия для потребителей по вариантам перспективного развития.....	217
Рисунок 5.12 – Ценовые (тарифные) последствия для потребителей по вариантам перспективного развития – темпы изменения.....	217
Рисунок 7.1 - Эффективный радиус теплоснабжения, м	227
Рисунок 7.2 - Эффективный радиус теплоснабжения, м	227
Рисунок 8.1 – Строительство тепловой сети для подключения потребителей котельной №3 к системе котельной УКМТ-1	229
Рисунок 8.2 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	229
Рисунок 8.3 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	230
Рисунок 8.4 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	230
Рисунок 8.5 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	231
Рисунок 8.6 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	231

Рисунок 8.7 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	232
Рисунок 9.1 - Схема с зависимым присоединением системы отопления к тепловой сети и одноступенчатым параллельным присоединением теплообменника ГВС	235
Рисунок 9.2 - Схема теплового пункта с зависимым присоединением системы отопления к тепловой сети и двухступенчатым нагревом воды	236
Рисунок 9.3 - Принципиальная схема ЦТП.....	238
Рисунок 9.4 - Схема четырехтрубной системы теплоснабжения.....	239
Рисунок 9.5 – Принципиальная схема узла ввода индивидуального теплового пункта.....	242
Рисунок 10.1 – Годовой расход условного топлива в разрезе по источнику тепловой энергии.....	247
Рисунок 10.2 – Изменение годового расхода условного топлива.....	247
Рисунок 11.1 - Коэффициенты готовности системы к теплоснабжению потребителей.....	251
Рисунок 11.2 - Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии.....	251
Рисунок 15.2 – Зоны единой теплоснабжающей организации.....	266
Рисунок 16.1 – Принципиальная схема узла ввода индивидуального теплового пункта.....	268
Рисунок 20.1 – Режимная карта котла №1 котельной №3	273
Рисунок 20.2 – Режимная карта котла №1 котельной №7	274
Рисунок 20.3 – Режимная карта котла №2 котельной №7	275
Рисунок 20.4 – Режимная карта котла №3 котельной №7	276
Рисунок 20.5 – Режимная карта котла №1 котельной БМК	277
Рисунок 20.6 – Режимная карта котла №2 котельной БМК	278
Рисунок 20.7 – Режимная карта котла №3 котельной БМК	279
Рисунок 20.8 – Режимная карта котла №1 котельной «Металлист»	280
Рисунок 20.9 – Режимная карта котла №2 котельной «Металлист»	281
Рисунок 20.10 – Режимная карта котла №3 котельной «Металлист».....	282
Рисунок 20.11 – Режимная карта котла №1 котельной МК-135	283
Рисунок 20.12 – Режимная карта котла №2 котельной МК-135	284
Рисунок 20.13 – Режимная карта котла №3 котельной МК-135	285
Рисунок 20.14 – Режимная карта котла №1 котельной МО-44	286
Рисунок 20.15 – Режимная карта котла №2 котельной МО-44	287
Рисунок 20.16 – Режимная карта котла №3 котельной МО-44	288
Рисунок 20.17 – Режимная карта котла №1 котельной СМП.....	289
Рисунок 20.18 – Режимная карта котла №2 котельной СМП.....	290
Рисунок 20.19 – Режимная карта котла №3 котельной СМП.....	291
Рисунок 20.20 – Режимная карта котла №1 ЦОК №1	292
Рисунок 20.21 – Режимная карта котла №2 ЦОК №1	293
Рисунок 20.22 – Режимная карта котла №3 ЦОК №1	294
Рисунок 20.23 – Режимная карта котла №4 ЦОК №1	295
Рисунок 20.24 – Режимная карта котла №1 ЦОК №2	296
Рисунок 20.25 – Режимная карта котла №2 ЦОК №2	297
Рисунок 20.26 – Режимная карта котла №3 котельной ЦОК №2.....	298
Рисунок 20.27 – Режимная карта котла №4 ЦОК №2	299
Рисунок 20.28 – Режимная карта котла №1 котельной УКМТ-1	300
Рисунок 20.29 – Режимная карта котла №2 котельной УКМТ-1	301
Рисунок 20.30 – Режимная карта котла №3 котельной УКМТ-1	302
Рисунок 20.31 – Режимная карта котла №4 котельной УКМТ-1	303
Рисунок 20.32 – Режимная карта котла №5 котельной УКМТ-1	304
Рисунок 20.33 – Режимная карта котла №6 котельной УКМТ-1	305

Введение

Схема теплоснабжения городского поселения город Бодайбо Иркутской области (далее – г. Бодайбо) выполняется в исполнении Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении».

Проект схемы теплоснабжения выполняется Обществом с ограниченной ответственностью «Лаборатория программно-целевого моделирования» г. Тула (далее – ООО «Лаборатория программно-целевого моделирования»), в объеме требований технического задания и требований, установленных Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «Об утверждении требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Проектирование систем теплоснабжения поселений представляет собой комплексную задачу, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на Схеме развития населенного пункта, в первую очередь его градостроительной деятельности, определенной генеральным планом.

Схема теплоснабжения является основным предпроектным документом по развитию теплового хозяйства населенного пункта. Она разрабатывается на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учетом перспективного развития, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надежности, экономичности.

Используемые в настоящем документе понятия означают следующее:

- "зона действия системы теплоснабжения" - территория поселения, Городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;
- "зона действия источника тепловой энергии" - территория поселения, Городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;
- "установленная мощность источника тепловой энергии" - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;
- "располагаемая мощность источника тепловой энергии" - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);
- "мощность источника тепловой энергии нетто" - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды;
- "теплосетевые объекты" - объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии;
- "элемент территориального деления" - территория поселения, Городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;

- "расчетный элемент территориального деления" - территория поселения, Городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

При выполнении настоящей работы использованы следующие материалы:

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, насосным станция, тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- материалы проведения гидравлических испытаний тепловых сетей;
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений по приборам контроля режимов отпуска тепла, топлива;
- документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов) и на пользование тепловой энергией, водой, данные потребления топливно-энергетических ресурсов на собственные нужды, потери);
- статистическая отчетность о выработке и отпуске тепловой энергии, и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

Климатические характеристики населённого пункта

Муниципальное образование город Бодайбо по климатическим условиям относится к климатическому району IV. Климат района – резко-континентальный.

Наиболее холодным месяцем является январь, средняя месячная температура которого, составляет минус 47°С, июля плюс 21,9°С.

В соответствии со "СП 131.13330.2012. Свод правил. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*" и "СП 20.13330.2016. Свод правил. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*" по следующим климатическим данным:

- температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92% - минус 50°С;
- протяженность холодного периода года со среднесуточной температурой воздуха – минус 8 °С - 254 суток;
- средняя температура периода – минус 13,9°С;
- средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца – 80%;
- средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца теплого периода года – 74%;
- количество осадков за ноябрь-март – 113 мм, апрель-октябрь – 387 мм;
- средняя скорость ветра за период со среднесуточной температурой ниже 8°С – 1,4 м/сек.

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

а. часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения";

Функциональная структура теплоснабжения города Бодайбо представляет собой централизованное производство и передачу по тепловым сетям тепловой энергии до потребителя.

Наименование основной энергоснабжающей организации - МУП «Тепловодоканал» (ИНН 3802009268, КПП 380201001), ОКВЭД: 35.30.14 – производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными.

Юридический адрес - 666910, область Иркутская, город Бодайбо, улица Петра Поручикова, 41а, телефон (839561) 5-62-90, адрес электронной почты - umpts@irmail.ru, umpts@mail.ru.

Руководитель предприятия: генеральный директор Матвеев Петр Ярославович.

В настоящее время муниципальное унитарное предприятие «Тепловодоканал» владеет на праве хозяйственного ведения (в соответствии с договором №3 от 04 июня 2014 года, заключенным с администрацией Бодайбинского городского поселения) магистральными и распределительными тепловыми сетями, и источниками тепловой энергии.

Краткая информация по организациям, действующим на территории населенного пункта, с указанием рода деятельности представлена в таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1 – Краткая информация по источникам, действующим на территории населенного пункта

№ п/п	Наименование эксплуатирующей организации	Суммарная установленная мощность источников теплоснабжения, Гкал/ч	Количество источников ТЭ, шт.	Количество котлов, шт.	Протяженность тепловых сетей, км
Суммарные/средние значения:		125,99	12	41	50,2
1	МУП "Тепловодоканал"	119,78	10	33	49,4
2	ЗАО "Витимэнерго"	2,46	1	5	0,04
3	ЗАО "Витим"	3,75	1	3	0,75

Основные базовые и перспективные технико-экономические показатели единой теплоснабжающей организации (МУП «Тепловодоканал») представлены в **приложении А**.

б. часть 2 "Источники тепловой энергии";

а. структура и технические характеристики основного оборудования;

Основными источниками централизованного теплоснабжения жилых домов, многоквартирных домов, общественных объектов г. Бодайбо являются водогрейные и паровые котельные, находящиеся в эксплуатации МУП «Тепловодоканал». Эксплуатирующая организация оказывает услуги по производству, передаче и распределению тепловой энергии на отопление и ГВС.

Краткая информация по системе теплоснабжения населенного пункта представлена в таблице 1.2.1.

Топливом для котельных служит уголь и сырая нефть. Котельные отпускают тепловую энергию на отопление жилых и общественных зданий и горячую воду на санитарно-бытовые нужды.

Система теплоснабжения открытая, тепловые сети – двухтрубные. Прокладка сетей подземная в непроходных каналах и надземная на низких опорах.

Подпитка систем отопления производится из централизованной системы водоснабжения, химводоочистка отсутствует.

Водоподготовка производится только для питания паровых котлов ЦОК №2 - одноступенчатое Na-катионирование. Регенерация фильтров осуществляется технической солью.

Таблица 1.2.1 – Краткая информация по источникам, действующим на территории населенного пункта

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Адрес источника тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч			Температурный график	Тип системы теплоснабжения
			в горячей воде	в паре	сумма		
Суммарные значения:			102,39	23,60	125,99	-	-
1	ЦОК №1	г. Бодайбо, ул. Стояновича, д. 1	60,00	0,00	60,00	130-80	открытый
2	ЦОК №2	г. Бодайбо, ул. Набережная, д. 2А	0,00	23,60	23,60	95-70	открытый
3	Котельная №3	г. Бодайбо, ул. Садовая, 18б	1,08	0,00	1,08	95-70	открытый
4	Котельная №7	г. Бодайбо, пер. Коммунальный, д. 2А	6,45	0,00	6,45	95-70	открытый
5	Котельная "Металлист"	г. Бодайбо, ул. А. Сергеева, д. 21	6,45	0,00	6,45	95-70	открытый
6	Котельная "БМК"	г. Бодайбо, ул. Лыткинская, д.49а	6,00	0,00	6,00	95-70	открытый
7	Котельная "МК-135"	г. Бодайбо, пер. Кирпичный, д.1А	3,24	0,00	3,24	95-70	открытый
8	Котельная "МО-44"	г. Бодайбо, ул. Строительная, д. 2а	3,24	0,00	3,24	95-70	открытый
9	Котельная "СМП"	г. Бодайбо, ул. Лесная, д. 75А	3,24	0,00	3,24	95-70	открытый
10	Котельная УКМТ-1	г. Бодайбо, ул. Садовая, 3а	6,48	0,00	6,48	95-70	открытый
11	Котельная "Витимэнерго"	г. Бодайбо, ул. Подстанция	2,46	0,00	2,46	95-70	открытый
12	Котельная "Витим"	г. Бодайбо, ул. Труда, 24	3,75	0,00	3,75	95-70	открытый

Далее более подробно остановимся на каждом из источников тепловой энергии.

ЦОК №1

ЦОК №1 расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, ул. Стояновича, д. 1 и работает на нужды отопления жилого фонда и объектов социального, культурного и бытового назначения. Котельная введена в эксплуатацию в 1986 году и размещена в отдельно стоящем промышленном здании (рисунок 1.2.1).



Рисунок 1.2.1 – Общий вид ЦОК №1

По результатам обследования составлен перечень оборудования и имущества котельной, представленный в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2 – Перечень выявленного имущества ЦОК №1

№ п/п	Наименование оборудования	Марка и тип	Количество, шт.			Год ввода в эксплуатацию
			Всего	Выведено из эксплуатации	В рабочем состоянии	
Основное оборудование						
1	Водогрейный котел ст. №3	КВ-Р-11,63-150(КВ-ТС-10-150П)	1	0	1	2012
2	Водогрейный котел ст. №2	КВ-Р-11,63-150(КВ-ТС-10-150П)	1	0	1	2013
3	Водогрейный котел ст. №1	КВ-ТС 20-150П	1	0	1	1991
4	Водогрейный котел ст. №4	КВ-ТС 20-150П	1	0	1	1991
Тягодутьевое оборудование						
5	Дымосос	ДН15, 75 кВт	1	0	1	2012
6	Вентилятор	ВДН12,5, 55 кВт	1	0	1	2012
7	Топка котла №3	ТЧЗМ 2,7*4,0	1	0	1	2012
8	Дымосос	ДН15, 75 кВт	1	0	1	2013
9	Вентилятор	ВДН12,5, 55 кВт	1	0	1	2013
10	Топка котла №2	ТЧЗМ 2,7*4,0	1	0	1	2013
11	Дымосос	ДН15, 75 кВт	1	0	1	1991
12	Вентилятор	ВДН15, 75 кВт	1	0	1	1991
13	Топка котла №1	ТЧЗМ 2,7*6,5	1	0	1	1991
14	Дымосос	ДН17, 160 кВт	1	0	1	1991
15	Вентилятор	ВДН15, 75 кВт	1	0	1	1991
16	Топка котла №4	ТЧЗМ 2,7*6,5	1	0	1	1991
Насосное оборудование						
17	Сетевой	KSB ETABLOC 100-200/4502 GN6, 45 кВт	1	0	1	2013
18	Сетевой	KSB ETABLOC 100-200/4502 GN6, 45 кВт	1	0	1	2013
19	Сетевой	KSB ETABLOC 100-200/4502 GN6, 45 кВт	1	0	1	2013

№ п/п	Наименование оборудования	Марка и тип	Количество, шт.			Год ввода в эксплуатацию
			Всего	Выведено из эксплуатации	В рабочем состоянии	
20	Сетевой	KSB ETABLOC 100-200/4502 GN6, 45 кВт	1	0	1	2013
21	Сетевой	ЦН-400-105, 200 кВт	1	0	1	1986
22	Сетевой	ЦН-400-105, 200 кВт	1	0	1	1986
23	рециркуляционный	KSB Etanorm 125-315, 30 кВт	1	0	1	2013
24	рециркуляционный	KSB Etanorm 125-315, 30 кВт	1	0	1	2013
25	рециркуляционный	KSB Etanorm 125-315, 30 кВт	1	0	1	2013
26	рециркуляционный	KSB Etanorm 125-315, 30 кВт	1	0	1	2013
27	Подпиточный	KM100-65-200, 30 кВт	1	0	1	1986
28	Подпиточный	KM100-65-200, 30 кВт	1	0	1	1986
29	Подпиточный	KM100-65-200, 30 кВт	1	0	1	1986
30	Подпиточный	KSB Movitec VSF 15/06 14, 5,5 кВт	1	0	1	2013
31	Подпиточный	KSB Movitec VSF 15/06 14, 5,5 кВт	1	0	1	2013
32	Подпиточный	KSB Movitec VSF 15/06 14, 5,5 кВт	1	0	1	2013
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной						
33	Дымовая труба	Кирпичная, Н=30 м	1	0	1	1986
34	Дымовая труба	Стальная Н-36 м	1	0	1	1986
35	Дымовая труба	Стальная Н-36 м	1	0	1	1986
36	Средства автоматики котлов	ТРМ202, ТРМ1, ТРМ12, АГАВА-АДН, АДР, ТНМП-52.	4	0	4	1986
37	Циклон батарейный	БЦ-512-2-(6*8)	2	0	1	2012
38	Батарейный циклон	БЦ-2-7х(5+3)	1	0	1	2004
39	Забрасыватель топлива	ЗП-600	4	0	4	2008
40	Дробилка	ДДЗ-4	1	0	1	2013
41	Транспортер ленточный	L=40м, b=600 мм	1	0	1	1986
42	Транспортер ленточный	L=80м, b=600 мм	1	0	1	1986
43	Комплект шлакозолоудаления	н/д	1	0	1	2008
44	Трансформатор	ТМЗ-1000/6-0,4 У/Ун-О	1	1	0	2008
45	Трансформатор	НТМИ-6КВ	2	0	2	2008
Учет энергетических ресурсов						
46	Расходомер ПРЭМ-150	ПРЭМ-150	4	0	4	2010
47	Учёт электрической энергии	A1805RL-P4G-DW-3	2	0	2	2012
Строительные конструкции и тепловые сети						
48	Здание котельной №1	Трехэтажное, каркасное промышленное здание с железобетонными колоннами и навесными стеновыми панелями	1	0	1	1986
49	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	2010

Котельная осуществляет выработку тепловой энергии в виде горячей воды на цели теплоснабжения потребителей г. Бодайбо.

Водоподготовка на котельной отсутствует. Источником подпиточной воды является городской водопровод. Исходной водой является речная вода из реки Витим.

Подпитка тепловой сети осуществляется с помощью подпиточных насосов типа KM100-65-200 (3 штуки). Так же смонтирована дополнительная группа подпиточных насосов KSB Movitec VSF 15/06 14 (3 штуки).

Система теплоснабжения закрытая, теплоноситель по магистральным трубопроводам транспортируется в четыре ЦТП, подключенных по независимой схеме с помощью пластинчатых теплообменников. От ЦТП производится отпуск тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, организованного по открытой схеме.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 130/80 °С с изломом на 70 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает на всасывающую линию сетевых насосов (6 шт.) и подается в водогрейные котлы.

Теплогенерирующее оборудование представлено 4 котлами типа KB-P-11,63-150 (KB-ТС-10-150П) и KB-ТС 20-150П топливом для которых является каменный уголь.

Рядом с котельной расположен склад угля вместимостью до 60 000 тонн. С открытого склада угля скреперной лебедкой уголь подается в приемный бункер топливоподачи. Из приемного бункера ленточным транспортером подается на дробилку ДДЗ-4. Дробленый уголь фракцией 40 мм ленточным конвейером подается в бункер запаса угля каждого котлоагрегата. Каждый котел оборудован пневмомеханическими забрасывателями и решёткой обратного хода.

Котлы № 1 и 4 оборудованы дымососом ДН17 и вентилятором ВДН15, котлы № 2 и 3 оборудованы дымососом ДН15 и вентилятором ВДН12,5.

В котельной осуществляется учет следующих ресурсов:

- электроэнергии.

Принципиальная схема котельной представлена на рисунке 1.2.2.

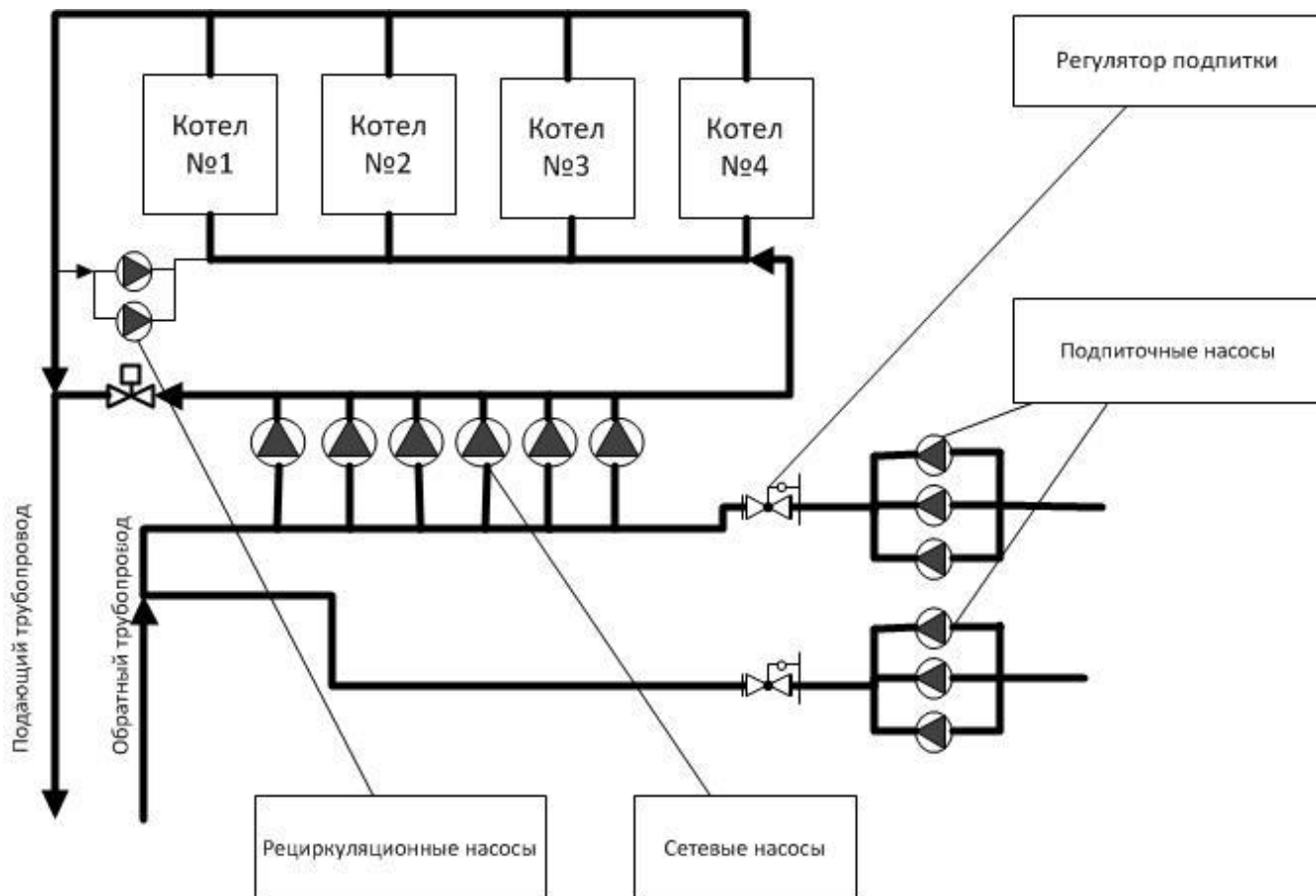


Рисунок 1.2.2 – Принципиальная схема ЦОК №1

Котел № 1 типа КВ-ТС 20-150П (рисунок 1.2.3) – не исправен, требует капитального ремонта или замены, большой износ поверхностей нагрева, отсутствует золоуловитель, дымовая труба изношена требует замены.



Рисунок 1.2.3 – Общий вид котла № 1

Котел № 2 типа КВ-Р-11,63-150(КВ-ТС-10-150П) (рисунок 1.2.4 и 1.2.5) – исправен, требует текущего ремонта.



Рисунок 1.2.4 – Общий вид котла № 2.



Рисунок 1.2.5 – Котел №2. Вид сбоку.

Котел № 3 типа КВ-Р-11,63-150(КВ-ТС-10-150П) (рисунок 1.2.6) – исправен, требует текущего ремонта.



Рисунок 1.2.6 – Общий вид котла №3.

Котел № 4 типа КВ-ТС 20-150П (рисунок 1.2.7) – не исправен, требует капитального ремонта или замены, большой износ поверхностей нагрева. В ходе проведения технического обследования было выявлено локальное разрушение обмуровки правой стенки, потолка и конвективного газохода.



Рисунок 1.2.7 – Общий вид котла №4

Сетевые насосы KSB ETABLOC 100-200/4502 GN6, 45 кВт – исправны (рисунок 1.2.8).

Сетевые насосы ЦН-400-105, 200 кВт – исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.9).

Подпиточные насосы KM100-65-200, 30 кВт - исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.10).

Подпиточные насосы KSB Movitec VSF 15/06 14, 5,5 кВт - исправны (рисунок 1.2.11).

Рециркуляционные насосы KSB Etanorm 125-315, 30 кВт - исправны (рисунок 1.2.12).



Рисунок 1.2.8 – Сетевые насосы KSB ETABLOC 100-200/4502 GN6, 45 кВт.

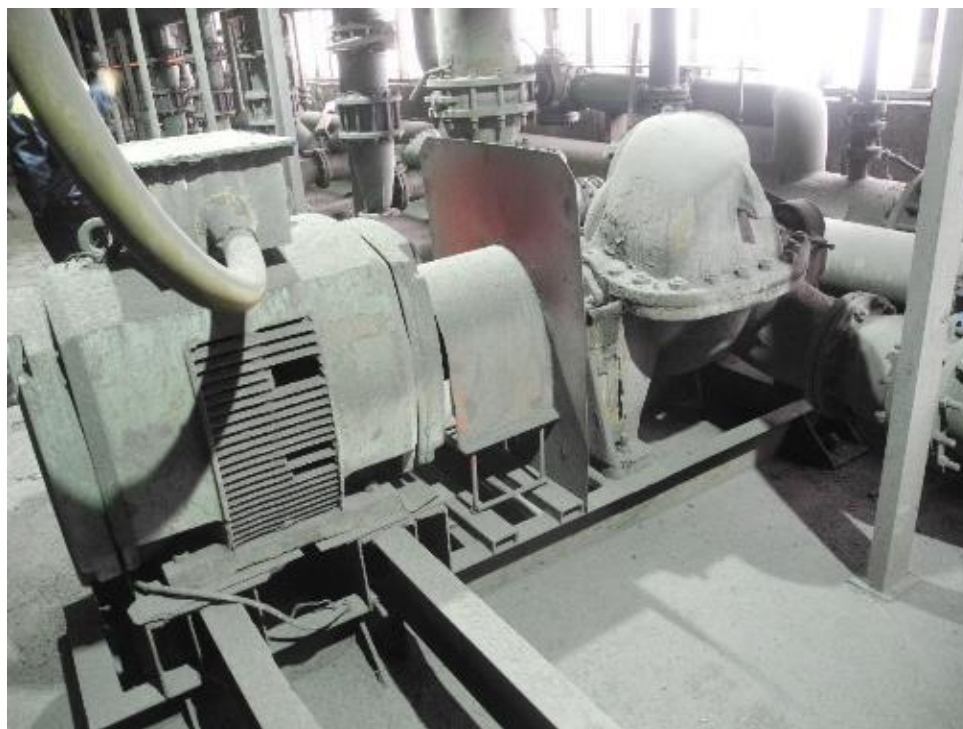


Рисунок 1.2.9 - Сетевые насосы ЦН-400-105, 200 кВт



Рисунок 1.2.10 - Подпиточные насосы KM100-65-200, 30 кВт



Рисунок 1.2.11 - Подпиточные насосы KSB Movitec VSF 15/06 14, 5,5 кВт



Рисунок 1.2.12 - Рециркуляционные насосы KSB Etanorm 125-315, 30 кВт

Кирпичная дымовая труба для котлов № 2, 3 и металлическая дымовая труба для котла № 4 находятся в работоспособном состоянии. Дымовая труба котла № 1 - не исправна, требует замены (рисунок 1.2.13).



Рисунок 1.2.13 – Дымовые трубы: котлов №№ 2,3 и 4 – слева; котла № 1– справа

В котельной на каждом котле установлено по одному дымососу и одному вентилятору.

Дымососы и вентиляторы котлов №2 и №3 – исправные (рисунок 1.2.14 и 1.2.15). Дымосос котла №1 – не исправен требует капитального ремонта. Дымосос котла №4, вентиляторы котлов №1 и №4 - исправные, требует текущего ремонта. Тягодутьевое оборудование котельной ЦОК №1 изображено на рисунках ниже.

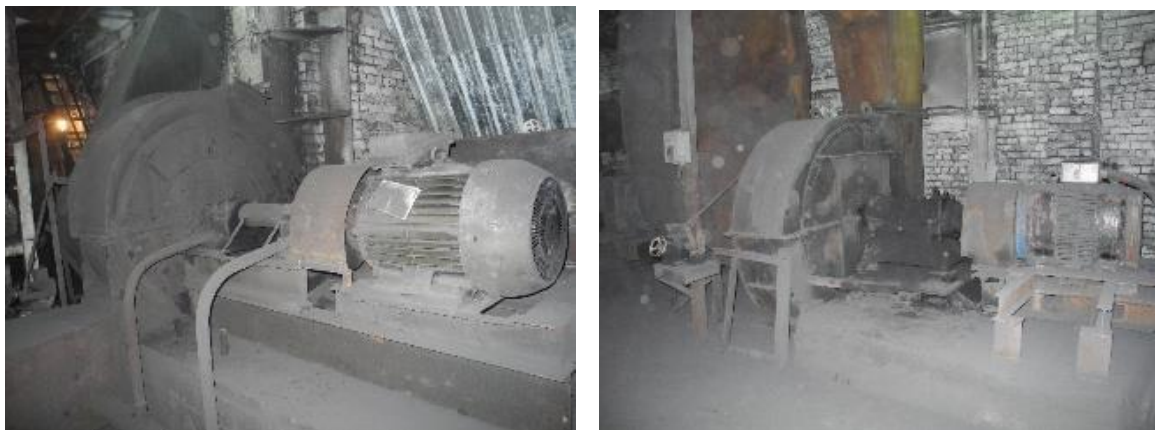


Рисунок 1.2.14 – Дутьевые вентиляторы



Рисунок 1.2.15 – Дымососы

Котлы оборудованы комплект автоматики твердотопливных котлов (ТЧЗМ) - ТРМ202, ТРМ1, ТРМ12, АГАВА-АДН, АДР, ТНМП-5 (рисунок 1.2.16 и 1.2.17).

Регулирование тепловой нагрузки топок производится путем изменения скорости движения колосникового полотна и подачи количества воздуха. Толщина слоя топлива может регулироваться в зависимости от его количества.



Рисунок 1.2.16 – Щит управления котлами



Рисунок 1.2.17 – Щит управления насосами

ЦОК №2

Котельная ЦОК №2 (рисунок 1.2.18) расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, ул. Набережная, д. 2А. и работает на нужды отопления и ГВС жилого фонда и объектов социального, культурного и бытового назначения. Котельная введена в эксплуатацию в 1974 году и размещена в отдельно стоящем кирпичном здании.



Рисунок 1.2.18 – Общий вид ЦОК №2

По результатам обследования составлен перечень оборудования и имущества котельной (таблица 1.2.3).

Таблица 1.2.3 – Перечень выявленного имущества ЦОК №2

№ п/п	Наименование оборудования	Марка и тип	Количество, шт.			Год ввода в эксплуатацию
			Всего	Выведено из эксплуатации	В рабочем состоянии	
Основное оборудование						
1	Паровые котлы №1, 2, 3, 4	ДКВР 6,5-14/13	4	0	4	1973
Тягодутьевое оборудование						
2	Вентилятор	Вентилятор ВДН-10, 22 кВт	4	0	4	1973
3	Дымосос	Дымосос ЦАГИ-12,5, 75 кВт	4	0	4	1973
Насосное оборудование						
4	Сетевой	1Д630-90, 250 кВт	2	0	2	2009
5	Сетевой	ВД320-50, 75 кВт	1	0	1	2010
6	Конденсатный	КМ-80-50-200, 15 кВт	3	0	3	2006
7	Питательный	ЦНСГ-38/176, 30 кВт	3	0	3	2003
8	Питательный	ПДВ-16/20	2	0	2	2011
9	Подпиточный	КМ100-65-200, 30 кВт	2	0	2	н.д.
10	Подпиточный	КМ80-50-160, 7,5 кВт	1	0	1	н.д.
11	Топливный	1 ЗВ-4/25, 7,5 кВт	2	0	2	2012
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной						
12	Дымовая труба	Стальная Н-30 м	1	0	1	1974
13	Дымовая труба	Стальная Н-30 м	1	0	1	1974
14	Средства автоматики котлов	ТРМ212, ТРМ200, ТРМ138	4	0	4	1991
15	Щит автоматики котла	ЩКН-ЭА.мп-П118	2	0	2	2011
16	Резервуар для нефти и нефтепродуктов	РВС-2000	3	0	3	1971
17	Подогреватель сетевой воды	ПСВ-200-7-15	3	0	3	1995
18	Деаэратор	ДСА-75/25	1	0	1	1996
19	Подстанция	КТПН-630	1	0	1	1991
Учет энергетических ресурсов						
20	Прибор учета тепловой энергии	СПТ-961	1	0	1	2011
21	Учёт электрической энергии	A1805RL-P4G-DW-3	1	0	1	2014
Строительные конструкции и тепловые сети						
22	Здание котельной №2	Кирпичное промышленное здание	1	0	1	1973
23	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	1974-2016
Водоподготовка						
24	Фильтр сульфатогольный	ФИПа-1,0-6	3	0	3	1974
25	Бак приготвления солевого раствора	не установлена	1	0	1	н.д.
26	Склад соли	-	1	0	1	1974

Котельная осуществляет выработку тепловой энергии в виде пара, подаваемого в подогреватели сетевой воды (ПСВ). Горячая вода, нагреваемая в ПСВ используется на цели отопления и снабжения горячей водой (открытая схема ГВС) потребителей г. Бодайбо.

Теплогенерирующее оборудование представлено 4 паровыми котлами типа ДКВР 6,5-14/13 топливом для которых является жидкое топливо. В настоящее время в качестве топлива используется сырая нефть, ранее мазут.

Рядом с котельной расположено мазутное хозяйство, состоящее из трех подземных резервуаров РВС-2000 и топливной насосной.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70 °С с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает на всасывающую линию сетевых насосов (3 шт.) и подается в пароводяные теплообменники типа ПСВ-200-7-15.

Система ХВО служит для приготовления воды на подпитку парового контура. ХВО состоит из 3-х фильтров ФИПа-1,0-6 работающих по одноступенчатой схеме (1 - работа, 1 – регенерация, 1 – резерв).

По технологической схеме тепловые сети котельной закольцованы с тепловыми сетями от ЦТП №1, независимо присоединенной к ЦОК №1. Подпитка тепловых сетей производится в ЦТП №1. Подпиточные насосы, установленные в котельной ЦОК №2 находятся в резерве. Водоподготовка сетевой воды на котельной отсутствует.

Котлы оборудованы дымососом ЦАГИ-12,5 и вентилятором ВДН10.

В котельной осуществляется учет следующих ресурсов:

- тепловой энергии (не исправен);
- электроэнергии.

Принципиальная схема котельной представлена на (рисунок 1.2.19).

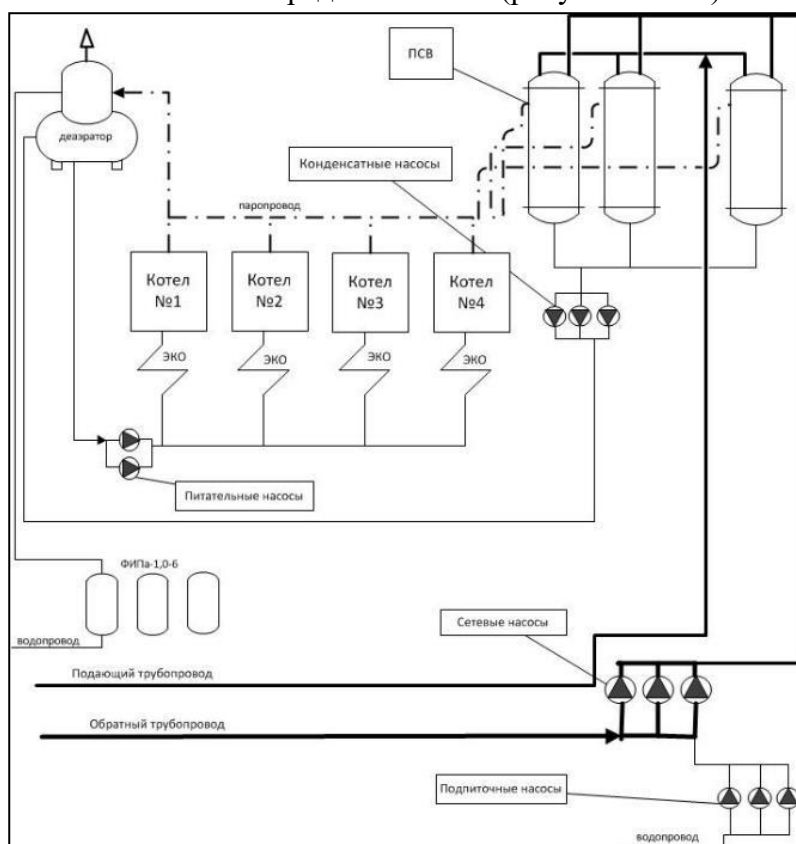


Рисунок 1.2.19 – Принципиальная схема ЦОК №2

Теплогенерирующее оборудование котельной представлено 4 паровыми котлами типа ДКВР 6,5-14/13 (рисунок 1.2.20-1.2.21).

Котлы № 1-4 находятся в исправном и требующем текущего ремонта состоянии.



Рисунок 1.2.20 – Котел №1,2



Рисунок 1.2.21 - Котел №3,4

В постоянной эксплуатации находятся котлы №№ 1 и №3. Котел № 2 и №4 не включают в работу по причине недостаточной производительности двух котлов. На котел №4 в настоящее время неисправна автоматика мазутной горелки.

Химочистка Na-катионирования для пароводяного контура котельной, состоящая из трех фильтров ФИПа-1,0-6 (рисунок 1.2.22) находится в исправном состоянии.



Рисунок 1.2.22 – Фильтры ФИПа-1,0-6

Сетевые насосы типа 1Д630-90, 1Д630-90 и ВД320-50 – исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.23 и 1.2.24).

Конденсатные насосы типа КМ-80-50-200 – исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.25).

Питательные насосы типа ЦНСГ-38/176 - исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.26).

Питательный насосы типа ПДВ-16/20 - исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.27).

Подпиточный КМ100-65-200 и КМ80-50-160 - исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.28).



Рисунок 1.2.23 – Сетевые насосы 1Д630-90



Рисунок 1.2.24 – Сетевые насосы 1Д630-90



Рисунок 1.2.25 – Конденсатные насосы КМ-80-50-200



Рисунок 1.2.26 - Питательные насосы типа ЦНСГ-38/176



Рисунок 1.2.27 - Питательный насосы типа ПДВ-16/20



Рисунок 1.2.28 – Подпиточные насосы КМ100-65-200 и КМ80-50-160
Дымовые трубы находятся в исправном состоянии (рисунок 1.2.29).



Рисунок 1.2.29 – Дымовые трубы ЦОК №2

Котлы оборудованы щитами управления на основе ТРМ212, ТРМ200, ТРМ138, а также щит автоматики мазутоотсекателя, представлен на рисунке ниже (рисунок 1.2.30).



Рисунок 1.2.30 - Щит управления котлами

Подогреватель сетевой воды типа ПСВ-200-7-15 состояние исправное, но требует текущего ремонта (рисунок 1.2.31). Деаэратор - состояние исправное, но требует текущего ремонта (рисунок 1.2.32).



Рисунок 1.2.31 – Подогреватели сетевой воды



Рисунок 1.2.32 – Деаэратор

Котельная – кирпичное промышленное здание (рисунок 1.2.33). Ограждающие конструкции выполнены из кирпича толщиной 510 мм и являются несущими. Покрытие - железобетонные плиты. Оконные ограждающие конструкции – деревянные рамы с двойным остеклением. Наружные ограждающие стеновые конструкции котельной, равно как и перекрытие находятся в ограниченно работоспособном состоянии.



Рисунок 1.2.33 – Здание котельной ЦОК №2

Котельная №3

Котельная №3 (рисунок 1.2.34) расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, ул. Садовая 186 и работает на нужды отопления жилого фонда и объектов социального, культурного и бытового назначения. Котельная введена в эксплуатацию в 2006 году и размещена в отдельно стоящем здании.



Рисунок 1.2.34 – Общий вид котельной №3

По результатам обследования составлен перечень оборудования и имущества котельной (таблица 1.2.4).

Таблица 1.2.4 – Перечень выявленного имущества котельной №3

№ п/п	Наименование оборудования	Марка и тип	Количество, шт.			Год ввода в эксплуатацию
			Всего	Выведено из эксплуатации	В рабочем состоянии	
Основное оборудование						
1	Водогрейный котел	КСВм – 1,25	1	0	1	2006
Тягодутьевое оборудование						
2	Дымосос	ДН-9, 11 кВт	1	0	1	2006
3	Топка механическая	ТШПм-1,45	1	0	1	2010
4	Вентилятор	ВЦ-2,2, 4 кВт	1	0	1	2006
Насосное оборудование						
5	Сетевой	Насос К 80-50-200, 15кВт	2	0	2	2007
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной						
6	Дымовая труба	Стальная, Н=22 м	1	0	1	2006
7	Средства автоматики котлов	Автоматика топки ТШПМ. Реле времени ВЛ-60Е.	1	0	1	2006
8	Циклон	ЦН-15х600х1СП	1	0	1	2006
9	Комплект шлакозолоудаления	н/д	1	0	1	2006
Учет энергетических ресурсов						
10	Учёт электрической энергии	A1140-05-RAL-SW-GS-4T	1	0	1	2013
Строительные конструкции и тепловые сети						
11	Здание	Модульное здание	1	0	1	2006
12	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	2006

Котельная осуществляет выработку тепловой энергии в виде горячей воды на цели теплоснабжения потребителей г. Бодайбо.

Водоподготовка на котельной отсутствует. Источником подпиточной воды является городской водопровод. Исходной водой является речная вода из реки Витим.

Подпитка тепловой сети осуществляется из городского водопровода.

Система теплоснабжения открытая, теплоноситель по тепловым сетям транспортируется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70°C с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает на всасывающую линию сетевых насосов (2 шт.) и подается в водогрейные котлы.

Теплогенерирующее оборудование представлено 1 котлом типа КСВм – 1,25 топливом для которого является каменный уголь. Котел оборудован механической топкой с шурующей планкой ТШПм – 1,45, а также дымососом ДН9 и вентилятором ВЦ-2,2.

Доставка топлива производится периодически автотранспортом с центрального склада угля ЦОК№1. Подача топлива в приемный бункер котла производится скиповым подъемником. Загрузка угля в скип и выгрузка золы из предтопка производится вручную персоналом котельной. Шлакоудаление производится скребковым транспортером за пределы здания котельной. Вывоз шлака и золы производится периодически автотранспортом предприятия на специализированный полигон отходов.

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени ВЛ-60Е. Автоматики работы котла и автоматического регулирования температуры сетевой воды в соответствии с температурным графиком не предусмотрено.

В котельной осуществляется учет следующих ресурсов:

- электроэнергии.

Принципиальная схема котельной представлена на рисунке 1.2.35.

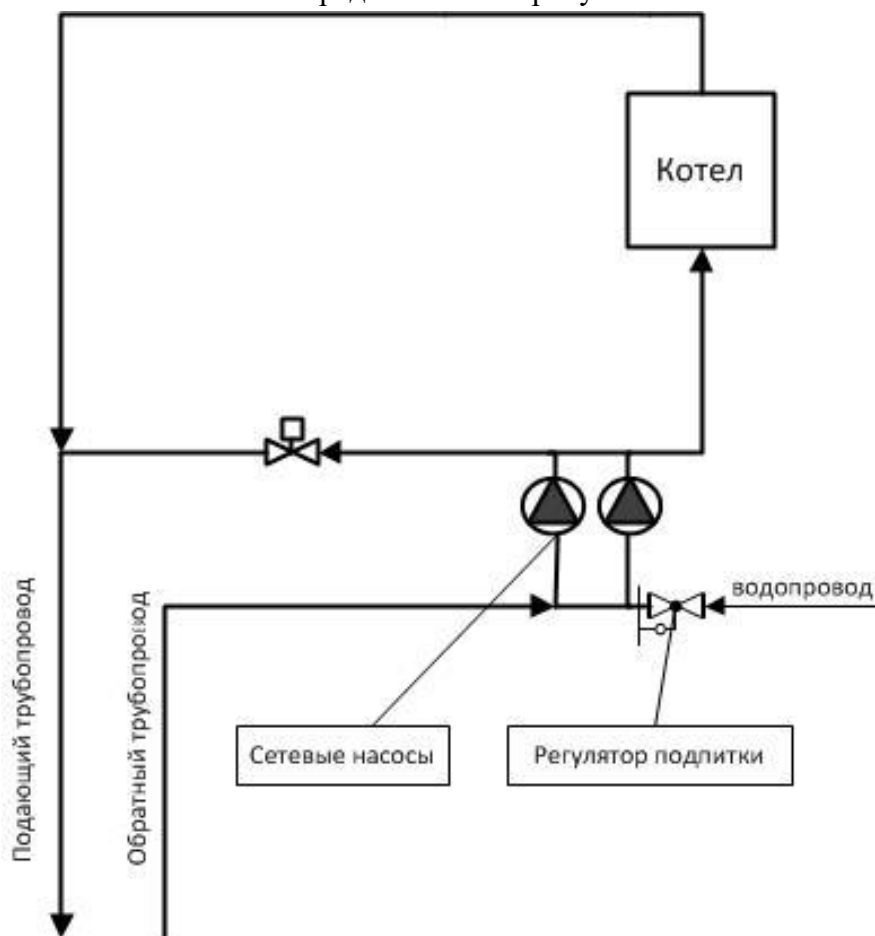


Рисунок 1.2.35 – Принципиальная схема котельной №3

Теплогенерирующее оборудование котельной представлено одним котлом типа КСВм – 1,25 (рисунок 1.2.36) – техническое состояние исправное, требует текущего ремонта. Котел выработал нормативный срок эксплуатации и требует замены.



Рисунок 1.2.36 – Общий вид котла КСВм – 1,25
Сетевые насосы К 80-50-200, 15кВт – исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.37).



Рисунок 1.2.37 – Сетевые насосы К 80-50-200, 15кВт
Дымовая труба котла – в работоспособном состоянии (рисунок 1.2.38).



Рисунок 1.2.38 – Дымовая труба котельной №3

В котельной на котле установлено по одному дымососу и одному вентилятору.

Дымосос и вентилятор - исправные, требует текущего ремонта. Тягодутьевое оборудование котельной №3 изображено на рисунках 1.2.39 и 1.2.40.



Рисунок 1.2.39 – Дутьевой вентилятор



Рисунок 1.2.40 – Дымосос

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени ВЛ-60Е. Внешний вид щита управления котлом и насосами представлен на рисунке 1.2.41.



Рисунок 1.2.41 – Щит управления

Котельная №7

Котельная №7 (рисунок 1.2.42) расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, пер. Коммунальный, д. 2А и работает на нужды отопления жилого фонда и объектов социального, культурного и бытового назначения. Котельная введена в эксплуатацию в 1983 году и размещена в двух отдельно стоящих зданиях.



Рисунок 1.2.42 – Общий вид котельной №7

По результатам обследования составлен перечень оборудования и имущества котельной (таблица 1.2.5).

Таблица 1.2.5 – Перечень выявленного имущества котельной №7

№ п/п	Наименование оборудования	Марка и тип	Количество, шт.			Год ввода в эксплуатацию
			Всего	Выведено из эксплуатации	В рабочем состоянии	
Основное оборудование						
1	Водогрейный котел	КВМ-2,5ШП	3	0	3	2016-2018
Тягодутьевое оборудование						
3	Дымосос	ДН-9, 15 кВт	2	0	2	2016
4	Топка механическая	ТШПм 2,5	2	0	2	2016
5	Вентилятор	ВД-2,8, 7,5 кВт	2	0	2	2016
6	Вентилятор	Вентилятор ВЦ-12-26-4, 11 кВт	3	3	0	1989
Насосное оборудование						
7	Сетевой	ДЗ20-50, 75 кВт	1	0	1	2005
8	Сетевой	ДЗ20-50, 75 кВт	1	0	1	2010
9	Подпиточный	КМ80-50-160, 7,5 кВт	1	0	1	2005
10	Топливный	НМШ 8-25-6,3/10, 4 кВт	1	1	0	2005
11	Топливный	НМШ 8-25-6,3/10, 4 кВт	1	1	0	2008
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной						
12	Дымовая труба	Стальная, Н=22 м	1	0	1	2006
13	Дымовая труба	Стальная, Н=22 м	1	0	1	2006
14	Дымовая труба	Стальная, Н=22 м	1	1	0	1983
15	Средства автоматики котлов	Автоматика механической топки с шурующей планкой ТШПМ с одним ходом шурующей планки. Реле времени Autonics AT8N, ВЛ-64УХЛ4, ТРМ1.	1	0	1	2006
16	Циклон	ЦН-15х600х1СП	2	0	2	2016
17	Комплект шлакозолоудаления	н/д	2	0	2	2016
Учет энергетических ресурсов						
18	Учёт электрической энергии	А1140-05-RAL-SW-GS-4Т	2	0	2	2014
Строительные конструкции и тепловые сети						
19	Здание	Модульное здание	1	0	1	2016
20	Здание	Кирпичное здание	1	0	1	1983
21	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	2003

Котельная осуществляет выработку тепловой энергии в виде горячей воды на цели теплоснабжения потребителей г. Бодайбо.

Водоподготовка на котельной отсутствует. Источником подпиточной воды является городской водопровод. Исходной водой является речная вода из реки Витим.

Подпитка тепловой сети осуществляется из городского водопровода. В случае недостаточного давления воды предусмотрено включение подпиточного насоса.

Система теплоснабжения открытая, теплоноситель по тепловым сетям транспортируется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70°C с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает на всасывающую линию сетевых насосов (2 шт) и подается в водогрейные котлы.

Теплогенерирующее оборудование представлено тремя котлами типа КВм – 2,5ШП топливом для которого является каменный уголь.

Доставка топлива производится периодически автотранспортом с центрального склада угля ЦОК №1. Подача топлива в приемный бункер котла производится скиповым подъемником. Загрузка угля в скип и выгрузка золы из предтопка производится вручную персоналом котельной. Шлакоудаление производится скребковым транспортером за пределы здания котельной. Вывоз шлака и золы производится периодически автотранспортом предприятия на специализированный полигон отходов.

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени Autonics AT8N. Автоматики работы котла и автоматического регулирования температуры сетевой воды в соответствии с температурным графиком не предусмотрено.

В котельной осуществляется учет следующих ресурсов:

- электроэнергии.

Принципиальная схема котельной представлена на рисунке 1.2.44.

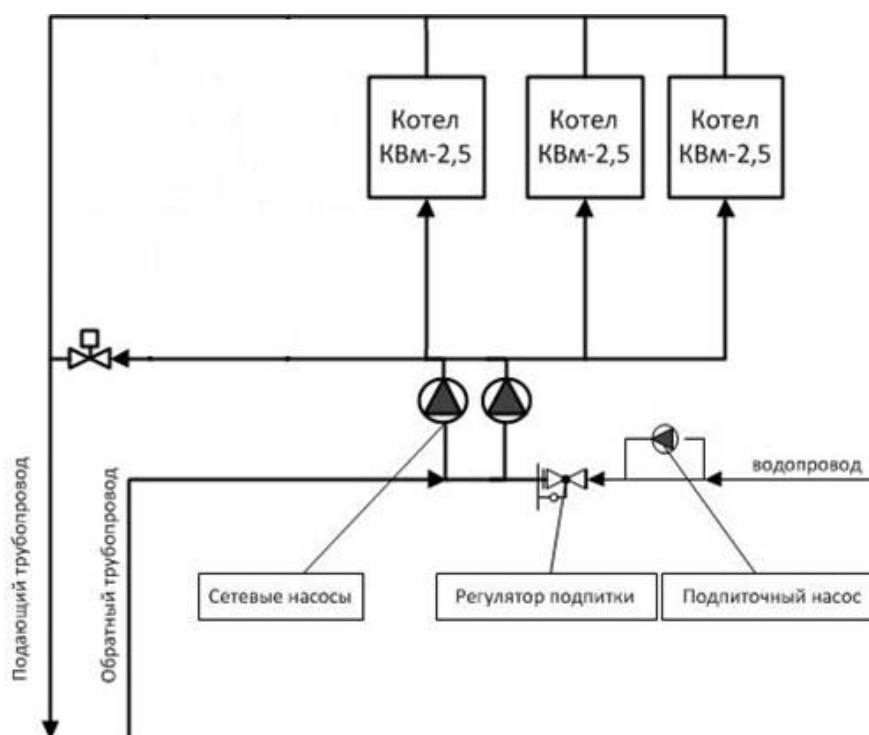


Рисунок 1.2.44 – Принципиальная схема котельной №7

Теплогенерирующее оборудование котельной представлено тремя котлами типа КВм – 2,5 (рисунок 1.2.45) – техническое состояние исправное.



Рисунок 1.2.45 – Общий вид котла КВм – 2,5

Сетевые насосы Д320-50, 75 кВт– исправны, требуют капитального и текущего ремонта (или замена) (рисунок 1.2.47).



Рисунок 1.2.47 – Сетевые насосы Д320-50, 75 кВт

Топливные насосы типа НМШ 8-25-6,3/10, 4 кВт- выведены из эксплуатации (рисунок 1.2.48).



Рисунок 1.2.48 – Топливные насосы типа НМШ 8-25-6,3/10

Дымовые трубы котлов КВм – 2,5 – работоспособное состояние (рисунок 1.2.49).



Рисунок 1.2.49 – Дымовые трубы котлов КВм – 2,5

На котлах КВм – 2,5 установлено по одному дымососу и одному вентилятору.

Дымосос и вентилятор - исправные. Тягодутьевое оборудование котельной №7 изображено на рисунках 1.2.51 и 1.2.52.



Рисунок 1.2.51 – Дутьевой вентилятор и дымосос

Регулирование процесса работы механической топki с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени Autonics AT8N. Внешний вид щита управления котлом и насосами представлен на рисунке 1.2.53.



Рисунок 1.2.53 – Щит управления

Тепловые сети, проложенные подземно канальным способом, а также сооружения на них (тепловые камеры и колодцы) находятся в исправном состоянии.

Котельная «Металлист»

Котельная «Металлист» (рисунок 1.2.54) расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, ул. А. Сергеева, д. 21 и работает на нужды отопления жилого фонда и объектов социального, культурного и бытового назначения. Котельная введена в эксплуатацию в 2007 году и размещена отдельно стоящем зданиях.



Рисунок 1.2.54 – Общий вид котельной «Металлист»

По результатам обследования составлен перечень оборудования и имущества котельной (Таблица 1.2.6).

Таблица 1.2.6 – Перечень выявленного имущества котельной «Металлист»

№ п/п	Наименование оборудования	Марка и тип	Количество, шт.			Год ввода в эксплуатацию
			Всего	Выведено из эксплуатации	В рабочем состоянии	
Основное оборудование						
1	Водогрейный котел	КВм-2,5ШП	3	0	3	2017-2018
Тягодутьевое оборудование						
2	Дымосос	ДН-10Х-1000, 11 кВт	2	2	0	2017
3	Топка механическая	ТШПм 2,5	2	2	0	2017
4	Вентилятор	ВД-2,8, 7,5 кВт	2	2	0	2017
5	Вентилятор	Вентилятор ВЦ-12-26-4, 11 кВт	3	0	3	1989
Насосное оборудование						
6	Сетевой	Д320-50, 75 кВт	2	0	2	2007
7	Топливный	НМШ 8-25-6,3/10, 4 кВт	2	0	2	2008
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной						
8	Дымовая труба	Стальная, Н=15 м	1	0	1	2007
9	Средства автоматики котлов	Автоматика ТРМ1 (не заводское исполнение)	1	0	1	2006
Учет энергетических ресурсов						
10	Учёт электрической энергии	A1140-05-RAL-SW-GS-4T	2	0	2	2014
Строительные конструкции и тепловые сети						
11	Здание	Кирпичное здание	1	0	1	1995
12	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	2001-2011

Котельная осуществляет выработку тепловой энергии в виде горячей воды на цели теплоснабжения потребителей г. Бодайбо.

Водоподготовка на котельной отсутствует. Источником подпиточной воды является городской водопровод. Исходной водой является речная вода из реки Витим.

Подпитка тепловой сети осуществляется из городского водопровода.

Система теплоснабжения открытая, теплоноситель по тепловым сетям транспортируется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70 °С с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает на всасывающую линию сетевых насосов (2 шт) и подается в водогрейные котлы.

Теплогенерирующее оборудование представлено тремя котлами КВм-2,5ШП.

В котельной осуществляется учет следующих ресурсов:

- электроэнергии.

Принципиальная схема котельной представлена на рисунке 1.2.55.

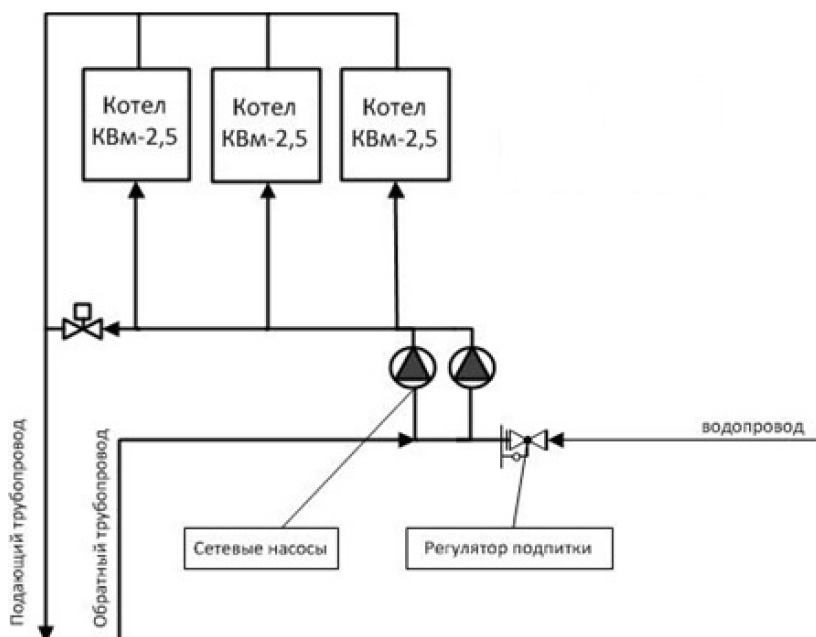


Рисунок 1.2.55 – Принципиальная схема котельной «Металлист»

Сетевые насосы Д320-50, 75 кВт– исправны, требуют и текущего ремонта (рисунок 1.2.60).



Рисунок 1.2.60 – Сетевые насосы Д320-50, 75 кВт

Дымовая труба– работоспособное состояние (рисунок 1.2.61).



Рисунок 1.2.61 – Дымовая труба котельной «Металлист»

Внешний вид щита управления котлом и насосами представлен на рисунке 1.2.62.



Рисунок 1.2.62 – Щит управления

Котельная БМК

Котельная БМК (рисунок 1.2.63) расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, ул. Лыткинская, д. 49а и работает на нужды отопления жилого фонда и объектов социального, культурного и бытового назначения. Котельная введена в эксплуатацию в 2013 году и размещена в отдельно стоящем здании.



Рисунок 1.2.63 – Общий вид котельной БМК

По результатам обследования составлен перечень оборудования и имущества котельной (таблица 1.2.7).

Таблица 1.2.7 – Перечень выявленного имущества котельной БМК

№ п/п	Наименование оборудования	Марка и тип	Количество, шт.			Год ввода в эксплуатацию
			Всего	Выведено из эксплуатации	В рабочем состоянии	
Основное оборудование						
1	Водогрейный котел	КВм- 2,32	3	0	3	2013
Тягодутьевое оборудование						
2	Дымосос	ДН10/1500, 15 кВт	3	0	3	2013
3	Топка механическая	ТШПм 2,32 КБ, 3*2 кВт	3	0	3	2013
4	Вентилятор	ВЦ-14-46/2,5, 2,2 кВт	6	0	6	2013
Насосное оборудование						
5	Сетевой	Wilо NL 100/250-55-2-12, 55 кВт	2	0	2	2013
6	Сетевой	Wilо NL 150/400-55-4-12, 55 кВт	1	0	1	2013
7	Циркуляционный	Wilо IL 80/160-11/2, 11 кВт	3	0	3	2013
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной						
8	Дымовая труба	Стальная, Н=25 м	1	0	1	2013
9	Расширительный мембранный бак	OTGON MT 200V	2	1	1	2013
10	Расширительный мембранный бак	1000 л	1	0	1	2013
11	Бак запаса воды	V=3 м³	1	0	1	2013
12	Транспортер углеподачи	ТСЦ-12,5 L=10м	1	0	1	2013
13	Транспортер углеподачи	ТСЦ-12,5 L=16м	1	0	1	2013
14	Золоуловитель	ЗУ-1	3	0	3	2013
15	Транспортер ШЗУ	ТСЦ-12,5 L=21м	1	0	1	2013
16	Теплообменник	Ридан НН№62 (130 пластин)	3	0	3	2013
17	Средства автоматики котлов	Автоматика ТШПМ. Реле времени АНЗ-НС.	3	0	3	2013
18	Щит управления	СК-712	3	0	3	2013
19	Щит управления	ЯУД	6	0	6	2013
Учет энергетических ресурсов						
20	Учёт электрической энергии	A1140-05-RAL-SW-GS-4T	1	0	1	2014
Строительные конструкции и тепловые сети						
21	Здание	Модульное здание	1	0	1	2013
22	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	1983-2013

Котельная осуществляет выработку тепловой энергии в виде горячей воды на цели теплоснабжения потребителей г. Бодайбо.

Водоподготовка на котельной отсутствует. Источником подпиточной воды является городской водопровод. Исходной водой является речная вода из реки Витим.

Подпитка тепловой сети и котлового контура осуществляется из городского водопровода.

Котельная к тепловым сетям присоединена по независимой схеме через пластинчатые теплообменники Ридан. Тепловая сеть работает по открытой схеме, теплоноситель по тепловым сетям транспортируется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70°C с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает на всасывающую линию сетевых насосов (3 шт) и подается в 3 пластинчатых теплообменника.

В котельной установлено 2 группы насосов: циркуляционные для котлового контура и сетевые.

Теплогенерирующее оборудование представлено тремя котлами типа КВм – 2,32 топливом для которого является каменный уголь. Каждый котел оборудован механической топкой с шурующей планкой ТШПм – 2,32, а также дымососом ДН10 и двумя вентиляторами ВЦ-14-46/2,5.

Рядом с котельной расположен склад угля вместимостью 100 тонн. Доставка топлива производится периодически автотранспортом с центрального склада угля ЦОК №1.

С открытого склада угля скреперной лебедкой уголь подается в приемный бункер топливоподачи. Из приемного бункера двумя последовательными скребковыми транспортерами подается в бункер запаса угля каждого котлоагрегата.

Шлакоудаление производится скребковым транспортером за пределы здания котельной. Вывоз шлака и золы производится периодически автотранспортом предприятия на специализированный полигон отходов.

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени АНЗ-НС. Автоматики работы котла и автоматического регулирования температуры сетевой воды в соответствии с температурным графиком не предусмотрено.

В котельной осуществляется учет следующих ресурсов:

- электроэнергии.

Принципиальная схема котельной представлена на рисунке 1.2.64.

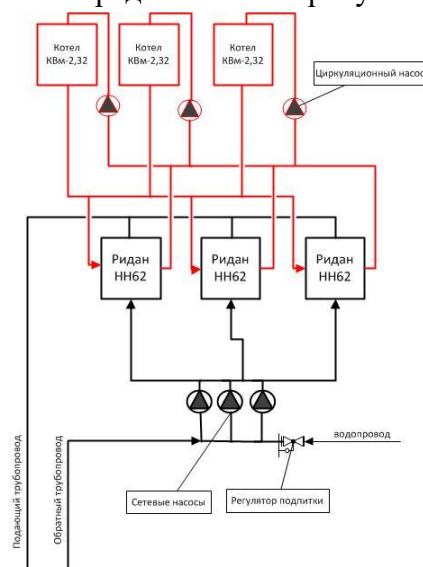


Рисунок 1.2.64 – Принципиальная схема котельной БМК

Теплогенерирующее оборудование котельной представлено тремя котлами типа КВм – 2,32 – техническое состояние исправное (рисунок 1.2.65).



Рисунок 1.2.65 – Общий вид котла КВм – 2,32

Пластинчатые теплообменники Ридан тип НН№62 (130 пластин) состояние исправное (рисунок 1.2.66).



Рисунок 1.2.66 - Пластинчатые теплообменники Ридан тип НН№62

Сетевые насосы Wilo NL 100/250-55-2-12, 55 кВт и Wilo NL 150/400-55-4-12, 55 кВт – исправны (рисунок 1.2.67).



Рисунок 1.2.67 – Сетевые насосы Wilo NL 100/250-55-2-12, 55 кВт и Wilo NL 150/400-55-4-12, 55 кВт

Циркуляционные насосы типа Wilo IL 80/160-11/2, 11 кВт – состояние исправное (рисунок 1.2.68).



Рисунок 1.2.68 – Циркуляционные насосы типа Wilo IL 80/160-11/2, 11 кВт

В котельной установлено два транспортер углеподачи – состояние исправное (рисунок 1.2.69).
Скреперная лебедка – состояние исправное (рисунок 1.2.70).



Рисунок 1.2.69 – Транспортер топливоподачи



Рисунок 1.2.70 – Скреперная лебедка топливоподачи

Дымовая труба котельной БМК (рисунок 1.2.71) – работоспособное состояние, перед каждым дымососом установлен золоуловитель – состояние исправное.



Рисунок 1.2.71 – Дымовая труба котельной БМК

На котлах КВм – 2,32 установлено по одному дымососу и два вентилятора на каждый котел (рисунок 1.2.72).

Дымосос и вентиляторы - исправные. Тягодутьевое оборудование котельной БМК изображено на рисунках 1.2.72 - 1.2.73.



Рисунок 1.2.72 – Дутьевой вентилятор



Рисунок 1.2.73 - Дымососы

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени АНЗ-НС. Внешний вид щита управления котлом и насосами представлен на рисунке 1.2.74.



Рисунок 1.2.74 – Щит управления

Тепловые сети, подземный тип прокладки, канальным способом и надземным способом, а также сооружения на них (тепловые камеры и колодцы) находятся в исправном состоянии (рисунок 1.2.75).



Рисунок 1.2.75 – Тепловые сети, проложенные надземным способом от котельной БМК

Котельная «МК-135»

Котельная МК-135 (рисунок 1.2.76) расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, пер. Кирпичный, д. 1А и работает на нужды отопления жилого фонда и объектов социального, культурного и бытового назначения. Котельная введена в эксплуатацию в 1992 году и размещена в трех модульных зданиях.



Рисунок 1.2.76 – Общий вид котельной МК-135

По результатам обследования составлен перечень оборудования и имущества котельной (таблица 1.2.8).

Таблица 1.2.8 – Перечень выявленного имущества котельной МК-135

№ п/п	Наименование оборудования	Марка и тип	Количество, шт.			Год ввода в эксплуатацию
			Всего	Выведено из эксплуатации	В рабочем состоянии	
Основное оборудование						
1	Водогрейный котел	КСВм- 1,25К	1	0	1	2006
	Водогрейный котел	КВм-1,25-95ШП	2	0	2	2016
Тягодутьевое оборудование						
2	Дымосос	Дымосос ДН-9, 11 кВт	2	0	2	2005
3	Топка механическая	Топка механическая - 1,45 МВт	2	0	2	2016
4	Вентилятор	Вентилятор ВЦ-2,2, 4 кВт	2	0	2	2016
5	Дымосос	Дымосос ДН-9, 11 кВт	1	0	1	2004
6	Топка механическая	Топка механическая - 1,45 МВт	1	0	1	2006
7	Вентилятор	Вентилятор ВЦ-2,2, 4 кВт	1	0	1	2006
Насосное оборудование						
8	Сетевой	КМ100-65-200, 30 кВт	3	0	3	1992
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной						
9	Дымовая труба	Стальная, Н=20 м	3	0	3	1992
10	Циклон	ЦН-15*700x2 СП	3	0	3	1992
11	Комплект шлакозолоудаления	н/д	3	0	3	1992
12	Средства автоматики котлов	Автоматика ТШПМ. Реле времени ВЛ-64УХЛ4.	3	0	3	
Учет энергетических ресурсов						
13	Учёт электрической энергии	A1805RL-P4G-DW-4	1	0	1	2016
14	Учёт тепловой энергии	ТЭМ-104	1	1	0	2011
Строительные конструкции и тепловые сети						
15	Здание	Модульное здание	3	0	3	1992
16	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	1992-2016

Котельная осуществляет выработку тепловой энергии в виде горячей воды на цели теплоснабжения потребителей г. Бодайбо.

Водоподготовка на котельной отсутствует. Источником подпиточной воды является городской водопровод. Исходной водой является речная вода из реки Витим.

Система теплоснабжения открытая, теплоноситель по тепловым сетям транспортируется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70 °С с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает на всасывающую линию сетевых насосов (3 шт) и подается в водогрейные котлы.

Теплогенерирующее оборудование представлено тремя котлами типа КСВм-1,25К и КВм-1,25-95ШП топливом для которых является каменный уголь. Каждый котел оборудован механической топкой с шурующей планкой ТШПм – 1,45, а также дымососом ДН9 и вентилятором ВЦ-2,2.

Рядом с котельной расположен склад угля вместимостью 60 тонн. Доставка топлива производится периодически автотранспортом с центрального склада угля ЦОК №1. Подача топлива в приемный бункер котла производится скиповым подъемником. Загрузка угля в скип и выгрузка золы из предтопка производится вручную персоналом котельной. Шлакоудаление производится скребковым транспортером за пределы здания котельной. Вывоз шлака и золы производится периодически автотранспортом предприятия на специализированный полигон отходов.

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени ВЛ-64УХЛ4. Автоматики работы котла и автоматического регулирования температуры сетевой воды в соответствии с температурным графиком не предусмотрено.

В котельной осуществляется учет следующих ресурсов:

– электроэнергии.

Принципиальная схема котельной представлена на рисунке 1.2.77.

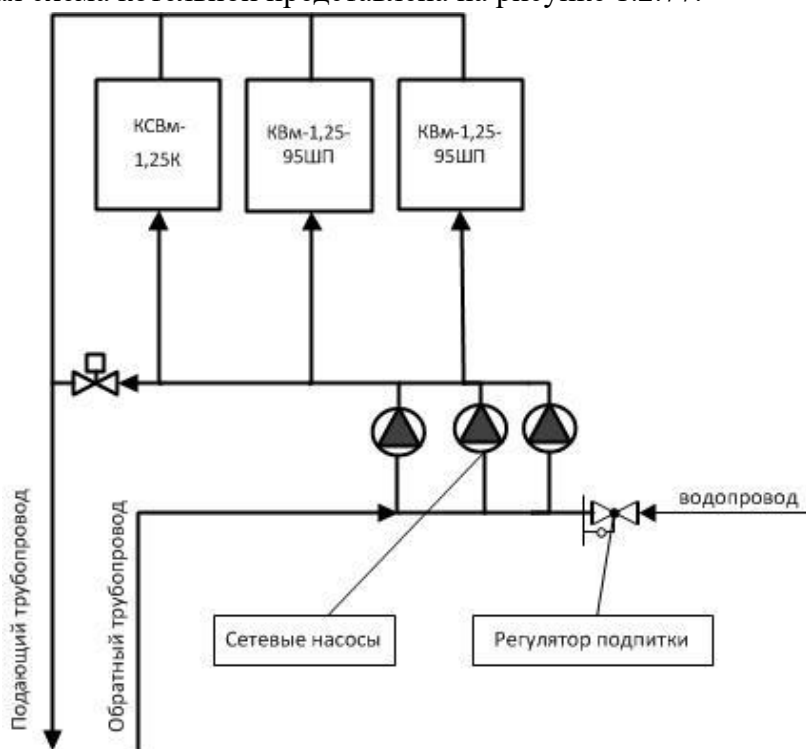


Рисунок 1.2.77 – Принципиальная схема котельной МК-135

Теплогенерирующее оборудование котельной представлено тремя угольными котлами:

- 2 котла типа КВм-1,25-95ШП– техническое состояние исправное (рисунок 1.2.78);
- 1 котел типа КСВм- 1,25К - неисправное, требует капитального ремонта или замены (рисунок 1.2.79).



Рисунок 1.2.78 – Общий вид котла КВм-1,25-95ШП



Рисунок 1.2.79 – Общий вид котла КСВм- 1,25К

Сетевые насосы КМ100-65-200, 30 кВт – исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.80).



Рисунок 1.2.80 – Сетевые насосы КМ100-65-200, 30 кВт

В котельной на каждом котле установлен скиповый подъемник – состояние исправное (рисунок 1.2.81).



Рисунок 1.2.81 – Скиповый подъемник

Дымовые трубы установлены у каждого котла котельной МК-135 – работоспособное состояние (рисунок 1.2.82). Перед каждым дымососом установлен золоуловитель – состояние исправное.



Рисунок 1.2.82 – Дымовые трубы котельной МК-135

На котлах установлено по одному дымососу и вентилятору на каждый котел.

Дымосос и вентилятор котла КСВм- 1,25К- неисправное, требует капитального ремонта или замены. Дымосос и вентиляторы котлов КВм-1,25-95ШП - исправные. Тягодутьевое оборудование котельной МК-135 изображено на рисунках 1.2.83 и 1.2.84.



Рисунок 1.2.83 – Дутьевой вентилятор



Рисунок 1.2.84 – Дымососы

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени ВЛ-64УХЛ4. Внешний вид щита управления котлом и насосами представлен на рисунке 1.2.85.



Рисунок 1.2.85 – Щит управления

Котельная «МО-44»

Котельная МО-44 (рисунок 1.2.86) расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, ул. Строительная, д. 2а и работает на нужды отопления жилого фонда и объектов социального, культурного и бытового назначения. Котельная введена в эксплуатацию в 2008 году и размещена в модульном здании.



Рисунок 1.2.86 – Общий вид котельной МО-44

По результатам обследования составлен перечень оборудования и имущества котельной (таблица 1.2.9).

Таблица 1.2.9 – Перечень выявленного имущества котельной МО-44

№ п/п	Наименование оборудования	Марка и тип	Количество, шт.			Год ввода в эксплуатацию
			Всего	Выведено из эксплуатации	В рабочем состоянии	
Основное оборудование						
1	Водогрейный котел	КВМ-1,25-95ШП	1	0	1	2008
2	Водогрейный котел	КВМ-1,25-95ШП	2	0	2	2016
Тягодутьевое оборудование						
3	Дымосос	Дымосос ДН-9, 11 кВт	3	0	3	2008
4	Топка механическая	Топка механическая - 1,45 МВт	3	0	3	2008
5	Вентилятор	Вентилятор ВЦ-2,2, 4 кВт	3	0	3	2008
Насосное оборудование						
6	Сетевой	КМ100-65-200, 30 кВт	4	0	4	2008
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной						
7	Дымовая труба	Стальная, Н=20 м	1	0	1	2008
8	Циклон	ЦН-15х600х1СП	3	0	3	2008
9	Комплект шлакозолоудаления	н/д	3	0	3	2008
10	Средства автоматики котлов	Автоматика ТШПМ. Реле времени Fotek H5B-M6.	3	0	3	2008
Учет энергетических ресурсов						
11	Учёт электрической энергии	A1140-05-RAL-SW-GS-4T	1	0	1	2016
12	Учёт тепловой энергии	ТЭМ-104	1	1	0	2011
Строительные конструкции и тепловые сети						
13	Здание	Модульное здание	3	0	3	2008
14	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	1992-2016

Котельная осуществляет выработку тепловой энергии в виде горячей воды на цели теплоснабжения потребителей г. Бодайбо.

Водоподготовка на котельной отсутствует. Источником подпиточной воды является городской водопровод. Исходной водой является речная вода из реки Витим.

Система теплоснабжения открытая, теплоноситель по тепловым сетям транспортируется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70 °С с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает на всасывающую линию сетевых насосов (4 шт) и подается в водогрейный котлы.

Теплогенерирующее оборудование представлено тремя котлами типа КВм-1.25-95ШП топливом для которых является каменный уголь. Котел оборудован механической топкой с шурующей планкой ТШПм – 1,45, а также дымососом ДН9 и вентилятором ВЦ-2,2.

Доставка топлива производится периодически автотранспортом с центрального склада угля ЦОК №1. Подача топлива в приемный бункер котла производится скиповым подъемником. Загрузка угля в скип и выгрузка золы из предтопка производится вручную персоналом котельной. Шлакоудаление производится скребковым транспортером за пределы здания котельной. Вывоз шлака и золы производится периодически автотранспортом предприятия на специализированный полигон отходов.

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени Fotek H5B-M6. Автоматики работы котла и автоматического регулирования температуры сетевой воды в соответствии с температурным графиком не предусмотрено.

В котельной осуществляется учет следующих ресурсов:

- электроэнергии.

Принципиальная схема котельной представлена на рисунке 1.2.87.

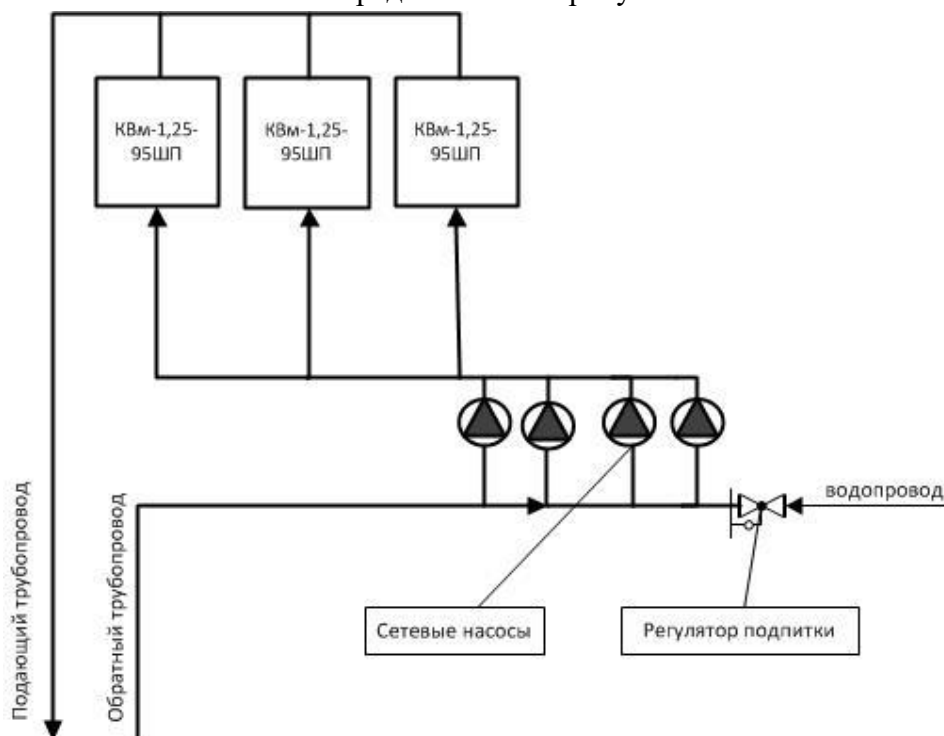


Рисунок 1.2.87 – Принципиальная схема котельной МО-44

Теплогенерирующее оборудование котельной представлено тремя угольными котлами:

- 2 котла типа КВм-1,25-95ШП– техническое состояние исправное (рисунок 1.2.88);
- 1 котел типа КВм- 1,25-95ШП - исправное, требует текущего ремонта или замены (рисунок 1.2.89).



Рисунок 1.2.88 – Общий вид котла КВм-1,25-95ШП



Рисунок 1.2.89 – Общий вид котла КВм-1,25-95ШП

Четыре сетевых насосов КМ100-65-200, 30 кВт – исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.90).



Рисунок 1.2.90 – Сетевые насосы КМ100-65-200, 30 кВт

В котельной на каждом котле установлен скиповый подъемник – состояние исправное (рисунок 1.2.91).



Рисунок 1.2.91 – Скиповый подъемник

К дымовой трубе подключены три котла котельной МО-44. Состояние дымовой трубы - работоспособное (рисунок 1.2.92). Перед каждым дымососом водогрейного котла установлен золоуловитель – состояние исправное (рисунок 1.2.93).



Рисунок 1.2.92 – Дымовая труба котельной МО-44



Рисунок 1.2.93 – Золоуловители

На каждом котле установлено по одному дымососу и вентилятору. Дымосос и вентиляторы котлов КВм-1,25-95ШП - исправные. Тягодутьевое оборудование котельной МО-44 изображено на рисунках 1.2.94 и 1.2.95.



Рисунок 1.2.94 – Дутьевой вентилятор



Рисунок 1.2.95 – Дымососы

Регулирование процесса работы механической топki с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени Fotek H5B-M6. Внешний вид щита управления котлом и насосами представлен на рисунке 1.2.96.



Рисунок 1.2.96 – Щит управления

Котельная «СМП»

Котельная СМП (рисунок 1.2.97) расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, ул. Лесная, д. 75А и работает на нужды отопления жилого фонда и объектов социального, культурного и бытового назначения. Котельная введена в эксплуатацию в 1985 году и размещена в модульном здании.



Рисунок 1.2.97 – Общий вид котельной СМП

По результатам обследования составлен перечень оборудования и имущества котельной (таблица 1.2.10).

Таблица 1.2.10 – Перечень выявленного имущества котельной СМП

№ п/п	Наименование оборудования	Марка и тип	Количество, шт.			Год ввода в эксплуатацию
			Всего	Выведено из эксплуатации	В рабочем состоянии	
Основное оборудование						
1	Водогрейный котел	КВМ-1 25-95 ШП	1	0	1	2016
2	Водогрейный котел	КСВМ- 1,25К	2	0	2	н/д
Тягодутьевое оборудование						
3	Дымосос	Дымосос ДН-9, 11 кВт	3	0	3	2008-2009
4	Топка механическая	Топка механическая - 1,45 МВт	3	0	3	2001
5	Вентилятор	Вентилятор ВЦ-2,2, 4 кВт	3	0	3	2001
Насосное оборудование						
6	Сетевой	Grundfos NB 100-200/219, 75 кВт	1	0	1	2007
7	Сетевой	ДЗ20-50, 75 кВт	1	0	1	2007
8	Циркуляционный	КМ-80-50-200, 15 кВт	2	0	2	2006
9	Циркуляционный	КМ-80-50-200, 15 кВт	1	0	1	2007
10	Циркуляционный	КМ-80-50-200, 15 кВт	1	0	1	2009
11	Циркуляционный	КМ-80-50-200, 15 кВт	2	0	2	1985
12	Подпиточный	КМ-80-50-200, 15 кВт	1	0	1	1986
13	Подпиточный	Grundfos NB 50-250/222, 18,5 кВт	1	0	1	2007
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной						
14	Дымовая труба	Стальная, Н=22 м	3	0	3	1988
15	Циклон	ЦН-15*700х2 СП	3	0	3	2007
16	Комплект шлакозолоудаления	н/д	3	0	3	2007
17	Средства автоматики котлов	Автоматика ТШПМ. Реле времени ВЛ-64УХЛ4.	3	0	3	2007
18	Емкость запаса холодной воды	V=25 м³	1	0	1	н/д
Учет энергетических ресурсов						
19	Учёт электрической энергии	A1140-05-RAL-SW-GS-4Т	3	0	3	2012
Строительные конструкции и тепловые сети						
20	Здание	Модульное здание	3	0	3	1988
21	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	1991-1993

Котельная осуществляет выработку тепловой энергии в виде горячей воды на цели теплоснабжения потребителей г. Бодайбо.

Водоподготовка на котельной отсутствует. Источником подпиточной воды является городской водопровод. Исходной водой является речная вода из реки Витим.

Подпитка тепловой сети осуществляется из емкости запаса холодной воды подпиточным насосом.

Система теплоснабжения открытая, теплоноситель по тепловым сетям транспортируется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70 °С с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает во всасывающую линию циркуляционных насосов (по 2 штуки на каждый котел) и подается в водогрейный котлы, далее сетевыми насосами перекачивается в подающий трубопровод тепловой сети.

Теплогенерирующее оборудование представлено тремя котлами типа КВм-1.25-95ШП и КВСм-1,25К топливом для которых является каменный уголь. Котел оборудован механической топкой с шурующей планкой ТШПм – 1,45, а также дымососом ДН9 и вентилятором ВЦ-2,2.

Доставка топлива производится периодически автотранспортом с центрального склада угля ЦОК №1. Подача топлива в приемный бункер котла производится скиповым подъемником. Загрузка угля в скип и выгрузка золы из предтопка производится вручную персоналом котельной. Шлакоудаление производится скребковым транспортером за пределы здания котельной. Вывоз шлака и золы производится периодически автотранспортом предприятия на специализированный полигон отходов.

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени ВЛ-64УХЛ4. Автоматики работы котла и автоматического регулирования температуры сетевой воды в соответствии с температурным графиком не предусмотрено.

В котельной осуществляется учет следующих ресурсов:

- электроэнергии.

Принципиальная схема котельной представлена на рисунке 1.2.98.

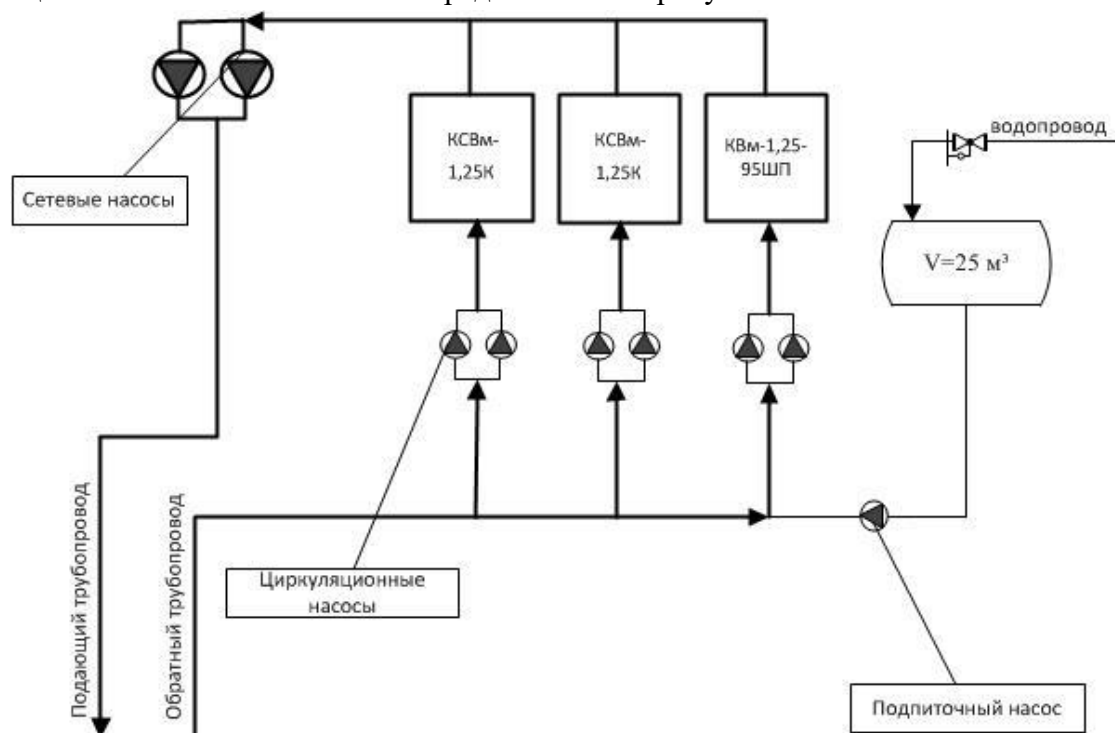


Рисунок 1.2.98 – Принципиальная схема котельной СМП

Теплогенерирующее оборудование котельной представлено тремя угольными котлами:

- 1 котел типа КВм-1,25-95ШП– техническое состояние исправное (рисунок 1.2.100);
- 2 котла типа КСВм- 1,25К - исправное, требует текущего ремонта или замены (рисунок 1.2.99).

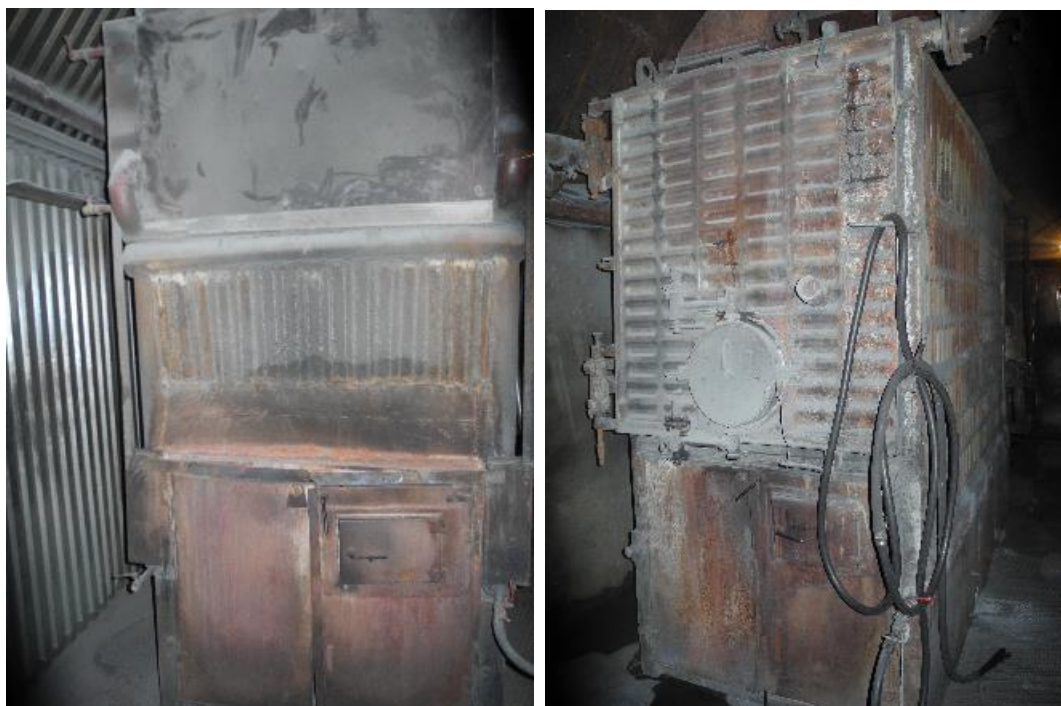


Рисунок 1.2.99 – Общий вид котлов КСВм- 1,25К



Рисунок 1.2.100 – Общий вид котла КВм-1,25-95ШП

Два сетевых насоса: Grundfos NB 100-200/219, 75 кВт – исправен; Д320-50, 75 кВт - неисправное, требует капитального ремонта или замены (рисунок 1.2.101). Шесть циркуляционных насосов типа КМ-80-50-200, 15 кВт по 2 штуки на каждом котле (рисунок 1.2.102 и 1.2.103).



Рисунок 1.2.101 – Сетевые насосы (слева - Grundfos NB 100-200/219, справа - Д320-50)



Рисунок 1.2.102 - Циркуляционные насосы типа КМ-80-50-200



Рисунок 1.2.103 - Циркуляционные насосы типа КМ-80-50-200

В котельной на каждом котле установлен скиповый подъемник – состояние исправное (рисунок 1.2.104).



Рисунок 1.2.104 – Скиповый подъемник

Дымовые трубы установлены у каждого котла котельной СМП – работоспособное состояние (рисунок 1.2.105). Перед каждым дымососом водогрейного котла установлен золоуловитель – состояние исправное.



Рисунок 1.2.105 – Дымовые трубы котельной СМП

На каждом котле установлено по одному дымососу и вентилятору. Дымосос и вентиляторы котлов КВм-1,25-95ШП – исправные, требует текущего ремонта. Тягодутьевое оборудование котельной СМП изображено на рисунках 1.2.106 и 1.2.107.



Рисунок 1.2.106 – Дутьевой вентилятор



Рисунок 1.2.107 – Дымососы, газоходы, золоуловители

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени ВЛ-64УХЛ4. Внешний вид щита управления котлом и насосами представлен на рисунке 1.2.108.



Рисунок 1.2.108 – Щит управления

Котельная «Витимэнерго»

Котельная «Витимэнерго» (рисунок 1.2.109) расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, г. Бодайбо, ул. Подстанция и работает на нужды отопления корпусов ЗАО «Витимэнерго». Котельная введена в эксплуатацию в 1986 году и размещена в трех модульных зданиях.



Рисунок 1.2.109 - Общий вид котельной «Витимэнерго»

Водоподготовка на котельной отсутствует. Источником подпиточной воды является городской водопровод. Исходной водой является речная вода из реки Витим.

Система теплоснабжения открытая, теплоноситель по тепловым сетям транспортируется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70°C с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает на всасывающую линию трех сетевых насосов типа КМ80-50-200 и подается в водогрейные котлы.

Теплогенерирующее оборудование представлено тремя котлами типа КВр-0,6 и двумя котлами Универсал-6 топливом для которых является каменный уголь. Загрузка угля в топку производится вручную кочегаром котельной. Шлакоудаление производится вручную.

Рядом с котельной расположен склад угля вместимостью 60 тонн. Доставка топлива производится периодически автотранспортом с центрального склада угля ЦОК №1. В котельной осуществляется учет электроэнергии;

Принципиальная схема котельной представлена на рисунке 1.2.110.

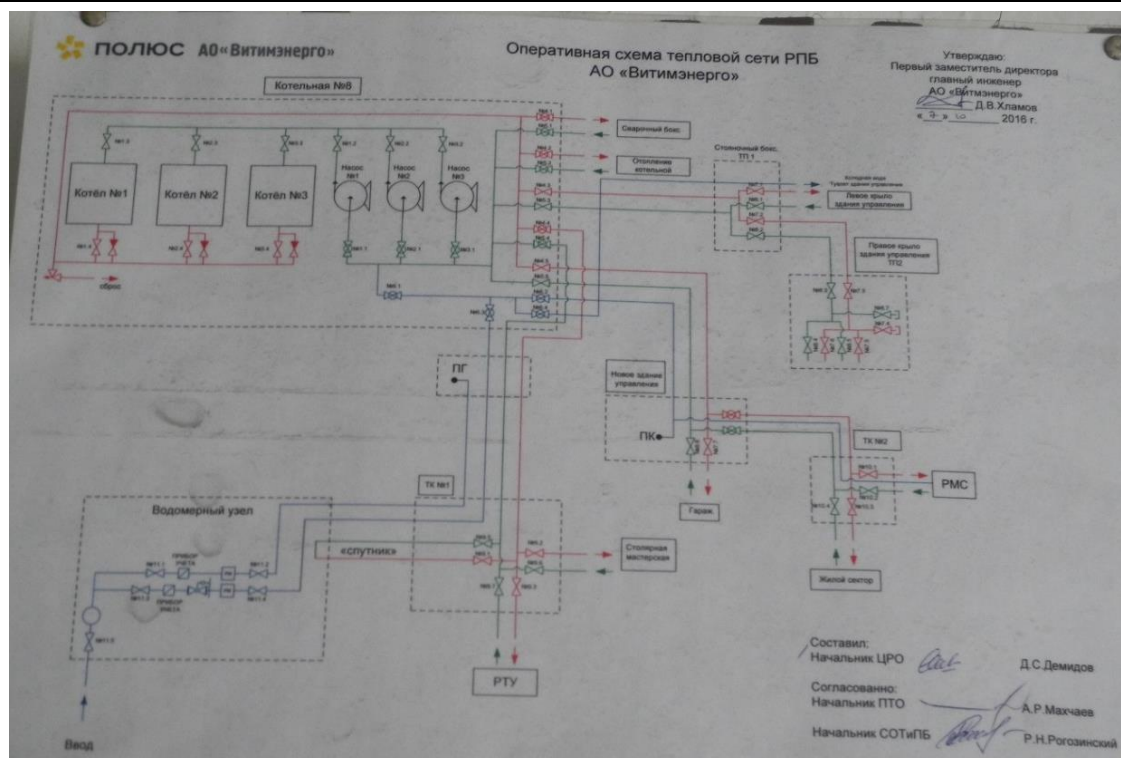


Рисунок 1.2.110 - Принципиальная схема котельной Витимэнерго

Теплогенерирующее оборудование котельной представлено тремя угольными котлами:

- 3 котла типа КВр-0.6– техническое состояние исправное (рисунок 1.2.111);
- 2 котла типа Универсал - неисправное, требует капитального ремонта или замены (рисунок 1.2.112).



Рисунок 1.2.111 - Общий вид котла КВр-0.6



Рисунок 1.2.112 - Общий вид котла Универсал-6

Сетевые насосы КМ100-65-200, 30 кВт – исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.113).



Рисунок 1.2.113 - Сетевые насосы КМ100-65-200, 30 кВт

Котельная «Витим»

Котельная «Витим» (рисунок 1.2.114) расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, г. Бодайбо, ул. Труда 24 и работает на нужды отопления корпусов ЗАО «Витим» и отопления жилого фонда.



Рисунок 1.2.114 - Общий вид котельной «Витим»

Котельная осуществляет выработку тепловой энергии в виде горячей воды на цели теплоснабжения потребителей г. Бодайбо.

Водоподготовка на котельной отсутствует. Источником подпиточной воды является городской водопровод. Исходной водой является речная вода из реки Витим.

Система теплоснабжения открытая, теплоноситель по тепловым сетям транспортируется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70°C с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает на всасывающую линию двух сетевых насосов типа КМ80-50-200а и подается в водогрейные котлы.

Теплогенерирующее оборудование представлено тремя котлами типа КСВ-1,25 и для которых является каменный уголь.

Рядом с котельной расположен склад угля вместимостью 60 тонн. Доставка топлива производится периодически автотранспортом с центрального склада угля ЦОК №1. Подача топлива в приемный бункер котла производится скиповым подъемником. Загрузка угля в скип и выгрузка золы из предтопка производится вручную персоналом котельной. Шлакоудаление производится скребковым транспортером за пределы здания котельной. Вывоз шлака и золы производится периодически автотранспортом предприятия на специализированный полигон отходов.

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени ВЛ-64УХЛ4. Автоматики работы котла и автоматического регулирования температуры сетевой воды в соответствии с температурным графиком не предусмотрено.

В котельной осуществляется учет следующих ресурсов:

- электроэнергии;
- тепловой энергии.

Теплогенерирующее оборудование котельной представлено тремя угольными котлами типа КСВ-1,25 (рисунок 1.2.115) – техническое состояние исправное;



Рисунок 1.2.115 - Общий вид котла КСВ-1,25

Сетевые насосы КМ100-65-200, 30 кВт – исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.116).



Рисунок 1.2.116 - Сетевые насосы КМ100-65-200, 30 кВт

Котельная УКМТ-1

Котельная УКМТ-1 (рисунок 1.2.117) расположена по адресу: Иркутская область, г. Бодайбо, г. Бодайбо, ул. Садовая 3а и работает на нужды отопления корпусов ОАО «Первенец» и отопления жилого фонда.



Рисунок 1.2.117 - Общий вид котельной УКМТ-1

Котельная осуществляет выработку тепловой энергии в виде горячей воды на цели теплоснабжения потребителей г. Бодайбо.

Водоподготовка на котельной отсутствует. Источником подпиточной воды является городской водопровод. Исходной водой является речная вода из реки Витим.

Система теплоснабжения открытая, теплоноситель по тепловым сетям транспортируется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. В котельной предусмотрено 2 вывода тепловых сетей:

- на отопление производственных корпусов;
- на отопление жилого фонда (в тепловые сети МУП «Тепловодоканал»).

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70 °С с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода тепловой сети поступает на всасывающую линию двух сетевых насосов типа Д320-50 и подается в водогрейные котлы.

Теплогенерирующее оборудование представлено 4 котлами типа КВс-1.25 (2007 год) и двумя котлами УКМТ (2005 год) топливом для которых является каменный уголь.

Рядом с котельной расположен склад угля вместимостью 60 тонн. Доставка топлива производится периодически автотранспортом с центрального склада угля ЦОК №1. Подача топлива в приемный бункер котла производится скиповым подъемником. Загрузка угля в скип и выгрузка золы из предтопка производится вручную персоналом котельной. Шлакоудаление производится скребковым транспортером за пределы здания котельной. Вывоз шлака и золы производится периодически автотранспортом предприятия на специализированный полигон отходов.

Регулирование процесса работы механической топки с шурующей планкой ТШПм организовано на базе реле времени ВЛ-64УХЛ4. Автоматики работы котла и автоматического регулирования температуры сетевой воды в соответствии с температурным графиком не предусмотрено.

В котельной осуществляется учет следующих ресурсов:

- электроэнергии;
- тепловой энергии.

Теплогенерирующее оборудование котельной представлено тремя угольными котлами:

- 6 котлов типа КСв-1,25– техническое состояние исправное, требует текущего ремонта (рисунок 1.2.118).



Рисунок 1.2.118 - Общий вид котла КСв-1,25

Сетевые насосы Д320-50, 72 кВт – исправны, требуют текущего ремонта (рисунок 1.2.119).



Рисунок 1.2.119 - Сетевые насосы Д320-50, 72 кВт

Сводная информация по системе теплоснабжения населенного пункта

В таблицах 1.2.11 – 1.2.16 представлена сводная информация по системе теплоснабжения населенного пункта, а именно:

- таблица 1.2.11 - сводная информация по котлоагрегатам системы;
- таблица 1.2.12 - сводная информация по насосным агрегатам;
- таблица 1.2.13 - сводная информация по ёмкостям системы теплоснабжения;
- таблица 1.2.14 - сводная информация по теплообменному оборудованию;
- таблица 1.2.15 - сводная информация по электропотребляющему оборудованию;
- таблица 1.2.16 - сводная информация по дымовым трубам.

Таблица 1.2.11 – Сводная информация по котлоагрегатам системы теплоснабжения населенного пункта

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Основной вид топлива	Рабочая среда агрегата	Установленная мощность, Гкал/ч	Мощность по режимной карте, Гкал/ч	КПД, %
Суммарные/средние значения:							126,0	92,7	53,0%
1	ЦОК №1	КВ-Р-11,63-150	2012		Уголь каменный	вода	10,00	8,26	64,6%
2	ЦОК №1	КВ-Р-11,63-150	2013		Уголь каменный	вода	10,00	8,51	63,8%
3	ЦОК №1	КВ-ТС 20-150П	1991		Уголь каменный	вода	20,00	16,29	63,1%
4	ЦОК №1	КВ-ТС 20-150П	1991		Уголь каменный	вода	20,00	16,43	62,2%
5	ЦОК №2	ДКВР 6,5-14/13	1968	1976	Нефть	пар	5,90	2,86	67,2%
6	ЦОК №2	ДКВР 6,5-14/13	1968	1976	Нефть	пар	5,90	2,93	67,2%
7	ЦОК №2	ДКВР 6,5-14/13	1968	1976	Нефть	пар	5,90	2,95	66,4%
8	ЦОК №2	ДКВР 6,5-14/13	1968	1976	Нефть	пар	5,90	3,01	67,9%
9	Котельная №3	КВМ-1,25-95ШП	2017		Уголь каменный	вода	1,08	0,59	54,4%
10	Котельная №7	КВМ-2,5ШП	2016		Уголь каменный	вода	2,15	1,88	60,8%
11	Котельная №7	КВМ-2,5ШП	2016		Уголь каменный	вода	2,15	1,89	63,9%
12	Котельная №7	КВМ-2,5ШП	2018		Уголь каменный	вода	2,15	1,89	63,9%
13	Котельная "Металлист"	КВМ-2,5ШП	2017		Уголь каменный	вода	2,15	1,75	62,5%
14	Котельная "Металлист"	КВМ-2,5ШП	2017		Уголь каменный	вода	2,15	1,82	63,5%
15	Котельная "Металлист"	КВМ-2,5ШП	2018		Уголь каменный	вода	2,15	1,82	63,5%
16	Котельная "БМК"	КВМ- 2,32	2013		Уголь каменный	вода	2,00	1,85	60,3%
17	Котельная "БМК"	КВМ- 2,32	2013		Уголь каменный	вода	2,00	1,87	61,0%
18	Котельная "БМК"	КВМ- 2,32	2013		Уголь каменный	вода	2,00	1,95	61,1%
19	Котельная "МК-135"	КСВМ- 1,25К	2006	2018	Уголь каменный	вода	1,08	0,92	62,9%
20	Котельная "МК-135"	КВМ-1,25-95ШП	2016		Уголь каменный	вода	1,08	0,89	62,8%
21	Котельная "МК-135"	КВМ-1,25-95ШП	2016		Уголь каменный	вода	1,08	0,86	61,6%
22	Котельная "МО-44"	КВМ-1,25-95ШП	2008	2018	Уголь каменный	вода	1,08	0,85	61,1%
23	Котельная "МО-44"	КВМ-1,25-95ШП	2016		Уголь каменный	вода	1,08	0,77	60,8%
24	Котельная "МО-44"	КВМ-1,25-95ШП	2016		Уголь каменный	вода	1,08	0,95	60,1%
25	Котельная "СМП"	КВМ-1 25-95 ШП	2016		Уголь каменный	вода	1,08	0,80	51,5%
26	Котельная "СМП"	КСВМ-1,25К	н/д	2018	Уголь каменный	вода	1,08	0,74	52,5%
27	Котельная "СМП"	КСВМ-1,25К	н/д	2018	Уголь каменный	вода	1,08	0,90	53,3%
28	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2007		Уголь каменный	вода	1,08	1,08	60,6%
29	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2007		Уголь каменный	вода	1,08	1,08	61,2%
30	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2007		Уголь каменный	вода	1,08	1,08	61,9%
31	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2007		Уголь каменный	вода	1,08	1,08	63,8%
32	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2020		Уголь каменный	вода	1,08	1,08	63,5%
33	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2020		Уголь каменный	вода	1,08	1,08	63,8%
34	Котельная "Витимэнерго"	КВр-0.6	н/д		Уголь каменный	вода	0,46	н/д	н/д
35	Котельная "Витимэнерго"	КВр-0.6	н/д		Уголь каменный	вода	0,46	н/д	н/д
36	Котельная "Витимэнерго"	КВр-0.6	н/д		Уголь каменный	вода	0,52	н/д	н/д
37	Котельная "Витимэнерго"	Универсал-6	н/д		Уголь каменный	вода	0,52	н/д	67,3%
38	Котельная "Витимэнерго"	Универсал-6	н/д		Уголь каменный	вода	0,52	н/д	67,3%
39	Котельная "Витим"	КСВ-1,25	н/д		Уголь каменный	вода	1,25	н/д	н/д
40	Котельная "Витим"	КСВ-1,25	н/д		Уголь каменный	вода	1,25	н/д	н/д

41	Котельная "Витим"	КСВ-1,25	н/д	Уголь каменный	вода	1,25	н/д	н/д
----	-------------------	----------	-----	----------------	------	------	-----	-----

Таблица 1.2.12 – Сводная информация по насосным агрегатам системы теплоснабжения населенного пункта

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Назначение насосного агрегата	Марка	Мощность электродвигателя, кВт	Паспортные характеристики				Год установки
					КПД электродвиг., %	кол-во оборотов/мин	Напор, м	Подача, м³/ч	
1	ЦОК №1	сетевой	KSB ETABLOC 100-200/4502 GN6	45	н/д	2900	50	250	2013
2	ЦОК №1	сетевой	KSB ETABLOC 100-200/4502 GN6	45	н/д	2900	50	250	2013
3	ЦОК №1	сетевой	KSB ETABLOC 100-200/4502 GN6	45	н/д	2900	50	250	2013
4	ЦОК №1	сетевой	KSB ETABLOC 100-200/4502 GN6	45	н/д	2900	50	250	2013
5	ЦОК №1	сетевой	ЦН-400-105	200	94.8	1500	105	400	1986
6	ЦОК №1	сетевой	ЦН-400-105	200	94.8	1500	105	400	1986
7	ЦОК №1	рециркуляционный	KSB Etanorm 125-315	30	н/д	1450	30	250	2013
8	ЦОК №1	рециркуляционный	KSB Etanorm 125-315	30	н/д	1450	30	250	2013
9	ЦОК №1	рециркуляционный	KSB Etanorm 125-315	30	н/д	1450	30	250	2013
10	ЦОК №1	рециркуляционный	KSB Etanorm 125-315	30	н/д	1450	30	250	2013
11	ЦОК №1	подпиточный	KM100-65-200	30	91.4	2900	50	100	1986
12	ЦОК №1	подпиточный	KM100-65-200	30	91.4	2900	50	100	1986
13	ЦОК №1	подпиточный	KM100-65-200	30	91.4	2900	50	100	1986
14	ЦОК №1	подпиточный	KSB Movitec VSF 15/06 14	5,5	н/д	2900	60	9	2013
15	ЦОК №1	подпиточный	KSB Movitec VSF 15/06 14	5,5	н/д	2900	60	9	2013
16	ЦОК №1	подпиточный	KSB Movitec VSF 15/06 14	5,5	н/д	2900	60	9	2013
17	ЦОК №2	сетевой	1Д630-90	250	94.8	1450	90	630	2009
18	ЦОК №2	сетевой	1Д630-90	250	94.8	1450	90	630	2009
19	ЦОК №2	сетевой	ВД320-50	75	94.8	1450	54	324	2010
20	ЦОК №2	конденсатный	KM-80-50-200	15	89	2900	50	50	2006
21	ЦОК №2	конденсатный	KM-80-50-200	15	89	2900	50	50	2006
22	ЦОК №2	конденсатный	KM-80-50-200	15	89	2900	50	50	2006
23	ЦОК №2	подпиточный	ЦНСГ-38/176	30	91.4	2950	176	38	2003
24	ЦОК №2	подпиточный	ЦНСГ-38/176	30	91.4	2950	176	38	2003
25	ЦОК №2	подпиточный	ЦНСГ-38/176	30	91.4	2950	176	38	2003
26	ЦОК №2	подпиточный	ПДВ-16/20	н/д	н/д	н/д	200	16	2011
27	ЦОК №2	подпиточный	ПДВ-16/20	н/д	н/д	н/д	200	16	2011
28	ЦОК №2	подпиточный	KM100-65-200	30	91.4	2900	50	100	н/д
29	ЦОК №2	подпиточный	KM100-65-200	30	91.4	2900	50	100	н/д
30	ЦОК №2	подпиточный	KM80-50-160	7,5	87.2	2900	32	50	н/д
31	ЦОК №2	топливный	1 3В-4/25	7,5	87.2	2900	250	6,8	2012
32	ЦОК №2	топливный	1 3В-4/25	7,5	87.2	2900	250	6,8	2012
33	Котельная №3	сетевой	KM-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	2007
34	Котельная №3	сетевой	KM-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	2007
35	Котельная №7	сетевой	Д320-50	75	94.5	1450	50	320	2005
36	Котельная №7	сетевой	Д320-50	75	94.5	1450	50	320	2010
37	Котельная №7	подпиточный	KM80-50-160	7,5	87	2900	32	50	2009
38	Котельная №7	топливный	НМШ 8-25-6,3/10	4	82	1450	100	6,3	2005
39	Котельная №7	топливный	НМШ 8-25-6,3/10	4	82	1450	100	6,3	2008
40	Котельная "Металлист"	сетевой	Д320-50	75	94.5	1450	50	320	2007

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Назначение насосного агрегата	Марка	Мощность электродвигателя, кВт	Паспортные характеристики				Год установки
					КПД электродвиг., %	кол-во оборотов/мин	Напор, м	Подача, м³/ч	
41	Котельная "Металлист"	сетевой	Д320-50	75	94.5	1450	50	320	2007
42	Котельная "Металлист"	топливный	НМШ 8-25-6,3/10	4	82	1450	100	6,3	2008
43	Котельная "Металлист"	топливный	НМШ 8-25-6,3/10	4	82	1450	100	6,3	2008
44	Котельная "БМК"	сетевой	Wilo NL 100/250-55-2-12	55	94	2900	56	245	2013
45	Котельная "БМК"	сетевой	Wilo NL 100/250-55-2-12	55	94	2900	56	245	2013
46	Котельная "БМК"	сетевой	Wilo NL 150/400-55-4-12	55	94	1450	40	345	2013
47	Котельная "БМК"	циркуляционный	Wilo IL 80/160-11/2	11	89	2900	16	105	2013
48	Котельная "БМК"	циркуляционный	Wilo IL 80/160-11/2	11	89	2900	16	105	2013
49	Котельная "БМК"	циркуляционный	Wilo IL 80/160-11/2	11	89	2900	16	105	2013
50	Котельная "МК-135"	сетевой	КМ100-65-200	30	91.4	2900	50	100	1992
51	Котельная "МК-135"	сетевой	КМ100-65-200	30	91.4	2900	50	100	1992
52	Котельная "МК-135"	сетевой	КМ100-65-200	30	91.4	2900	50	100	1992
53	Котельная "МО-44"	сетевой	КМ-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	2008
54	Котельная "МО-44"	сетевой	КМ-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	2008
55	Котельная "МО-44"	сетевой	КМ-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	2008
56	Котельная "МО-44"	сетевой	КМ-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	2008
57	Котельная "СМП"	циркуляционный	КМ-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	2006
58	Котельная "СМП"	циркуляционный	КМ-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	2007
59	Котельная "СМП"	циркуляционный	КМ-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	2009
60	Котельная "СМП"	циркуляционный	КМ-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	2006
61	Котельная "СМП"	циркуляционный	КМ-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	1985
62	Котельная "СМП"	циркуляционный	КМ-80-50-200	15	91.4	2900	50	50	1985
63	Котельная "СМП"	подпиточный	КМ65-50-160	5,5	85	2900	32	25	1985
64	Котельная "СМП"	подпиточный	Grundfos NB 50-250/222	18,5	91.2	2940	60	60	2007
65	Котельная "СМП"	сетевой	Grundfos NB 100-200/219	75	94	2970	55.7	358	2007
66	Котельная "СМП"	сетевой	Д320-50	75	94.5	1450	50	320	2007
67	Котельная "Витимэнерго"	сетевой	КМ100-65-200	30	91.4	2900	50	100	н/д
68	Котельная "Витимэнерго"	сетевой	КМ100-65-200	30	91.4	2900	50	100	н/д
69	Котельная "Витимэнерго"	сетевой	КМ100-65-200	30	91.4	2900	50	100	н/д
70	Котельная "Витим"	сетевой	КМ100-65-200	30	91.4	2900	50	100	н/д
71	Котельная "Витим"	сетевой	КМ100-65-200	30	91.4	2900	50	100	н/д
72	Котельная УКМТ-1	сетевой	Д320-50	72	94,5	1450	50	320	н/д
73	Котельная УКМТ-1	сетевой	Д320-50	72	94,5	1450	50	320	н/д

Таблица 1.2.13 – Сводная информация по ёмкостям системы теплоснабжения населенного пункта

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Назначение	Объем, м ³	Материал корпуса, тепловая изоляция	Год ввода в эксплуатацию
1	ЦОК №2	хранение топлива	2000	сталь	1971
2	ЦОК №2	хранение топлива	2000	сталь	1975
3	ЦОК №2	хранение топлива	2000	сталь	1975
4	Котельная "СМП"	холодная вода	25	сталь	н/д
5	Котельная "БМК"	холодная вода	3	сталь	2013

Таблица 1.2.14 – Сводная информация по теплообменному оборудованию системы теплоснабжения населенного пункта

№ п/п	Наименование места установки	Марка	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Год ввода в эксплуатацию	Наработка, ч
1	ЦОК №2	ПСВ-200-7-15	32	1995	127512
2	ЦОК №2	ПСВ-200-7-15	32	1995	127512
3	ЦОК №2	ПСВ-200-7-15	32	1986	182160
4	Котельная "БМК"	Ридан НН№62 (130 пластин)	2	2013	18216
5	Котельная "БМК"	Ридан НН№62 (130 пластин)	2	2013	18216
6	Котельная "БМК"	Ридан НН№62 (130 пластин)	2	2013	18216

Таблица 1.2.15 – Сводная информация по электропотребляющему оборудованию системы теплоснабжения населенного пункта

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка	Стационарный номер	Год установки	Мощность, кВт	Число оборотов, об/мин	Марка эл. двигателя
1	ЦОК №1	Дымосос ДН15	Д-1	2012	75	1000	280S6
2	ЦОК №1	Вентилятор ВДН12,5	В-1	2012	75	1000	200L6
3	ЦОК №1	Дымосос ДН15	Д-2	2013	75	1000	280S6
4	ЦОК №1	Вентилятор ВДН12,5	В-2	2013	75	1000	200L6
5	ЦОК №1	Дымосос ДН15	Д-3	1991	75	1000	280S6
6	ЦОК №1	Вентилятор ВДН15	В-3	1991	75	1000	280S6
7	ЦОК №1	Дымосос ДН17	Д-4	1991	160	1000	355S6
8	ЦОК №1	Вентилятор ВДН15	В-4	1991	75	1000	280S6
9	ЦОК №2	Вентилятор ВДН-10	В-1	1973	22	1000	180M4
10	ЦОК №2	Дымосос ЦАГИ-12,5	Д-1	1973	75	1000	200L6
11	ЦОК №2	Вентилятор ВДН-10	В-2	1973	22	1500	180M4
12	ЦОК №2	Дымосос ЦАГИ-12,5	Д-2	1973	75	1000	200L6
13	ЦОК №2	Вентилятор ВДН-10	В-3	1973	22	1500	180M4
14	ЦОК №2	Дымосос ЦАГИ-12,5	Д-3	1973	75	1000	200L6
15	ЦОК №2	Вентилятор ВДН-10	В-4	1973	22	1500	180M4
16	ЦОК №2	Дымосос ЦАГИ-12,5	Д-4	1973	75	1000	200L6
17	Котельная №3	Дымосос ДН-9	Д-1	2006	11	1000	160S6
18	Котельная №3	Вентилятор ВЦ-2,2	В-1	2006	4	3000	АИРМ112 М2
19	Котельная №7	Дымосос ДН-9/1500	Д-1	2016	15	1500	160S4
20	Котельная №7	Вентилятор ВД-2,8	В-1	2016	7,5	3000	АИРМ112 М2
21	Котельная №7	Дымосос ДН9/1500	Д-2	2016	15	1500	160S4
22	Котельная №7	Вентилятор ВД-2,8	В-2	2016	7,5	3000	АИРМ112 М2
23	Котельная №7	Дымосос ДН9/1500	Д-3	2018	15	1500	160S4
24	Котельная №7	Вентилятор ВД-2,8	В-3	2018	7,5	3000	АИРМ112 М2
25	Котельная "Металлист"	Дымосос ДН-9/1500	Д-1	2017	15	1500	160S4
26	Котельная "Металлист"	Вентилятор ВД-2,8	В-1	2017	7,5	3000	АИРМ112 М2
27	Котельная "Металлист"	Дымосос ДН-9/1500	Д-2	2017	15	1500	160S4
28	Котельная "Металлист"	Вентилятор ВД-2,8	В-2	2017	7,5	3000	АИРМ112 М2
29	Котельная "Металлист"	Дымосос ДН-9/1500	Д-3	2018	15	1500	160S4
30	Котельная "Металлист"	Вентилятор ВД-2,8	В-3	2018	7,5	3000	АИРМ112 М2
31	Котельная "БМК"	Дымосос ДН10/1500	Д-1	2013	30	1500	АИРМ180 М4
32	Котельная "БМК"	Вентилятор ВЦ-14-46/2,5 (2 шт)	В-1	2013	3	2850	АИР90L2
33	Котельная "БМК"	Дымосос ДН10/1500	Д-2	2013	30	1500	АИРМ180 М4
34	Котельная "БМК"	Вентилятор ВЦ-14-46/2,5 (2 шт)	В-2	2013	3	2850	АИР90L2
35	Котельная "БМК"	Дымосос ДН10/1500	Д-3	2013	30	1500	АИРМ180 М4
36	Котельная "БМК"	Вентилятор ВЦ-14-46/2,5 (2 шт)	В-3	2013	3	2850	АИР90L2
37	Котельная "МК-135"	Дымосос ДН-9	Д-1	2005	11	1000	160S6

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка	Стационарный номер	Год установки	Мощность, кВт	Число оборотов, об/мин	Марка эл. двигателя
38	Котельная "МК-135"	Вентилятор ВЦ-2,2	В-1	2016	4	3000	АИРМ112 М2
39	Котельная "МК-135"	Дымосос ДН-9	Д-2	2005	11	1000	160S6
40	Котельная "МК-135"	Вентилятор ВЦ-2,2	В-2	2016	4	3000	АИРМ112 М2
41	Котельная "МК-135"	Дымосос ДН-9	Д-3	2004	11	1000	160S6
42	Котельная "МК-135"	Вентилятор ВЦ-2,2	В-3	2006	4	3000	АИРМ112 М2
43	Котельная "МО-44"	Дымосос ДН-9	Д-1	2008	11	1000	160S6
44	Котельная "МО-44"	Вентилятор ВЦ-2,2	В-1	2008	4	3000	АИРМ112 М2
45	Котельная "МО-44"	Дымосос ДН-9	Д-2	2008	11	1000	160S6
46	Котельная "МО-44"	Вентилятор ВЦ-2,2	В-2	2008	4	3000	АИРМ112 М2
47	Котельная "МО-44"	Дымосос ДН-9	Д-3	2008	11	1000	160S6
48	Котельная "МО-44"	Вентилятор ВЦ-2,2	В-3	2008	4	3000	АИРМ112 М2
49	Котельная "СМП"	Дымосос ДН-9	Д-1	2008-2009	11	1000	160S6
50	Котельная "СМП"	Вентилятор ВЦ-2,2	В-1	2001	4	3000	АИРМ112 М2
51	Котельная "СМП"	Дымосос ДН-9	Д-2	2008-2009	11	1000	160S6
52	Котельная "СМП"	Вентилятор ВЦ-2,2	В-2	2001	4	3000	АИРМ112 М2
53	Котельная "СМП"	Дымосос ДН-9	Д-3	2008-2009	11	1000	160S6
54	Котельная "СМП"	Вентилятор ВЦ-2,2	В-3	2001	4	3000	АИРМ112 М2
55	Котельная УКМТ-1	Вентилятор ВР280-46	В-1	2013	3	3000	АИР 90 L2
56	Котельная УКМТ-1	Вентилятор ВР280-46	В-2	2013	3	3000	АИР 90 L2
57	Котельная УКМТ-1	Вентилятор ВР280-46	В-3	2013	3	3000	АИР 90 L2
58	Котельная УКМТ-1	Вентилятор ВР280-46	В-4	2013	3	3000	АИР 90 L2
59	Котельная УКМТ-1	Вентилятор ВР280-46	В-5	2013	3	3000	АИР 90 L2
60	Котельная УКМТ-1	Дымосос ДН-9-1000	Д-1	2013	11	1000	АИР 160S6
61	Котельная УКМТ-1	Дымосос ДН-9-1000	Д-2	2013	11	1000	АИР 160S6
62	Котельная УКМТ-1	Дымосос ДН-10-1000	Д-3	2013	11	1000	АИР 160S6
63	Котельная УКМТ-1	Дымосос ДН-10-1000	Д-4	2013	11	1000	АИР 160S6
64	Котельная УКМТ-1	Дымосос ДН-11,2-1000	Д-5	2013	22	1000	5А200М5

Таблица 1.2.16 – Сводная информация по дымовым трубам системы теплоснабжения населенного пункта

№ п/п	Котельная	Материал изготовления	Высота, м	Диаметр у основания	Диаметр у оголовка	Дата ввода в эксплуатацию
1	ЦОК №1	Кирпич	30	2,0	1,5	1986
2	ЦОК №1	Сталь	36	1,5	1,5	1986
3	ЦОК №1	Сталь	36	1,2	1,0	1986
4	ЦОК №2	Сталь	30	0,8	0,6	1974
5	ЦОК №2	Сталь	30	1,0	0,6	1974
6	Котельная №3	Сталь	22	0,5	0,5	2006
7	Котельная №7	Сталь	22	0,4	0,4	2006
8	Котельная №7	Сталь	22	0,4	0,4	2006
9	Котельная №7	Сталь	22	0,4	0,4	2006
10	Котельная "Металлист"	Сталь	22	0,8	0,6	2007
11	Котельная "БМК"	Сталь	30	0,8	0,8	2013
12	Котельная "МК-135"	Сталь	25	0,5	0,5	1992
13	Котельная "МК-135"	Сталь	25	0,5	0,5	1992
14	Котельная "МК-135"	Сталь	25	0,5	0,5	1992
15	Котельная "МО-44"	Сталь	25	0,8	0,8	2008
16	Котельная "СМП"	Сталь	22	0,4	0,4	1988
17	Котельная "СМП"	Сталь	22	0,4	0,4	1988
18	Котельная "СМП"	Сталь	22	0,4	0,4	1988
19	Котельная УКМТ-1	Сталь	32	1,0	н/д	н/д
20	Котельная УКМТ-1	Сталь	24	0,4	н/д	н/д
21	Котельная УКМТ-1	Сталь	24	0,4	н/д	н/д

б. параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;

В системе теплоснабжения теплофикационные установки, работающие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, отсутствуют. Оборудование котельных работает только в режиме выработки тепловой энергии.

В таблице 1.2.17 представлены параметры установленной мощности источников тепловой энергии.

Таблица 1.2.17 - Параметры установленной мощности источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч		
		в горячей воде	в паре	сумма
Суммарные значения:		102,39	23,60	125,99
1	ЦОК №1	60,00	0,00	60,00
2	ЦОК №2	0,00	23,60	23,60
3	Котельная №3	1,08	0,00	1,08
4	Котельная №7	6,45	0,00	6,45
5	Котельная "Металлист"	6,45	0,00	6,45
6	Котельная "БМК"	6,00	0,00	6,00
7	Котельная "МК-135"	3,24	0,00	3,24
8	Котельная "МО-44"	3,24	0,00	3,24
9	Котельная "СМП"	3,24	0,00	3,24
10	Котельная УКМТ-1	6,48	0,00	6,48
11	Котельная "Витимэнерго"	2,46	0,00	2,46
12	Котельная "Витим"	3,75	0,00	3,75

в. ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности;

В таблице 1.2.18 представлены ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности. Режимные карты котлов представлены в приложении Б к настоящему документу.

Таблица 1.2.18 - Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Располагаемая мощность, Гкал/ч		
		в горячей воде	в паре	сумма
Суммарные значения:		99,20	23,60	122,80
1	ЦОК №1	60,00	0,00	60,00
2	ЦОК №2	0,00	23,60	23,60
3	Котельная №3	1,08	0,00	1,08
4	Котельная №7	6,45	0,00	6,45
5	Котельная "Металлист"	6,45	0,00	6,45
6	Котельная "БМК"	6,00	0,00	6,00
7	Котельная "МК-135"	3,24	0,00	3,24
8	Котельная "МО-44"	3,24	0,00	3,24
9	Котельная "СМП"	3,24	0,00	3,24
10	Котельная УКМТ-1	4,32	0,00	4,32
11	Котельная "Витимэнерго"	1,43	0,00	1,43
12	Котельная "Витим"	3,75	0,00	3,75

г. объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто;

В таблице 1.2.19 представлен объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.

Таблица 1.2.19 - Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч			Собственные нужды, Гкал/ч
		в горячей воде	в паре	сумма	
Суммарные значения:		97,02	23,08	120,10	2,70
1	ЦОК №1	58,68	0,00	58,68	1,32
2	ЦОК №2	0,00	23,08	23,08	0,52
3	Котельная №3	1,06	0,00	1,06	0,02
4	Котельная №7	6,31	0,00	6,31	0,14
5	Котельная "Металлист"	6,31	0,00	6,31	0,14
6	Котельная "БМК"	5,87	0,00	5,87	0,13
7	Котельная "МК-135"	3,17	0,00	3,17	0,07
8	Котельная "МО-44"	3,17	0,00	3,17	0,07
9	Котельная "СМП"	3,17	0,00	3,17	0,07

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч			Собственные нужды, Гкал/ч
		в горячей воде	в паре	сумма	
10	Котельная УКМТ-1	4,22	0,00	4,22	0,10
11	Котельная "Витимэнерго"	1,40	0,00	1,40	0,03
12	Котельная "Витим"	3,67	0,00	3,67	0,08

д. сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;

В таблице 1.2.20 представлены сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.

Таблица 1.2.20 - Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта
1	ЦОК №1	КВ-Р-11,63-150	2012	
2	ЦОК №1	КВ-Р-11,63-150	2013	
3	ЦОК №1	КВ-ТС 20-150П	1991	
4	ЦОК №1	КВ-ТС 20-150П	1991	
5	ЦОК №2	ДКВР 6,5-14/13	1968	1976
6	ЦОК №2	ДКВР 6,5-14/13	1968	1976
7	ЦОК №2	ДКВР 6,5-14/13	1968	1976
8	ЦОК №2	ДКВР 6,5-14/13	1968	1976
9	Котельная №3	КВМ-1,25-95ШП	2017	
10	Котельная №7	КВМ-2,5ШП	2016	
11	Котельная №7	КВМ-2,5ШП	2016	
12	Котельная №7	КВМ-2,5ШП	2018	
13	Котельная "Металлист"	КВМ-2,5ШП	2017	
14	Котельная "Металлист"	КВМ-2,5ШП	2017	
15	Котельная "Металлист"	КВМ-2,5ШП	2018	
16	Котельная "БМК"	КВМ- 2,32	2013	
17	Котельная "БМК"	КВМ- 2,32	2013	
18	Котельная "БМК"	КВМ- 2,32	2013	
19	Котельная "МК-135"	КСВМ- 1,25К	2006	2018
20	Котельная "МК-135"	КВМ-1,25-95ШП	2016	
21	Котельная "МК-135"	КВМ-1,25-95ШП	2016	
22	Котельная "МО-44"	КВМ-1,25-95ШП	2008	2018
23	Котельная "МО-44"	КВМ-1,25-95ШП	2016	
24	Котельная "МО-44"	КВМ-1,25-95ШП	2016	
25	Котельная "СМП"	КВМ-1 25-95 ШП	2016	
26	Котельная "СМП"	КСВМ-1,25К	н/д	2018
27	Котельная "СМП"	КСВМ-1,25К	н/д	2018
28	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2007	
29	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2007	
30	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2007	
31	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2007	
32	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2005	
33	Котельная УКМТ-1	КВ-1.25-115	2005	
34	Котельная "Витимэнерго"	КВр-0.6	н/д	
35	Котельная "Витимэнерго"	КВр-0.6	н/д	
36	Котельная "Витимэнерго"	КВр-0.6	н/д	
37	Котельная "Витимэнерго"	Универсал-6	н/д	
38	Котельная "Витимэнерго"	Универсал-6	н/д	
39	Котельная "Витим"	КСВ-1,25	н/д	
40	Котельная "Витим"	КСВ-1,25	н/д	
41	Котельная "Витим"	КСВ-1,25	н/д	

е. схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);

В системе теплоснабжения теплофикационные установки, работающие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, отсутствуют.

Оборудование котельных работает только в режиме выработки тепловой энергии.

ж. способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха;

Способ регулирования отпуска теплоты от источников – качественный, согласно утвержденному директором МУП «Тепловодоканал» температурному графику качественного регулирования. По причине открытой системы ГВС в температурном графике присутствует излом на 60 °С.

Центральная отопительная котельная №1 работает по закрытой схеме, сетевая вода по магистральным трубопроводам подается в четыре ЦТП №1, №4, №4а, №6 – 1 контур. В пластинчатых теплообменниках, установленных в ЦТП, производится нагрев воды 2 контура на нужды отопления, вентиляции и ГВС по открытой схеме.

В паровой котельной ЦОК №2 нагрев сетевой воды производится в 3 пароводяных теплообменниках ПСВ-200-7-15 по независимой схеме.

Таблица 1.2.21 – Параметры регулирования отпуска тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Температурный график
1	ЦОК №1	130-80
2	ЦОК №2	95-70
3	Котельная №3	95-70
4	Котельная №7	95-70
5	Котельная "Металлист"	95-70
6	Котельная "БМК"	95-70
7	Котельная "МК-135"	95-70
8	Котельная "МО-44"	95-70
9	Котельная "СМП"	95-70
10	Котельная УКМТ-1	95-70
11	Котельная "Витимэнерго"	95-70
12	Котельная "Витим"	95-70

Утвержденные температурные графики качественного регулирования отпуска тепловой энергии, находящихся в хозяйственном ведении МУП «Тепловодоканал» представлены на рисунках 1.2.120 и 1.2.121.

Утверждаю:
 Генеральный директор
 МУП "Тепловодоканал"

П.Я.Матвеев

" ____ " _____ 20__ г.

Температурный график работы Центральной отопительной котельной №1 МУП "Тепловодоканал" г.Бодайбо

Т н.о.	Т1- подающий трубопровод тепловой сети греющего контура, °С	Т2- обратный трубопровод тепловой сети греющего контура, °С	Т н.о.	Т1- подающий трубопровод тепловой сети греющего контура, °С	Т2- обратный трубопровод тепловой сети греющего контура, °С
-55	130	80	-23	95	63
-54	130	80	-22	94	63
-53	130	80	-21	92	62
-52	130	80	-20	91	61
-51	130	80	-19	89	60
-50	130	80	-18	88	60
-49	130	80	-17	86	59
-48	130	80	-16	85	58
-47	130	80	-15	83	57
-46	129	79	-14	82	57
-45	127	79	-13	80	56
-44	126	78	-12	79	55
-43	124	77	-11	77	54
-42	123	77	-10	76	53
-41	122	76	-9	74	52
-40	120	75	-8	73	52
-39	119	75	-7	71	51
-38	117	74	-6	69	50
-37	116	73	-5	68	49
-36	114	73	-4	66	48
-35	113	72	-3	65	47
-34	112	71	-2	63	46
-33	110	71	-1	61	46
-32	109	70	0	60	45
-31	107	69	1	60	46
-30	106	68	2	60	47
-29	104	68	3	60	47
-28	103	67	4	60	48
-27	101	66	5	60	49
-26	100	66	6	60	50
-25	98	65	7	60	50
-24	97	64	8	60	51

График построен по материалам "Справочника по теплоснабжению и вентиляции" Р.В.Щекина, книга 1 "Отопление и теплоснабжение, изд."Будівельник", Киев-1976г., стр.342

Рисунок 1.2.120 – Температурный график 130-70 °С

Данные к температурному графику
работы угольных котельных
МУП «Тепловодоканал»

Т нар.	T1	T2	Т нар.	T1	T2
-47	95	70	-21	70,68	55,3814
-46	94,1032	69,4763	-20	69,693	54,7680
-45	93,2038	68,9500	-19	68,702	54,1498
-44	92,3017	68,4211	-18	67,705	53,5265
-43	91,3970	67,8896	-17	66,704	52,898
-42	90,4896	67,3552	-16	65,697	52,2645
-41	89,579	66,8181	-15	64,685	51,6254
-40	88,6662	66,2782	-14	63,667	50,9806
-39	87,7502	65,7353	-13	62,643	50,3299
-38	86,8312	65,1894	-12	61,613	49,6730
-37	85,9092	64,6405	-11	60,577	49,0099
-36	84,9841	64,0885	-10,5	60,056	48,6758
-35	84,0558	63,5334	-10	60	49,162
-34	83,1242	62,9750	-9	60	49,649
-33	82,1894	62,4132	-8	60	50,136
-32	81,2511	61,8481	-7	60	50,623
-31	80,3094	61,2795	-6	60	51,109
-30	79,3641	60,7073	-5	60	51,595
-29	78,4151	60,1315	-4	60	52,082
-28	77,4624	59	-2	60	52,569
-27	76,5059	58,9886	0	60	53,056
-26	75,5454	58,3812	+2	60	53,543
-25	74,5809	57,7898	+4	60	54,03
-24	73,6122	57,1943	+6	60	54,517
-23	72,6392	56,5944	+8	60	55,0
-22	71,66	55,9902			

График построен по материалам
«Справочника по теплоснабжению и венти-
ляции» Р.В.Щекина, книга 1 "Отопление и
теплоснабжение", изд. «Будівельник», Киев-
1976г., стр.342)

Т нар.	-температура наружного воздуха.
T1	-температура подающей магистрали.
T2	-температура обратной магистрали.

Рисунок 1.2.121 – Температурный график 95-70 °С

з. среднегодовая загрузка оборудования;

В таблице 1.2.22 представлены значения среднегодовой загрузки оборудования теплового хозяйства.

Таблица 1.2.22 - Значения среднегодовой загрузки оборудования теплового хозяйства

№ п/п	Наименование эксплуатирующей организации	Суммарная установленная мощность источников теплоснабжения на конец года, Гкал/ч	Произведено тепловой энергии за год, тыс. Гкал	Общий КИУМ
1	МУП "Тепловодоканал"	119,78	177,22	0,176

и. способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;

В настоящее время МУП «Тепловодоканал» ведет учет отпуска тепловой энергии от всех источников.

к. статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;

За период с 2014 по 2019 годы отказов оборудования источников тепловой энергии, повлекших к перерыву в теплоснабжении, не было зафиксировано. Все возникающие неисправности основного

и вспомогательного оборудования не повлияли на качество теплоснабжения и устранились во время текущих ремонт в неотапительный период.

л. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии;

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии не выдавалось.

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

В системе теплоснабжения теплофикационные установки, работающие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, отсутствуют. Оборудование котельных работает только в режиме выработки тепловой энергии.

в. часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них";

а. описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения;

Прокладка (перекладка) тепловых сетей осуществлялась в период с 1959 года по 2016 год.

Прокладка трубопроводов тепловых сетей выполнена следующими способами:

- надземная на низких опорах;
- подвальная на низких опорах;
- подземная канальная.

Протяженность тепловых сетей муниципального образование город Бодайбо в зависимости от периода эксплуатации представлено в таблице 1.3.1 и на рисунке 1.3.1.

Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии представлено в таблице 1.3.2.

Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) в зависимости от типа прокладки представлена на рисунке 1.3.2.

Таблица 1.3.1 – Протяженность трубопроводов в зависимости от периода эксплуатации

Период эксплуатации трубопровода	до 5 лет	от 5 до 10 лет	от 10 до 15 лет	от 15 до 20 лет	от 20 до 25 лет	старше 25 лет	Итого
Протяженность тепловой сети, км	0,000	0,000	28,728	5,872	0,000	15,625	50,225
Процентное отношения к суммарной протяженности	0,0%	0,0%	57,2%	11,7%	0,0%	31,1%	100,0%



Рисунок 1.3.1 – Процентное соотношение протяженности тепловых сетей муниципального образование город Бодайбо в зависимости от периода эксплуатации

Таблица 1.3.2 - Характеристики тепловых сетей различных источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) трубы от источников тепловой энергии, м																				
		Итого	32	40	50	65	70	80	90	100	125	150	160	175	200	225	250	300	350	400	450	500
Суммарные значения:		50225	5569	442	9640	0	1930	5362	0	7033	258	7140	0	0	4748	0	825	4152	361	2600	0	165
1	ЦОК №1	18550	1169	209	2068	0	272	1260	0	1678	172	2418	0	0	2386	0	825	3328	0	2600	0	165
2	ЦОК №2	7724	620	0	1534	0	239	864	0	1536	0	1320	0	0	1172	0	0	439	0	0	0	0
3	Котельная №3	320	13	0	80	0	0	169	0	58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Котельная №7	2950	333	0	748	0	0	98	0	423	0	1348	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Котельная "Металлист"	5330	1195	25	1656	0	0	977	0	631	0	237	0	0	609	0	0	0	0	0	0	0
6	Котельная "БМК"	5940	1651	0	763	0	747	775	0	1000	0	350	0	0	269	0	0	385	0	0	0	0
7	Котельная "МК-135"	2270	239	0	599	0	340	336	0	339	86	331	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Котельная "МО-44"	2341	0	110	700	0	157	15	0	593	0	405	0	0	0	0	0	0	361	0	0	0
9	Котельная "СМП"	2153	32	85	759	0	175	609	0	78	0	301	0	0	114	0	0	0	0	0	0	0
10	Котельная УКМТ-1	1860	269	13	396	0	0	170	0	411	0	430	0	0	171	0	0	0	0	0	0	0
11	Котельная "Витимэнерго"	37	0	0	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Котельная "Витим"	750	48	0	300	0	0	89	0	286	0	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	0

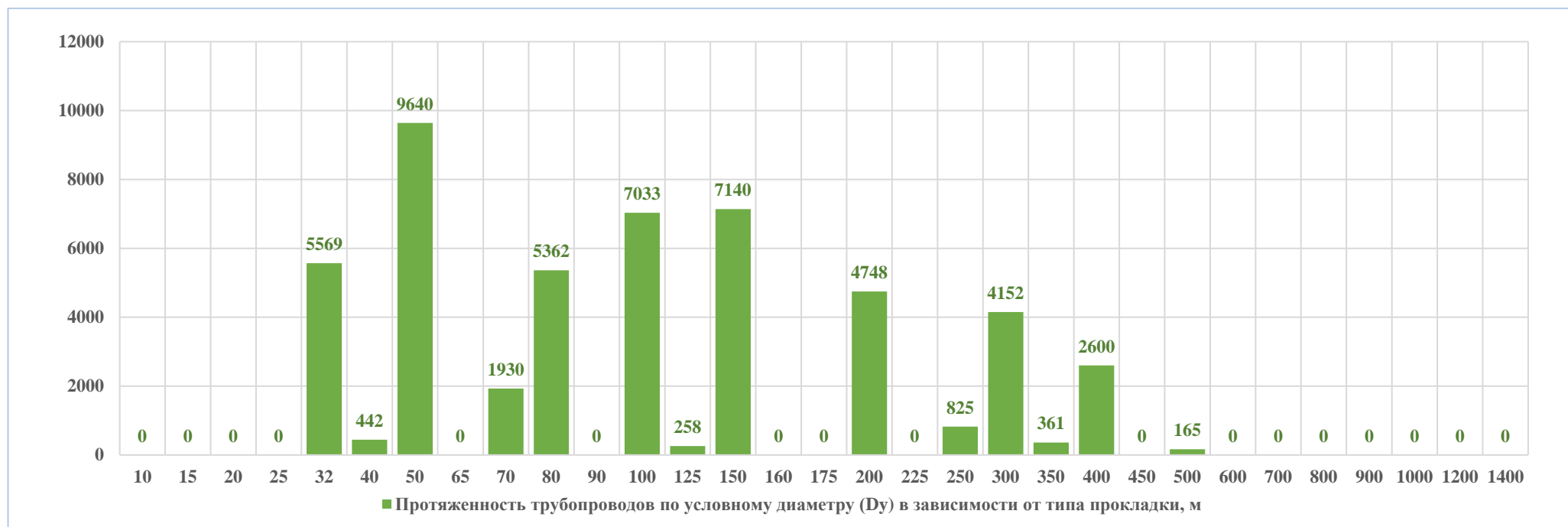


Рисунок 1.3.2 – Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) в зависимости от типа прокладки, м

Протяженность и материальная характеристика трубопроводов различных диаметров муниципального образования город Бодайбо показаны в таблице 1.3.3.

Таблица 1.3.3 - Протяженность и материальная характеристика трубопроводов с разбивкой по диаметрам

№ п/п	Условный диаметр Ду, мм	Длина участка (по каналу), м	Материальная характеристика, м. кв.	Объем тепловых сетей, м. куб.
Суммарные значения:		50225,0	14482,8	2205,4
1	10	0,0	0,0	0,0
2	15	0,0	0,0	0,0
3	20	0,0	0,0	0,0
4	25	0,0	0,0	0,0
5	32	5569,0	467,8	9,0
6	40	442,0	39,8	1,1
7	50	9640,0	1099,0	37,9
8	65	0,0	0,0	0,0
9	70	1930,0	293,4	14,9
10	80	5362,0	954,4	53,9
11	90	0,0	0,0	0,0
12	100	7033,0	1519,1	110,5
13	125	258,0	68,6	6,3
14	150	7140,0	2270,5	252,3
15	160	0,0	0,0	0,0
16	175	0,0	0,0	0,0
17	200	4748,0	2079,6	298,3
18	225	0,0	0,0	0,0
19	250	825,0	450,5	81,0
20	300	4152,0	2698,8	587,0
21	350	361,0	151,3	35,0
22	400	2600,0	2215,2	653,5
23	450	0,0	0,0	0,0
24	500	165,0	174,9	64,8

б. карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе;

Согласно, предоставленным данным, была создана топографической основа города, выполнена привязка всех объектов системы теплоснабжения к этой основе, сформирована база данных по объектам.

Графическое представление объектов системы теплоснабжения, а именно карты-схемы тепловых сетей, с привязкой к топографической основе города занесено в электронную модель системы теплоснабжения.

Для визуального представления на рисунках 1.3.3-1.3.13 представлены карты-схемы тепловых сетей от источников тепловой энергии г. Бодайбо.

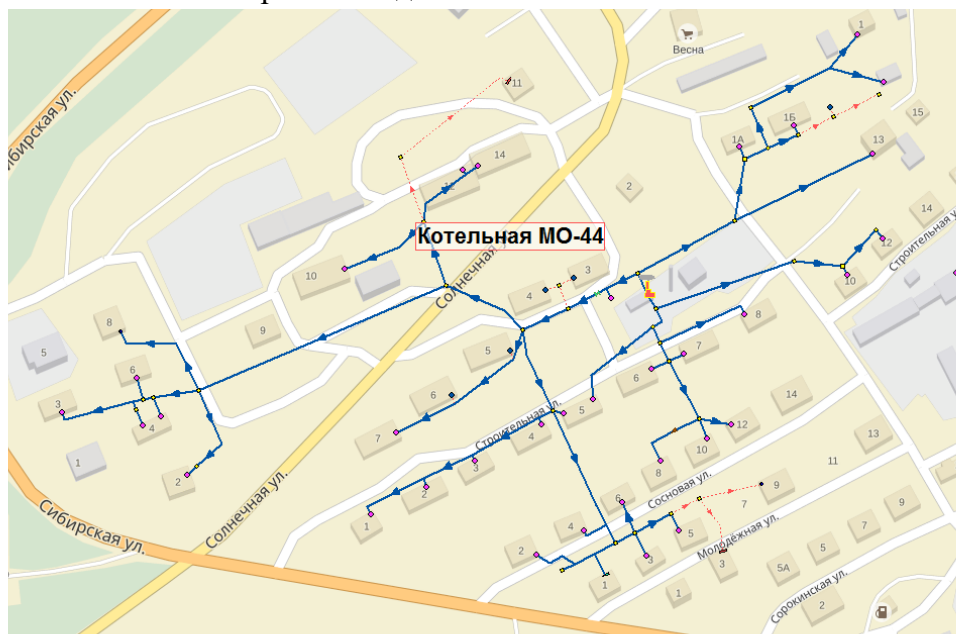


Рисунок 1.3.3 – Схема тепловой сети от котельной «МО-44»

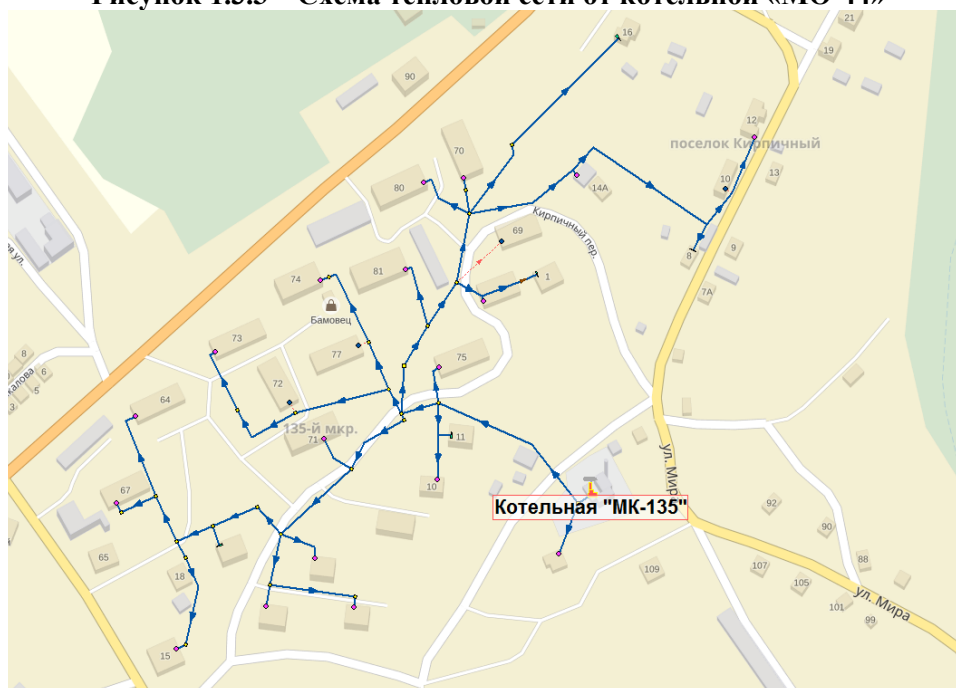


Рисунок 1.3.4 – Схема тепловой сети от котельной «МК-135»

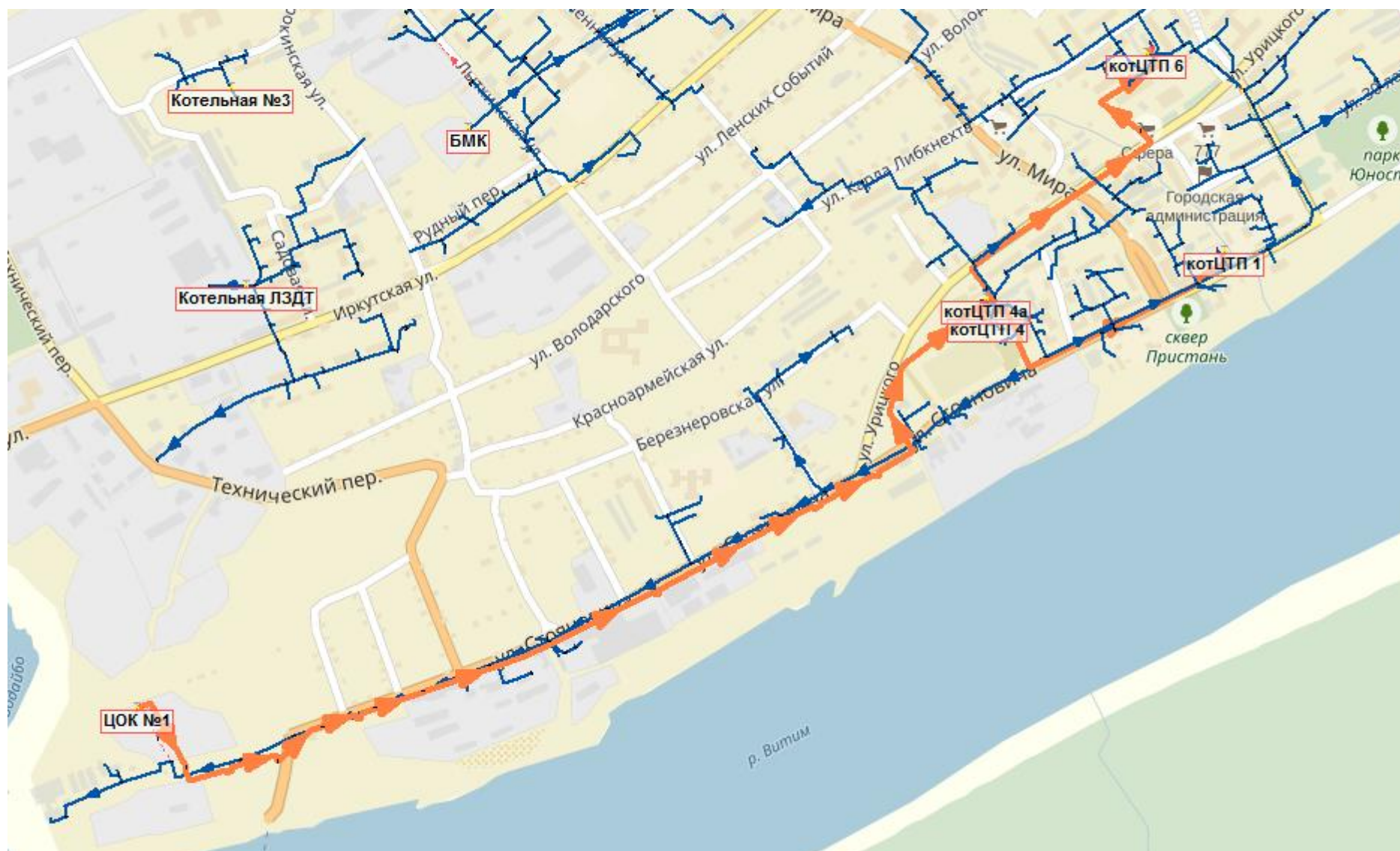


Рисунок 1.3.5 – Схема тепловой сети ЦОК №1



Рисунок 1.3.6 – Схема тепловой сети от ЦОК № 2

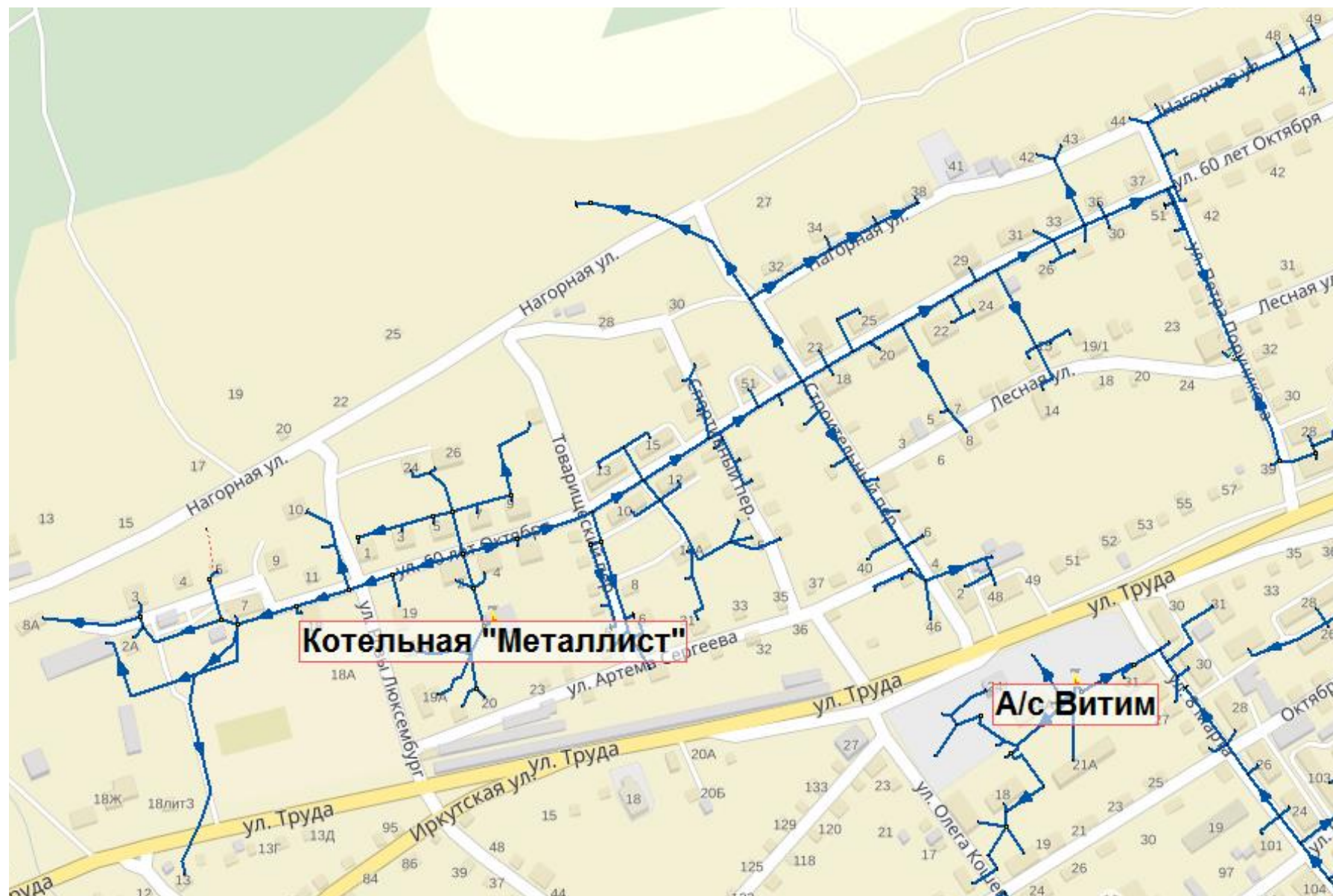


Рисунок 1.3.7 – Схема тепловой сети от котельной «Металлист»

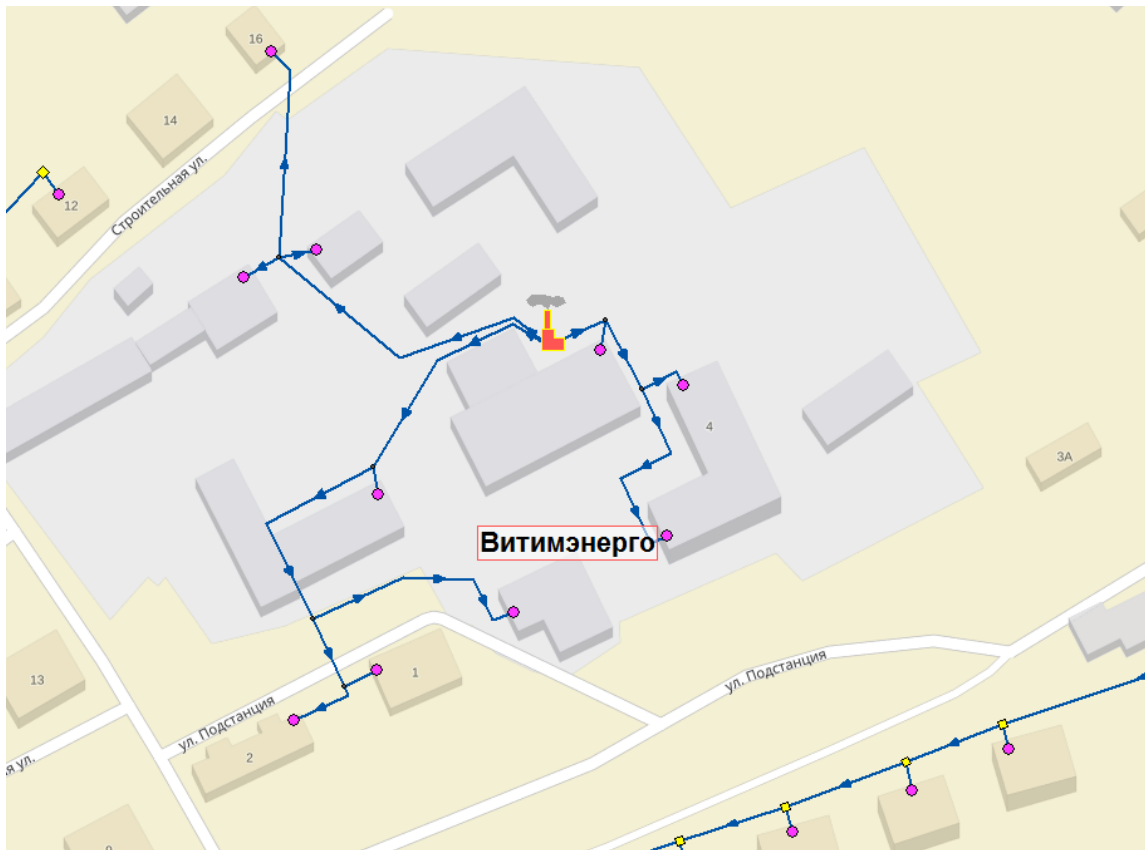


Рисунок 1.3.8 – Схема тепловой сети от котельной «Витимэнерго»

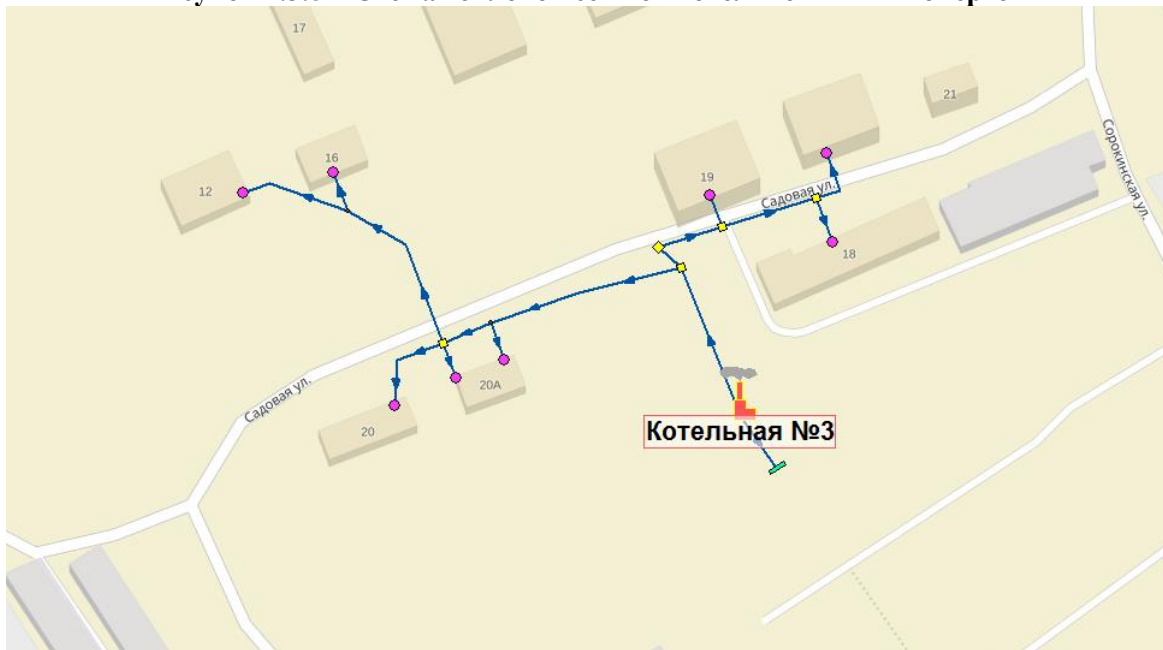


Рисунок 1.3.9 – Схема тепловой сети от котельной № 3

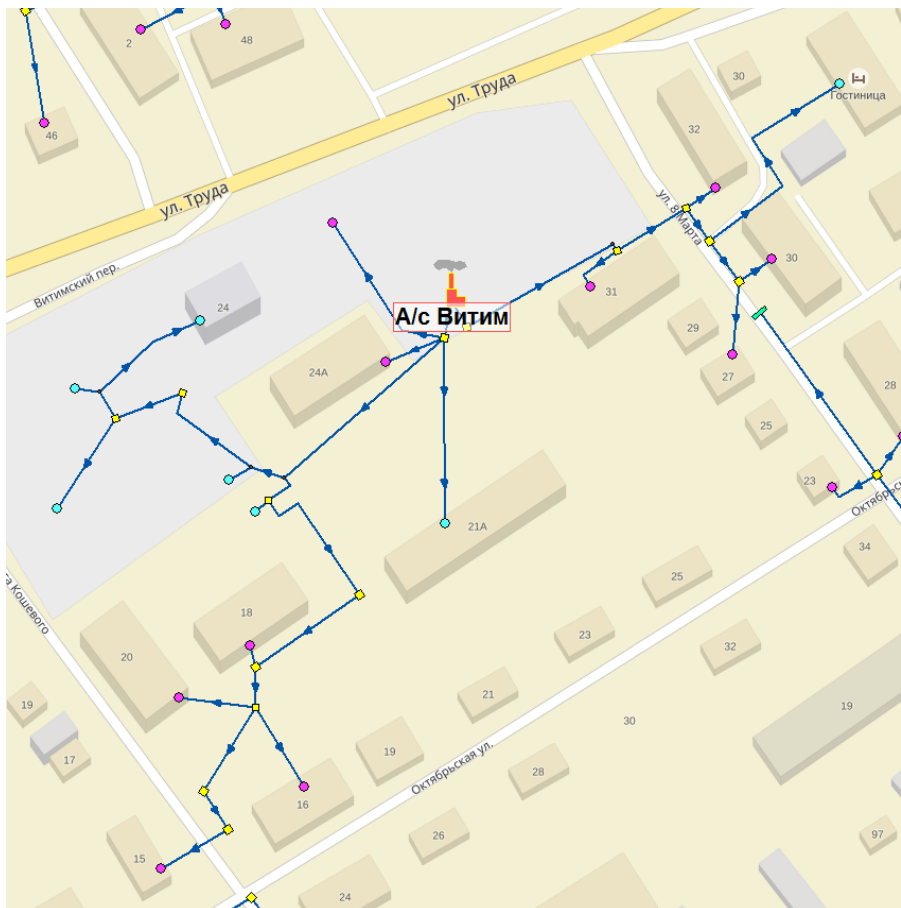


Рисунок 1.3.10 – Схема тепловой сети от котельной «а/с Витим»

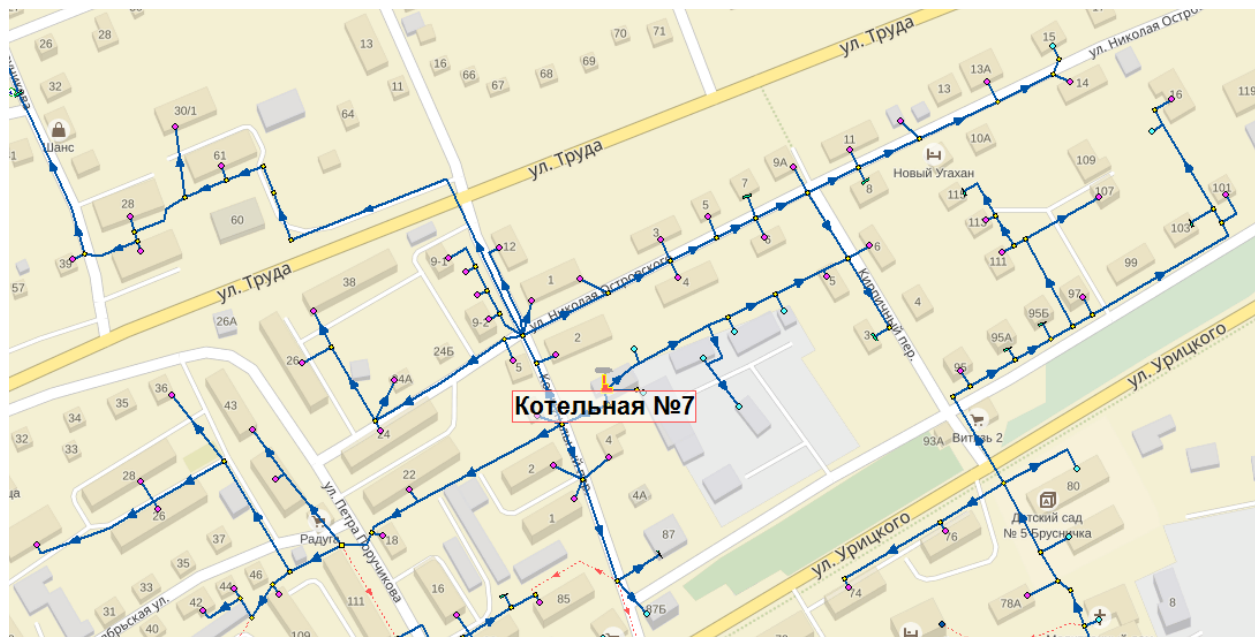


Рисунок 1.3.11 – Схема тепловой сети от котельной № 7

в. параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам;
 Данные о протяженности трубопроводов в зависимости от периода эксплуатации представлены в таблице 1.3.4.

Средняя глубина заложения подземных трубопроводов 1,5м.

Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Du) в зависимости от типа прокладки и типа водоразбора представлена в таблицах 1.3.5 и 1.3.67.

Таблица 1.3.4 – Протяженность трубопроводов в зависимости от периода эксплуатации, км

Период эксплуатации трубопровода	до 5 лет	от 5 до 10 лет	от 10 до 15 лет	от 15 до 20 лет	от 20 до 25 лет	старше 25 лет	Итого
Протяженность тепловой сети, км	0,000	0,000	28,728	5,872	0,000	15,625	50,225
Процентное отношения к суммарной протяженности	0,0%	0,0%	57,2%	11,7%	0,0%	31,1%	100,0%

Таблица 1.3.5 – Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) в зависимости от типа прокладки, м

№ п/п	Тип прокладки трубопровода	Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) в зависимости от типа прокладки, м																		
		Итого	32	40	50	65	70	80	90	100	125	150	200	225	250	300	350	400	450	500
Суммарные значения:		50225	5569	442	9640	0	1930	5362	0	7033	258	7140	4748	0	825	4152	361	2600	0	165
1	Подземная бесканальная	46954	5562,0	357,0	9568,0	0,0	1680,0	4997,0	0,0	6956,0	258,0	7140,0	3988,0	0,0	800,0	2732,0	361,0	2390,0	0,0	165,0
2	Надземная	3271	7,0	85,0	72,0	0,0	250,0	365,0	0,0	77,0	0,0	0,0	760,0	0,0	25,0	1420,0	0,0	210,0	0,0	0,0

Таблица 1.3.6 – Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) в зависимости от типа водоразбора, м

№ п/п	Тип водоразбора	Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) в зависимости от типа прокладки, м																		
		Итого	32	40	50	65	70	80	90	100	125	150	200	225	250	300	350	400	450	500
Суммарные значения:		50225	5569	442	9640	0	1930	5362	0	7033	258	7140	4748	0	825	4152	361	2600	0	165
1	Открытый	46635	5569	442	9640	0	1930	5362	0	7033	258	7140	4748	0	0	4152	361	0	0	0
2	Закрытый	3590	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	825	0	0	2600	0	165

г. описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях;

В местах ответвлений трубопроводов установлена запорная арматура. Используются стальные, чугунные задвижки. При проектировании систем централизованного теплоснабжения города секционирующая и регулирующая арматура проектом не предусмотрена.

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры.

По данным полученным от ресурсоснабжающей организации в качестве запорной арматуры используются – чугунные задвижки марки 30чббр. Задвижка чугунная 30чббр, фланцевая, параллельная, с выдвижным шпинделем предназначена для установки на трубопроводах в качестве запорного устройства.

д. описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов;

На тепловых сетях с надземной прокладкой павильоны не предусмотрены, при строительстве установлена запорная арматура в основном из чугуна (задвижки и вентили).

К магистральным тепловым сетям котельной ЦОК №1 подключены четыре ЦТП (таблица 1.3.7, рисунки 1.3.14 - 1.3.16).

Таблица 1.3.7 – Перечень ЦТП МУП Тепловодоканал

№ п/п	Наименование	Адрес	Год ввода в эксплуатацию
1	ЦТП №1	г. Бодайбо, ул. Стояновича, д. 93	2011
2	ЦТП №4	г. Бодайбо, ул. Урицкого, д. 2А	2010
3	ЦТП №4а	г. Бодайбо, ул. Урицкого, д. 2А	2015
4	ЦТП №6	г. Бодайбо, ул. К. Либкнехта, д.58А	2015

По результатам обследования составлен перечень оборудования и имущества ЦТП (Таблица 1.3.8).



Рисунок 1.3.14 – Общий вид ЦТП №1



Рисунок 1.3.15 – Общий вид ЦТП №4



Рисунок 1.3.16 – Общий вид ЦТП №6

Таблица 1.3.8 – Перечень выявленного имущества ЦТП

№ п/п	Наименование оборудования	Марка и тип	Количество, шт.			Нормативный срок службы, лет
			Всего	Выведено из эксплуатации	В рабочем состоянии	
ЦТП №1						
1	Теплообменник	Ридан НН№41 (213 пласти)	4	0	4	10
2	Циркуляционный	KSB Etanorm RG 150-500/1 , 160 кВт	3	0	3	10
3	Подпиточный	Etabloc GN 040-160/752 G 11, 7,5 кВт	2	0	2	10
4	Подпиточный	KSB ETACHROM BC 50-160/752 G11, 7,5 кВт	1	0	1	10
5	Здание	Модульное здание	1	0	1	20
6	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	25
ЦТП №4						
7	Теплообменник	Ридан НН№62 (146 пластин)	2	0	2	10
8	Циркуляционный	Wilо IL 100/190-30/2, 30 кВт	3	0	3	10
9	Подпиточный	Grundfos LP 80-160/164, 7,5 кВт	2	0	2	10
10	Здание	Модульное здание	1	0	1	20
11	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	25
ЦТП №4а						
12	Теплообменник	Ридан НН№65 (172 пластин)	2	0	2	10
13	Циркуляционный	KSB ETABLOC 65-250/4502 GN6, 45 кВт	5	0	5	10
14	Здание	Здание котельной №4	1	0	1	20
15	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	25
ЦТП №6						
16	Теплообменник	Ридан НН№65 (135 пластин)	2	0	2	10
17	Циркуляционный	WiLo-IL 100/210-37/2, 37 кВт	1	0	1	10
18	Циркуляционный	Grundfos TP 100-480/2, 30 кВт	2	0	2	10
19	Подпиточный	WiLo-IL 65/200-15/2, 15 кВт	1	0	1	10
20	Здание	Модульное здание	1	0	1	20
21	Тепловые сети	стальные трубопроводы	1	0	1	25

Магистральные тепловые сети транспортируют теплоноситель в 4 центральных тепловых пункта: ЦТП №1, ЦТП №4, ЦТП №4а и ЦТП №6. Присоединение ЦТП к магистральным тепловым сетям организовано по независимой схеме с использованием пластинчатых теплообменников. ЦТП работают по параллельной схеме включения теплообменников отопления. Тепловая сеть работает по открытой схеме, теплоноситель по тепловым сетям транспортируется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Водоподготовка для подпитки второго контура на ЦТП отсутствует. Подпитка тепловой сети производится из городского водопровода для восполнения потерь от утечек и на нужды ГВС организованного по открытой схеме. Исходной водой является речная вода из реки Витим. Подпитка тепловой сети осуществляется подпиточными насосами.

Отпуск теплоносителя в сеть осуществляется по температурному графику качественного регулирования 95/70°С с изломом на 60 °С для обеспечения ГВС. Теплоноситель из обратного трубопровода квартальной тепловой сети поступает на всасывающую линию циркуляционных насосов и подается в пластинчатые теплообменники.

Автоматическое регулирование температуры сетевой воды в соответствии с температурой наружного воздуха не производится. Регулирование температуры производится на источнике теплоснабжения ЦОК №1. В ЦТП осуществляется учет электроэнергии.

Принципиальные схемы ЦТП представлены на рисунках 1.3.17 – 1.3.20.

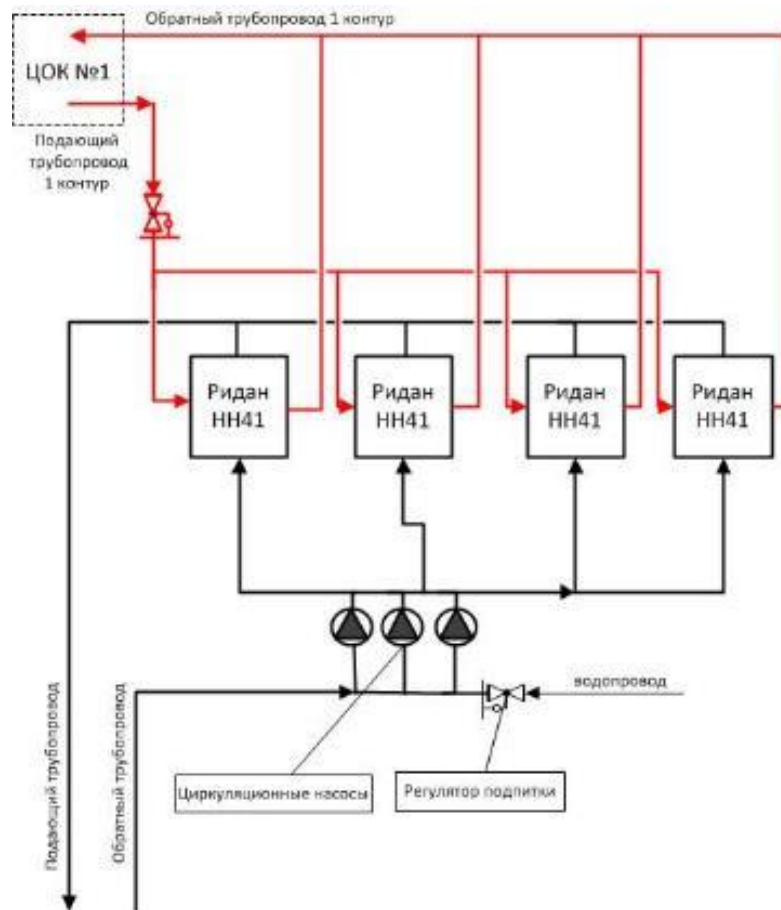


Рисунок 1.3.17 – Принципиальная схема ЦТП №1

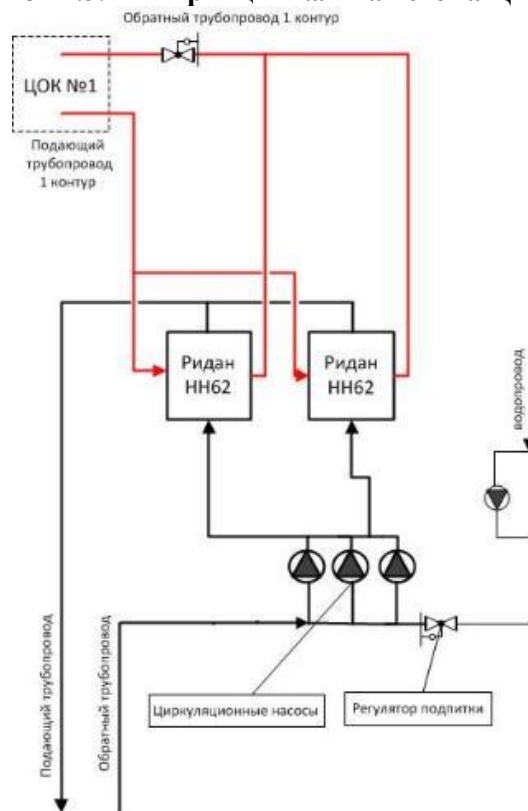


Рисунок 1.3.18 – Принципиальная схема ЦТП №4

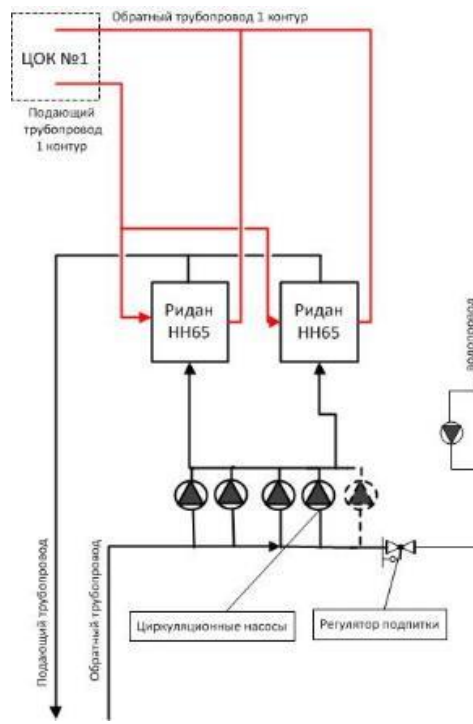


Рисунок 1.3.19 – Принципиальная схема ЦТП №4А

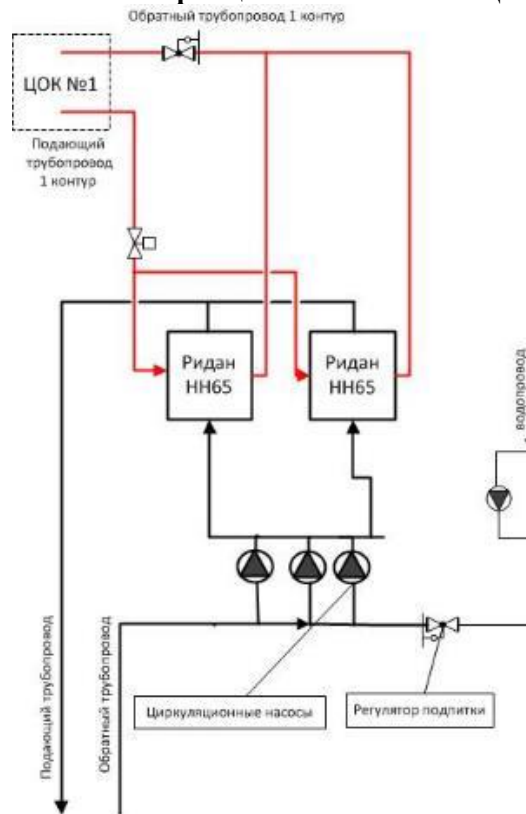


Рисунок 1.3.20 – Принципиальная схема ЦТП №6

В ЦТП №1 установлены пластинчатые теплообменники Ридан тип НН№41 (213 пластин) состояние исправное (рисунок 1.3.21).



Рисунок 1.3.21 - Пластинчатые теплообменники Ридан тип HH№41 ЦТП №1

В ЦТП №4 установлены пластинчатые теплообменники Ридан HH№62 (146 пластин) состояние исправное (рисунок 1.3.20).



Рисунок 1.3.22 - Пластинчатые теплообменники Ридан тип HH№41 ЦТП №4

В ЦТП №4А установлены пластинчатые теплообменники Ридан HH№65 (172 пластин) состояние исправное (рисунок 1.3.23).



Рисунок 1.3.23 - Пластина́тые теплообменники Ридан тип НН№65 ЦТП №4А

В ЦТП №6 установлены пластина́тые теплообменники Ридан НН№65 (135 пластин) состояние исправное (рисунок 1.3.24).



Рисунок 1.3.24 - Пластина́тые теплообменники Ридан тип НН№65 ЦТП №6

В ЦТП №1 установлены циркуляционные насосы KSB Etanorm RG 150-500/1, 160 кВт – исправные (рисунок 1.3.34), подпиточные Etabloc GN 040-160/752 G 11, 7,5 кВт и KSB ETACHROM BC 50-160/752 G11, 7,5 кВт – исправные (рисунок 1.3.25).



Рисунок 1.3.25 – Циркуляционные насосы KSB Etanorm RG 150-500/1, 160 кВт



Рисунок 1.3.26 – Подпиточные насосы KSB Etanorm RG 150-500/1, 160 кВт и Etabloc GN 040-160/752 G 11, 7,5 кВт

В ЦТП №4 установлены циркуляционные насосы Wilo IL 100/190-30/2, 30 кВт – исправные (рисунок 1.3.27), подпиточные Grundfos LP 80-160/164, 7,5 кВт – исправные (рисунок 1.3.28).



Рисунок 1.3.27 – Циркуляционные насосы Wilo IL 100/190-30/2, 30 кВт



Рисунок 1.3.28 – Подпиточные насосы Grundfos LP 80-160/164, 7,5 кВт

В ЦТП №4А установлены циркуляционные насосы KSB ETABLOC 65-250/4502 GN6, 45 кВт – исправные (рисунок 1.3.29).



Рисунок 1.3.29 – Циркуляционные насосы KSB ETABLOC 65-250/4502 GN6, 45 кВт

В ЦТП №6 установлены циркуляционные насосы WiLo-IL 100/210-37/2, 37 кВт и Grundfos TP 100-480/2, 30 кВт – исправные (рисунок 1.3.30), подпиточные WiLo-IL 65/200-15/2, 15 кВт – исправные (рисунок 1.3.31).



Рисунок 1.3.30 – Циркуляционные насосы WiLo-IL 100/210-37/2, 37 кВт и Grundfos TP 100-480/2, 30 кВт



Рисунок 1.3.31 – Подпиточные насосы WiLo-IL 65/200-15/2, 15 кВт
 Внешний вид щита управления насосами ЦТП представлен на рисунках 1.3.32 – 1.3.35.

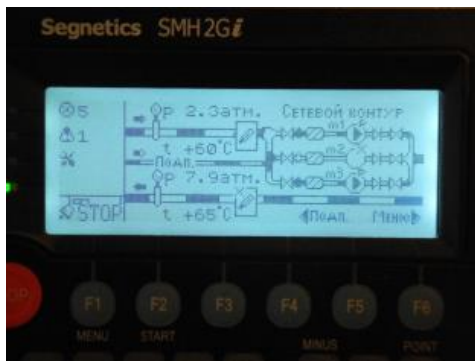


Рисунок 1.3.32 – Щит управления ЦТП №1

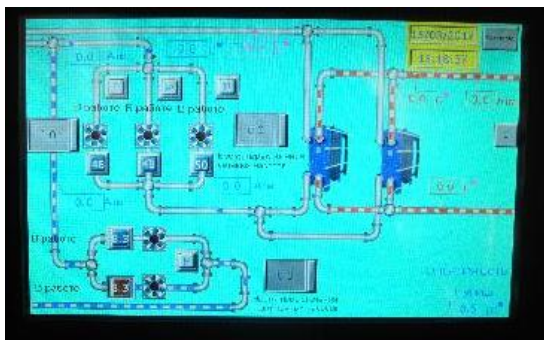


Рисунок 1.3.33 – Щит управления ЦТП №4

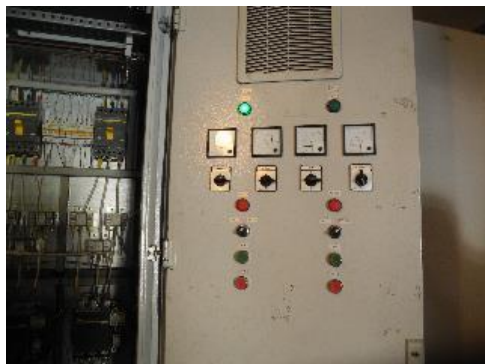


Рисунок 1.3.34 – Щит управления ЦТП №4а



Рисунок 1.3.35 – Щит управления ЦТП №6

е. описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности;

Способ регулирования отпуска теплоты от источников – качественный, согласно утвержденному директором МУП «Тепловодоканал» температурному графику качественного регулирования (таблица 1.3.9). По причине открытой системы ГВС в температурном графике присутствует излом на 60 °С.

Центральная отопительная котельная №1 работает по закрытой схеме, сетевая вода по магистральным трубопроводам подается в четыре ЦТП №1, №4, №4а, №6 – 1 контур. В пластинчатых теплообменниках, установленных в ЦТП, производится нагрев воды 2 контура на нужды отопления, вентиляции и ГВС по открытой схеме.

В паровой котельной ЦОК №2 нагрев сетевой воды производится в 3 пароводяных теплообменниках ПСВ-200-7-15 по независимой схеме.

Таблица 1.3.9 – Параметры регулирования отпуска тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Температурный график, °С
1	ЦОК №1	130-80
1.1	-ЦТП №1	95-70
1.2	-ЦТП №4	95-70
1.3	-ЦТП №4а	95-70
1.4	-ЦТП №6	95-70
2	ЦОК №2	95-70
3	Котельная №3	95-70
4	БМК	95-70
5	МК-135	95-70
6	МО-44	95-70
7	Металлист	95-70
8	СМП	95-70
9	Котельная №7	95-70
10	Котельная УКМТ-1	95-70
11	Котельная "Витимэнерго"	95-70
12	Котельная "Витим"	95-70

Утвержденные температурные графики качественного регулирования отпуска тепловой энергии, находящихся в хозяйственном ведении МУП «Тепловодоканал» представлены на рисунках 1.2.120 и 1.2.121.

ж. фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети;

В соответствии с пунктом 6.2.59 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок»:

Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть $\pm 3\%$;
- по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$;
- по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$.

В соответствии с пунктом 2.3.4 «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)» РД 153-34.0-20.507-98:

- отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную температурным графиком не более чем на $\pm 3\%$.

Фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети за отопительный сезон определен из записей в оперативных журналах, которые ведутся в котельных эксплуатирующих организаций.

Анализ показал, что фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети в основном соответствует утвержденным температурным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Выявлены единичные случаи превышения температуры в обратном трубопроводе тепловой сети. При этом среднее отклонение температуры не превышало 3%, что является допустимым.

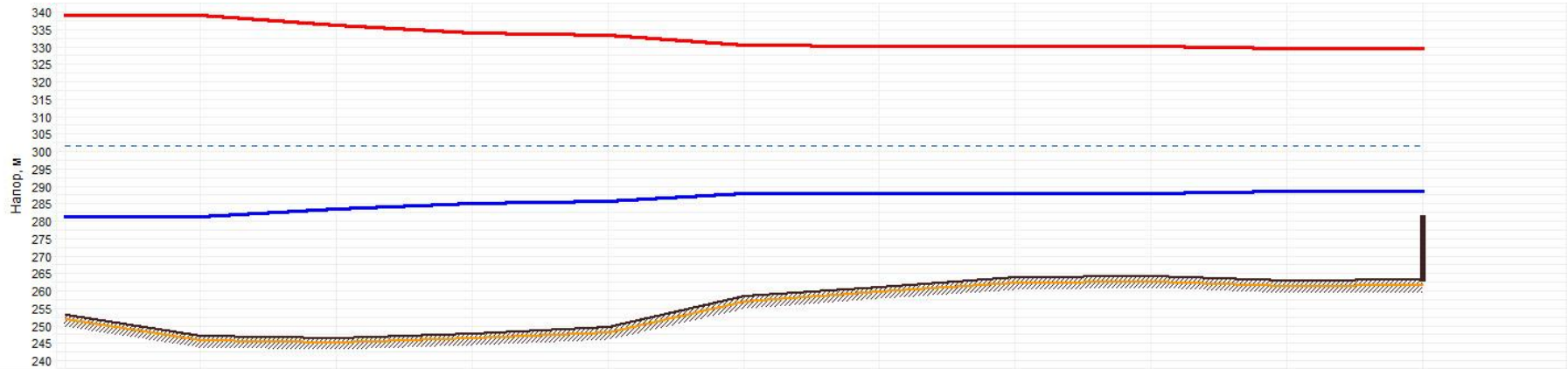
3. гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей;

В таблице 1.3.10 - представлены данные гидравлических режимов тепловых сетей.

Таблица 1.3.10 – Гидравлические режимы тепловых сетей.

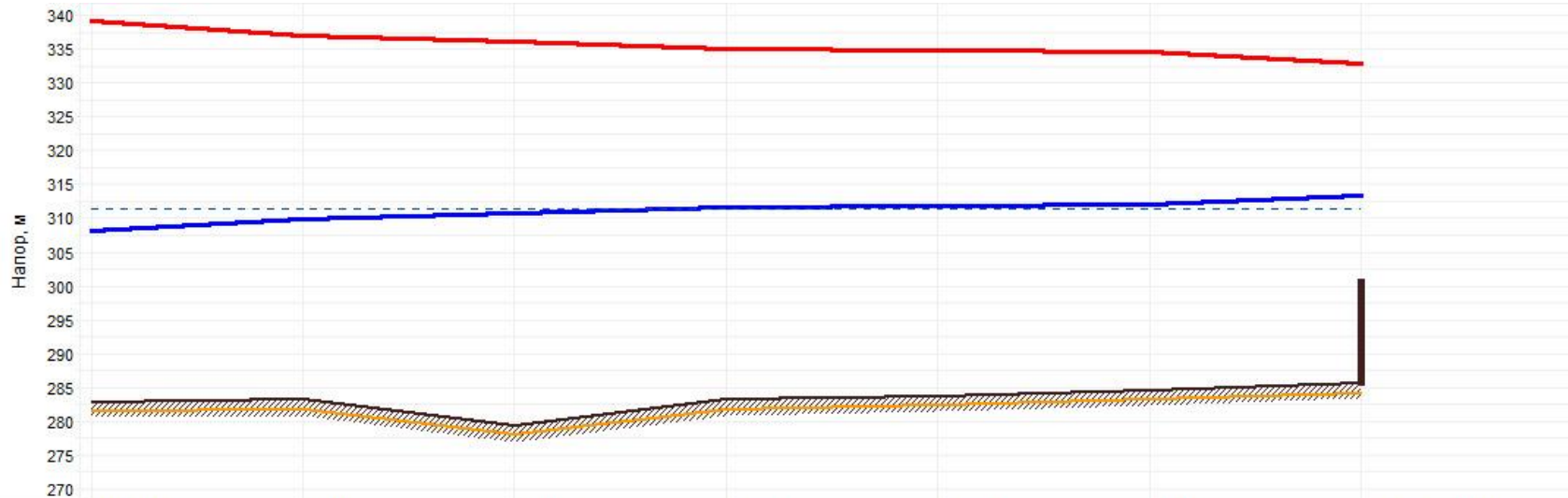
№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Давление теплоносителя подающего трубопровода Р, кгс/см ²	Давление теплоносителя обратного трубопровода Р, кгс/см ²
1	ЦОК №1	8	6
2	ЦОК №2	8.2	4.8
3	Котельная №3	3.5	1.2
4	Котельная №7	4.6	2
5	Котельная "Металлист"	5	2.1
6	Котельная "БМК"	6	4.6
7	Котельная "МК-135"	4.8	2.3
8	Котельная "МО-44"	4.8	2
9	Котельная "СМП"	5.2	3.2
10	Котельная "Витимэнерго"	1.8	1.4
11	Котельная "Витим"	3.5	1.2
12	Котельная УКМТ-1	4	3.7

Пьезометрические графики фактической тепловой сети от источников тепловой энергии г. Бодайбо представлены на рисунках 1.3.36-1.3.42.



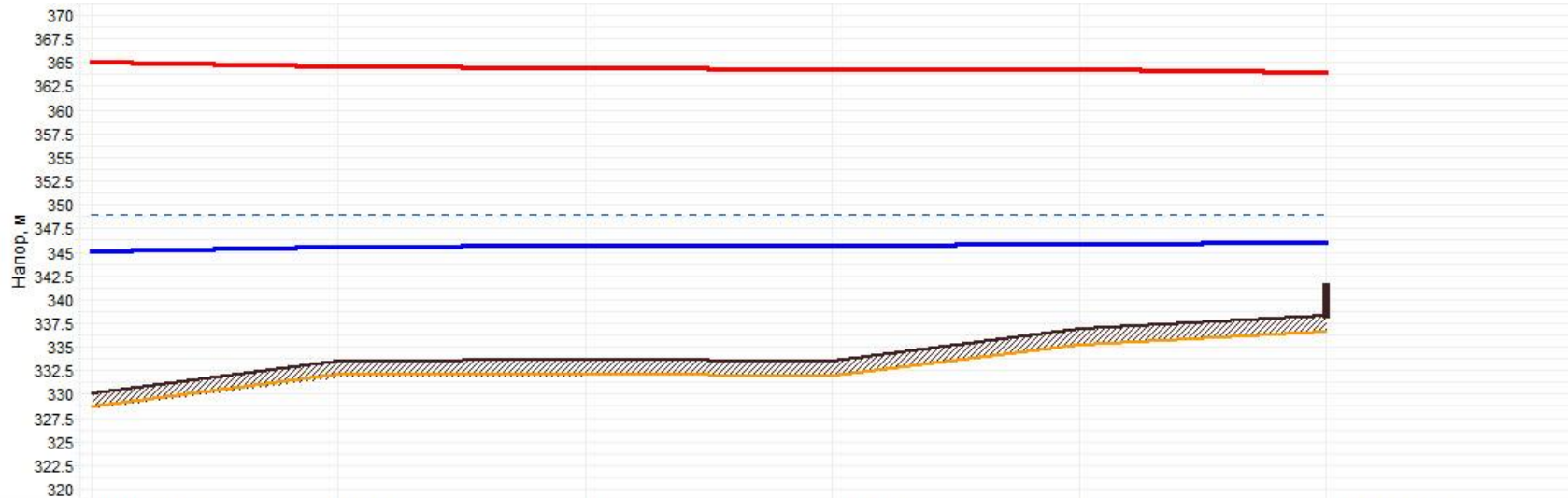
Наименование узла	котЦТП 1	ТК 1-16А	ТК 1-17	ТК 1-18	ТК 1-19	ТК 1-20	ТК 1-21	ТК 1-22	ТК 1-22-1	ТК 1-22-2	ул.Урицкогод.24 ввод 2
Геодезическая высота, м	253.2	247.15	246.64	247.84	249.57	258.47	261.11	263.85	264.25	262.89	263.25
Напор в обратном трубопроводе, м	281	281.202	283.285	284.861	285.5	287.683	287.785	287.87	287.932	288.275	288.33
Располагаемый напор, м	58	57.537	52.758	49.083	47.593	42.48	42.262	42.082	41.953	41.233	41.108
Длина участка, м	31.26	75	74	30	110	29	34	15	40	7	
Диаметр участка, м	0.408	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.15	0.1	0.1	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.261	2.696	2.099	0.851	2.931	0.115	0.094	0.068	0.377	0.066	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.202	2.083	1.576	0.639	2.182	0.103	0.085	0.062	0.343	0.06	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.408	2.455	2.18	2.18	2.113	0.815	0.681	0.553	0.62	0.62	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.233	-2.149	-1.882	-1.882	-1.816	-0.767	-0.644	-0.526	-0.589	-0.589	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	6.968	29.953	23.637	23.636	22.201	3.313	2.314	3.767	7.846	7.845	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	5.384	23.141	17.751	17.752	16.534	2.956	2.081	3.428	7.141	7.142	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	638.4847	638.4748	567.1358	567.1225	549.6299	212.116	177.2192	33.9028	16.8817	16.8809	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-563.0567	-563.0667	-493.1096	-493.1231	-475.8882	-201.0137	-168.5512	-32.4319	-16.1457	-16.1465	

Рисунок 1.3.36 – Пьезометрический график работы сети от ЦТП 1



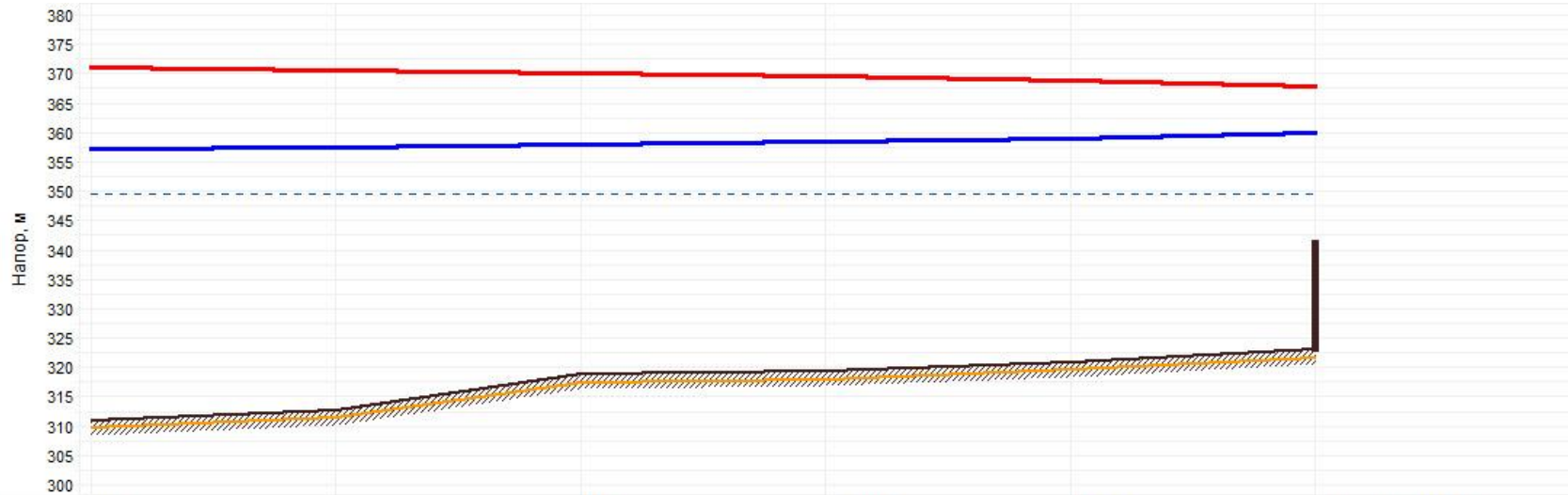
Наименование узла	кот.ЦТП 6	ТК 6	ТК 6-1	ТК 6-1-1	ТК 6-1-3	ТК 6-1-4	ул. К.Либкнехтад,63
Геодезическая высота, м	283	283.24	279.4	283.26	283.82	284.71	285.68
Напор в обратном трубопроводе, м	308	309.835	310.603	311.555	311.725	311.941	313.26
Располагаемый напор, м	31	27.043	25.373	23.31	22.948	22.487	19.513
Длина участка, м	13.52	28	44	17	22	22	
Диаметр участка, м	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.082	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	2.122	0.902	1.111	0.192	0.244	1.656	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	1.835	0.768	0.952	0.17	0.216	1.318	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	3.831	1.735	1.536	1.026	1.018	1.409	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-3.548	-1.594	-1.416	-0.962	-0.954	-1.252	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	130.773	26.849	21.049	9.402	9.255	62.726	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	113.107	22.857	18.026	8.334	8.196	49.933	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	447.2599	202.5784	179.3526	119.8186	118.8753	25.8163	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-417.5144	-187.5976	-166.6325	-113.2463	-112.3065	-23.1235	

Рисунок 1.3.37 – Пьезометрический график работы сети от ЦТП 6



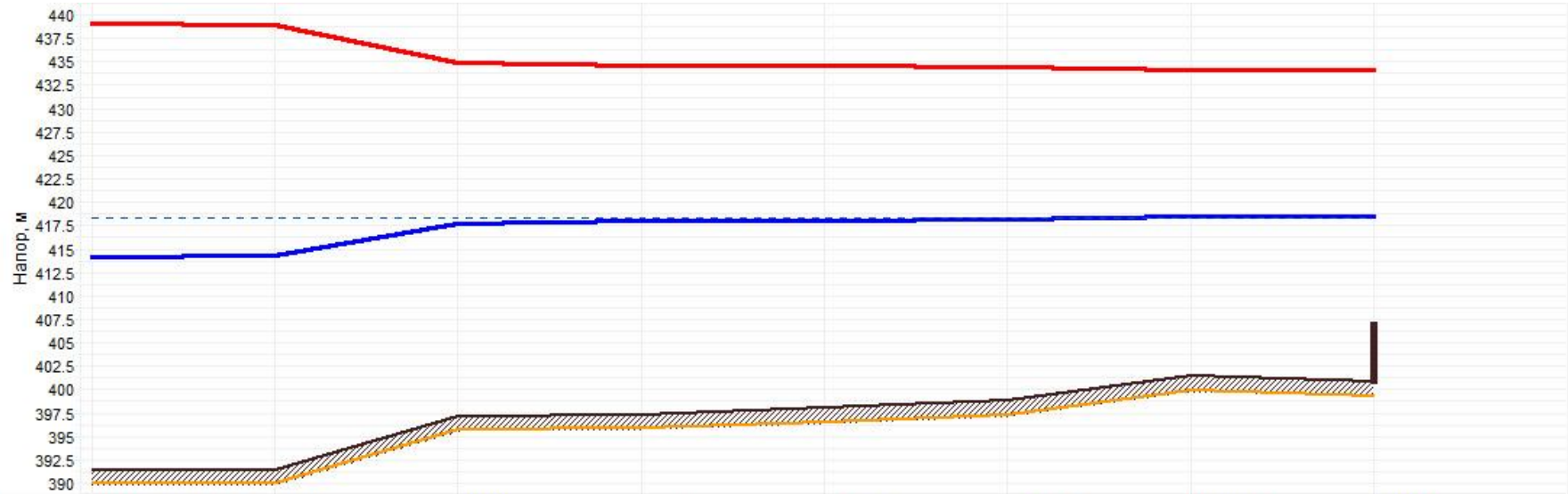
Наименование узла	Котельная №3	ТК 12-1	1	ТК 12-3	2	ул.Садоваяд.14
Геодезическая высота, м	330.16	333.49	333.67	333.53	336.95	338.42
Напор в обратном трубопроводе, м	345	345.437	345.635	345.691	345.745	345.95
Располагаемый напор, м	20	19.071	18.647	18.528	18.414	17.967
Длина участка, м	41	52	18	41	26	
Диаметр участка, м	0.1	0.082	0.082	0.082	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.492	0.225	0.063	0.06	0.237	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.437	0.198	0.056	0.054	0.21	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.7	0.371	0.334	0.215	0.395	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.658	-0.346	-0.311	-0.202	-0.37	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	10.007	3.606	2.929	1.225	7.597	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	8.883	3.179	2.574	1.093	6.729	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	19.0701	6.7884	6.1154	3.9466	2.6897	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-18.0061	-6.3971	-5.754	-3.7392	-2.5407	

Рисунок 1.3.38 – Пьезометрический график работы сети от источника тепловой энергии – Котельная № 3



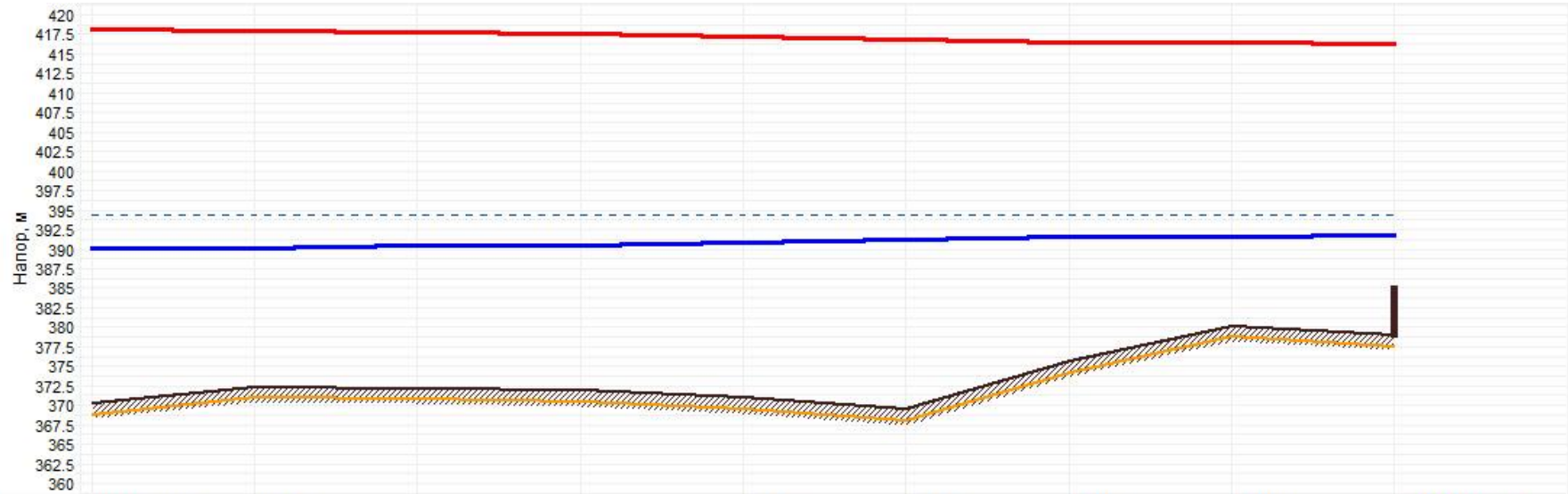
Наименование узла	БМК	УТ2	ТК 5-1-2	ТК 5-1-3	ул.Ремесленнаяд.53
Геодезическая высота, м	311.08	312.87	318.94	319.41	323.25
Напор в обратном трубопроводе, м	357	357.369	357.939	358.358	358.872
Располагаемый напор, м	14	13.208	11.986	11.088	9.975
Длина участка, м	63	97.26	15	27	101
Диаметр участка, м	0.309	0.309	0.15	0.15	0.069
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.423	0.653	0.479	0.598	1.02
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.369	0.57	0.419	0.514	0.976
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.06	1.06	1.473	1.226	0.509
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.985	-0.985	-1.369	-1.13	-0.494
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	5.592	5.591	26.629	18.464	8.414
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	4.88	4.881	23.279	15.874	8.053
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	275.6688	275.6575	90.2697	75.1532	6.5974
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-258.7651	-258.7766	-84.813	-70.0205	-6.4874

Рисунок 1.3.39 – Пьезометрический график работы сети от источника тепловой энергии – Котельная БМК



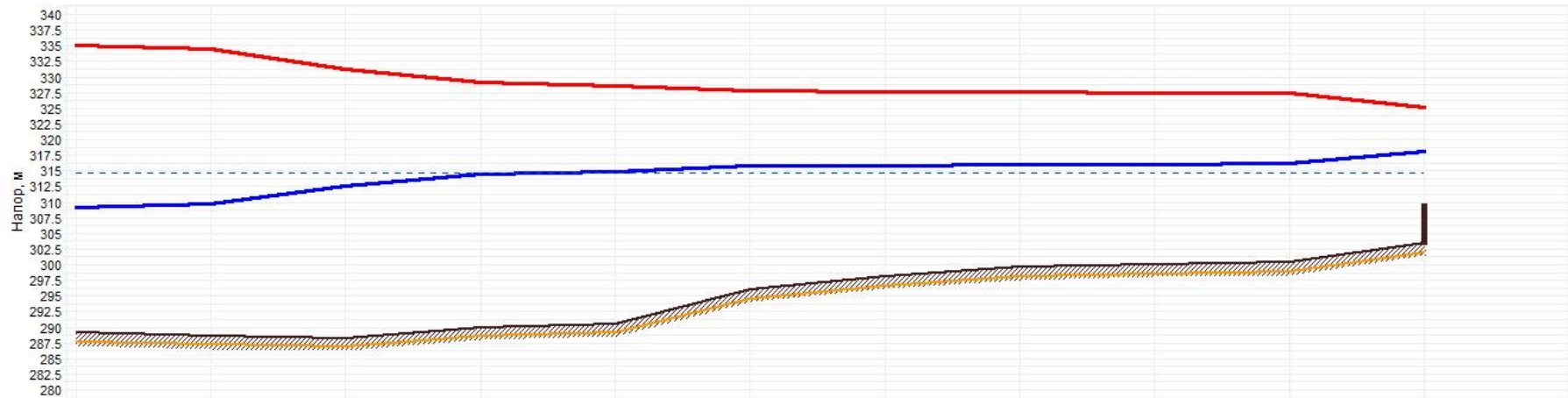
Наименование узла	Котельная "МК-135"	ТК 10	ТК 10-1	ТК 10-2	ТК 10-9	ТК 10-10	ТК 10-11	МК д.74
Геодезическая высота, м	391.44	391.47	397.24	397.36	398.06	398.85	401.5	400.96
Напор в обратном трубопроводе, м	414	414.189	417.633	417.997	418.007	418.037	418.371	418.39
Располагаемый напор, м	25	24.598	17.257	16.472	16.451	16.386	15.652	15.604
Длина участка, м	7	129	25	20	36	61	4	
Диаметр участка, м	0.15	0.15	0.15	0.125	0.1	0.069	0.069	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.213	3.896	0.421	0.012	0.035	0.399	0.026	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.189	3.444	0.364	0.01	0.03	0.335	0.022	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.907	1.898	1.414	0.227	0.255	0.535	0.535	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.784	-1.775	-1.307	-0.2	-0.23	-0.485	-0.485	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	25.399	25.169	14.03	0.493	0.811	5.453	5.452	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	22.465	22.251	12.145	0.398	0.687	4.574	4.575	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	116.875	116.3424	86.6674	9.681	6.9428	6.9421	6.9416	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-110.1635	-109.6323	-80.7892	-8.6275	-6.3509	-6.3515	-6.3521	

Рисунок 1.3.40 – Пьезометрический график работы сети от источника тепловой энергии – Котельная МК-135



Наименование узла	Котельная МО-44	ТК 9-1			ТК 9-4	ТК 9-5	ТК 9-6	ТК 9-6-1	ул.Солнечнаяд.15
Геодезическая высота, м	370.27	372.34	372.25	371.91	370.96	369.55	375.64	380.24	379.01
Напор в обратном трубопроводе, м	390	390.073	390.36	390.44	390.703	391.183	391.416	391.51	391.67
Располагаемый напор, м	28	27.845	27.236	27.066	26.505	25.485	24.996	24.799	24.449
Длина участка, м	4	21.86	6.35	20.9	38	65	39	57	
Диаметр участка, м	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.1	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.082	0.322	0.09	0.297	0.541	0.255	0.103	0.186	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.073	0.286	0.08	0.264	0.479	0.233	0.094	0.164	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.132	0.961	0.944	0.944	0.944	0.495	0.406	0.35	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.067	-0.902	-0.885	-0.885	-0.885	-0.471	-0.385	-0.327	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	15.733	11.341	10.943	10.943	10.943	3.021	2.036	2.512	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	14.09	10.078	9.705	9.705	9.706	2.762	1.848	2.219	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	69.3677	58.8831	57.8387	57.8384	57.8375	30.3523	24.9027	9.5363	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-65.8605	-55.6691	-54.6274	-54.6276	-54.6285	-29.108	-23.8012	-8.9905	

Рисунок 1.3.41 – Пьезометрический график работы сети от источника тепловой энергии – Котельная МО-44



Наименование узла	Котельная №7	ТК 7-1-2	ТК 7-1-1	ТК 7-3-1	ТК 7-3-2	ТК 7-3-22	ТК 7-3-23	ТК 7-3-24	ТК 7-3-25	ТК 7-3-26	ул.Поручикова д.30/1
Геодезическая высота, м	289.17	288.63	288.34	290.08	290.59	296.12	298.23	299.66	300.17	300.4	303.51
Напор в обратном трубопроводе, м	309	309.549	312.569	314.412	314.857	315.657	315.774	315.845	315.939	316.03	317.96
Располагаемый напор, м	26	24.848	18.51	14.645	13.712	12.026	11.781	11.63	11.432	11.242	7.029
Длина участка, м	4	22	44	11	179	26	16	21	27	41	
Диаметр участка, м	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.603	3.318	2.022	0.488	0.886	0.129	0.079	0.104	0.099	2.286	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.549	3.02	1.843	0.445	0.8	0.116	0.072	0.094	0.091	1.927	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	3.201	3.201	1.766	1.735	0.579	0.579	0.579	0.579	0.498	0.978	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-3.043	-3.043	-1.68	-1.65	-0.548	-0.548	-0.548	-0.548	-0.476	-0.894	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	125.686	125.686	38.289	36.952	4.125	4.124	4.123	4.123	3.054	46.462	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	114.386	114.387	34.914	33.69	3.726	3.73	3.731	3.731	2.809	39.162	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	196.2085	196.2083	108.259	106.3504	35.4812	35.4736	35.4725	35.4718	30.5178	6.6646	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-187.8202	-187.8204	-103.7252	-101.8888	-33.8257	-33.8334	-33.8345	-33.8352	-29.3461	-6.1421	

Рисунок 1.3.42 – Пьезометрический график работы сети от источника тепловой энергии – Котельная № 7

и. статистику отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет;

За период с 2015 по 2019 годы отказов тепловых сетей, повлекших к перерыву в теплоснабжении, не было зафиксировано. Все возникающие неисправности основного и вспомогательного оборудования не повлияли на качество теплоснабжения и устранились во время текущих ремонт в неотапительный период. Отказы в тепловых сетях за последние 5 лет возникают на тепловых сетях со сроком эксплуатации превышающим 25 лет.

Значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращения подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в целом по теплоснабжающей организации, составило 0,7 ед/км.

к. статистику восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет;

За период с 2015 по 2019 годы отказов тепловых сетей, повлекших к перерыву в теплоснабжении, не было зафиксировано. Все возникающие неисправности основного и вспомогательного оборудования не повлияли на качество теплоснабжения и устранились во время текущих ремонт в неотапительный период. Отказы в тепловых сетях за последние 5 лет возникают на тепловых сетях со сроком эксплуатации превышающим 25 лет.

л. описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов;

Для определения фактического технического состояния теплопроводов применяются неразрушающие методы контроля. Основным методом является гидравлические испытания на прочность и плотность. Летний ремонт тепловых сетей проводится ежегодно на основании приказа «О подготовке к отопительному сезону» в соответствии с утвержденными графиками текущих ремонтов, гидравлических испытаний на плотность, прочность и испытаний на максимальную температуру.

Гидравлические испытания тепловых сетей на плотность и прочность проводятся в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределении тепловой энергией» и внутренней нормативно - технической документацией.

Испытания проводятся ежегодно в межотопительный период по разработанным и согласованным программам.

м. описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей;

В соответствии с действующей нормативно-технической документацией ежегодно, после окончания отопительного сезона, проводятся гидравлические испытания тепловых сетей на плотность и прочность. График испытаний согласовывается с администрацией населенного пункта. По результатам испытаний составляется «Акт гидравлических испытаний» с перечнем дефектов, выявленных в процессе испытаний, и принимается решение о допуске системы теплоснабжения в эксплуатации в следующий отопительный сезон.

н. описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя;

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя определяются для каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети для передачи тепловой энергии, теплоносителя потребителям на основании Приказа Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 325.

В нормативы технологических потерь не включаются потери и затраты на источниках теплоснабжения и в энергопринимающих установках потребителей тепловой энергии.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя определяются по следующим показателям: - потери и затраты теплоносителя, м³ (т); - потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов и с потерями и затратами теплоносителя, Гкал.

В расчет отпущенных тепловой энергии и теплоносителя включены следующие показатели:

- потери теплоносителя с утечкой, $G_{ут}$, м³ (т);
- затраты теплоносителя на пусковое заполнение, $G_{пуск}$, м³ (т);
- затраты теплоносителя на регламентные испытания, $G_{исп}$, м³ (т);
- затраты теплоносителя со сливами САрЗ, $G_{пусарз}$, м³ (т); - потери тепловой энергии с потерями и затратами теплоносителя, $Q_{теп}$, Гкал;
- потери тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов, $Q_{из}$, Гкал.

Приказ об утверждении нормативов технологических потерь тепловой энергии МУП «Тепловодоканал» представлен на рисунках 1.3.43 – 1.3.45.

Испытания сетей на фактические тепловые потери не проводились.



МИНИСТЕРСТВО ЖИЛИЩНОЙ ПОЛИТИКИ, ЭНЕРГЕТИКИ
И ТРАНСПОРТА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

12 апреля 2019 года

№ *67-инф*

Иркутск

Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям МУП «Тепловодоканал» на 2019 год

В соответствии со статьей 5 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2008 года № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области,

П Р И К А З Ы В А Ю:

Утвердить нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям МУП «Тепловодоканал» на 2019 год (прилагаются).

Министр жилищной политики,
энергетики и транспорта
Иркутской области

А.М. Сулейменов

Рисунок 1.3.43 – Приказ об утверждении нормативов технологических потерь тепловой энергии МУП «Тепловодоканал»

УТВЕРЖДЕНЫ

приказом министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 14.09.2018 2018 года № 61 -мпр

НОРМАТИВЫ

технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям МУП «Тепловодоканал» на 2019 год

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
МУП «Тепловодоканал», (ОГРН 1023800734650, ИНН 3802009268), включая тепловые сети соответствующей системы теплоснабжения, расположенной на территории г. Бодайбо:	Теплоноситель вода		
	30 002,81 (17,20)	38 701,91	-
ЦОК № 1	Теплоноситель вода		
	5 038,55 (4,88)	14 530,06	-
ЦТП 1-1	Теплоноситель вода		
	2 932,08 (2,84)	4 627,93	-
ЦТП 4А	Теплоноситель вода		
	3 789,53 (3,67)	6 551,98	-
ЦТП 4	Теплоноситель вода		
	1 146,32 (1,11)	877,82	-
ЦТП 6	Теплоноситель вода		
	1 984,17 (1,92)	1 523,80	-
ЦОК № 2	Теплоноситель вода		
	3 957,16 (21,68)	3 954,20	-
БМК	Теплоноситель вода		
	2 837,64 (20,65)	2 083,46	-
Котельная № 7	Теплоноситель вода		
	1 566,98 (14,00)	995,38	-
Котельная «Металлистов»	Теплоноситель вода		
	2 303,49 (29,68)	1 294,5	-
Котельная «МО-44»	Теплоноситель вода		
	1 060,74 (42,43)	475,36	-

Рисунок 1.3.44 – Приказ об утверждении нормативов технологических потерь тепловой энергии МУП «Тепловодоканал»

Котельная «МК-135»	Теплоноситель вода		-
	975,92 (31,48)	466,65	
Котельная «СМП»	Теплоноситель вода		-
	847,81 (18,55)	505,85	
Котельная № 3	Теплоноситель вода		-
	129,67 (15,26)	50,07	
ОК а/с «Витим»	Теплоноситель вода		-
	211,67 (10,64)	139,64	
ОК ОАО «Первенец»	Теплоноситель вода		-
	1 221,08 (16,84)	625,20	

Министр жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области



А.М. Сулейменов

Рисунок 1.3.45 – Приказ об утверждении нормативов технологических потерь тепловой энергии МУП «Тепловодоканал»

о. оценку фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года;

Годовые потери тепловой энергии за последние 2 года при отсутствии приборов учета определены путем суммирования тепловых потерь по участкам тепловых сетей с учетом пересчета нормативных часовых среднегодовых тепловых потерь на их фактические среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к фактическим среднемесячным условиям работы тепловых сетей:

- фактическим среднемесячным температурам воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, определённым по эксплуатационному температурному графику при фактической среднемесячной температуре;
- среднегодовой температуре воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, определённой как среднеарифметическое из фактических среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь год работы сети;
- среднемесячной и среднегодовой температуре грунта на глубине заложения трубопроводов;
- фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

В г. Бодайбо основная часть потребителей тепла, присоединённых к тепловым сетям, не обеспечены приборами учёта. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях представлена в таблице 1.3.11.

Таблица 1.3.11 – Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	МУП "Тепловодоканал"		
			2017	2018	2019
1	Потери тепловой энергии	Гкал	33665,00	33665,00	29169,00

п. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения;

По состоянию на момент разработки данного документа предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети не выдавались.

р. описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям;

Потребители представляют собой строения жилого, социально-культурного, административного и производственного назначения, и к системе централизованного теплоснабжения по зависимой схеме. Принципиальная схема подключения потребителей представлена на рисунке 1.3.46.

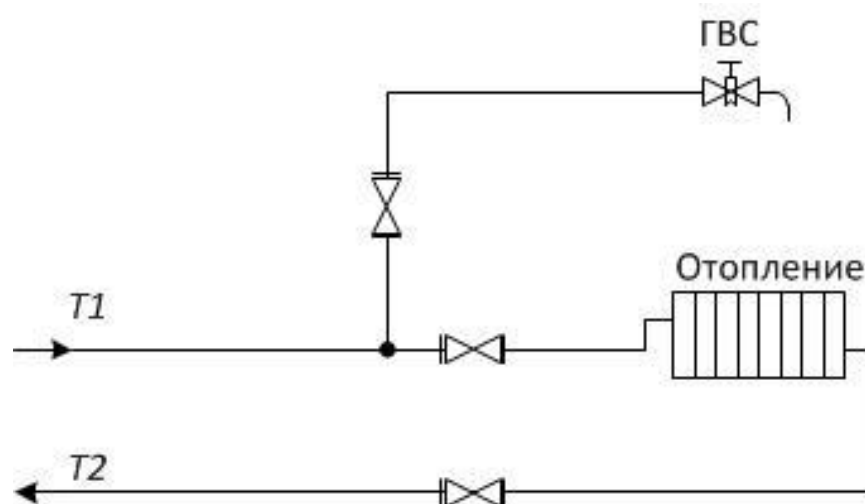


Рисунок 1.3.46 – Схема подключения потребителей к тепловым сетям

Системы отопления зданий двухтрубные с верхней и нижней разводками. В качестве отопительных приборов установлены радиаторы отопления. Системы отопления подключены непосредственно без смесительных устройств. Водяная система теплоснабжения является открытой, вода частично разбирается у абонентов для горячего водоснабжения. Регуляторы температуры горячей воды отсутствуют.

с. сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя;

Оснащение жилых домов общедомовыми приборами учета составляет 2,4 % и индивидуальными приборами учета тепловой энергии 0,3 %.

Оснащение приборами учета тепловой энергии бюджетных и прочих потребителей составляет 53,9%.

т. анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи;

В МУП "Тепловодоканал" организованы круглосуточные диспетчерские службы, осуществляющие удаленный оперативный контроль за работой тепловой сети.

Передача информации между дежурным персоналом и диспетчерской службой организаций осуществляется средствами телефонной связи.

у. уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций;

Автоматическое регулирование температуры сетевой воды в соответствии с температурой наружного воздуха не производится. Регулирование температуры производится на источнике теплоснабжения ЦОК №1. Установленная автоматика ЦТП либо переведена в ручной режим, либо неисправна.

ф. сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления;

На тепловых сетях (в здании котельных и ЦТП) установлены ПСК (предохранительные сбросные клапаны) для защиты тепловых сетей от превышения давления.

Первый контур тепловых сетей от ЦОК №1 не оснащен приборами защиты от превышения давления.

х. перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию;

По информации, полученной от МУП "Тепловодоканал" бесхозные тепловые сети на территории г. Бодайбо - отсутствуют.

ц. данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).

Энергетические характеристики тепловых сетей не разрабатывались.

г. часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии";

Существующие зоны действия теплоисточников показаны на рисунке 1.4.1.

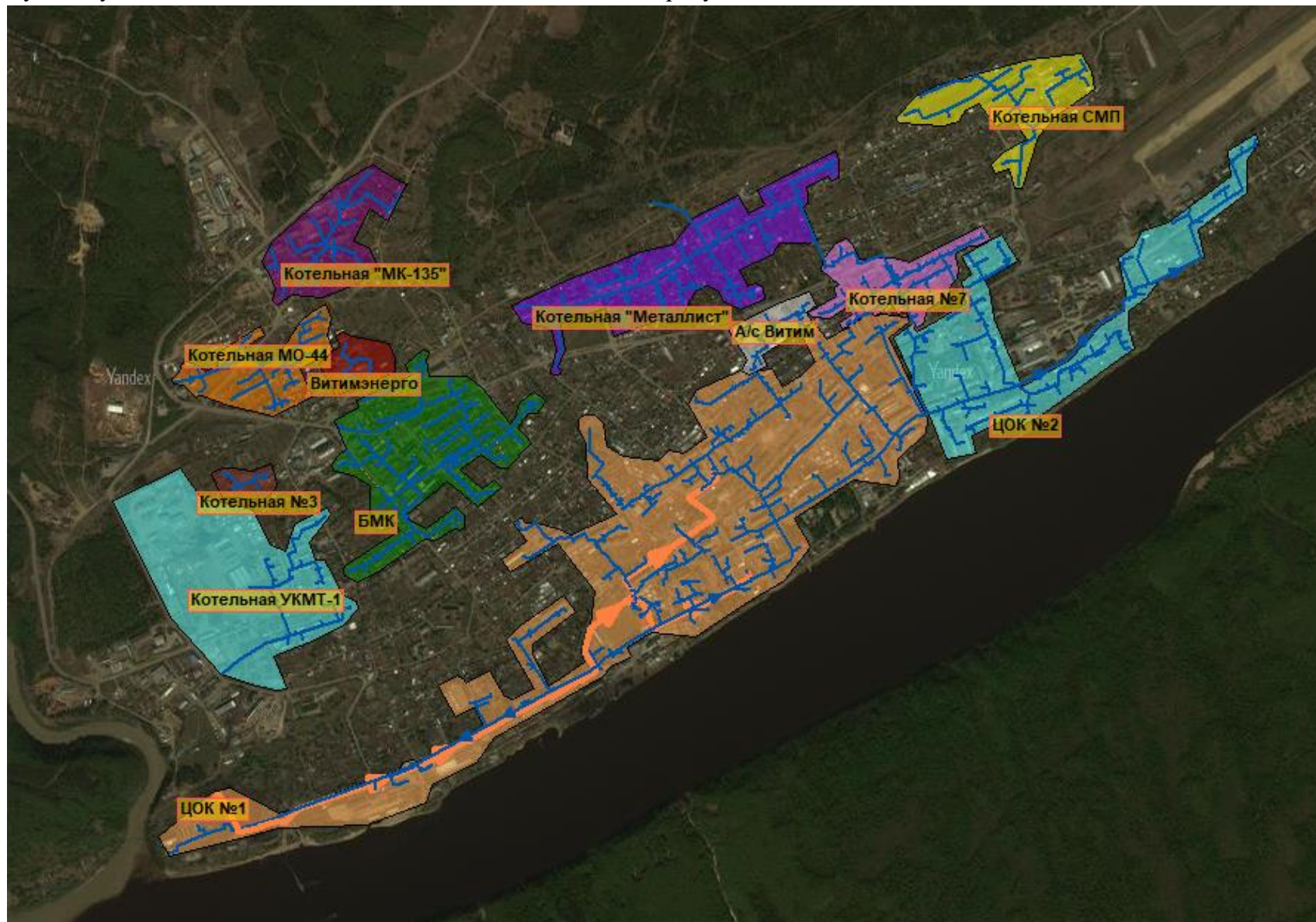


Рисунок 1.4.1 - Зоны действия источников тепловой энергии

д. часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии";

а. описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой;

Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления представлены в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1 - Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии - расчетного элемента территориального деления	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч		
			на технологию	на отопление	на горячее водоснабжение ГВС ср
Суммарные значения:		38,95	0,00	36,53	2,42
1	ЦОК №1	21,93	0,00	20,55	1,38
2	ЦОК №2	3,82	0,00	3,53	0,29
3	Котельная №3	0,23	0,00	0,22	0,01
4	Котельная №7	2,23	0,00	2,09	0,14
5	Котельная "Металлист"	2,32	0,00	2,19	0,12
6	Котельная "БМК"	3,03	0,00	2,84	0,19
7	Котельная "МК-135"	1,02	0,00	0,96	0,06
8	Котельная "МО-44"	0,81	0,00	0,77	0,03
9	Котельная "СМП"	1,21	0,00	1,15	0,06
10	Котельная "Витимэнерго"	0,05	0,00	0,05	0,00
11	Котельная "Витим"	0,53	0,00	0,50	0,03
12	Котельная УКМТ-1	1,80	0,00	1,70	0,11

б. описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии;

Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии представлены в таблице 1.5.2.

Таблица 1.5.2 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч		
			на технологию	на отопление	на горячее водоснабжение ГВС ср
Суммарные значения:		38,95	0,00	36,53	2,42
1	ЦОК №1	21,9	0,00	20,55	1,38
2	ЦОК №2	3,8	0,00	3,53	0,29
3	Котельная №3	0,2	0,00	0,22	0,01
4	Котельная №7	2,2	0,00	2,09	0,14
5	Котельная "Металлист"	2,3	0,00	2,19	0,12
6	Котельная "БМК"	3,0	0,00	2,84	0,19
7	Котельная "МК-135"	1,0	0,00	0,96	0,06
8	Котельная "МО-44"	0,8	0,00	0,77	0,03
9	Котельная "СМП"	1,2	0,00	1,15	0,06
10	Котельная "Витимэнерго"	0,1	0,00	0,05	0,00
11	Котельная "Витим"	0,5	0,00	0,50	0,03
12	Котельная УКМТ-1	1,8	0,00	1,70	0,11

в. описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии;

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии нет. Теплоснабжающими организациями технические условия на установку индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не выдавались.

г. описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом;

Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии представлены в таблице 1.5.3.

Таблица 1.5.3 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии - расчетного элемента территориального деления	Потребление тепловой энергии за базовый год, Гкал/год	Потребление тепловой энергии - отопительный период, Гкал/год
Суммарные значения:		146,50	83,08
1	ЦОК №1	83,72	47,48
2	ЦОК №2	14,57	8,26
3	Котельная №3	0,88	0,50
4	Котельная №7	8,50	4,82
5	Котельная "Металлист"	8,84	5,01
6	Котельная "БМК"	11,55	6,55
7	Котельная "МК-135"	3,89	2,20
8	Котельная "МО-44"	3,07	1,74
9	Котельная "СМП"	4,60	2,61
10	Котельная "Витимэнерго"	6,88	0,00
11	Котельная "Витим"	0,00	0,00
12	Котельная УКМТ-1	6,88	3,90

д. описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение;

На рисунках 1.5.1 – 1.5.5 представлены утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области.



МИНИСТЕРСТВО ЖИЛИЩНОЙ ПОЛИТИКИ, ЭНЕРГЕТИКИ
И ТРАНСПОРТА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

30 декабря 2013 года

№ *184-инсп*

Иркутск

Об установлении и утверждении
нормативов потребления коммунальных
услуг по холодному (горячему)
водоснабжению в жилых помещениях на
территории Иркутской области

В соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 года № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Установить, что при определении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области, утвержденных пунктом 2 настоящего приказа, применены следующие методы:

1) аналоговый метод в отношении жилых помещений, относящихся к жилым помещениям в многоквартирных и жилых домах с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованных унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем;

2) расчетный метод в отношении жилых помещений, не относящихся к жилым помещениям, указанным в подпункте 1 настоящего пункта.

2. Утвердить нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области (прилагаются).

3. Внести в приказ министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 31 мая 2013 года № 27-мпр «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг при отсутствии приборов учета в Иркутской области» следующие изменения:

1) в пункте 1 слова «подпунктами 1-» заменить словами «подпунктами 5.»;

2) подпункт 4 пункта 2 признать утратившим силу;

3) пункт 3 изложить в следующей редакции:

«3. Настоящий приказ вступает в силу с 1 января 2014 года.».

4. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию и размещению на официальном сайте министерства жилищной политики,

Рисунок 1.5.1 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

энергетики и транспорта Иркутской области в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

5. Настоящий приказ вступает в силу с 1 января 2017 года.

Заместитель министра – начальник
управления энергетики и газификации
министерства жилищной политики,
энергетики и транспорта Иркутской области



С.М. Малинкин

Рисунок 1.5.2 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

УТВЕРЖДЕНЫ

приказом министерства жилищной
политики, энергетики и транспорта
Иркутской области

от 30 сентября 2016 № 184-слр

Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему)
водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

№ п/п	Категория жилых помещений	Единица измерения	Норматив потребления коммунальной услуги холодного водоснабжения	Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения
1	2	3	4	5
1.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	4,18	3,17
2.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	4,32	3,22
3.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	4,27	3,28
4.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	куб. метр в месяц на человека	2,98	1,68
5.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	куб. метр в месяц на человека	3,74	2,62
6.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	7,36	X

Рисунок 1.5.3 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

1	2	3	4	5
7.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	7,46	X
8.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	7,56	X
9.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами без душа	куб. метр в месяц на человека	7,16	X
10.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами	куб. метр в месяц на человека	6,36	X
11.	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей с водопроводом и канализацией, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	куб. метр в месяц на человека	3,86	X
12.	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами и мойками	куб. метр в месяц на человека	3,15	X
13.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами, ваннами, душами	куб. метр в месяц на человека	5,02	X
14.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами	куб. метр в месяц на человека	1,72	X
15.	Многоквартирные и жилые дома с водоразборной колонкой	куб. метр в месяц на человека	0,76	X

Рисунок 1.5.4 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

16.	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	куб. метр в месяц на человека	2,98	1,90
17.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	куб. метр в месяц на человека	2,62	1,23
18.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	куб. метр в месяц на человека	3,86	X
19.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами (или мойками)	куб. метр в месяц на человека	3,10	X
20.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные мойками (или раковинами, умывальниками)	куб. метр в месяц на человека	1,01	X
21.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным горячим и холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные раковинами (мойками), унитазами, душами (ваннами)	куб. метр в месяц на человека	3,44	2,15

Примечание:

Настоящие Нормативы для категорий жилых помещений, обозначенных в пунктах 16 – 20, установлены на основании абзаца второго пункта 11 Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 года № 306.

Заместитель министра –
начальник управления
энергетики и газификации
министерства жилищной
политики, энергетики и
транспорта Иркутской области



С.М. Малинкин

Рисунок 1.5.5 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

е. описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.

Величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии представлены в таблице 1.5.4.

Таблица 1.5.4 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

№ п/п	Зона действия источника тепловой энергии	Тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч
Суммарные значения:		38,95	38,95	38,95
1	ЦОК №1	21,93	21,93	21,93
2	ЦОК №2	3,82	3,82	3,82
3	Котельная №3	0,23	0,23	0,23
4	Котельная №7	2,23	2,23	2,23
5	Котельная "Металлист"	2,32	2,32	2,32
6	Котельная "БМК"	3,03	3,03	3,03
7	Котельная "МК-135"	1,02	1,02	1,02
8	Котельная "МО-44"	0,81	0,81	0,81
9	Котельная "СМП"	1,21	1,21	1,21
10	Котельная "Витимэнерго"	0,05	0,05	0,05
11	Котельная "Витим"	0,53	0,53	0,53
12	Котельная УКМТ-1	1,80	1,80	1,80

е. часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки";

- а. описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения;**

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблице 1.6.1.

Таблица 1.6.1 - Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность в воде, Гкал/ч	Располагаемая мощность в паре, Гкал/ч	Расчетный расход тепла на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка Гкал/ч	Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Баланс тепловой мощности, Гкал/ч
Суммарные значения		125,99	102,39	23,60	2,77	123,22	38,95	14,30	69,97
1	ЦОК №1	60,00	60,00	0,00	1,32	58,68	21,93	8,05	28,700
2	ЦОК №2	23,60	0,00	23,60	0,52	23,08	3,82	1,40	17,864
3	Котельная №3	1,08	1,08	0,00	0,02	1,06	0,23	0,08	0,742
4	Котельная №7	6,45	6,45	0,00	0,14	6,31	2,23	0,82	3,265
5	Котельная "Металлист"	6,45	6,45	0,00	0,14	6,31	2,32	0,85	3,142
6	Котельная "БМК"	6,00	6,00	0,00	0,13	5,87	3,03	1,11	1,731
7	Котельная "МК-135"	3,24	3,24	0,00	0,07	3,17	1,02	0,37	1,777
8	Котельная "МО-44"	3,24	3,24	0,00	0,07	3,17	0,81	0,30	2,068
9	Котельная "СМП"	3,24	3,24	0,00	0,07	3,17	1,21	0,44	1,521
10	Котельная УКМТ-1	6,48	6,48	0,00	0,14	6,34	1,80	0,66	3,872
11	Котельная "Витимэнерго"	2,46	2,46	0,00	0,05	2,41	0,05	0,18	2,178
12	Котельная "Витим"	3,75	3,75	0,00	0,08	3,67	0,53	0,03	3,107

б. описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения;

Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблице 1.6.2.

Таблица 1.6.2 - Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка Гкал/ч	Баланс тепловой мощности, Гкал/ч
Суммарные значения		123,22	38,95	69,97
1	ЦОК №1	58,68	21,93	28,700
2	ЦОК №2	23,08	3,82	17,864
3	Котельная №3	1,06	0,23	0,742
4	Котельная №7	6,31	2,23	3,265
5	Котельная "Металлист"	6,31	2,32	3,142
6	Котельная "БМК"	5,87	3,03	1,731
7	Котельная "МК-135"	3,17	1,02	1,777
8	Котельная "МО-44"	3,17	0,81	2,068
9	Котельная "СМП"	3,17	1,21	1,521
10	Котельная УКМТ-1	6,34	1,80	3,872
11	Котельная "Витимэнерго"	2,41	0,05	2,178
12	Котельная "Витим"	3,67	0,53	3,107

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

Пропускная способность головных участков трубопроводов тепловых сетей от источников тепловой энергии и расчётный расход на них представлен в таблице 1.6.3.

Таблица 1.6.3 - Резервы и дефициты пропускной способности магистральных выводов

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Диаметр головного участка, Ду, мм	Пропускная способность головного участка, т/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Расчетный расход теплоносителя, т/ч
Суммарные/средние значения:		0,00	0,00	38,95	1119,60
1	ЦОК №1	0	н/д	21,93	438,6
2	ЦОК №2	0	н/д	3,82	152,6
3	Котельная №3	0	н/д	0,23	9,2
4	Котельная №7	0	н/д	2,23	89,0
5	Котельная "Металлист"	0	н/д	2,32	92,6
6	Котельная "БМК"	0	н/д	3,03	121,0
7	Котельная "МК-135"	0	н/д	1,02	40,7
8	Котельная "МО-44"	0	н/д	0,81	32,2
9	Котельная "СМП"	0	н/д	1,21	48,2
10	Котельная УКМТ-1	0	н/д	1,80	72,1
11	Котельная "Витимэнерго"	0	н/д	0,05	2,0
12	Котельная "Витим"	0	н/д	0,53	21,2

г. описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения;

Согласно пунктам выше настоящего документа, значительного дефицита тепловой мощности на источниках тепловой энергии и пропускных способностей трубопроводов в тепловых сетях отсутствует.

д. описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.

В организации расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности нет необходимости.

ж. часть 7 "Балансы теплоносителя";

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

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии представлены в таблице 1.7.1.

Таблица 1.7.1 - Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Производительность существующей водоподготовки, м. куб./ч	Расход воды на сис-му ГВС _{макс} , м. куб./час	Подпитка тепловой сети, м. куб./час	Резерв/дефицит, м. куб./час	Резерв/дефицит, м. куб./час
Суммарные значения		0,0	166,1	5,5	0,0	0,0
1	ЦОК №1	0,0	94,8	3,9	0,00	0,00
2	ЦОК №2	0,0	20,0	0,6	0,00	0,00
3	Котельная №3	0,0	0,8	0,0	0,00	0,00
4	Котельная №7	0,0	9,4	0,1	0,00	0,00
5	Котельная "Металлист"	0,0	8,4	0,2	0,00	0,00
6	Котельная "БМК"	0,0	13,0	0,3	0,00	0,00
7	Котельная "МК-135"	0,0	3,9	0,1	0,00	0,00
8	Котельная "МО-44"	0,0	2,1	0,2	0,00	0,00
9	Котельная "СМП"	0,0	4,0	0,1	0,00	0,00
10	Котельная "Витимэнерго"	0,0	0,1	0,0	0,00	0,00
11	Котельная "Витим"	0,0	2,3	0,0	0,00	0,00
12	Котельная УКМТ-1	0,0	7,3	0,1	0,00	0,00

б. описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения представлены в таблице 1.7.2.

Таблица 1.7.2 - Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Производительность существующей водоподготовки, м. куб./ч	Аварийная подпитка, м. куб./ч	Резерв/дефицит в аварийном режиме, м. куб./ч
Суммарные значения		0,0	44,1	0,0
1	ЦОК №1	0,0	31,22	0,00
2	ЦОК №2	0,0	4,48	0,00
3	Котельная №3	0,0	0,06	0,00
4	Котельная №7	0,0	1,17	0,00
5	Котельная "Металлист"	0,0	1,50	0,00
6	Котельная "БМК"	0,0	2,37	0,00
7	Котельная "МК-135"	0,0	0,56	0,00
8	Котельная "МО-44"	0,0	1,26	0,00
9	Котельная "СМП"	0,0	0,59	0,00
10	Котельная "Витимэнерго"	0,0	0,00	0,00
11	Котельная "Витим"	0,0	0,17	0,00
12	Котельная УКМТ-1	0,0	0,72	0,00

3. часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом";

а. описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии;

Годовое потребление топлива источниками тепла за базовый год представлено в таблицах 1.8.1-1.8.4.

Таблица 1.8.1 - Вид и количество топлива для каждого источника тепловой энергии – каменный уголь (отопительный сезон 2017-2018 гг.)

№ п/п	Наименование ИТЭ	2017 год				2018 год					Итого
		сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель	май	
1	ЦОК №1	1 446,67	1 926,71	3 283,45	4 350,74	4 053,15	4 200,43	2 877,85	2 522,02	1 620,59	26 281,61
2	Котельная №7	156,03	223,17	356,56	526,90	484,31	445,13	330,68	248,43	179,73	2 950,94
3	Котельная "Металлист"	137,48	193,12	291,04	431,28	390,72	351,41	261,50	186,75	122,62	2 365,92
4	Котельная "СМП"	67,28	99,99	153,07	221,33	198,30	188,45	138,34	104,07	79,53	1 250,36
5	Котельная "МО-44"	40,22	48,70	82,05	119,68	106,61	100,05	73,16	53,45	41,76	665,68
6	Котельная "МК-135"	47,15	65,13	93,49	151,48	137,72	128,03	97,60	72,84	54,90	848,34
7	Котельная "БМК"	214,33	300,88	448,63	645,20	609,72	558,13	421,07	314,28	243,04	3 755,28
8	Котельная №3	12,05	16,04	25,34	40,39	38,45	36,23	26,73	20,13	15,42	230,78
Итого		2 138,91	2 873,74	4 733,63	6 487,00	6 018,98	6 007,86	4 226,93	3 521,97	2 357,59	38 366,61

Таблица 1.8.2 - Вид и количество топлива для каждого источника тепловой энергии – каменный уголь (отопительный сезон 2018-2019 гг.)

№ п/п	Наименование ИТЭ	2018 год				2019 год					Итого
		сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель	май	
1	ЦОК №1	1 127,50	2 194,08	3 223,65	4 582,73	4 311,39	4 057,79	2 701,44	2 243,89	2 050,01	26 492,48
2	Котельная №7	130,30	188,70	354,44	487,37	456,38	426,33	274,73	219,40	163,13	2 700,78
3	Котельная "Металлист"	94,12	129,95	241,94	334,47	296,42	293,35	218,77	162,39	124,12	1 895,53
4	Котельная "СМП"	54,90	84,82	142,16	168,56	196,86	174,63	124,86	90,18	79,70	1 116,67
5	Котельная "МО-44"	29,50	47,11	83,07	112,89	106,15	99,72	73,20	53,04	41,79	646,47
6	Котельная "МК-135"	37,29	58,06	102,05	137,04	127,55	121,05	89,26	66,98	52,08	791,36
7	Котельная "БМК"	175,40	255,22	425,69	582,97	544,70	514,57	376,91	306,93	233,40	3 415,79
8	Котельная №3	10,14	16,36	27,92	36,13	35,57	33,35	26,20	19,86	15,65	221,18
Итого		1 676,95	2 974,30	4 600,92	6 442,16	6 075,02	5 720,79	3 885,37	3 162,67	2 759,88	37 298,06

Таблица 1.8.3 - Вид и количество топлива для каждого источника тепловой энергии – каменный уголь (отопительный сезон 2019-2020 гг.)

№ п/п	Наименование ИТЭ	2019 год				2020 год					Итого
		сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель	май	
1	ЦОК №1	1 268,43	1 797,78	3 149,29	4 181,46	4 192,97	3 957,55	3 229,98	2 172,45	2 212,82	26 162,73
2	Котельная №7	108,72	168,57	298,66	417,91	409,18	381,48	319,30	221,12	166,15	2 491,09
3	Котельная "Металлист"	91,00	124,40	247,33	352,59	341,19	287,54	248,31	170,61	129,47	1 992,44
4	Котельная "СМП"	47,77	82,50	142,78	186,06	174,89	170,10	138,97	99,74	77,37	1 120,18
5	Котельная "МО-44"	30,02	38,14	78,82	111,93	108,14	95,48	84,02	56,54	42,10	645,19
6	Котельная "МК-135"	34,34	31,08	68,86	99,31	95,75	74,76	65,44	44,43	33,89	547,86
7	Котельная "БМК"	149,90	253,93	412,66	574,25	554,24	508,04	423,90	295,37	226,80	3 399,09
8	Котельная УКМТ-1	166,29	172,49	323,42	425,88	529,20	488,91	413,52	311,29	242,88	3 073,88
9	Котельная №3	10,36	172,49	27,55	38,87	37,08	34,94	30,10	20,51	15,49	387,39
Итого		1935,43	2841,38	4749,37	6388,26	6442,64	5998,8	4953,54	3392,06	3146,97	39848,45

Таблица 1.8.4 - Вид и количество топлива для каждого источника тепловой энергии – нефть

№ п/п	Наименование ИТЭ и отопительного сезона	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель	май	Итого
1	ЦОК №2 (отопит. сезон 2017-2018)	0,00	262,79	455,00	658,61	681,42	387,17	417,33	89,19	15,00	2 966,51
2	ЦОК №2 (отопит. сезон 2018-2019)	12,61	17,55	285,78	368,84	479,11	342,64	349,66	191,59	12,97	2 060,75
3	ЦОК №2 (отопит. сезон 2019-2020)	7,17	155,45	308,34	463,87	401,22	325,52	357,23	265,39	66,23	2 350,42
Итого		19,78	435,79	1 049,11	1 491,32	1 561,75	1 055,34	1 124,23	546,17	94,20	7 377,68

б. описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями;

Описание видов резервного и аварийного топлива представлено в таблице 1.8.5.

Таблица 1.8.5 - Вид и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Вид резервного/аварийного топлива
1	ЦОК №1	Отсутствует
2	ЦОК №2	Отсутствует
3	Котельная №3	Отсутствует
4	Котельная №7	Отсутствует
5	Котельная "Металлист"	Отсутствует
6	Котельная "БМК"	Отсутствует
7	Котельная "МК-135"	Отсутствует
8	Котельная "МО-44"	Отсутствует
9	Котельная "СМП"	Отсутствует
10	Котельная "Витимэнерго"	Отсутствует
11	Котельная "Витим"	Отсутствует
12	Котельная УКМТ-1	Отсутствует

в. описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки;

Паспорт топлива – уголь представлен на рисунке 1.8.1. Низшая теплота сгорания 5445 ккал/кг.

Паспорт качества нефти представлен на рисунке 1.8.2.



Почтовый адрес:

655162, Российская Федерация, Республика Хакасия, г. Черногорск, ул. Советская, 058

Продукция: уголь каменный марки Д, обогащенный, крупностью 13-50 мм (ДОМ)

Сертификат соответствия № РОСС RU.TY 04.H02019, срок действия до 12.03.2015 г.

Код ОК 005(ОКП) 03 2553 Код ТН ВЭД СНГ 2701 12 900 0

Выпускается по ТУ 0325-002-39082824-2011

Уголь должен соответствовать требованиям безопасности применения по ГОСТ Р 51591-2000

Марка, класс	Размер кусков, мм	Массовая доля влаги не более, % W_r^t	Зольность не более, % A^d	Массовая доля хлора не более, %	Массовая доля серы не более, % S_r^d	Массовая доля мышьяка не более, %	Содержание мелочи, %	Удельная активность ЕРН, Бк/кг	Содержание видимой породы не более, %
обогащенный	ДОМ	13-50	18,0	17,0	0,60	0,50	0,02	30,0	370,0

Производитель: ЗАО "УК" Разрез Степной"

Грузоотправитель: ОАО "Русский уголь"

Станция отправления: Черногорские копи, Красноярской железной дороги, код станции 887904

Грузополучатель:

ООО ОРЭБ флота

Лена-перевалка

Проба отобрана по ГОСТ-10742-71 от партии угля №

254ф

Вес партии 1310,9 тонн

Проба помещена в банки №

254ф

и опломбирована пломбиром ОТК М-26

Анализы товарной пробы и сборной пробы проведены углехимической лабораторией ЗАО "УК" Разрез Степной"

Протокол испытаний товарной пробы №

4458

Уголь принят службой контроля качества по ГОСТ 1137-64 "Угли бурые, каменные, антрацит, горючие сланцы и брикеты. Правила приемки по качеству."

Характеристики отгружаемой продукции

Таблица 2

Марка, класс	Размер кусков, мм	Массовая доля влаги, % W_r^t	Зольность % A^d	Массовая доля серы, % S_r^d	Высшая теплота сгорания, ккал/кг, Q_{daf}^s	Низшая теплота сгорания, ккал/кг, Q_r^i	Выход летучих веществ, % V_{daf}	Массовая доля хлора, %	Массовая доля мышьяка, %	Удельная активность ЕРН, Бк/кг
ДОМ	13-50	15,2	11,2	0,43	7614	5445	40,2	0,03	0,0006	370

Руководитель (представитель) углехимической лаборатории

О.В.Ладнюк

Руководитель (представитель) службы контроля качества угля

Е.И.Солоненко

Дата отгрузки	Наименование				Номера ж.д.		Кол-во тонн
	Станция назначения				накладная	вагон	
Количество вагонов:	20	шт	Всего тонн		1310,9		
27.06.2014	Лена-перевалка				ап659254	52353604	67,1
					ап659252	55141568	68,5
					ап659253	55232771	67,3
					ап659249	55456180	65,6
					ап659250	62935317	62,3
					ап659248	56482284	66,0
					ап659247	67099010	60,9
					ап659251	52944600	68,1
					ап659246	67728360	69,3
					ап659245	67277285	61,0
					ап659244	62964861	67,5
					ап659243	52472776	68,2
					ап659242	54198676	67,8
					ап659241	67303362	60,6
					ап659240	66424102	64,8
					ап659257	62306931	68,2
					ап659256	67115949	62,4
					ап659255	60379989	68,0
					ап659230	55924120	63,5
					ап659233	52905700	63,8

Рисунок 1.8.1 – Удостоверение о качестве угля

ПРЕДПРИЯТИЕ-ИЗГОТОВИТЕЛЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
“ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ”
Испытательная лаборатория ООО «ИНК»
ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ 127/1

Дата оформления паспорта: 21.03.2014
 Дата и время отбора: 21.03.2014 13:00
 Место отбора: ЯНГКМ

Число страниц: 1

№	Наименование показателя, единица измерения	НД на метод испытаний (шифр)	Результат испытаний	Примечание
1	2	3	4	
1.	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	ГОСТ 3900	827,1	
2.	Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477	0,12	
3.	Массовая доля серы, %	ГОСТ Р 51947	0,16	
4.	Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370	0,0070	
5.	Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802	отсутствие	
6.	Массовая доля метил-и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802	отсутствие	
7.	Температура застывания, °С	ГОСТ 20287	-50,0	
8.	Вязкость кинематическая, мм ² /с при +20 °С при +50 °С	ГОСТ 33	9,30 4,18	

Инженер-химик:



[Handwritten signature]
 Подпись

Пинигина О.П.

Ф.И.О

Обозначение нефти по ГОСТ Р 51858-2002: 1.0.1.1

Соответствует требованиям нормативной документации ГОСТ Р 51858-2002

Дата выдачи паспорта: 21.03.2014

Перепечатка или копирование без разрешения испытательной лаборатории ООО «ИНК» запрещены

Рисунок 1.8.2 – Паспорт качества нефти

г. описание использования местных видов топлива.

Поставка топлива производится в летний навигационный период на центральный склад угля ЦОК №1. Поставка сырой нефти производится в летний навигационный период в РВС-2000 на территории ЦОК №2.

На основании информации о режимах поставки основного топлива на теплоисточники в периоды резких похолоданий (при температурах наружного воздуха, близких к расчётным), проведён анализ поставки топлива.

Результаты анализа показали отсутствие снижения объёмов поставки основного топлива, в рассматриваемый период.

Ограничений на потребление основного топлива для источников системы теплоснабжения не вводилось.

д. описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Годовое потребление топлива источниками тепла за базовый год представлено в таблице 1.8.1.

Паспорт топлива – уголь представлен на рисунке 1.8.1. Низшая теплота сгорания 5445 ккал/кг.

е. описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

Преобладающий вид топлива в регионе – уголь. Годовое потребление угля источниками за базовый период представлено в таблице 1.8.1.

ж. описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

После реализации мероприятий, согласно принятого варианта развития системы, планируется снижение потребления топлива источниками тепловой энергии.

и. часть 9 "Надежность теплоснабжения";

а. поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей;

Надежность – свойство готовности и влияющие на него свойство безотказности и ремонтпригодности, и поддержка технического обслуживания. (Национальный стандарт РФ ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Термины и определения).

Согласно СП 124.13330.2012 Тепловые сети (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003) надежность системы централизованного теплоснабжения - «способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом системы централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего теплоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде).

б. частота отключений потребителей;

К показателям надежности объектов теплоснабжения относятся:

количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей;

количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/ч установленной мощности.

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

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

Показатель надежности объектов теплоснабжения, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловой сети теплоснабжающей организации

Показатель надежности объектов теплоснабжения, определяемый количеством нарушений подачи тепловой энергии (R_n сети от) рассчитывается по формуле:

$$R_n \text{ сети от} = N_n \text{ сети от} / L$$

где:

- R_n сети от – показатель надежности объектов теплоснабжения, определяемый количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловой сети теплоснабжающей организации;
- N_n сети от – количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях;
- L – суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров.

Результаты расчетов надежности представлены в электронной модели системы теплоснабжения.

в. поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений;

Результаты расчетов надежности представлены в электронной модели системы теплоснабжения.

г. графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения);

Графические материалы, карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения представлены в электронной модели системы теплоснабжения.

д. результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике";

Показатель надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу тепловой мощности источника тепловой энергии теплоснабжающей организации

Показатель надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии ($P_{n \text{ ист от}}$) рассчитывается по формуле:

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

где:

- $P_{n \text{ ист от}}$ – показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в отопительный сезон;
- $N_{n \text{ ист от}}$ – количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границе балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии;
- M – суммарная располагаемая мощность источников тепловой энергии, Гкал/ч.

Результаты расчетов надежности представлены в электронной модели системы теплоснабжения.

е. результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте "д" настоящего пункта.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течении отопительного периода определяются по числу часов ожидания готовности:

- источника теплоты;
- тепловых сетей;
- потребителей теплоты, а также по числу часов нерасчетных температур наружного воздуха.

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

Нормативное значение показателя готовности СЦТ определяет:

- готовность СЦТ к отопительному сезону;
- достаточность установленной тепловой мощности источника теплоты для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

- способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационные и технические мероприятия, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- нормативное число часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по требованию к надежности теплоснабжения делятся на три категории. Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче.

расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494 (больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.).

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

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

Третья категория - остальные потребители.

Расчет уровня надежности теплоснабжения потребителей по состоянию на 01.01.2015 выполнен по методике, разработанной в АО «Газпром промгаз» и опубликованной в работе «Методика и алгоритм расчета надежности тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения городов». Расчет выполнен с использованием сертифицированного программно-расчетного комплекса ГИС Zulu. Данный методический подход соответствует нормативными положениями, регламентами и показателями, включенными в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Целью расчета является количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в тепловых сетях (ТС) систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемого уровня надежности для каждого потребителя.

Оценка надежности производится узловыми вероятностными показателями, определяемыми для потребителей, отнесенных к узлам расчетной схемы ТС.

Тепловые сети от энергоисточников работают по радиальной схеме.

Надежность расчетного уровня теплоснабжения потребителей оценивается коэффициентом готовности K_j , представляющим собой вероятность того, что в произвольный момент времени будет обеспечен расчетный уровень теплоснабжения j -го потребителя (среднее значение доли отопительного сезона, в течение которой теплоснабжение j -го потребителя не нарушается).

Надежность пониженного уровня теплоснабжения потребителей оценивается вероятностью безотказной работы P_j , представляющей собой вероятность того, что в течение отопительного периода температуре воздуха в зданиях j -го потребителя не опустится ниже граничного значения.

Вероятностные показатели надежности (ПН) должны удовлетворять нормативным значениям:

- $K_g = 0,97$ – нормативное значение коэффициента готовности;
- $R_{сцт} = 0,86$ – нормативное значение вероятности безотказной работы СЦТ.

Расчет выполнен при следующих допущениях:

- рассматривается марковский стационарный процесс смены состояний ТС с простым пуассоновским распределением потока отказов;
- вероятность одновременного возникновения двух отказов не учитывается, так как она пренебрежимо мала (на три-четыре порядка меньше вероятности возникновения одного отказа);
- принимается, что при восстановлении отказавшего элемента ТС отказы других элементов ТС не происходят;

- интенсивность отказов теплопроводов определяется на основе статистической обработки данных об отказах.

При отсутствии статистических данных, расчет интенсивности отказов теплопроводов с учетом времени их эксплуатации производится по зависимостям распределения Вейбулла при начальной интенсивности отказов 1 км однолинейного теплопровода равной $5,7 \cdot 10^{-6} \text{ 1/(км}\cdot\text{ч)}$ или $0,05 \text{ 1/(км}\cdot\text{год)}$. Начальная интенсивность отказов соответствует периоду нормальной эксплуатации нового теплопровода после периода приработки.

Средняя интенсивность отказов единицы ЗРА (например, задвижки) принимается равной $2,28 \cdot 10^{-7} \text{ 1/ч}$ или $0,002 \text{ 1/год}$.

Среднее время восстановления при отказах участков ТС в зависимости от их диаметра определена на основе статистической обработки эксплуатационных данных о восстановлении отказавших элементов (если такие данные имеются).

Если статистические данные о времени восстановления не используются, расчет среднего времени восстановления участков ТС в зависимости от их диаметра и расстояния между СЗ производится в соответствии с (9.9).

Расчет ПН выполнен для узлов с обобщенными потребителями. Коэффициент тепловой аккумуляции зданий принимается по представительным в данном узле категориям зданий или для здания с наихудшей теплоустойчивостью.

Результаты расчетов надежности представлены в электронной модели системы теплоснабжения.

к. часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций";

В таблицах 1.10.1-1.10.3 представлены различные технико-экономические показатели работы теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Таблица 1.10.1 - Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций – краткая характеристика

№ п/п	Наименование организации	Наименование тарифной компании	Род деятельности организации	Кол-во источников ТЭ, шт.	Кол-во котлов, шт.	Уст мощность котлоагрегатов, Гкал/ч			Протяженность т/с, км		
						горячая вода	пар	сумма	горячая вода	пар	иное
Суммарные значения:				12	39	102,4	23,6	126,0	42,5	7,7	0,0
1	МУП "Тепловодоканал"	МУП "Тепловодоканал"	генерация и транспортировка	10	33	96,2	23,6	119,8	41,7	7,7	0,0
2	ЗАО "Витимэнерго"	ЗАО "Витимэнерго"	генерация и транспортировка	1	5	2,5	0,0	2,5	0,04	0,0	0,0
3	ЗАО "Витим"	ЗАО "Витим"	генерация и транспортировка	1	3	3,8	0,0	3,8	0,8	0,0	0,0

Таблица 1.10.2 - Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций – полезный отпуск и значения НВВ

№ п/п	Наименование тарифной компании	Утвержденный полезный отпуск, тыс. Гкал							Объем необходимой валовой выручки утв. в тарифе, млн. руб.		
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020
Суммарные значения:		145,9	153,9	150,8	146,5	146,5	146,5	146,5	584,8	625,9	618,6
1	МУП "Тепловодоканал"	145,9	153,9	150,8	146,5	146,5	146,5	146,5	584,8	625,9	618,6
2	ЗАО "Витимэнерго"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	ЗАО "Витим"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.10.3 - Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций – тепловые потери и объем покупной тепловой энергии

№ п/п	Наименование тарифной компании	Утвержденные потери тепловой энергии, тыс. Гкал							Объем покупной тепловой энергии учтенной в тарифе тепловой энергии, тыс. Гкал						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Суммарные значения:		36,1	36,1	28,6	29,2	29,2	29,2	29,2	7,9	7,9	7,9	1,7	1,7	1,7	1,7
1	МУП "Тепловодоканал"	36,1	36,1	28,6	29,2	29,2	29,2	29,2	7,9	7,9	7,9	1,7	1,7	1,7	1,7
2	ЗАО "Витимэнерго"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	ЗАО "Витим"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

л. часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения";

- а. описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет;

На рисунках 1.11.1 - 1.11.6 представлена динамика утвержденных цен (тарифов) на тепловую энергию устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации различные технико-экономические показатели работы теплоснабжающих и теплосетевых организаций.



СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

20 декабря 2018 года

№ 446-спр

Иркутск

Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию в отношении единой теплоснабжающей организации на территории Бодайбинского муниципального образования (МУП «Тепловодоканал», ИНН 3802009268)

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», руководствуясь Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп, учитывая итоги рассмотрения данного вопроса на заседании Правления службы по тарифам Иркутской области 19 декабря 2018 года,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Установить долгосрочные тарифы на тепловую энергию в отношении единой теплоснабжающей организации на территории Бодайбинского муниципального образования (МУП «Тепловодоканал») с календарной разбивкой согласно приложению 1.
2. Установить долгосрочные параметры регулирования деятельности единой теплоснабжающей организации на территории Бодайбинского муниципального образования (МУП «Тепловодоканал»), устанавливаемые на 2019 – 2023 годы для формирования тарифов с использованием метода индексации установленных тарифов, согласно приложению 2.
3. Тарифы, установленные в пункте 1 настоящего приказа, действуют с 1 января 2019 года по 31 декабря 2023 года.
4. Компенсацию выпадающих доходов единой теплоснабжающей организации (МУП «Тепловодоканал») от реализации населению тепловой энергии для целей отопления по тарифам, не обеспечивающим возмещение экономически обоснованных расходов, осуществлять за счет средств областного бюджета, предусмотренных в законе Иркутской области об областном бюджете на соответствующий финансовый год.
5. Признать утратившими силу с 1 января 2019 года:
 - 1) приказ службы по тарифам Иркутской области от 18 декабря 2015 года № 542-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую

Рисунок 1.11.1 – Приказ об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию № 446-спр от 20.12.2018 г.

энергию для единой теплоснабжающей организации на территории Бодайбинского муниципального образования (МУП «Тепловодоканал»);

2) приказ службы по тарифам Иркутской области от 15 декабря 2016 года № 387-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

3) приказ службы по тарифам Иркутской области от 8 февраля 2017 года № 13-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

4) приказ службы по тарифам Иркутской области от 21 июля 2017 года № 157-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

5) пункт 23 приказа службы по тарифам Иркутской области от 19 декабря 2017 года № 473-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области».

6. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию.

Руководитель службы



А.Р. Халиулин

Рисунок 1.11.2 – Приказ об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию № 446-спр от 20.12.2018 г.

Приложение 1
к приказу службы по тарифам
Иркутской области
от 20 декабря 2018 года № 446 -спр

**ДОЛГОСРОЧНЫЕ ТАРИФЫ
НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ В ОТНОШЕНИИ ЕДИНОЙ
ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ НА ТЕРРИТОРИИ
БОДАЙБИНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
(МУП «ТЕПЛОВОДОКАНАЛ»)**

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Период действия	Вода	
МУП «Тепловодоканал»	одноставочный тариф, руб./Гкал (без учета НДС)	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	3 787,75	
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	4 151,56	
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	4 151,56	
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	4 331,82	
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	4 331,82	
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	4 462,90	
		с 01.01.2022 по 30.06.2022	4 462,90	
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	4 610,54	
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	4 610,54	
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	4 772,05	
		одноставочный тариф, руб./Гкал (с учетом НДС)	Население	
			с 01.01.2019 по 30.06.2019	1 836,04
			с 01.07.2019 по 31.12.2019	1 889,28
	с 01.01.2020 по 30.06.2020		1 889,28	
	с 01.07.2020 по 31.12.2020		1 964,84	
	с 01.01.2021 по 30.06.2021		1 964,84	
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	2 043,43		
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	2 043,43		
	с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 125,16		
с 01.01.2023 по 30.06.2023	2 125,16			
с 01.07.2023 по 31.12.2023	2 210,16			

Примечание: в соответствии с постановлением администрации Бодайбинского городского поселения от 3 декабря 2014 года № 565-пн единой теплоснабжающей организацией на территории Бодайбинского муниципального образования определено МУП «Тепловодоканал».

Начальник управления регулирования тарифов (цен) в сфере теплоснабжения службы по тарифам Иркутской области

З.С. Крыгина

Рисунок 1.11.3 – Приложение 1 к приказу об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию № 446-спр от 20.12.2018 г.

Приложение 2
к приказу службы по тарифам
Иркутской области
от 20 декабря 2018 года № 446 -спр

**ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ
РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ
ОРГАНИЗАЦИИ НА ТЕРРИТОРИИ БОДАЙБИНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ (МУП «ТЕПЛОДОКАНАЛ»), УСТАНОВЛИВАЕМЫЕ
НА 2019 – 2023 ГОДЫ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТАРИФОВ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ИНДЕКСАЦИИ УСТАНОВЛЕННЫХ ТАРИФОВ**

Наименование регулируемой организации	Год	Базовый уровень операционных расходов	Индекс эффективности операционных расходов	Нормативный уровень прибыли	Показатели энергосбережения и энергетической эффективности	Динамика изменения расходов на топливо
		тыс. руб.	%	%		
МУП «Теплодоканал»	2019	176 272,5	1,0	0,0	-	-
	2020	-	1,0	0,0	-	-
	2021	-	1,0	0,0	-	-
	2022	-	1,0	0,0	-	-
	2023	-	1,0	0,0	-	-

Примечание: в соответствии с постановлением администрации Бодайбинского городского поселения от 3 декабря 2014 года № 565-пп единой теплоснабжающей организацией на территории Бодайбинского муниципального образования определено МУП «Теплодоканал».

Начальник управления регулирования тарифов (цен) в сфере теплоснабжения службы по тарифам Иркутской области



З.С. Крыгина

Рисунок 1.11.4 – Приложение 2 к приказу об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию № 446-спр от 20.12.2018 г.



СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

11 августа 2019 года

№ 182-спр

Иркутск

О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», руководствуясь Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп, учитывая итоги рассмотрения данного вопроса на заседании Правления службы по тарифам Иркутской области 16 августа 2019 года,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Внести в тарифную таблицу приложения 1 к приказу службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2018 года № 446-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию в отношении единой теплоснабжающей организации на территории Бодайбинского муниципального образования (МУП «Тепловодоканал», ИНН 3802009268)» изменения, изложив строки:

с 01.07.2020 по 31.12.2020	4 331,82
с 01.01.2021 по 30.06.2021	4 331,82

в следующей редакции:

с 01.07.2020 по 31.12.2020	4 222,20
с 01.01.2021 по 30.06.2021	4 222,20

2. Внести в тарифную таблицу приложения к приказу службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2018 года № 448-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на горячую воду в отношении единой теплоснабжающей организации на территории Бодайбинского муниципального образования (МУП «Тепловодоканал», ИНН 3802009268), обеспечивающей горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения)» изменения, изложив строки:

Рисунок 1.11.5 – Приказ о внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области № 182-спр от 21.08.2019 г.

«	с 01.07.2020 по 31.12.2020	85,95	4 331,82	»
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	85,95	4 331,82	

в следующей редакции:

«	с 01.07.2020 по 31.12.2020	85,95	4 222,20	».
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	85,95	4 222,20	

3. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию.

Руководитель службы



А.Р. Халиулин

Рисунок 1.11.6 – Приказ о внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области № 182-спр от 21.08.2019 г.

б. описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения;

Структура цен (тарифов) установленных на момент разработки схемы теплоснабжения представлена в протоколе заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г. на рисунках 1.11.7 – 1.11.17.




СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРОТОКОЛ

заседания Правления службы по тарифам
Иркутской области от 16 августа 2019 года

УТВЕРЖДАЮ

Исполняющая обязанности руководителя
службы по тарифам Иркутской области

 И.Ю. Веклоч

Повестка дня: о внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области.

По списку членов Правления службы по тарифам Иркутской области (далее – Служба) – 9 (в том числе один представитель антимонопольного органа, а при рассмотрении и принятии решений по вопросам регулирования цен (тарифов) в области электроэнергетики – также один представитель от НП «Совет рынка». Представитель антимонопольного органа входит в состав коллегиального органа с правом совещательного голоса (не принимает участия в голосовании)), присутствовали – 5:

Веклоч И.Ю. – заместитель председателя Правления Службы,
Чекуркова И.В. – ответственный секретарь Правления Службы,
Крынина З.С. – член Правления Службы,
Кузихина И.Ф. – член Правления Службы,
Солопов А.А. – член Правления Службы.

Председательствующая: Веклоч И.Ю.

На заседании Правления Службы присутствовал представитель Управления Федеральной антимонопольной службы по Иркутской области – Галинова Ю.С.

Открывая заседание, председательствующая известила присутствующих о правомочности заседания Правления Службы, огласила повестку дня, название дела и его регистрационный номер.

Председательствующая огласила письмо МУП «Тепловодоканал» от 16 августа 2019 года № 827 о проведении заседания Правления Службы в отсутствие предприятия.

Оглашены экспертные заключения Службы (Матусевич Е.В.).

Открыто обсуждение материалов, начаты выступления.

Рисунок 1.11.7 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г.

Председательствующая огласила проект приказа Службы «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области».

Рассмотрев представленные МУП «Тепловодоканал» расчетные и иные обосновывающие материалы, а также экспертные заключения Службы, руководствуясь:

- Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

- постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»;

- Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп;

- другими нормативными правовыми актами в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения,

в целях осуществления корректировки долгосрочных тарифов,

Правление Службы РЕШИЛО:

1. Внести в тарифную таблицу приложения 1 к приказу службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2018 года № 446-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию в отношении единой теплоснабжающей организации на территории Бодайбинского муниципального образования (МУП «Тепловодоканал», ИНН 3802009268)» изменения, изложив строки:

с 01.07.2020 по 31.12.2020	4 331,82
с 01.01.2021 по 30.06.2021	4 331,82

в следующей редакции:

с 01.07.2020 по 31.12.2020	4 222,20
с 01.01.2021 по 30.06.2021	4 222,20

2. Внести в тарифную таблицу приложения к приказу службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2018 года № 448-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на горячую воду в отношении единой теплоснабжающей организации на территории Бодайбинского муниципального образования (МУП «Тепловодоканал», ИНН 3802009268), обеспечивающей горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения)» изменения, изложив строки:

с 01.07.2020 по 31.12.2020	85,95	4 331,82
с 01.01.2021 по 30.06.2021	85,95	4 331,82

в следующей редакции:

с 01.07.2020 по 31.12.2020	85,95	4 222,20
с 01.01.2021 по 30.06.2021	85,95	4 222,20

Результаты голосования по вышеуказанным вопросам:

за – 5 (пять)

против – 0 (ноль)

воздержался – 0 (ноль)

Ответственный секретарь Правления Службы



И.В. Чекуркова

Рисунок 1.11.8 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г.

Наименование организации: **ВТО МУП "Тепловодоканал"**
Расчет необходимой валовой выручки для формирования тарифов на тепловую энергию на 2020 год методом индексации установленных тарифов
(корректировка долгосрочных тарифов)

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	По расчету Предприятия (2020 год)	Прогноз на 2020 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %
I Натуральные показатели						
Предприятием представлено заявление от 02.08.2019 № 756 о передаче в хозяйственное ведение МУП "Тепловодоканал" котельной УКМТ-1, расположенной по адресу: Иркутская область, г.Бодайбо, ул. Иркутская, 1, в соответствии с распоряжением администрации Бодайбинского городского поселения от 08.07.2019 № 322-р. При этом расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов с учетом расходов по котельной УКМТ-1 не представлен.						
1	Выработка тепловой энергии	Гкал	160 397,0	173 921,0	Выработка тепловой энергии определена исходя из объема отпуска в сеть и расхода тепла на собственные нужды котельной за исключением полученной тепловой энергии со стороны.	101,5%
3	Отпуск в сеть	Гкал	168 217,0	175 669,8	Расшифровка приведена ниже.	98,0%
4	Получено тепла со стороны	Гкал	7 820,0	1 748,9	Принято в размере фактического объема поступившей тепловой энергии за 2018 год от ЗАО "Арктик" старателей "Восток".	22,1%
5	Потери	Гкал	29 169,0	29 168,4	Принято в соответствии с распоряжением министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 10.04.2019 № 58-119-мр "Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям МУП "Тепловодоканал" на 2020 год".	102,1%
6	Полезный отпуск по группам потребителей	Гкал	139 048,0	146 501,5	Расшифровка приведена ниже.	97,2%
6.1	и т.ч. за собственное производственное потребление	Гкал	2 389,0	2 380,0	Объем полезного отпуска на собственное производственное потребление принят на основании форм статистической отчетности 46-ТЭ за 2018 год, загруженных Предприятием в ФГИС ЕИАС ФАС России.	100,3%
6.2	населению	Гкал	109 883,0	112 707,3	Полезный отпуск принят согласно п. 22 (1) основ ценнообразования в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 (далее - Основы ценнообразования) исходя из фактического полезного отпуска тепловой энергии. Расчет произведен согласно представленным администрацией Бодайбинского МО данным в форме таблиц ФГИС ЕИАС ФАС России QREP.KU.***.MONTHLY за июль 2019 года.	92,7%
6.2.1	на отопление	Гкал	103 703,1	103 833,0		91,8%
6.2.2	на горячее водоснабжение	Гкал	8 669,0	8 874,5		82,2%
6.3	бюджетным потребителям	Гкал	18 881,0	17 760,0	Объем полезного отпуска бюджетным потребителям принят на основании форм статистической отчетности 46-ТЭ за 2018 год, загруженных Предприятием в ФГИС ЕИАС ФАС России.	94,6%
6.4	прочим потребителям	Гкал	7 895,0	13 654,0	Объем полезного отпуска прочим потребителям принят в размере фактического объема за 2018 год на основании форм статистической отчетности 46-ТЭ, загруженных Предприятием в ФГИС ЕИАС ФАС России и объема полезного отпуска полученной в хозяйственное ведение согласно распоряжению администрации Бодайбинского городского поселения от 08.07.2019 № 322-р, котельной УКМТ-1, расположенной по адресу: Иркутская область, г.Бодайбо, ул. Иркутская, 1 с учетом нового потребителя ООО "Талос Логистика".	171,1%
7	Нормативный удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	220,0	220,0	Расшифровка приведена ниже.	100,0%

Рисунок 1.11.9 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	По расчету Предприятия (2020 год)	Прогноз на 2020 год по договору Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %
7.1	Уголь	кг у.т./ Гкал	220,0	220,0	Принят согласно представленному приказу министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 18.06.2018 № 95-мпр.	100,0%
7.2	Уголь	кг у.т./ Гкал	0,0	213,2	Принят в размере нормативного удельного расхода условного топлива, учтенного в тарифе за тепловую энергию на 2020 год, установленного в отношении котельной УКМТ-1, расположенной по адресу: Иркутская область, г.Бодайбо, ул. Иркутская, 1.	-
7.3	Нефть	кг у.т./ Гкал	220,0	220,0	Принят согласно представленному приказу министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 18.06.2018 № 95-мпр.	100,0%
8	Расход условного топлива на производство тепловой энергии	т.у.т	34 972,0	38 186,0	Расшифровка приведена ниже.	102,4%
8.1	Уголь	т.у.т	31 676,0	34 889,8	Расход условного топлива определен исходя из объема отпущенной тепловой энергии и нормативного удельного расхода условного топлива.	106,9%
8.3	Нефть	т.у.т	3 296,0	3 296,3		71,1%
9	Переводной коэффициент		-	-	Расшифровка приведена ниже.	-
9.1	Уголь		0,791	0,791	Переводной коэффициент принят на уровне фактического за 2018 год, что соответствует предложению Предприятия.	100,0%
9.3	Нефть		1,433	1,433		100,0%
10	Расход натурального топлива	т.н.т	42 351,0	46 408,7	Расшифровка приведена ниже.	104,2%
10.1	Уголь	т.н.т	40 051,0	44 108,4	Расход натурального топлива рассчитан исходя из расхода условного топлива и переводного коэффициента.	106,8%
10.3	Нефть	т.н.т	2 300,0	2 300,3		71,1%
II Формирование необходимой валовой выручки						
I Параметры расчета расходов						
1.1	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)	%	103,4	103,7	Согласно базисным условиям, основным параметрам прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемому изменению цен (тарифов) на товары, работы, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов, разработанным Минэкономразвития России в апреле 2019 года (далее - Прогноз).	99,1%
1.2	Индекс эффективности операционных расходов (ИЭР)	%	1,0	1,0	Индекс определен в соответствии с утвержденными долгосрочными параметрами регулирования деятельности Предприятия на 2019-2023 годы.	100,0%
1.3	Индекс изменения количества активов (ИКА)		0,0	5,7	Индекс определен в соответствии с п. 38 методических указаний, утвержденных приказом ФСТ России от 13 июля 2013 года № 760-з (далее - Методические указания) в соответствии с распоряжением администрации Бодайбинского городского поселения от 08.07.2019 № 322-р о передаче в хозяйственное ведение МУП "Тепловодоканал" котельной УКМТ-1, расположенной по адресу: Иркутская область, г.Бодайбо, ул. Иркутская, 1.	-
1.3.1	количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности	у.е.	725,6	948,5	Согласно информации, предоставленной Предприятием к установлению долгосрочных тарифов на тепловую энергию.	-
1.3.2	установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/час	113,37	113,37	Согласно информации, предоставленной Предприятием к установлению долгосрочных тарифов на тепловую энергию.	-
1.4	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($K_{\text{эл}}$)		0,75	0,75	Коэффициент определен в соответствии с п. 36 Методических указаний.	100,0%

Рисунок 1.11.10 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	По расчету Предприятия (2020 год)	Прогноз на 2020 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %
2	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	180 502,9	188 689,4	Операционные расходы рассчитаны в соответствии с п. 36 Методических указаний похода из затрат базового периода с учетом вышеприведенных параметров для расчета расходов на 2020 год.	107,0%
2.1	Сырье, основные материалы	тыс. руб.	24 244,5	25 344,0	-	107,0%
2.1.1	На ремонт, всего	тыс. руб.	24 244,5	25 344,0	-	107,0%
2.1.1.1	в т.ч. текущий ремонт	тыс. руб.	4 389,3	4 588,4	-	107,0%
2.1.1.2	текущее содержание и техническое обслуживание	тыс. руб.	4 018,4	4 200,6	-	107,0%
2.1.1.3	капитальный ремонт	тыс. руб.	15 836,8	16 555,0	-	107,0%
2.2	Вспомогательные материалы, всего	тыс. руб.	0,0	0,0	-	-
2.2.5	другие материалы	тыс. руб.	0,0	0,0	-	-
2.4	Затраты на оплату труда	тыс. руб.	83 103,7	86 873,0	-	107,0%
2.4.1	оплата труда основных производственных рабочих	тыс. руб.	83 103,7	86 873,0	-	107,0%
2.4.1.1	среднемесячная оплата труда основных производственных рабочих	руб./мес.	34 626,5	34 715,6	-	102,7%
2.4.1.2	численность основного производственного персонала, относимого на регулируемый вид деятельности	ед.	200,0	208,5	-	104,3%
2.5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс. руб.	67,6	70,5	-	107,0%
2.5.1	расходам на оплату услуг связи	тыс. руб.	67,6	70,5	-	107,0%
2.5.9	расходы на оплату других работ и услуг	тыс. руб.	0,0	0,0	-	-
2.10	Прочие операционные расходы, всего	тыс. руб.	73 087,1	76 401,8	-	107,0%
2.10.1	в т.ч. общехозяйственные расходы	тыс. руб.	40 382,5	42 213,9	-	107,0%
2.10.2	расходы на услуги банков	тыс. руб.	937,4	979,9	-	107,0%

Рисунок 1.11.11 – Протокол заседания Правления службы по трифам Иркутской области от 16.08.2019 г.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	По расчету Предприятия (2020 год)	Прогноз на 2020 год по заслочно-но Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %
2.10.3	иные расходы	тыс. руб.	31 767,2	33 208,0	-	107,0%
3	Неконтролируемые расходы	тыс. руб.	62 191,5	50 411,1	Корректировка произведена в соответствии с п. 52 Основ ценнообразователя с учетом положений п. 39 Методических указаний.	100,7%
3.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	2 145,7	628,0	Заявленные Предприятием расходы на утилизацию ТКО и плата не являются экономическими обоснованными, так как Предприятием не представлены документы, подтверждающие расценки в соответствии с требованиями п. 28 Основ ценнообразователя. В представленном договоре на размещение (захоронение) производственных отходов от 08.02.2019 №15 стоимость услуг с тем же поставщиком возрастает в 3,57 раза по отношению к прошлому году. При этом расчет и обоснование увеличения данной стоимости не представлено. Учитывая объективную производственную необходимость расходы приняты в размере фактически за 2018 год с учетом ИПЦ на 2019-2020 годы в размере 105,0% и 103,7% соответственно согласно Прогнозу.	115,7%
3.2	Аренда основного оборудования	тыс. руб.	259,9	259,9	Расшифровка приведена ниже.	97,3%
3.2.1	по договорам аренды	тыс. руб.	259,9	259,9	Предприятием не представлены договоры аренды на 2020 год. Расходы приняты по предложению Предприятия, так как не превышают рассчитанных в соответствии с п. 45 Основ ценнообразователя согласно данным, имеющимся в Службе, исходя из кадастровой стоимости земельных участков и ставки земельного налога.	97,3%
3.3	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, всего	тыс. руб.	7 452,8	7 452,8	Расшифровка приведена ниже.	158,3%
3.3.1	плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс. руб.	141,8	141,8	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов приняты по предложению Предприятия, так как не превышают рассчитанных на 2020 год с учетом распределения обязательств/расходов.	284,2%

Рисунок 1.11.12 – Протокол заседания Правления службы по трифам Иркутской области от 16.08.2019 г.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	По расчету Предприятия (2020 год)	Прогноз на 2020 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %
3.3.2	средства на обязательное страхование	тыс. руб.	105,7	105,7	Расход на обязательное страхование принят по по предложению Предприятия согласно Федеральному закону № 235-ФЗ от 27.07.2010 "Об обязательном страховании гражданской ответственности владельцев опасных объектов за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте".	530,2%
3.3.4	уплата налогов, всего	тыс. руб.	7 205,3	7 205,3	Расшифровка приведена ниже.	155,3%
3.3.4.1	в т.ч. налог на имущество организаций	тыс. руб.	7 205,3	7 205,3	Налог на имущество организаций принят по предложению Предприятия, так как не превышает рассчитанной исходя из данных об объектах основных средств, даже введен в эксплуатацию, балансовой стоимости и сроке полезного использования.	155,3%
3.4	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	25 147,2	26 287,8	Расшифровка приведена ниже.	107,0%
3.4.1	процент отчислений на социальные нужды	%	30,3	30,3	Принят по предложению Предприятия, так как не превышает фактический за 2018 год.	100,0%
3.4.2	отчисления на соц. нужды от заработной платы основных производственных рабочих	тыс. руб.	25 147,2	26 287,8	Расчетные экспертами Службы, исходя из скорректированного фонда заработной платы и принятого процента страховых взносов.	107,0%
3.5	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	3 795,0	3 765,4	В соответствии с п. 25 Методических указаний расходы по сомнительным долгам скорректированы в размере 2% свободной налоговой выручки, относимой на население и направленных к нему категорий потребителей, установленной за 2019 год.	144,5%
3.6	Амортизации основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	23 082,0	12 017,1	Заявленные Предприятием расходы не могут быть признаны экономически обоснованными, так как по итогам проведенного анализа представленных Предприятием документов, в том числе ведомости амортизации основных средств за март 2019 года, расходы на амортизацию пересчитаны согласно нормам амортизационных отчислений и сроку полезного использования объектов основных средств с учетом исключения амортизационных отчислений по объекту трубопровод центральное теплоснабжения (кадастровый номер 38:22:000000:023), переданному по распоряжению администрации Бодибизнесского городского поселения от 29.01.2019 № 34-пр, построенному за счет средств местного и областного бюджета по программе модернизации.	69,1%
3.9	Налог на прибыль (налог при УСН)	тыс. руб.	310,9	0,0	Заявленные Предприятием расходы не могут быть признаны экономически обоснованными, в связи с отсутствием базы для расчета.	-
4	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, тепловой воды и теплоносителя	тыс. руб.	398 681,8	413 456,3	Корректировка произведена в соответствии с п. 52 Основ ценообразования с учетом положений п. 50 Методических указаний.	99,0%
4.1	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	17 544,6	13 172,3	Расшифровка приведена ниже.	104,8%
4.1.1	Вода на технологические цели (теплоноситель)	тыс. руб.	10 994,3	9 419,3	Расшифровка приведена ниже.	108,9%
4.1.1.1	тариф	руб./м ³	85,95	85,95	Принят в размере стоимости 1 м ³ очищенной воды, учтенной при установлении тарифа в отношении МУП "Тепловодоканал" на питьевую воду, согласно постановлению администрации Бодибизнесского городского поселения от 10.12.2018 № 949-п.	100,8%

Рисунок 1.11.13 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	По расчету Предприятия (2020 год)	Прогноз на 2020 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %
4.1.1.2	объем	м ³	127 915,0	109 590,6	Принят в размере фактического объема потребления воды за 2018 год и объема потребления воды учтенного в тарифе на тепловую энергию на 2020 год, установленного в отношении котельной УКМТ-1, расположенной по адресу: Иркутская область, г.Бодайбо, ул. Иркутская, 1.	108,0%
4.1.2	Водоотведение	тыс. руб.	6 550,3	3 753,0	Расшифровка приведена ниже.	112,1%
4.1.2.1	тариф	руб./м ³	52,69	52,69	Принят в размере стоимости, учтенной при установлении тарифа в отношении МУП "Тепловодоканал" на водоотведение, согласно постановлению администрации Бодайбинского городского поселения от 10.12.2018 № 949-п.	98,7%
4.1.2.2	объем	м ³	124 318,4	71 228,0	Принят в размере фактического объема потребления воды за 2018 год за исключением объема потерь и затрат теплоносителя согласно приказу министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 12.04.2017 № 61-мпр и объема потребления воды учтенного в тарифе на тепловую энергию на 2020 год, установленного в отношении котельной УКМТ-1, расположенной по адресу: Иркутская область, г.Бодайбо, ул. Иркутская, 1.	113,5%
4.2	Стоимость натурального топлива с учетом транспортировки (перевозки) (топливо на технологические цели)	тыс. руб.	331 658,3	307 031,7	Расшифровка приведена ниже.	102,9%
4.2.1	Уголь	тыс. руб.	273 582,1	307 992,0	Расшифровка приведена ниже.	109,3%
	объем топлива	тшт	40 051,0	44 108,4	По основаниям, приведенным выше.	106,8%
	цена топлива	руб./тшт	6 830,84	6 982,61	Цена топлива принята в соответствии с договором на поставку угля измененного на отопительный период 2019-2020 гг. от 29.10.2018 № 31807009995-01-169, заключенным в результате проведения торгов, с учетом ИЦП по отрасли "Производство нефтепродуктов" на 2020 год и размере 104,1% согласно Прогнозу, а также с учетом затрат по хранению угля, определенных исходя из фактических затрат за 2018 год и ИЦП на 2019-2020 годы в размерах 105,0% и 103,7% соответственно согласно Прогнозу.	102,3%
4.2.3	Нефть	тыс. руб.	58 076,3	59 039,8	Расшифровка приведена ниже.	79,0%
	объем топлива	тшт	2 300,0	2 300,3	По основаниям, приведенным выше.	71,1%
	цена топлива	руб./тшт	25 250,57	25 666,67	Цена топлива принята в соответствии с договором на поставку топлива нефтяного на 2019-2020 годы от 12.07.2019 №31907984244, заключенным в результате проведения торгов.	111,0%
4.3	Энергия, в том числе	тыс. руб.	49 478,9	33 252,3	Расшифровка приведена ниже.	67,9%
4.3.1	затраты на покупку электрической энергии	тыс. руб.	28 230,8	28 460,5	Расшифровка приведена ниже.	100,4%
4.3.1.1	энергия ИЭП (0,4 кВ и ниже)	тыс. руб.	12 377,0	11 876,0	Расшифровка приведена ниже.	96,6%
4.3.1.1.1	тариф на энергию	руб./кВтч	3,27	3,29	В соответствии с п. 50 Методических указаний средневзвешенная стоимость электроэнергии определена исходя из фактической стоимости покупки электрической энергии за 2018 год с учетом ИЦП по отрасли "Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха" на 2019-2020 годы в размере 105,1% и 104,3 % соответственно согласно Прогнозу.	100,3%
4.3.1.1.2	объем энергии	тыс. кВтч	3 785,000	3 613,744	Объем электрической энергии принят в размере фактического за 2018 год.	96,4%
4.3.1.2	энергия СН 2 (1-20 кВ)	тыс. руб.	15 854,0	16 582,5	Расшифровка приведена ниже.	103,3%

Рисунок 1.11.14 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	По расчету Предприятия (2020 год)	Прогноз на 2020 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %
4.3.1.2.1	тариф на энергию	руб./кВтч	3,07	3,10	В соответствии с п. 50 Методических указаний средневзвешенная стоимость электроэнергии определена исходя из фактической стоимости полученной электрической энергии за 2018 год с учетом НДС по отгрузке "Обеспечение электрической энергии, газом и паром, кондиционирование воздуха" на 2019-2020 годы в размере 105,1% и 104,2 % соответственно согласно Прогнозу.	107,5%
4.3.1.2.2	объем энергии	тыс. кВтч	5 170,000	5 347,358	Объем электрической энергии принят в размере фактического за 2018 год с учетом объема потребления электрической энергии, учтенным в тарифе на тепловую энергию на 2020 год, установленном в отношении котельной УКЭМТ-1, расположенной по адресу: Иркутская область, г.Бодайбо, ул. Иркутская, 1.	96,1%
4.3.2	затраты на полученную тепловую энергию	тыс. руб.	21 248,1	4 791,8	Расшифровка приведена ниже.	23,2%
4.3.2.1	объем ТЭ	Гкал	7 917,0	1 748,9	Объем полученной тепловой энергии принят в размере фактического за 2018 год.	22,1%
4.3.2.2	цена ТЭ	руб./Гкал	2 683,86	2 739,92	Средневзвешенная стоимость полученной тепловой энергии рассчитана в соответствии с утвержденными тарифами на тепловую энергию приказами Службы от 04.08.2018 № 138-спр в отношении ЗАО "Арктик Стайякел" "Витик".	105,1%
6	Итого расходы	тыс. руб.	641 376,2	652 558,8	По основаниям, приведенным выше.	101,3%
7	Выполнение обязательств по средствам	тыс. руб.	6 380,2	0,0	В результате анализа представленных Предприятием документов выполняющие доходы исключены в полном объеме.	0,0%
8	Избыток средств, полученных за отчетные периоды регулирования	тыс. руб.	0,0	33 998,4	Расчет выполнен в соответствии с п. 42 Методических указаний и п. 50 Основ ценообразования на основании анализа фактически понесенных затрат за 2018 год, подтвержденных данными бухгалтерской и статистической отчетности и финансовыми показателями, учтенными в тарифах для Предприятия на 2018 год.	173,5%
9	Итого расходы	тыс. руб.	647 756,4	618 558,4	По основаниям, приведенным выше.	98,8%
10	Прибыль	тыс. руб.	1 554,7	0,0	Принята в соответствии с утвержденными долгосрочными параметрами регулирования деятельности Предприятия на 2019-2023 годы.	-
10.2	Прибыль на социальное развитие	тыс. руб.	1 554,7	0,0	-	-
-	Нормативный уровень прибыли	%	0,2	0,0%	-	-
11	Необходимая валовая выручка без НДС	тыс. руб.	649 311,1	618 558,4	По основаниям, приведенным выше.	98,8%
12	Необходимая валовая выручка с НДС (20 %)	тыс. руб.	766 187,1	742 270,0	По основаниям, приведенным выше.	98,8%
III	Метод индексации					
	ИПЦ	%	103,4	103,7	-	99,1%
1	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	180 502,9	188 689,4	-	107,0%
2	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	62 191,5	50 411,1	-	100,7%
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	398 681,8	413 456,3	-	99,0%
4	Прибыль	тыс. руб.	1 554,7	0,0	-	-
6	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов.	тыс. руб.	0,0	-33 998,4	-	188,0%
10	Итого необходимая валовая выручка	тыс. руб.	649 311,1	618 558,4	-	98,8%
11	Среднеотпускной тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	4 669,66	4 222,30	-	101,7%
12	Рост среднеотпускного тарифа	%	112,5%	101,7%	-	-

Ответственный за составление экспертного заключения



Е. В. Матусевич

Рисунок 1.11.15 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г.

II. Расчет необходимой величины затрат на оплату коммунальных тарифов на теплоснабжение, поставляемый МУП "Тепловодоканал", владельцем истинным (фактическим) тепловой энергией, из которого производится теплоснабжение.

№ п/п	Наименование расхода	Ед.изм.	Утверждено в тарифах на 2019 год	Прогноз на 2020 год по данным Предприятия	Прогноз на 2020 год по заключенному Службы	Основания, по которым произведен прогноз
	Индекс потребительских цен	%	104,6	-	103,7	Согласно базовому сценарию Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года, разработанному Межкоминразвития России в октябре 2018 года (далее - Прогноз).
1	Расходы на производство воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии, в том числе:	тыс. руб.	24 643,4	-	22 661,7	Расшифровка приведена ниже.
1.1	Стоимость исходной воды	тыс. руб.	24 643,4	-	22 661,7	Расшифровка приведена ниже.
-	Расчетный объем	тыс. куб.м	288,900	192,761	263,661	Объем воды на производство теплоносителя определен исходя из следующих условий: объем воды на нужды горячего водоснабжения населения рассчитан исходя из данных о количестве жителей, пользующихся услугами горячего водоснабжения, предоставленных администрацией Бодайбинского МО в форме шаблонов ФГИС ЕИАС ФАС России OREP.KU.****.MONTHLY за март 2019 года, и объем теплоносителя, учтенный при установлении тарифа на тепловую энергию на 2020 год.
-	Планируемая (расчетная) цена	руб./куб.м	85,30	85,95	85,95	Принят в размере тарифа МУП "Тепловодоканал" на питьевую воду, согласно постановлению администрации Бодайбинского городского поселения от 10.12.2018 № 948-п.
2	Необходимая величина выручки, отнесенная на производство теплоносителя	тыс. руб.	24 775,4	24 600,7	22 661,7	По основаниям, приведенным выше.
3	Объем воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии	тыс. куб.м	288,900	192,761	263,661	Принят равным объему исходной воды.
4	Стоимость 1 куб. м воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии и (или) приобретаемой у других организаций	руб./ куб. м	85,76	127,62	85,95	Рассчитана исходя из планируемой НВБ и объема потребляемой воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии в целях производства теплоносителя.
5	Тариф на теплоноситель, поставляемый теплонабывающей организацией, владеющей источником (источниками) тепловой энергии, на котором производится теплоноситель	руб./ куб. м	85,76	127,62	85,95	Тариф на теплоноситель принят в размере, равном стоимости 1 куб. м воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии.

Ответственный за составление экспертного заключения



Е.В. Марусова

Рисунок 1.11.16 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019 г.

Расчет тарифа на горячую воду в открытых системах теплоснабжения для ЕТО МУП "Тепловодоканал", поставляющего горячую воду с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения)

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Период регулирования	
			с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
I	Компонент на теплоноситель	руб./куб. м	85,30	85,95
..	Тариф на теплоноситель, приготовленный источником тепловой энергии	руб./куб. м	85,30	85,95
II	Компонент на тепловую энергию	руб./Гкал	4 151,56	4 222,20
	Одноставочный компонент на тепловую энергию	руб./Гкал	4 151,56	4 222,20

Ответственный за составление экспертного заключения



Е.В. Матусевич

Рисунок 1.11.17 – Протокол заседания Правления службы по тарифам Иркутской области от 16.08.2019

Г.

Таблица 1.11.1 - Структура цен (тарифов) установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

№ п/п	Показатель	2018	2019	2020
1	МУП "Тепловодоканал", всего НВВ, тыс. руб.	583329,1	625874,2	618558,3
2	Всего полезный отпуск тепловой энергии (собственная генерация и покупка тепловой энергии), Гкал/год	153,9	150,8	146,5
3	Полезный отпуск, тыс. Гкал	145,9	142,8	144,8
4	Полезный отпуск от покупной тепловой энергии, тыс. Гкал/год	7,9	7,9	1,7
5	Тариф на тепловую энергию, руб/Гкал	3791,2	4151,6	4222,20
6	Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал	182,0	171,4	173,9
7	Собственные нужды, тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0
8	Отпуск тепловой энергии с коллекторов (покупка тепла со стороны), Гкал/год	7,9	7,9	1,7
9	Всего тепловые потери, тыс. Гкал	36,1	28,6	29,2
10	Потери тепловой энергии, тыс. Гкал	36,1	28,6	29,2
11	Получено тепловой энергии (потери ТЭ) со стороны, тыс. Гкал/год	0,0	0,0	0,0
12	Потребность в условном топливе на выработку, тыс. тут/год	41,9	39,4	40,0
13	Потребность в натуральном топливе на выработку, природный газ, тыс. м ³	47,8	44,5	46,4
14	Операционные расходы, тыс. руб.	167840,4	176272,4	188689,3
15	Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	45702,6	50065,3	50411,0
16	Амортизация основных произв. фондов	14734,5	17383,1	12017,1
17	Налог на имущество	1915,2	4639,3	7205,3
18	Налог на прибыль	296,1	0,0	0,0
19	Арендная плата	267,1	267,1	259,9
20	Отчисления от оплаты труда	22304,6	24557,9	26287,8
21	Услуги банков	0,0	0,0	0,0
22	Расходы по сомнительным долгам	2906,6	2605,4	3765,4
23	Прочие расходы	0,0	0,0	0,0
24	Расходы на энергоресурсы, тыс. руб.	357362,6	417560,0	413456,4
25	Природный газ	0,0	0,0	0,0
26	Электроэнергия	32277,7	28342,2	28460,5
27	Вода	4784,6	8653,3	9419,3
28	Покупная продукция	17861,6	20644,7	4791,8
29	Всего прибыль, тыс. руб.	11539,5	0,0	0,0
30	Социальные выплаты	0,0	0,0	0,0
31	Прочие расходы	0,0	0,0	0,0
32	Другое	884,0	-18023,5	-33998,4

в. описание платы за подключение к системе теплоснабжения;

В соответствии с требованиями Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- потребители тепловой энергии, в том числе застройщики, планирующие подключение к системе теплоснабжения, заключают договоры о подключении к системе теплоснабжения и вносят плату за подключение к системе теплоснабжения.

На момент разработки схемы теплоснабжения, плата за подключение к системе теплоснабжения Службой по тарифам Иркутской области не устанавливалась.

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

В соответствии с требованиями Федерального Закона Российской Федерации от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры на оказание услуг по поддержанию резервной мощности.

На момент разработки схемы теплоснабжения плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии, в том числе для социально значимых категорий потребителей Службой по тарифам Иркутской области не устанавливалась.

д. описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

На момент разработки схемы теплоснабжения, Правительство РФ не приняло решения о отнесении МО к ценовой зоне теплоснабжения.

е. описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

На момент разработки схемы теплоснабжения, Правительство РФ не приняло решения о отнесении МО к ценовой зоне теплоснабжения.

м. часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения".

- а. описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);**

Техническое состояние системы теплоснабжения в удовлетворительном состоянии, но имеет высокий процент износа, отсутствует автоматизация. Источники тепловой энергии и тепловые сети с предельным сроком эксплуатации требуют реконструкции и модернизации. Результаты оценки технического состояния объектов теплоснабжения представлено в таблице 1.12.1.

Таблица 1.12.1 – Существующие проблемы организации надежного и качественного теплоснабжения в г. Бодайбо

Технологический комплекс	Преимущественное состояние группы оборудования	Описание	Оценочный ресурс по состоянию на начало 2020 года, лет	Рекомендации
ЦОК №1				
Основное оборудование	2 котла исправны, 2 котла выработали ресурс	2 котла исправное требует текущего ремонта, 2 котла выработали ресурс	7	замена двух котлов
Насосное оборудование	исправное требует текущего ремонта	4 насоса исправные, 2 насоса исправные - требуют текущего ремонта	7	провести текущий ремонт
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной	исправное требует текущего ремонта	дымовая труба котла №1 изношена, отсутствует золоуловитель котла №1.	1	провести текущий ремонт. Реконструкция золоудаления котла №1. Замена дымовой трубы
Водоподготовка	отсутствует	-	-	проектирование и монтаж ХВО
Строительные конструкции	ограниченно работоспособное состояние	замечания, указанные в ЭПБ - выполнены	70	осмотр, текущий ремонт
Тепловые сети	исправное, требует текущего ремонта	состояние работоспособное	17	регламентные испытания. Наладка тепловой сети.
Диспетчеризация	котельная обслуживаемая, диспетчеризация отсутствует	диспетчеризация - телефонная связь	-	проектирование автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ)
Общая рекомендация по котельной "ЦОК №1"	Замена основного оборудования, проведение текущего ремонта.			
ЦОК №2				
Основное оборудование	морально устаревшее-исправное	паровые котлы, выработавшие ресурс	3	провести консервацию
Насосное оборудование	морально устаревшее-исправное	морально и физически устаревшее оборудование	3	провести замену
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной	исправное требует текущего ремонта	оборудование изношено, выработало ресурс	3	провести консервацию
Водоподготовка	исправное требует текущего ремонта	оборудование изношено, выработало ресурс	3	модернизация
Строительные конструкции	ограниченно работоспособное состояние	замечания, указанные в ЭПБ - выполнены	70	осмотр, текущий ремонт
Тепловые сети	исправное, требует текущего ремонта	состояние работоспособное	9	замена тепловых сетей в объеме не менее 5% в год. наладка тепловой сети.
Диспетчеризация	котельная обслуживаемая, диспетчеризация отсутствует	диспетчеризация - телефонная связь	-	проектирование АСДУ
Общая рекомендация по котельной "ЦОК №2"	Перевод котельной в режим ЦТП. Строительство ЦТП.			
Котельная №3				
Основное оборудование	исправное, требует капитального ремонта или замены	превышен срок эксплуатации, требуется замена	1	провести замену
Насосное оборудование	исправное, требует капитального ремонта или замены	превышен срок эксплуатации, требуется замена	1	провести замену
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной	исправное требует текущего ремонта	оборудование требует текущего ремонта	5	текущий ремонт

Водоподготовка	отсутствует	-	-	проектирование и монтаж ХВО
Строительные конструкции	ограниченно работоспособное состояние	модульное здание	5	осмотр, текущий ремонт
Тепловые сети	исправное, требует текущего ремонта	состояние работоспособное	17	замена тепловых сетей в объеме не менее 5% в год. наладка тепловой сети.
Диспетчеризация	котельная обслуживаемая, диспетчеризация отсутствует	диспетчеризация - телефонная связь	-	проектирование АСДУ
Общая рекомендация по котельной №3	Замена основного оборудования, проектирование ХВО, диспетчеризация.			
Котельная №7				
Насосное оборудование	морально устаревшее-исправное	превышен срок эксплуатации, требуется замена	2	провести замену, модернизация
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной	исправное		9	обслуживание
Водоподготовка	отсутствует	-	-	проектирование и монтаж ХВО
Строительные конструкции	работоспособное состояние	модульное здание	10	осмотр, текущий ремонт
Тепловые сети	исправное, требует текущего ремонта	состояние работоспособное	7	замена тепловых сетей в объеме не менее 5% в год. наладка тепловой сети.
Диспетчеризация	котельная обслуживаемая, диспетчеризация отсутствует	диспетчеризация - телефонная связь	-	проектирование АСДУ
Общая рекомендация по котельной №7	замена насосного оборудования, проектирование ХВО, диспетчеризация.			
Котельная "Металлист"				
Насосное оборудование	Морально устаревшее-исправное	превышен срок эксплуатации, требуется замена	2	провести замену, модернизация
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной	исправное		9	обслуживание
Водоподготовка	отсутствует	-	-	проектирование и монтаж ХВО
Строительные конструкции	работоспособное состояние		10	осмотр, текущий ремонт
Тепловые сети	Исправное, требует текущего ремонта	состояние работоспособное	16	замена тепловых сетей в объеме не менее 5% в год. наладка тепловой сети.
Диспетчеризация	Котельная обслуживаемая, диспетчеризация отсутствует	диспетчеризация - телефонная связь	-	проектирование АСДУ
Общая рекомендация по котельной "Металлист"	Замена насосного оборудования, проектирование ХВО, диспетчеризация.			
Котельная БМК				
Основное оборудование	исправное	исправное	7	Обслуживание
Насосное оборудование	исправное	исправное	7	обслуживание
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной	исправное	исправное	8	обслуживание
Водоподготовка	отсутствует	-	-	проектирование и монтаж хво
Строительные конструкции	работоспособное состояние	модульное здание	10	осмотр, текущий ремонт
Тепловые сети	Исправное, требует текущего ремонта	состояние работоспособное	13	замена тепловых сетей в объеме не менее 5% в год. наладка тепловой сети.

Диспетчеризация	Котельная обслуживаемая, диспетчеризация отсутствует	диспетчеризация - телефонная связь	-	проектирование АСДУ
Общая рекомендация по котельной БМК	Проектирование ХВО, диспетчеризация.			
Котельная МК-135				
Основное оборудование	исправное	один котел из трех выработал ресурс	9	замена 1 котла
Насосное оборудование	исправное, требует текущего ремонта	превышен срок эксплуатации	3	провести замену, модернизация
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной	исправное	-	9	обслуживание
Водоподготовка	отсутствует	-	-	проектирование и монтаж ХВО
Строительные конструкции	работоспособное состояние	модульное здание	10	осмотр, текущий ремонт
Тепловые сети	Исправное, требует текущего ремонта	состояние работоспособное	12	замена тепловых сетей в объеме не менее 5% в год. наладка тепловой сети.
Диспетчеризация	Котельная обслуживаемая, диспетчеризация отсутствует	диспетчеризация - телефонная связь	-	проектирование АСДУ
Общая рекомендация по котельной МК-135	Замена котла. Замена насосного оборудования. Проектирование ХВО, диспетчеризация.			
Котельная МО-44				
Основное оборудование	исправное	один котел из трех выработал ресурс	9	замена 1 котла
Насосное оборудование	исправное, требует текущего ремонта	исправное, требует текущего ремонта	3	провести замену, модернизация
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной	исправное	-	9	обслуживание
Водоподготовка	отсутствует	-	-	проектирование и монтаж ХВО
Строительные конструкции	работоспособное состояние	модульное здание	10	осмотр, текущий ремонт
Тепловые сети	Исправное, требует текущего ремонта	состояние работоспособное	13	замена тепловых сетей в объеме не менее 5% в год. наладка тепловой сети.
Диспетчеризация	Котельная обслуживаемая, диспетчеризация отсутствует	диспетчеризация - телефонная связь	-	проектирование АСДУ
Общая рекомендация по котельной МО-44	Замена котла. Замена насосного оборудования. Проектирование ХВО, диспетчеризация.			
Котельная СМП				
Основное оборудование	исправное, требует капитального ремонта или замены	два котла из трех выработали ресурс	2	замена 2 котлов
Насосное оборудование	исправное, требует текущего ремонта	часть насосов выработала нормативный срок эксплуатации	1	провести замену насосного оборудования, модернизация
Вспомогательное оборудование и хозяйство котельной	Исправное, требует текущего ремонта	-	9	обслуживание
Водоподготовка	отсутствует	-	-	проектирование и монтаж ХВО
Строительные конструкции	работоспособное состояние	модульное здание	10	осмотр, текущий ремонт
Тепловые сети	Исправное, требует текущего ремонта	состояние работоспособное	14	замена тепловых сетей в объеме не менее 5% в год. наладка тепловой сети.
Диспетчеризация	Котельная обслуживаемая, диспетчеризация отсутствует	диспетчеризация - телефонная связь	-	проектирование АСДУ

Общая рекомендация по котельной СМП	Замена 2 котлов. Замена насосного оборудования. Проектирование ХВО, диспетчеризация.			
ЦТП №1, ЦТП №4, ЦТП №4А, ЦТП №6				
Насосное оборудование	исправное	исправное	6	обслуживание
Теплообменное оборудование	исправное	исправное	11	обслуживание
Водоподготовка	отсутствует	-	-	проектирование и монтаж ХВО
Строительные конструкции	работоспособное состояние	модульное здание	10	осмотр, текущий ремонт
Тепловые сети	Исправное, требует текущего ремонта	состояние работоспособное	11	замена тепловых сетей в объеме не менее 5% в год. наладка тепловой сети.
Диспетчеризация	ЦТП обслуживаемая, диспетчеризация отсутствует	диспетчеризация - телефонная связь	-	проектирование АСУТП. Диспетчеризация.
Общая рекомендация по ЦТП №1, ЦТП №4, ЦТП №4А, ЦТП №6	Проектирование АСУТП. Диспетчеризация. Проектирование ХВО.			

б. описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);

Проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения развития теплоснабжения потребителей:

- отсутствие автоматизации технологических процессов;
- отсутствие ХВО на всех источниках теплоснабжения;
- не произведена наладка и регулировка тепловых сетей;
- высокий процент износа основного и вспомогательного оборудования котельных и тепловых сетей.

в. описание существующих проблем развития систем теплоснабжения;

Невозможность газификации района, использование привозного топлива в навигационный период.

Отсутствие грамотного инженерного персонала по ремонту и обслуживанию КИПиА.

г. описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения;

Проблем в обеспечении действующих систем теплоснабжения топливом не наблюдалось - как в номинальном режиме работы источников тепловой энергии, так и в периоды резких похолоданий.

Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения прочих организаций, занятых в сфере теплоснабжения, по полученной от них информации – отсутствуют.

д. анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.

Предписания надзорными органами организациям, занятым в сфере теплоснабжения, об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность эксплуатируемых ими систем теплоснабжения, по информации полученной от указанных организаций - не выдавались.

2. глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения";

а. данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения;

Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения в разрезе по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения в разрезе по каждому источнику тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии - расчетного элемента территориального деления	Потребление тепловой энергии за базовый год, тыс. Гкал/год
Суммарные значения:		146,50
1	ЦОК №1	83,56
2	ЦОК №2	14,54
3	Котельная №3	0,88
4	Котельная №7	8,48
5	Котельная "Металлист"	8,83
6	Котельная "БМК"	11,80
7	Котельная "МК-135"	3,88
8	Котельная "МО-44"	3,07
9	Котельная "СМП"	4,59
10	Котельная УКМТ-1	6,87
11	Котельная "Витимэнерго"	0,00
12	Котельная "Витим"	0,00

а. перечень объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения;

Объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения не выявлено.

б. актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки;

Прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки актуализирован и представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Прогноз перспективной застройки

№ п/п	Наименование/адрес застройки	Тип застройки	Вид застройки (жилищная, СКБ или производственная)	Год реализации	Площадь предполагаемой застройки (жилая) м. кв.
Суммарные значения					12 243
1	ТУ № 1-19, КДЦ "Витим", ул. Урицкого, 41 "А" (построено, подключение к ТВС)	административная	соцкультбыт	2020	278
2	ТУ № 4-19, Патологоанатомическое отделение, ул. 30 лет Победы, 6	административная	соцкультбыт	2022	800
3	ТУ № 32-19, Жилой дом, ул. Сибирская, 33(построено, подключение к ТВС)	жилая	жилая	2021	160
4	ТУ № 37-19, здание ООО «Карьерсервис», ул. Стояновича, 79	административная	производственная	2023	300
5	ТУ № 1-20, Крытый каток, ул. А. Сергеева, 18 "И"	административная	соцкультбыт	2023	500
6	ТУ № 3-20, Жилые дома, ул. 8 марта № 19 "А", 19 "Б"	жилая	жилая	2022	1 000
7	ТУ № 7-20, Объект здравоохранения, ул. Р. Люксембург, 4	административная	соцкультбыт	2023	800
8	МЖЗ, ул. Разведчиков, 3	малоэтажная жилая	жилая	2026	4 148
9	МЖЗ, ул. Труда, 3	малоэтажная жилая	жилая	2027	1 745
10	МЖЗ, ул. Труда, 4	малоэтажная жилая	жилая	2028	1 433
11	МЖЗ, ул. Труда, 6	малоэтажная жилая	жилая	2029	1 078

в. расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии;

Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии представлена на рисунке 2.3.

Таблица 2.3 - Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч		
			на технологию	на отопление	на горячее водоснабжение ГВС ср
Суммарные значения:		39,1	0,00	36,68	2,42
1	ЦОК №1	21,9	0,00	20,55	1,38
2	ЦОК №2	3,8	0,00	3,53	0,29
3	Котельная №3	0,2	0,00	0,22	0,01
4	Котельная №7	2,2	0,00	2,09	0,14
5	Котельная "Металлист"	2,3	0,00	2,19	0,12
6	Котельная "БМК"	3,1	0,00	2,91	0,19
7	Котельная "МК-135"	1,0	0,00	0,96	0,06
8	Котельная "МО-44"	0,8	0,00	0,77	0,03
9	Котельная "СМП"	1,2	0,00	1,15	0,06
10	Котельная УКМТ-1	1,8	0,00	1,70	0,11
11	Котельная "Витимэнерго"	0,1	0,00	0,12	0,00
12	Котельная "Витим"	0,5	0,00	0,50	0,03

г. фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.

Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Расход в подающем трубопроводе, м. куб/ч
1	ЦОК №1	3,9
2	ЦОК №2	0,6
3	Котельная №3	н/д
4	Котельная №7	0,1
5	Котельная "Металлист"	0,2
6	Котельная "БМК"	0,3
7	Котельная "МК-135"	0,1
8	Котельная "МО-44"	0,2
9	Котельная "СМП"	0,1
10	Котельная "Витимэнерго"	н/д
11	Котельная "Витим"	н/д
12	Котельная УКМТ-1	0,1

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

Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе

№ п/п	Наименование/адрес застройки	Тип застройки	Вид застройки (жилищная, СКБ или производственная)	Год реализации	Площадь предполагаемой застройки (жилая) м. кв.	Зона действия источника тепловой энергии	
						по ОТ	по ГВС
Суммарные значения						12 243	
1	ТУ № 1-19, КДЦ "Витим", ул. Урицкого, 41 "А" (построено, подключение к ТВС)	административная	соцкультбыт	2020	278	ЦОК №1	ЦОК №1
2	ТУ № 4-19, Патологоанатомическое отделение, ул. 30 лет Победы, 6	административная	соцкультбыт	2022	800	ЦОК №1	ЦОК №1
3	ТУ № 32-19, Жилой дом, ул. Сибирская, 33(построено, подключение к ТВС)	жилая	жилая	2021	160	Котельная "МК-135"	Котельная "МК-135"
4	ТУ № 37-19, здание ООО «Карьерсервис», ул. Стояновича, 79	административная	соцкультбыт	2023	300	ЦОК №1	ЦОК №1
5	ТУ № 1-20, Крытый каток, ул. А. Сергеева, 18 "И"	административная	соцкультбыт	2023	500	Котельная "Металлист"	Котельная "Металлист"
6	ТУ № 3-20, Жилые дома, ул. 8 марта № 19 "А", 19 "Б"	жилая	жилая	2022	1 000	Котельная №7	Котельная №7
7	ТУ № 7-20, Объект здравоохранения, ул. Р. Люксембург, 4	административная	соцкультбыт	2023	800	ЦОК №1	ЦОК №1
8	МЖЗ, ул. Разведчиков, 3	малоэтажная жилая	жилая	2026	4 148	Котельная "БМК"	Котельная "БМК"
9	МЖЗ, ул. Труда, 3	малоэтажная жилая	жилая	2027	1 745	Котельная "БМК"	Котельная "БМК"
10	МЖЗ, ул. Труда, 4	малоэтажная жилая	жилая	2028	1 433	Котельная "БМК"	Котельная "БМК"
11	МЖЗ, ул. Труда, 6	малоэтажная жилая	жилая	2029	1 078	Котельная "БМК"	Котельная "БМК"

в. 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;

На рисунках 2.1 - 2.5 представлены утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области.



МИНИСТЕРСТВО ЖИЛИЩНОЙ ПОЛИТИКИ, ЭНЕРГЕТИКИ
И ТРАНСПОРТА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

30 декабря 2013 года

Иркутск

№ *184-мпр*

Об установлении и утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

В соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 года № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Установить, что при определении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области, утвержденных пунктом 2 настоящего приказа, применены следующие методы:

1) аналоговый метод в отношении жилых помещений, относящихся к жилым помещениям в многоквартирных и жилых домах с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованных унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем;

2) расчетный метод в отношении жилых помещений, не относящихся к жилым помещениям, указанным в подпункте 1 настоящего пункта.

2. Утвердить нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области (прилагаются).

3. Внести в приказ министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 31 мая 2013 года № 27-мпр «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг при отсутствии приборов учета в Иркутской области» следующие изменения:

1) в пункте 1 слова «подпунктами 1-» заменить словами «подпунктами 5,»;

2) подпункт 4 пункта 2 признать утратившим силу;

3) пункт 3 изложить в следующей редакции:

«3. Настоящий приказ вступает в силу с 1 января 2014 года.»

4. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию и размещению на официальном сайте министерства жилищной политики,

Рисунок 2.1 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

энергетики и транспорта Иркутской области в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

5. Настоящий приказ вступает в силу с 1 января 2017 года.

Заместитель министра – начальник
управления энергетики и газификации
министерства жилищной политики,
энергетики и транспорта Иркутской области



С.М. Малинкин

Рисунок 2.2 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

УТВЕРЖДЕНЫ

приказом министерства жилищной
политики, энергетики и транспорта
Иркутской области

от 30 сентября 2016 № 184-слр
2016

Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему)
водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

№ п/п	Категория жилых помещений	Единица измерения	Норматив потребления коммунальной услуги холодного водоснабжения	Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения
1	2	3	4	5
1.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	4,18	3,17
2.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	4,32	3,22
3.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	4,27	3,28
4.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	куб. метр в месяц на человека	2,98	1,68
5.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	куб. метр в месяц на человека	3,74	2,62
6.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	7,36	X

Рисунок 2.3 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

1	2	3	4	5
7.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	7,46	X
8.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	7,56	X
9.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами без душа	куб. метр в месяц на человека	7,16	X
10.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами	куб. метр в месяц на человека	6,36	X
11.	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей с водопроводом и канализацией, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	куб. метр в месяц на человека	3,86	X
12.	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами и мойками	куб. метр в месяц на человека	3,15	X
13.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами, ваннами, душами	куб. метр в месяц на человека	5,02	X
14.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами	куб. метр в месяц на человека	1,72	X
15.	Многоквартирные и жилые дома с водоразборной колонкой	куб. метр в месяц на человека	0,76	X

Рисунок 2.4 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

16.	Дома, используемые в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	куб. метр в месяц на человека	2,98	1,90
17.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	куб. метр в месяц на человека	2,62	1,23
18.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	куб. метр в месяц на человека	3,86	X
19.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами (или мойками)	куб. метр в месяц на человека	3,10	X
20.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные мойками (или раковинами, умывальниками)	куб. метр в месяц на человека	1,01	X
21.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным горячим и холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные раковинами (мойками), унитазами, душами (ваннами)	куб. метр в месяц на человека	3,44	2,15

Примечание:

Настоящие Нормативы для категорий жилых помещений, обозначенных в пунктах 16 – 20, установлены на основании абзаца второго пункта 11 Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 года № 306.

Заместитель министра –
начальник управления
энергетики и газификации
министерства жилищной
политики, энергетики и
транспорта Иркутской области



С.М. Малинкин

Рисунок 2.5 – Утвержденные нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

В таблице 2.6 представлены утвержденные нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению (согласно приказу министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области № 90-мпр от 23.07.2016 г.).

Таблица 2.6 – Показатели базового уровня потребления тепловой энергии от централизованных источников г. Бодайбо

Этажность	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
	Многоквартирные дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
2	0,0606	0,0606	0,0606
3-4	0,0383	-	-
5-9	0,0352	0,0352	0,0352

Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

№ п/п	Тип объекта	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2026	2031
Норматив потребления на отопление (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)									
1	Многоквартирные дома со стенами из камня, кирпича, 2 этажа	0,061	0,060	0,059	0,058	0,058	0,056	0,053	0,051
2	Многоквартирные дома со стенами из камня, кирпича, 3-4 этажа	0,038	0,038	0,037	0,037	0,036	0,036	0,034	0,032
3	Многоквартирные дома со стенами из камня, кирпича, 5-9 этажей	0,035	0,035	0,034	0,034	0,033	0,033	0,031	0,030
4	Многоквартирные дома со стенами из панелей, блоков, 2 этажа	0,061	0,060	0,059	0,058	0,058	0,056	0,053	0,051
5	Многоквартирные дома со стенами из панелей, блоков, 5-9 этажей	0,035	0,035	0,034	0,034	0,033	0,033	0,031	0,030
6	Многоквартирные дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов, 2 этажа	0,061	0,060	0,059	0,058	0,058	0,056	0,053	0,051
7	Многоквартирные дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов, 5-9 этажа	0,035	0,035	0,034	0,034	0,033	0,033	0,031	0,030
Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения, куб. м. в месяц на человека									
1	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	3,17	3,138	3,076	3,045	3,014	2,954	2,777	2,666
2	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1500 - 1550 мм с душем	3,22	3,188	3,124	3,093	3,062	3,001	2,821	2,708
3	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1650 – 1700 мм с душем	3,28	3,247	3,182	3,150	3,119	3,057	2,873	2,758
4	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	1,68	1,663	1,630	1,614	1,598	1,566	1,472	1,413
5	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	2,62	2,594	2,542	2,517	2,491	2,442	2,295	2,203
6	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	1,9	1,881	1,843	1,825	1,807	1,771	1,664	1,598
7	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	1,23	1,218	1,193	1,181	1,170	1,146	1,077	1,034
8	Многоквартирные и жилые дома с централизованным горячим и холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные раковинами (мойками), унитазами, душами (ваннами)	2,15	2,129	2,086	2,065	2,044	2,004	1,883	1,808

Таблица 2.8 – Нормативы потребления тепловой энергии на отопление жилого фонда для населения МО г. Тулы

Здания	Период	Норматив
для вновь создаваемых зданий, строений, сооружений	с 1 января 2018 г.	не менее чем на 20 процентов меньше по отношению к базовому уровню
	с 1 января 2023 г.	не менее чем на 40 процентов меньше по отношению к базовому уровню
	с 1 января 2028 г.	не менее чем на 50 процентов меньше по отношению к базовому уровню
для реконструируемых или проходящих капитальный ремонт зданий	с 1 января 2018 г.	не менее чем на 20 процентов меньше по отношению к базовому уровню

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

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

№ п/п	Наименование/адрес застройки	Зона действия источника тепловой энергии		Тепловая нагрузка на ОТ в расчет, Гкал/ч	Тепловая нагрузка на ГВС (средн.) в расчет, Гкал/ч	Суммарная нагрузка в расчет, Гкал/ч	Потребление ТЭ на ОТ в расчет, тыс. Гкал	Потребление ТЭ на ГВС в расчет, тыс. Гкал	Суммарное потребление ТЭ в расчет, тыс. Гкал
		по ОТ	по ГВС						
Суммарные значения				2,152	0,282	2,434	4,304	0,487	4,791
1	ТУ № 1-19, КДЦ "Витим", ул. Урицкого, 41 "А" (построено, подключение к ТВС)	ЦОК №1	ЦОК №1	0,157	0,019	0,176	0,831	0,100	0,931
2	ТУ № 4-19, Патологоанатомическое отделение, ул. 30 лет Победы, 6	ЦОК №1	ЦОК №1	0,013	0,001	0,013	0,188	0,003	0,191
3	ТУ № 32-19, Жилой дом, ул. Сибирская, 33(построено, подключение к ТВС)	Котельная "МК-135"	Котельная "МК-135"	0,089	0,002	0,090	0,282	0,005	0,288
4	ТУ № 37-19, здание ООО «Карьерсервис», ул. Стояновича, 79	ЦОК №1	ЦОК №1	0,144	0,014	0,158	0,458	0,029	0,487
5	ТУ № 1-20, Крытый каток, ул. А. Сергеева, 18 "И"	Котельная "Металлист"	Котельная "Металлист"	0,330	0,026	0,356	0,118	0,002	0,119
6	ТУ № 3-20, Жилые дома, ул. 8 марта № 19 "А", 19 "Б"	Котельная №7	Котельная №7	0,070	0,011	0,081	0,221	0,033	0,254
7	ТУ № 7-20, Объект здравоохранения, ул. Р. Люксембург, 4	ЦОК №1	ЦОК №1	0,698	0,121	0,819	0,163	0,038	0,201
8	МЖЗ, ул. Разведчиков, 3	Котельная "БМК"	Котельная "БМК"	0,321	0,044	0,365	1,008	0,137	1,145
9	МЖЗ, ул. Труда, 3	Котельная "БМК"	Котельная "БМК"	0,135	0,018	0,154	0,424	0,057	0,482
10	МЖЗ, ул. Труда, 4	Котельная "БМК"	Котельная "БМК"	0,111	0,015	0,126	0,348	0,047	0,395
11	МЖЗ, ул. Труда, 6	Котельная "БМК"	Котельная "БМК"	0,084	0,011	0,095	0,262	0,036	0,298

д. прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе;

Приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения не предусматривается перспективой развития населенного пункта.

е. прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.

Приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) не предусматривается перспективой развития населенного пункта.

3. глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";

а. графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа, города федерального значения и с полным топологическим описанием связности объектов;

Под электронной моделью системы теплоснабжения понимается математическая модель этой системы, привязанная к топографической основе города (поселения), предназначенная для имитационного моделирования всех процессов, протекающих в ней.

Электронная модель системы теплоснабжения городского округа создана на базе программно-расчетного комплекса «Zulu 7.0».

Основными модулями программно-расчетного комплекса Zulu, необходимыми и достаточными для дальнейшей эксплуатации электронной модели системы теплоснабжения городского округа, являются:

- Геоинформационная система (ГИС) Zulu — предназначена для разработки ГИС приложений, требующих визуализации пространственных данных в векторном и растровом виде, анализа их топологии и их связи с семантическими базами данных;
- ZuluThermo — пакет гидравлических расчетов систем теплоснабжения: наладка сетей, расчет режимов (поверочные расчеты) в, конструкторский расчет кольцевых сетей, расчет температур на источнике, пьезометрические графики, коммутационные задачи;
- ZuluSteam — гидравлических расчетов систем пароснабжения: наладка сетей, расчет режимов (поверочные расчеты), построение графиков падения давления, температуры, энтальпии и влажности пара, коммутационные задачи;
- ZuluServer — сервер ГИС Zulu (при необходимости создания нескольких рабочих мест и работы через сеть «Интернет»).

Геоинформационная система ZuluGIS и программно-расчетный комплекс ZuluThermo позволяют решать весь набор задач, рассматриваемых в настоящей главе, а именно:

- Автоматически создавать электронную модель системы теплоснабжения при нанесении ее на карту города (поселения) с графическим представлением объектов, согласно нормативным документам, с привязкой к топографической основе, выполненной в местной или географической системе координат, с полным топологическим описанием связности объектов;
- Проводить паспортизацию системы теплоснабжения и расчетных единиц территориального деления, включая административное;
- Выполнять гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;
- Моделировать все виды переключений, осуществляемые в тепловых сетях, в том числе переключения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- Выполнять расчет балансов по сетевой воде и тепловой энергии по каждому источнику тепловой энергии;
- Осуществлять расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;
- Проводить групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;

- Строить пьезометрические графики и производить их сравнение для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей;
- Строить зоны влияния источников на сеть;
- Выполнять реконструкцию тепловых сетей, связанную с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки или с переводом системы на пониженные параметры теплоносителя;
- Рассчитывать температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии;
- Проводить расчет показателей надежности теплоснабжения.

Производить расчет отдельных элементов системы теплоснабжения, например, источников тепловой энергии с целью:

- Проведения паспортизации установленного оборудования;
- Выполнения плановых расчетов по отпуску тепловой энергии;
- Определения потребности в топливе основном и резервном;
- Выполнения расчетов по отпуску тепловой энергии за фактически отработанное время;
- Определения вредных выбросов в окружающую среду;
- Определения тарифов на производство и передачу тепловой энергии.

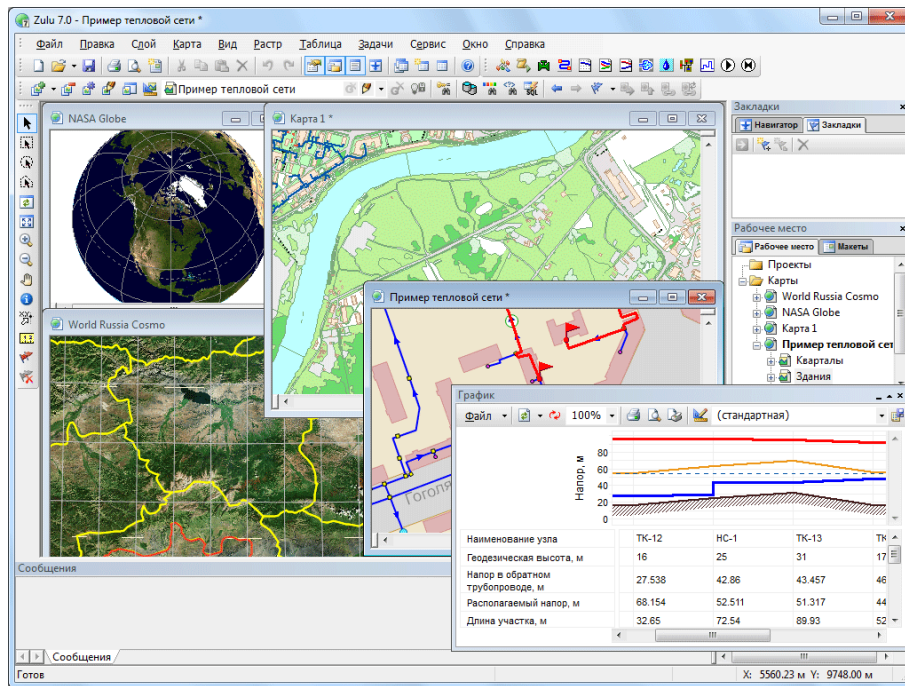
Геоинформационная система Zulu (рисунок 3.1) предназначена для разработки ГИС приложений, требующих визуализации пространственных данных в векторном и растровом виде, анализа их топологии и их связи с семантическими базами данных.

Графические данные в Zulu организованы в виде слоев. Система работает со слоями следующих типов:

- векторные слои — могут содержать объекты разных графических типов: точка (символ), линия, полилиния, поли-полилиния, полигон, поли-полигон, текстовый объект; для организации данных можно создавать классификаторы, группирующие векторные данные по типам и режимам;
- растровые слои — привязка растра к местности производится по точкам либо вручную, либо в окне карты; возможен импорт привязанных объектов из Tab (MapInfo) и Map (OziExplorer);
- слои рельефа — исходными данными для построения служат слои с изолиниями и высотными отметками, по которым строится триангуляция (триангуляция Делоне, с ограничениями, с учетом изолиний);
- слои WMS — позволяют получать и отображать на карте пространственные данные с web-серверов, поддерживающих спецификации WMS (Web Map Service), разработанные Open Geospatial Consortium (OGC);
- слои Tile-серверов — позволяют использовать картографические данные с таких Tile-серверов, как Google maps, OpenStreetMaps, Wikimapia, Яндекс карты, Nokia maps, Космоснимки и другие.

Каждый тип данных внутри слоя может иметь собственную семантическую базу данных.

Рисунок 3.1 - Геоинформационная система Zulu



Семантическая информация может храниться как в локальных таблицах (Paradox, dBase), так и в базах данных Microsoft Access, Microsoft SQL Server, Oracle, MySQL, Sybase и других источников ODBC или ADO. Для удобства доступа к семантическим данным Zulu предлагает свои «источники данных», которые подобно источникам данных ODBC DSN или связям с данными OLEDB UDL можно использовать при добавлении таблиц в базу данных или выборе таблиц для других операций.

Источники данных могут использоваться как локально в однопользовательской версии Zulu, так и на сервере ZuluServer. В случае сервера они могут быть опубликованы и использоваться пользователями ZuluServer.

б. паспортизацию объектов системы теплоснабжения;

Математическая модель сети для проведения теплогидравлических расчетов представляет собой граф, где дугами, соединяющими узлы, являются участки трубопроводов.

Несмотря на то, что на участке может быть и подающий и обратный трубопровод, пользователь изображает участок сети в одну линию. Это внешнее представление сети.

Перед началом расчета внешнее представление сети, в зависимости от типов и режимов элементов, составляющих сеть, преобразуется (кодируется) во внутреннее представление, по которому и проводится расчет.

Пример простой сети, состоящей из одного источника, тепловой камеры и двух потребителей, во внешнем и внутреннем представлении представлен на рисунке 3.2.

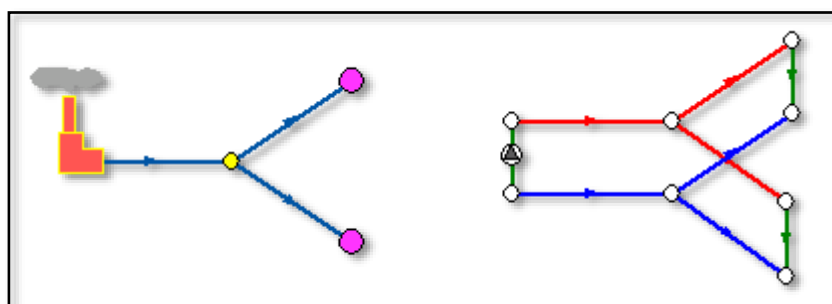


Рисунок 3.2 – Простая сеть из одного источника, тепловой камеры и двух потребителей во внешнем и внутреннем представлениях

На рисунке 3.2 красным цветом условно обозначены участки подающего трубопровода, синим – обратного, зеленым – участки, соединяющие подающий и обратный трубопроводы. Источник изображен участком со стрелкой в кружке. Так будут изображаться участки, на которых действует устройство, повышающее давление (например, насос).

Участки

Участок изображается одной линией, но может означать несколько состояний, задаваемых разными режимами (рисунок 3.3).

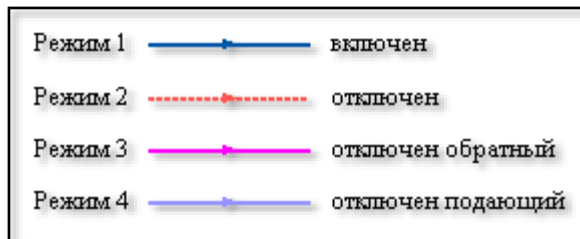


Рисунок 3.3 – Режимы участка тепловой сети

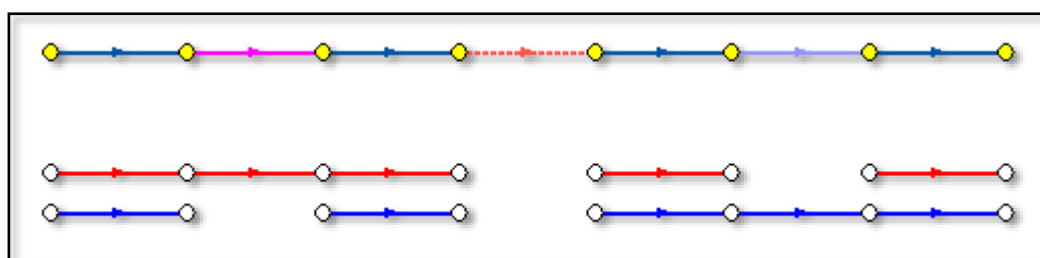


Рисунок 3.4 - Цепочка из участков в однолинейном изображении и соответствующая ей внутренняя кодировка

Из рисунка 3.4 видно, что цепочка участков во внутреннем представлении дважды разорвана по подающему и по обратному трубопроводам.

Сопротивление подающего и обратного трубопровода каждого участка зависит от длины участка, диаметра, зарастания, шероховатости, суммы коэффициентов местных сопротивлений трубопровода. Падение давления на участке пропорционально сопротивлению и квадрату расхода.

Куда потечет вода, в общем случае можно узнать только определив потокораспределение в результате гидравлического расчета. Стрелка при изображении участка формально указывает направление от начала к концу участка, заданное при его вводе (при рисовании). С точки зрения результатов расчета, если значение расхода на участке положительно, то вода в этом участке течет по стрелке, если значение расхода на участке отрицательно, то вода течет против стрелки.

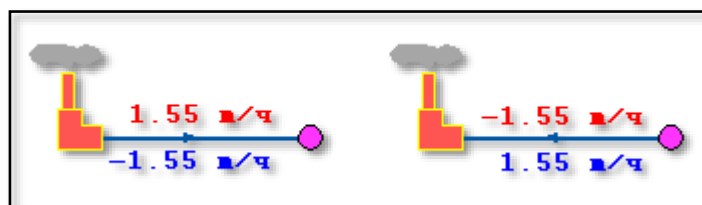


Рисунок 3.2 - Примеры ввода участка

На рисунке 3.5 изображены две одинаковые схемы. В первой участок вводился слева направо, во второй – справа налево. На участках подписаны полученные при расчете расходы по подающим и обратным трубопроводам. Соответствующие значения расходов на обеих схемах отличаются только знаком, так как отличаются направления ввода участков, но и в первом и во втором случаях вода течет от источника к потребителю по подающему трубопроводу и от потребителя к источнику по обратному.

Простой узел

Простым узлом в модели считается любой узел, чьи свойства специально не оговорены. Простой узел служит только для соединения участков. Такими узлами для модели являются тепловые камеры, ответвления, смены диаметров, смена типа прокладки или типа изоляции и т. п.

Во внутренней кодировке такие узлы превращаются в два узла, один в подающем трубопроводе, другой в обратном. В каждом узле можно задать слив воды из подающего и/или из обратного трубопроводов.

Потребитель

Потребитель тепловой энергии характеризуется расчетными нагрузками на систему отопления, систему вентиляции и систему горячего водоснабжения и расчетными температурами на входе, выходе потребителя, и расчетной температурой внутреннего воздуха.

В однолинейном представлении потребитель – это узловый элемент, который может быть связан только с одним участком.

Внутренняя кодировка потребителя существенно зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смешением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС, с регуляторами температуры, отопления, расхода и т. п. На данный момент в распоряжении пользователя 28 схем присоединения потребителей.

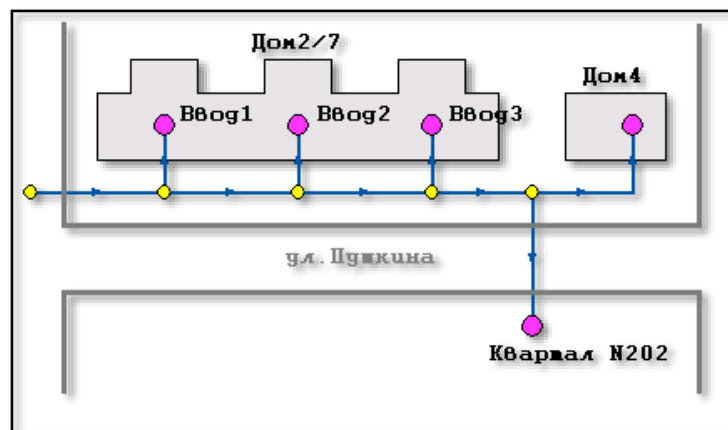


Рисунок 3.3 - Примеры ввода потребителей

Если в здании несколько узлов ввода, то объектом «потребитель» можно описать каждый ввод. В тоже время как один потребитель можно описать целый квартал или завод, задав для такого потребителя обобщенные тепловые нагрузки. Пример вариантов ввода потребителей представлен на рисунке 3.6.

Центральный тепловой пункт (ЦТП)

ЦТП – это узел дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии. Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть, с индивидуальными потребителями. В ЦТП может входить только один участок и только один участок может выходить. Причем входящий участок идет со стороны магистрали, а выходящий участок ведет к конечным потребителям. Пример ввода ЦТП представлен на рисунке 3.7.

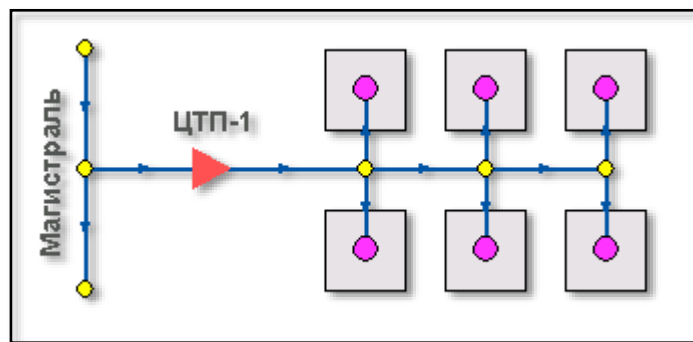


Рисунок 3.4 - Пример ввода ЦТП

Внутренняя кодировка ЦТП зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Это может быть групповой элеватор, групповой насос смешения, независимое подключение группы потребителей, бойлеры на ГВС и т. п.

На данный момент в распоряжении пользователя 16 схем присоединения ЦТП.

Источник

Если в сети один источник, то он поддерживает заданное давление в обратном трубопроводе на входе в источник, заданный располагаемый напор на выходе из источника и заданную температуру теплоносителя.

Разница между суммарным расходом в подающих трубопроводах и суммарным расходом в обратных трубопроводах на источнике определяет величину подпитки. Она же равна сумме всех утечек теплоносителя из сети (заданные отборы из узлов, утечки, расход на открытую систему ГВС). Графическое представление источника изображено на рисунке 3.8.

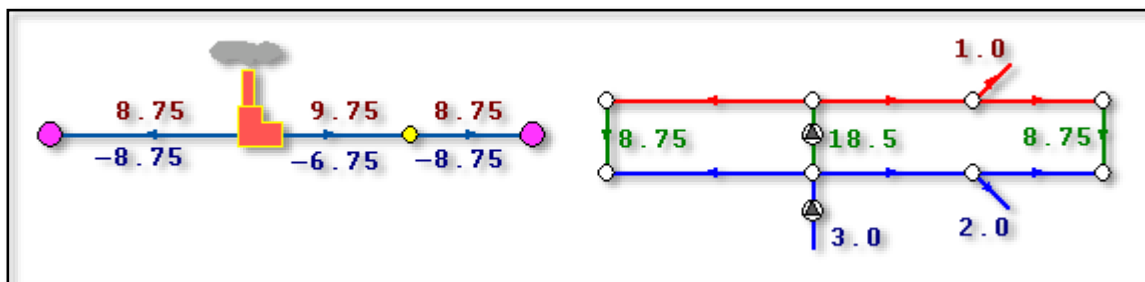


Рисунок 3.5 - Источник во внешнем и внутреннем представлениях

Если на одну сеть работает несколько источников, то в общем случае только на одном из источников с подпиткой можно одновременно поддерживать и давление в обратном трубопроводе и располагаемый напор на выходе. У остальных источников с подпиткой можно поддерживать только давление в обратном трубопроводе.

При работе нескольких источников на одну сеть некоторые источники могут не иметь подпитки. На таких источниках давление в обратном трубопроводе не фиксируется и поддерживаться может только располагаемый напор.

Следует отметить, что при работе нескольких источников не при любых исходных данных может существовать решение. Один источник может задавить другой, заданные давления и напоры могут оказаться недостижимы. Это зависит от величины подпитки, от конфигурации сети, от сопротивлений трубопроводов и т.д. В каждом конкретном случае это может показать только расчет.

Перемычка

Перемычка позволяет смоделировать участок, соединяющий подающий и обратный трубопроводы. В этот узел может входить и/или выходить любое количество участков. Графическое представление перемычки изображено на рисунке 3.9.

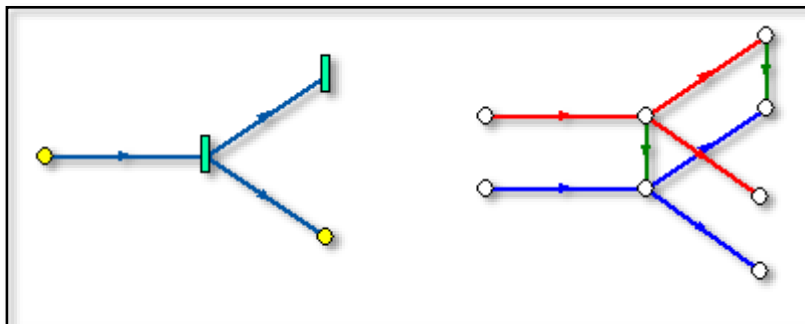


Рисунок 3.6 - Перемычка во внешнем и внутреннем представлениях

Так как перемычка в однолинейном изображении представлена узлом, то для моделирования соединения между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка одного элемента «перемычка» недостаточно. Понадобятся еще два участка: один только подающий, другой – только обратный. Соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка во внешнем и внутреннем представлениях показано на рисунке 3.10.

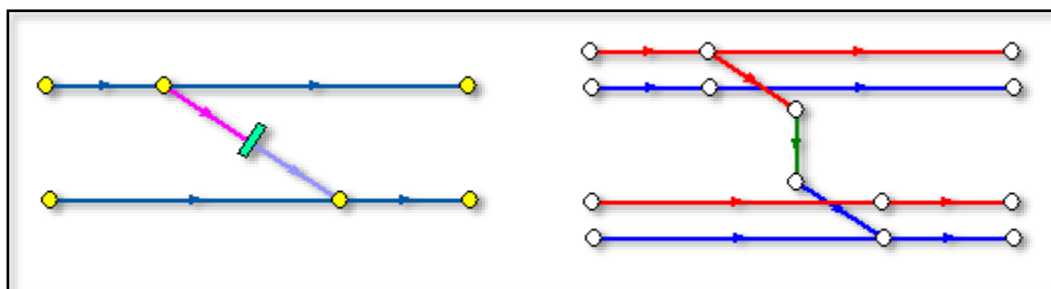


Рисунок 3.7 - Соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка во внешнем и внутреннем представлениях

В текущей версии расчетов сопротивление перемычки задается теми же параметрами, что и сопротивление обычного участка.

Насосная станция

Хотя насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом, в зависимости от табличных параметров этого узла насос может быть установлен на подающем или обратном трубопроводе, либо на обоих трубопроводах одновременно. Для задания направления действия насоса в этот узел только один участок обязательно должен входить и только один участок должен выходить. Графическое представление насосной станции во внешнем и внутреннем представлениях показано на рисунке 3.11.

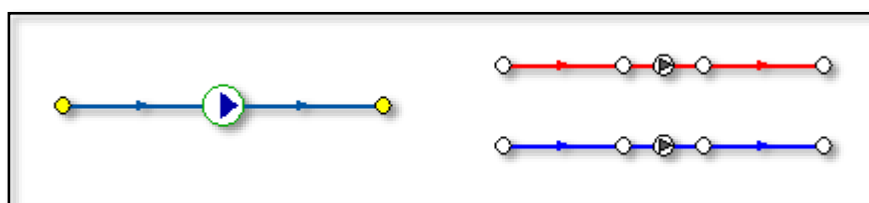


Рисунок 3.8 - Насосная станция во внешнем и внутреннем представлениях

Насос можно моделировать двумя способами: либо как идеальное устройство, которое изменяет давление в трубопроводе на заданную величину, либо как устройство, работающее с учетом реальной напорно-расходной характеристики конкретного насоса.

В первом случае просто задается значение напора насоса на подающем и/или обратном трубопроводе. Если значение напора на одном из трубопроводов равно нулю, то насос на этом трубопроводе отсутствует. Если значение напора отрицательно, то это означает, что насос работает навстречу входящему в него участку. Влияние направления участков на результаты расчета можно наблюдать на рисунке 3.12.

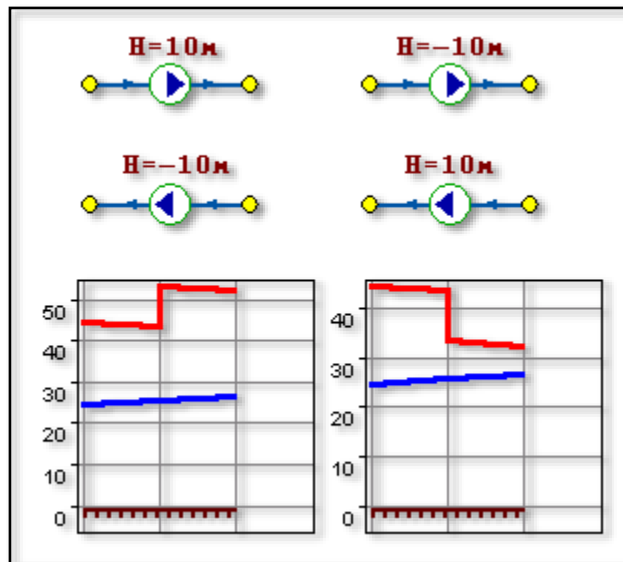


Рисунок 3.9 - Влияние направления участков на результаты расчета

На рисунке 3.12 видно, как различные направления участков, входящих и выходящих из насоса в сочетании с разными знаками напора на насосе влияют на результат расчета, отображенный на пьезометрических графиках.

Когда задается только значение напора на насосе, оно остается неизменным не зависимо от проходящего через насос расхода.

Если моделировать работу насоса с учетом его QH характеристики, то следует задать расходы и напоры на границах рабочей зоны насоса (рисунок 3.13).

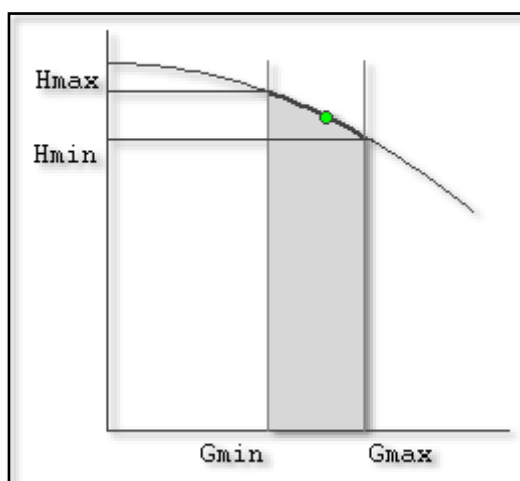


Рисунок 3.10 - Моделирование QH характеристика насоса

По заданным двум точкам определяется парабола с максимумом на оси давлений, по которой расчет и будет определять напор насоса в зависимости от расхода. Следует отметить, что

характеристика, задаваемая таким образом может отличаться от реальной характеристики насоса, но в пределах рабочей области обе характеристики практически совпадают.

Для описания нескольких параллельно работающих насосов достаточно задать их количество и результирующая характеристика будет определена при расчете автоматически.

Так как напоры на границах рабочей области насоса берутся из справочника и всегда положительны, то направление действия такого насоса будет определяться только направлением входящего в узел участка.

Дросселирующие узлы

Дросселирующие устройства в однолинейном представлении являются узлами, но во внутренней кодировке – это дополнительные участки с постоянным или переменным сопротивлением. В дросселирующий узел обязательно должен входить только один участок, и только один участок из узла должен выходить. Дросселирующие устройства во внешнем и внутреннем представлениях изображены на рисунке 3.14.

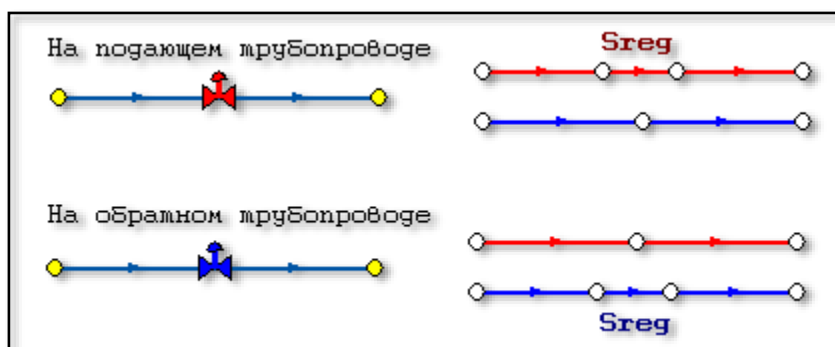


Рисунок 3.11 - Дросселирующие устройства во внешнем и внутреннем представлениях

Дроссельная шайба

С точки зрения модели дроссельная шайба – это фиксированное сопротивление, определяемое диаметром шайбы, которое можно устанавливать как на подающем, так и на обратном трубопроводе.

Так как это нерегулируемое сопротивление, то величина гасимого шайбой напора зависит от квадрата проходящего через шайбу расхода.

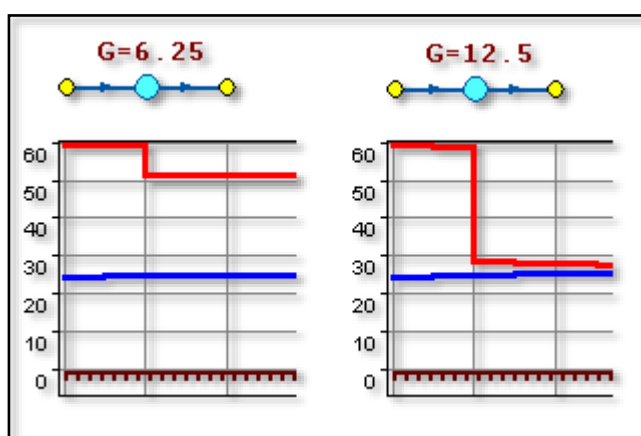


Рисунок 3.12 - Дроссельная шайба

На рисунке 3.15 видно, как меняются потери на шайбе, установленной на подающем трубопроводе, при увеличении расхода через нее в два раза.

Регулятор давления

Регулятор давления – это устройство с переменным сопротивлением, которое позволяет поддерживать заданное давление в трубопроводе в определенном диапазоне изменения расхода. Регулятор давления может устанавливаться как на подающем, так и на обратном трубопроводе.

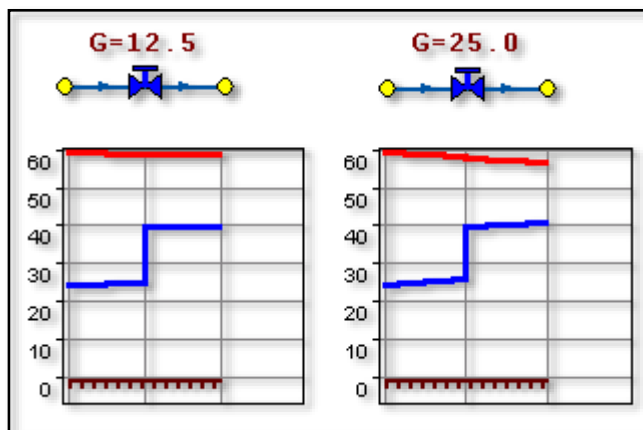


Рисунок 3.13 - Регулятор давления

На рисунке 3.16 показано, что при увеличении в два раза расхода через регулятор, установленный в обратном трубопроводе, давление в регулируемом узле остается постоянным.

Величина сопротивления регулятора может изменяться в пределах от бесконечности до сопротивления полностью открытого регулятора. Если условия работы сети заставляют регулятор полностью открыться, то он начинает работать как нерегулируемый дросселирующий узел.

Регулятор располагаемого напора

Работа регулятора располагаемого напора аналогична работе регулятора давления только в этом случае регулятор старается держать постоянной заданную величину располагаемого напора.

Регулятор расхода

Регулятор расхода – это узел с переменным сопротивлением, которое позволяет поддерживать постоянным заданное значение проходящего через регулятор расхода. Регулятор можно устанавливать как на подающем, так и на обратном трубопроводе. К работе регулятора расхода можно отнести все сказанное про регуляторы давления.

в. паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное;

Zulu может работать как в локальной системе координат (план-схема), так и в одной из географических проекций.

Система поддерживает более 180 датумов, в том числе ПЗ-90, СК-42, СК-95 по ГОСТ Р 51794-2001, WGS 84, WGS 72, Пулково 42, NAD27, NAD83, EUREF 89. Список поддерживаемых датумов будет расширяться.

Система предлагает набор предопределенных систем координат. Кроме того, пользователь может задать свою систему координат с индивидуальными параметрами для поддерживаемых системой проекций. В частности, эта возможность позволит, при известных параметрах (ключах перехода), привязывать данные, хранящиеся в местной системе координат, к одной из глобальных систем координат.

Данные, хранящиеся в разных системах координат, можно отображать на одной карте, в одной из проекций. При этом пересчет координат (если он требуется) из одного датума в другой и из одной проекции в другую производится при отображении «на лету».

Данные можно перепроецировать из одной системы координат в другую.

Zulu также позволяет создавать модель рельефа местности. Исходными данными для построения модели рельефа служат слой с изолиниями и высотными отметками. По этим данным строится триангуляция (триангуляция Делоне, с ограничениями, с учетом изолиний), которая сохраняется в особом типе слоя (слой рельефа). Наличие модели рельефа позволяет решать следующие задачи:

- определение высоты местности в любой точке в границах триангуляции, вычисление площади поверхности заданной области, вычисление объема земляных работ по заданной области, построение изолиний с заданным шагом по высоте, построение зон затопления, построение растра высот, построение продольного профиля (разреза) по произвольно заданному пути.
- различные способы отображение слоя рельефа: триангуляционная сетка, отмывка рельефа с заданным направлением, высотой и углом освещения, экспозиция склонов, отображение уклонов.
- автоматическое занесение данных по высотным отметкам во всех модулях инженерных расчетов (ZuluThermo, ZuluHydro, ZuluDrain, ZuluGaz, ZuluSteam).

г. гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

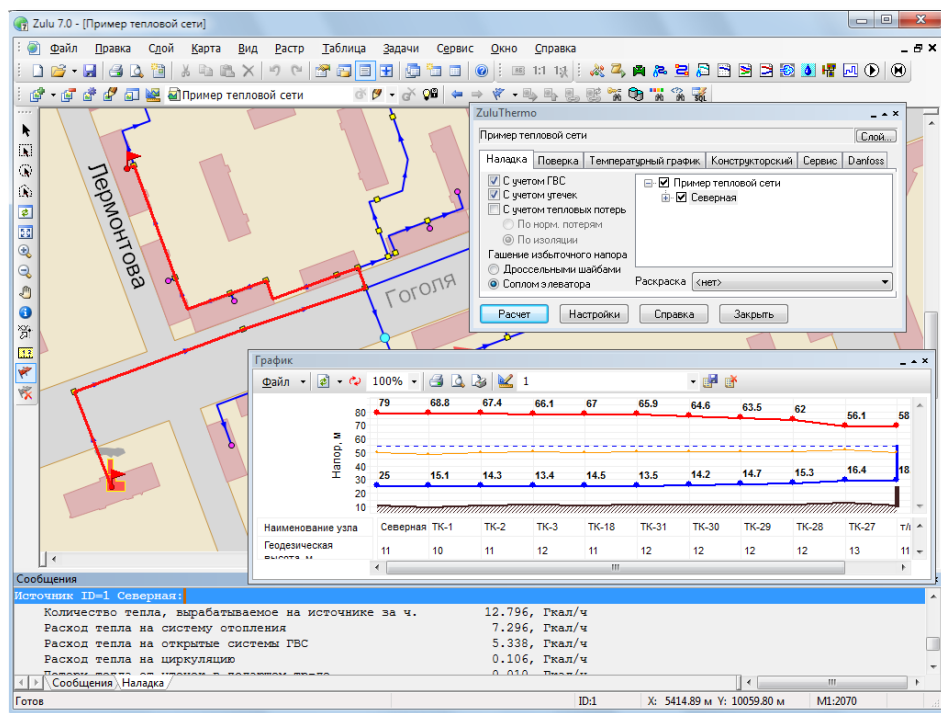


Рисунок 3.14 - Расчет системы теплоснабжения

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.

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 недостаточно.

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.

д. моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;

Наряду с обычным для ГИС разделением объектов на контуры, ломаные, символы, Zulu поддерживает линейно-узловую топологию, что позволяет моделировать инженерные и другие сети.

Топологическая сетевая модель представляет собой граф сети, узлами которого являются точечные объекты (колодцы, источники, задвижки, рубильники, перекрестки, потребители и т. д.), а ребрами графа являются линейные объекты (кабели, трубопроводы, участки дорожной сети и т. д.).

Топологический редактор создает математическую модель графа сети непосредственно в процессе ввода (рисования) графической информации. Пример модели сети представлен на рисунке 3.18.

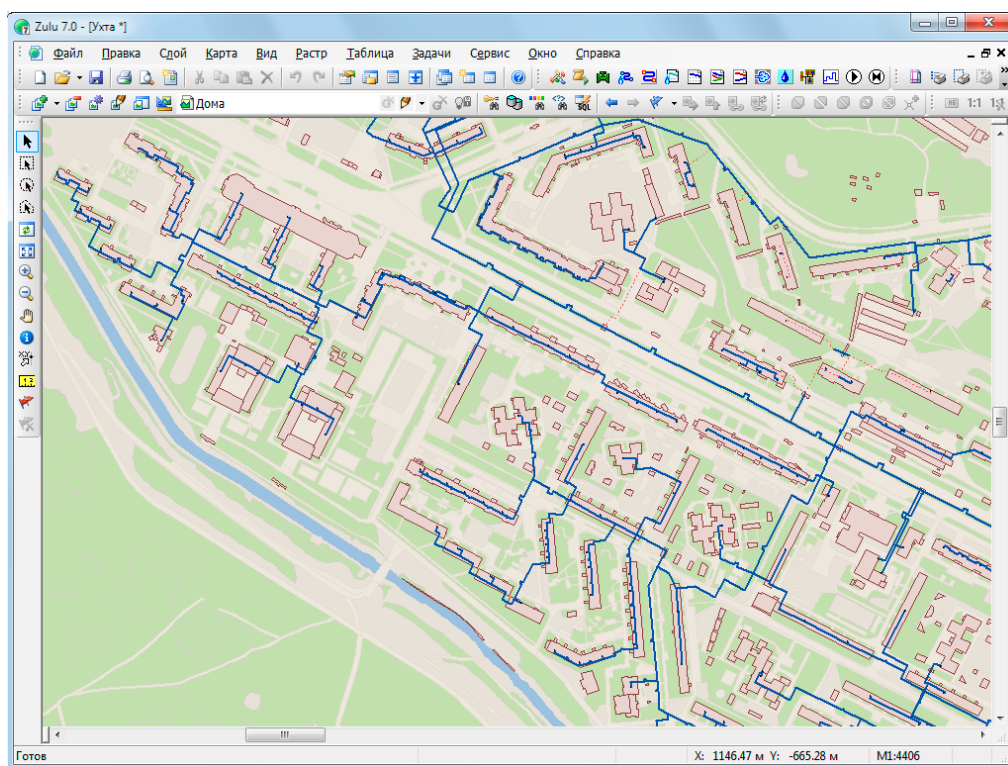


Рисунок 3.15 - Моделирование сетей

Используя модель сети можно решать ряд топологических задач: поиск кратчайшего пути, анализ связности, анализ колец, анализ отключений, поиск, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т. п.

е. расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку;

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

ж. расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;

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.

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Пример расчета нормативных потерь тепловой энергии через изоляцию представлен на рисунке 3.19.

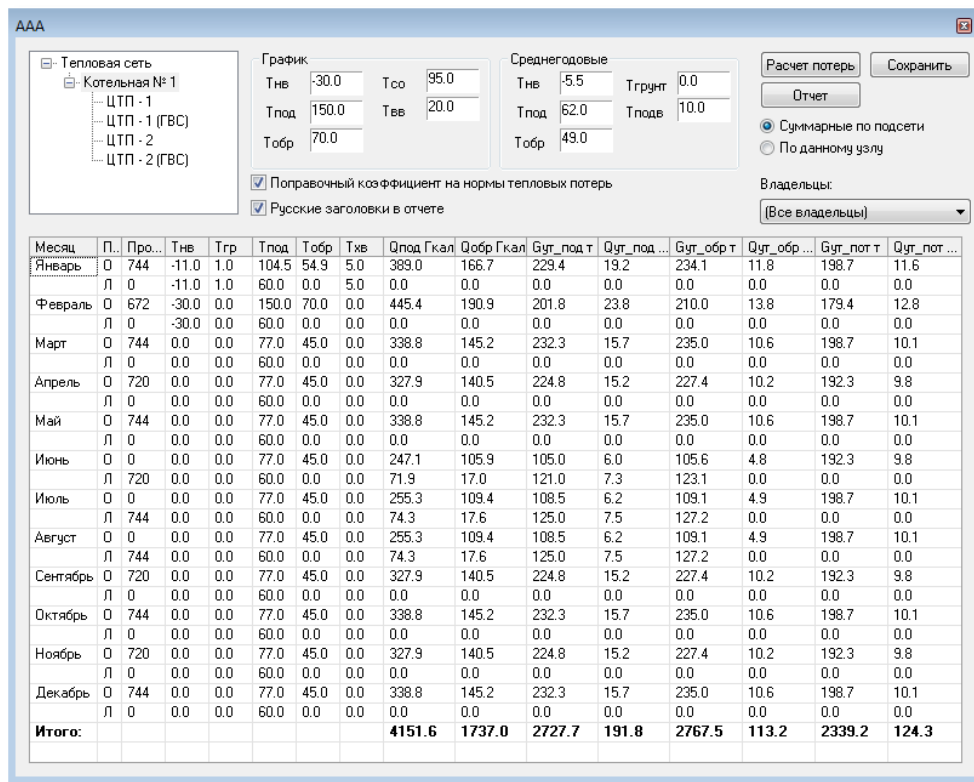


Рисунок 3.16 - Расчет нормативных потерь тепловой энергии через изоляцию

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.

3. расчет показателей надежности теплоснабжения;

Цель расчета — количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в ТС систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя.

Расчет выполняется в соответствии с Методикой и алгоритмом расчета надежности тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения городов.

и. групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;

Zulu позволяет проводить анализ данных, включая пространственные (геометрия, площадь, длина, периметр, тип объекта, режим, цвет, текст и др.).

Система позволяет делать произвольные выборки данных по заданным условиям с возможностью выделения объектов, сохранение результатов в таблицах, экспорта в Microsoft Excel.

В пространственных запросах могут одновременно участвовать графические и семантические данные, относящиеся к разным слоям.

Запросы могут формироваться прямо на карте, в окнах семантической информации, специальных диалогах-генераторах запросов, либо в виде запроса SQL с использованием расширения OGC (рисунок 3.20).

Операции, поддерживаемые Zulu, с окном семантической информации:

- открытие окна семантической информации;
- получение информации по объектам слоя;

- ввод и редактирование информации по объектам слоя;
- выполнение запросов к базам данных;
- отображение результатов запроса к базе данных на карте;
- сохранение условий запроса;
- сохранение результатов запроса;
- просмотр и печать отчетов;
- экспорт данных в формат Microsoft Excel;
- экспорт данных в HTML страницу;
- настройка вида окна семантической информации.

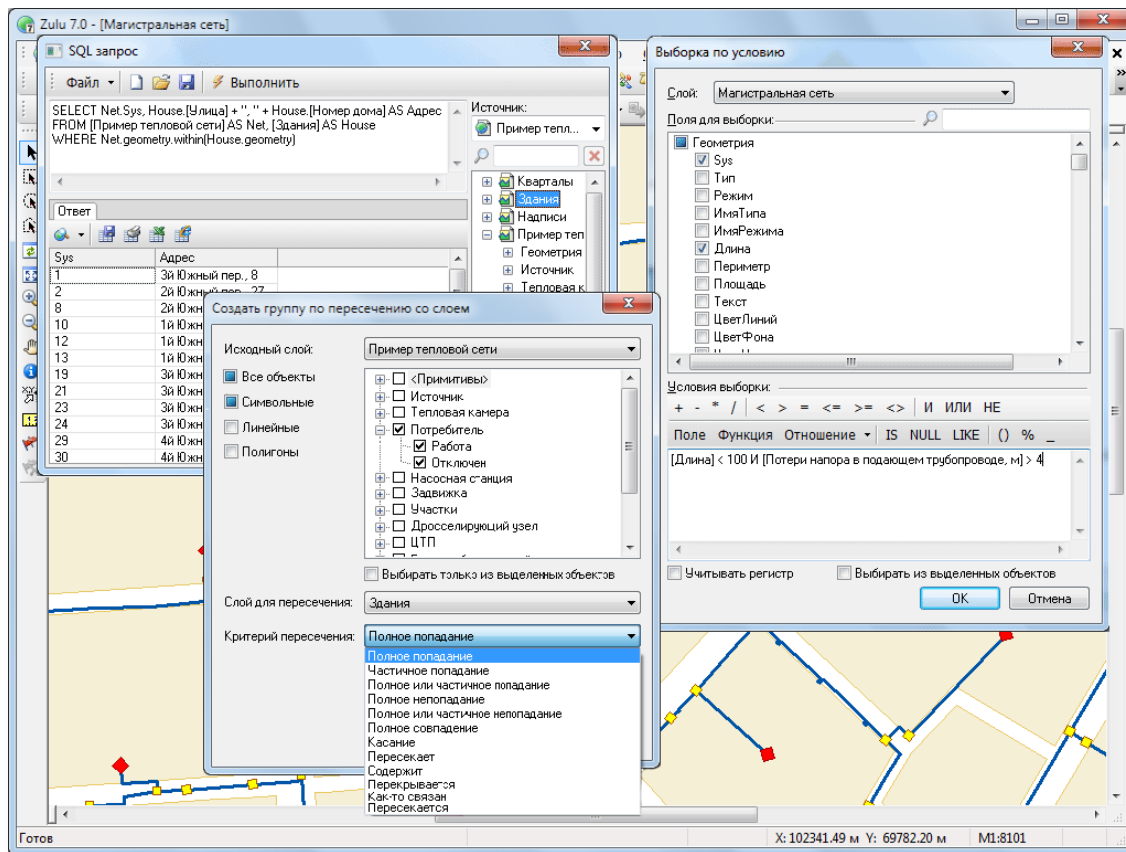


Рисунок 3.17 - Генератор пространственно-семантических запросов

к. сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.

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.

Пример пьезометрического графика представлен на рисунке 3.21. Цвет и стиль линий задается пользователем.

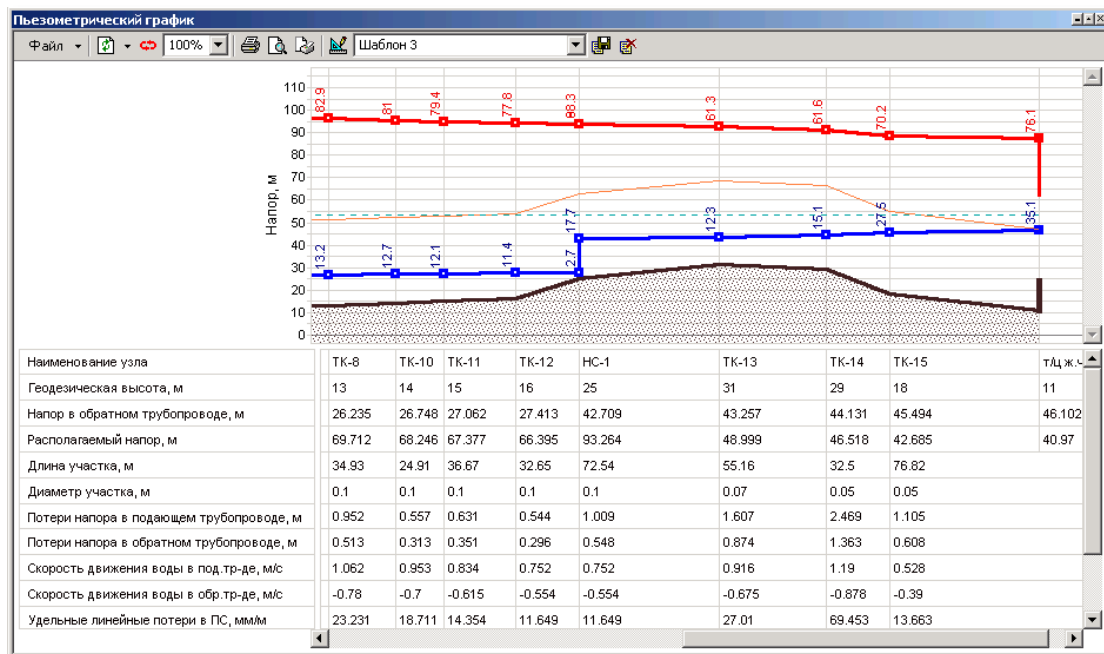


Рисунок 3.18 - Пример пьезометрического графика

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. п. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

4. глава 4 "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей";

- а. балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды;**

Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (разработки схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (разработки схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Установленная мощность источника тепловой энергии, Гкал/ч				Располагаемая мощность, Гкал/ч				Расчетный расход тепла на собственные нужды, Гкал/ч				Тепловая мощность нетто, Гкал/ч				Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч				Потери в тепловых сетях, Гкал/ч				Баланс тепловой мощности, Гкал/ч			
		2020	2025	2030	2035	2020	2025	2030	2035	2020	2025	2030	2035	2020	2025	2030	2035	2020	2025	2030	2035	2020	2025	2030	2035	2020	2025	2030	2035
Суммарные значения:		126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	126,0	2,8	2,8	2,8	2,8	123,2	123,2	123,2	123,2	39,1	40,8	41,5	41,5	11,0	11,0	11,0	11,0	73,1	71,4	70,6	70,6
1	ЦОК №1	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	1,3	1,3	1,3	1,3	58,7	58,7	58,7	58,7	21,9	23,1	23,1	23,1	6,2	6,2	6,2	6,2	30,6	29,4	29,4	29,4
2	ЦОК №2	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	0,5	0,5	0,5	0,5	23,1	23,1	23,1	23,1	3,8	3,8	3,8	3,8	1,1	1,1	1,1	1,1	18,2	18,2	18,2	18,2
3	Котельная №3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	1,1	1,1	1,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,8	0,8	0,8	0,8
4	Котельная №7	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	0,1	0,1	0,1	0,1	6,3	6,3	6,3	6,3	2,2	2,3	2,3	2,3	0,6	0,6	0,6	0,6	3,5	3,4	3,4	3,4
5	Котельная "Металлист"	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	0,1	0,1	0,1	0,1	6,3	6,3	6,3	6,3	2,3	2,7	2,7	2,7	0,7	0,7	0,7	0,7	3,3	3,0	3,0	3,0
6	Котельная "БМК"	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	0,1	0,1	0,1	0,1	5,9	5,9	5,9	5,9	3,1	3,1	3,8	3,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,9	1,9	1,2	1,2
7	Котельная "МК-135"	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	0,1	0,1	0,1	0,1	3,2	3,2	3,2	3,2	1,0	1,1	1,1	1,1	0,3	0,3	0,3	0,3	1,9	1,8	1,8	1,8
8	Котельная "МО-44"	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	0,1	0,1	0,1	0,1	3,2	3,2	3,2	3,2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,2	0,2	0,2	0,2	2,1	2,1	2,1	2,1
9	Котельная "СМП"	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	0,1	0,1	0,1	0,1	3,2	3,2	3,2	3,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0,3	0,3	0,3	0,3	1,6	1,6	1,6	1,6
10	Котельная УКМТ-1	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	0,1	0,1	0,1	0,1	6,3	6,3	6,3	6,3	1,8	1,8	1,8	1,8	0,5	0,5	0,5	0,5	4,0	4,0	4,0	4,0
11	Котельная "Витимэнерго"	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	0,1	0,1	0,1	0,1	2,4	2,4	2,4	2,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	2,1	2,1	2,1	2,1
12	Котельная "Витим"	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	0,1	0,1	0,1	0,1	3,7	3,7	3,7	3,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	3,1	3,1	3,1

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

При проектировании строительства новых и реконструкции действующих систем централизованного теплоснабжения необходимо выполнение гидравлического расчёта передачи теплоносителя, с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети.

Для водяных тепловых сетей гидравлический расчет следует проводить при следующих режимах:

- расчётном — по расчётным расходам сетевой воды;
- зимнем — при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из обратного трубопровода;
- переходном — при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из подающего трубопровода;
- летнем — при максимальной нагрузке горячего водоснабжения в неотапительный период;
- статическом — при отсутствии циркуляции теплоносителя в тепловой сети;
- аварийном.

На основании предоставленных теплоснабжающими организациями схем прокладки тепловых сетей, данных о характеристиках участков тепловых сетей и величине расчётных тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии строится электронная модель системы теплоснабжения. Электронная модель разрабатывается с применением комплекта - ГИС «Zulu» и программно-расчетного комплекса «ZuluThermo» (производитель ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург).

Гидравлические расчеты проводятся:

- по существующим тепловым сетям с целью проверки действующих режимов работы источников и тепловых сетей;
- по перспективным тепловым сетям с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией вновь вводимых объектов строительства.

С применением электронной модели просчитывается возможность обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей и даются предложения по точкам подключения и диаметрам трубопроводов от точек подключения до намечаемых к строительству объектов. Рекомендуемые, для обеспечения потребителей тепловой энергии, параметры располагаемого напора и давления сетевой воды на выводах теплоисточников и в узлах тепловой сети, величина избыточного напора у существующих и перспективных потребителей, необходимые дроссельные устройства могут быть рассчитаны с применением модуля «наладочный расчет» программно-расчетного комплекса «ZuluThermo».

в. выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.

Мощности существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей достаточно для покрытия перспективной нагрузки.

5. глава 5 "Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";

а. описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения;

Настоящим документом предлагается 2 варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования.

В таблице 5.1 представлен перечень мероприятий **Варианта 1**, с указанием технических характеристик, стоимости и сроков реализации.

В таблице 5.2 представлен перечень мероприятий **Варианта 2**, с указанием технических характеристик, стоимости и сроков реализации.

Принципиальная разница между вариантами выделена зеленым цветом.

Таблица 5.1 – Перечень мероприятий перспективного развития системы теплоснабжения – Вариант 1

№ п/п	Наименование проекта	Наименование мероприятия	Наименование объекта (источник ТЭ/предприятие)	Период реализации мероприятия		Кол-во	Ед. изм.	Стоимость реализации мероприятия, тыс. руб.
				начало	конец			
Сумма:								1 055 910,5
1	Модернизация теплосилового оборудования ЦОК №1	Реконструкция котельной ЦОК №1 путем замены котлов №1 и №4	ЦОК №1	2020	2021	40,0	гкал/ч	119 000,0
2	Строительство пиковой котельной, в целях повышения надежности и качества теплоснабжения	Строительство пиковой котельной в районе зоны действия ЦТП ЦОК №2 (60 Гкал/ч)	Пиковая котельная	2025	2025	60,0	гкал/ч	406 369,0
3	Реконструкция системы теплоснабжения г. Бодайбо, переключение нагрузки ЦОК №2 на ЦОК №1	Вывод из эксплуатации ЦОК №2	ЦОК №2	2022	2022	-23,6	гкал/ч	-
4	Реконструкция системы теплоснабжения г. Бодайбо, переключение нагрузки ЦОК №2 на ЦОК №1	Реконструкция системы теплоснабжения г. Бодайбо, переключение нагрузки ЦОК №2 на ЦОК №1, строительство ЦТП ЦОК №2 (14 Гкал/ч)	ЦОК №1	2021	2022	14,0	гкал/ч	122 000,0
5		Переключение тепловой нагрузки с ЦОК №2 на ЦОК №1	ЦОК №1	2022	2022	3,8	гкал/ч	-
6	Реконструкция котельной УКМТ-1 с увеличением мощности и переключением нагрузки котельной №3	Реконструкция котельной УКМТ-1, путем замены котлоагрегатов №1, 2, 3, 4, с увеличением установленной мощности до значения	Котельная УКМТ-1	2023	2024	4,3	гкал/ч	25 573,7
7		Строительство тепловой сети для подключения потребителей котельной №3 к системе котельной УКМТ-1	Котельная УКМТ-1	2024	2024	0,3	км	2 440,8
8		Вывод из эксплуатации котельной №3	Котельная №3	2024	2024	-1,1	гкал/ч	-
9		Переключение тепловой нагрузки с Котельной №3 на УКМТ-1	Котельная УКМТ-1	2024	2024	0,2	гкал/ч	-
10	Снижение доли "ветхих" сетей в системе	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2021	2021	1,58	км	28 613,1
11		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2022	2022	1,47	км	21 918,8
12		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2023	2023	1,25	км	21 224,9
13		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2024	2024	1,33	км	18 238,5
14		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2025	2025	1,36	км	16 337,5
15		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2026	2026	1,29	км	17 446,7
16		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2027	2027	1,48	км	23 824,9
17		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2028	2028	1,32	км	16 559,3
18		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2029	2029	1,22	км	15 129,8
19		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2030	2030	1,78	км	44 134,2
20		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2031	2031	1,44	км	20 712,4
21		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2032	2032	1,61	км	35 638,6
22		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2033	2033	1,69	км	46 995,9
23		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2034	2034	1,60	км	28 858,8
24		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2035	2035	1,40	км	21 606,4
25	Подключение перспективных потребителей	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-19, КДЦ "Витим", ул. Урицкого, 41 "А"	ЦОК №1	2020	2020	0,12	км	828,8
26		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 4-19, Патологоанатомическое отделение, ул. 30 лет Победы, 6	ЦОК №1	2022	2022	0,09	км	445,6
27		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 32-19, Жилой дом, ул. Сибирская, 33	Котельная "МК-135"	2021	2021	0,03	км	145,3
28		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 37-19, здание ООО «Карьерсервис», ул. Стояновича, 79	ЦОК №1	2023	2023	0,04	км	306,4

№ п/п	Наименование проекта	Наименование мероприятия	Наименование объекта (источник ТЭ/предприятие)	Период реализации мероприятия		Кол-во	Ед. изм.	Стоимость реализации мероприятия, тыс. руб.
				начало	конец			
29		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-20, Крытый каток, ул. А. Сергеева, 18 "И"	Котельная "Металлист"	2023	2023	0,08	км	557,2
30		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 3-20, Жилые дома, ул. 8 марта № 19 "А", 19 "Б"	Котельная №7	2022	2022	0,04	км	203,4
31		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 7-20, Объект здравоохранения, ул. Р. Люксембург, 4	ЦОК №1	2023	2023	0,08	км	529,3
32		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Разведчиков, 3	Котельная "БМК"	2026	2026	0,01	км	48,4
33		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 3	Котельная "БМК"	2027	2027	0,0	км	48,4
34		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 4	Котельная "БМК"	2028	2028	0,0	км	48,4
35		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 6	Котельная "БМК"	2029	2029	0,0	км	125,9

Таблица 5.2 – Перечень мероприятий перспективного развития системы теплоснабжения – Вариант 2

№ п/п	Наименование проекта	Наименование мероприятия	Наименование объекта (источник ТЭ/предприятие)	Период реализации мероприятия		Кол-во	Ед. изм.	Стоимость реализации мероприятия, тыс. руб.
				начало	конец			
Сумма:								599 505,7
1	Модернизация теплосилового оборудования ЦОК №1	Реконструкция котельной ЦОК №1 путем замены котлов №1 и №4	ЦОК №1	2020	2021	40,0	гкал/ч	119 000,0
2	Модернизация теплосилового оборудования ЦОК №2	Реконструкция котельной ЦОК №2 путем замены котлов №1-4	ЦОК №2	2022	2022	23,6	гкал/ч	71 964,2
3	Реконструкция котельной УКМТ-1 с увеличением мощности и переключением нагрузки котельной №3	Реконструкция котельной УКМТ-1, путем замены котлоагрегатов №1, 2, 3, 4, с увеличением установленной мощности до значения	Котельная УКМТ-1	2023	2024	4,3	гкал/ч	25 573,7
4		Строительство тепловой сети для подключения потребителей котельной №3 к системе котельной УКМТ-1	Котельная УКМТ-1	2024	2024	0,3	км	2 440,8
5		Вывод из эксплуатации котельной №3	Котельная №3	2024	2024	-1,1	гкал/ч	-
6		Переключение тепловой нагрузки с Котельной №3 на УКМТ-1	Котельная УКМТ-1	2024	2024	0,2	гкал/ч	-
7	Снижение доли "ветхих" сетей в системе	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2021	2021	1,6	км	28 613,1
8		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2022	2022	1,5	км	21 918,8
9		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2023	2023	1,2	км	21 224,9
10		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2024	2024	1,3	км	18 238,5
11		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2025	2025	1,4	км	16 337,5
12		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2026	2026	1,3	км	17 446,7
13		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2027	2027	1,5	км	23 824,9
14		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2028	2028	1,3	км	16 559,3
15		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2029	2029	1,2	км	15 129,8
16		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2030	2030	1,8	км	44 134,2
17		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2031	2031	1,4	км	20 712,4
18		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2032	2032	1,6	км	35 638,6
19		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2033	2033	1,7	км	46 995,9
20		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2034	2034	1,6	км	28 858,8
21		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2035	2035	1,4	км	21 606,4
22	Подключение перспективных потребителей	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-19, КДЦ "Витим", ул. Урицкого, 41 "А"	ЦОК №1	2020	2020	0,1	км	828,8
23		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 4-19, Патологоанатомическое отделение, ул. 30 лет Победы, 6	ЦОК №1	2022	2022	0,1	км	445,6
24		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 32-19, Жилой дом, ул. Сибирская, 33	Котельная "МК-135"	2021	2021	0,0	км	145,3
25		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 37-19, здание ООО «Карьерсервис», ул. Стояновича, 79	ЦОК №1	2023	2023	0,0	км	306,4
26		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-20, Крытый каток, ул. А. Сергеева, 18 "И"	Котельная "Металлист"	2023	2023	0,1	км	557,2
27		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 3-20, Жилые дома, ул. 8 марта № 19 "А", 19 "Б"	Котельная №7	2022	2022	0,0	км	203,4
28		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 7-20, Объект здравоохранения, ул. Р. Люксембург, 4	ЦОК №1	2023	2023	0,1	км	529,3
29		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Разведчиков, 3	Котельная "БМК"	2026	2026	0,0	км	48,4
30		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 3	Котельная "БМК"	2027	2027	0,0	км	48,4
31		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 4	Котельная "БМК"	2028	2028	0,0	км	48,4
32		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 6	Котельная "БМК"	2029	2029	0,0	км	125,9

Ниже представлено описание мероприятий согласно **варианту № 1**.

Далее рассмотрим мероприятия, указанные в таблице выше подробнее.

1. Реконструкция котельной ЦОК №1

В 2011-2012 годах в соответствии с долгосрочной целевой программой «Модернизация объектов коммунальной инфраструктуры Иркутской области на 2011-2013 годы», началась реконструкция системы теплоснабжения г. Бодайбо. От ЦОК №1 была проложена новая тепловая магистраль (греющий контур). Параметры теплоносителя 130-80 °С.

На котельной установлено 4 водогрейных котла:

- 2 производительностью 10 Гкал/ч – КВ-Р-11,63-150;
- 2 производительностью 20 Гкал/ч - КВ-ТС 20-150.

Котлы КВ-ТСВ-20-150 №1 и №4, котельно-вспомогательное оборудование к ним были введены в эксплуатацию в 1991 году, морально и физически устарели, КПД котлов составляет фактически 60 %.

Необходимо произвести замену котлов №1 и №4, демонтировать старый и установить новые.

В результате реконструкции основного и вспомогательного оборудования произойдет улучшение первоначально принятых нормативных показателей, увеличение тепловой мощности котлов до паспортных 20 Гкал/час, увеличение срока полезного использования оборудования.

2. Реконструкция системы теплоснабжения г. Бодайбо, переключение нагрузки ЦОК №2 на ЦОК №1

В соответствии с долгосрочной целевой программой «Модернизация объектов коммунальной инфраструктуры Иркутской области на 2011-2013 г.», утвержденной постановлением Правительства Иркутской области от 19.11.2010 г. № 291-пп, а также в соответствии с гос. программой Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства Иркутской области на 2014-2018 годы» в г. Бодайбо планируется закрытие ЦОК №2, с устройством ЦТП и подачи туда теплоносителя от ЦОК №1.

Для реализации данного мероприятия необходимо выполнить строительство 2-х участков тепловых сетей, на рисунках 5.1 и 5.2 представлены схемы этих участков с указанием протяженности и диаметров трубопроводов.

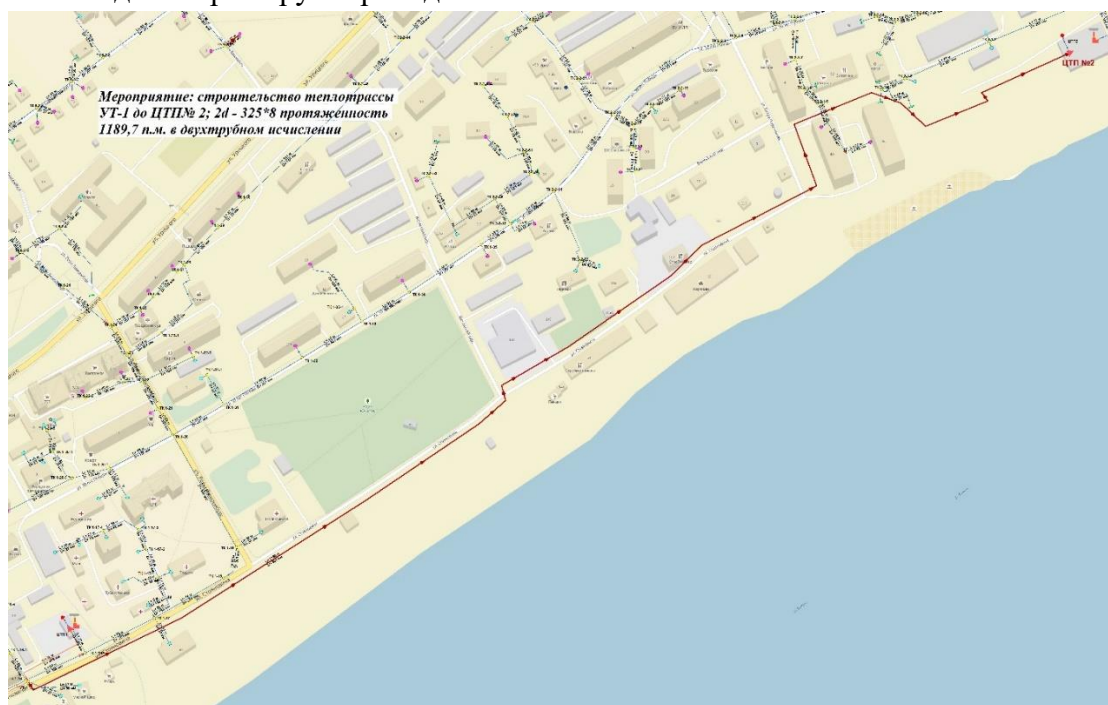


Рисунок 5.1 – Строительство теплотрассы УТ-1 до ЦТП № 2



Рисунок 5.2 – Строительство теплотрассы ЦТП №2 до ЦОК №2

3. Реконструкция котельной УКМТ-1 с увеличением мощности и переключением нагрузки котельной №3

На котельной УКМТ-1 установлено 6 водогрейных котлов КВ-1.25-115:

Котлы КВ-1.25-115 №1, 2, 3, 4 котельно-вспомогательное оборудование к ним морально и физически устарели, КПД котлов составляет фактически 60 %.

Необходимо произвести замену котлов №1, 2, 3, 4, демонтировать старый и установить новые.

В результате реконструкции основного и вспомогательного оборудования произойдет улучшение первоначально принятых нормативных показателей, увеличение тепловой мощности котлов до паспортных 1,08 Гкал/час, увеличение срока полезного использования оборудования.

б. технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения;

На рисунке 5.3 представлен сравнительный график вариантов распределения суммарных инвестиций в реализацию вариантов программы развития системы теплоснабжения МО.

На рисунках 5.4 и 5.5 представлено распределение по годам необходимых инвестиций на реализацию вариантов развития системы теплоснабжения МО с разбивкой затрат на источники ТЭ и тепловые сети.



Рисунок 5.3 – Сравнительный график вариантов распределения суммарных инвестиций в реализацию программы развития системы теплоснабжения МО

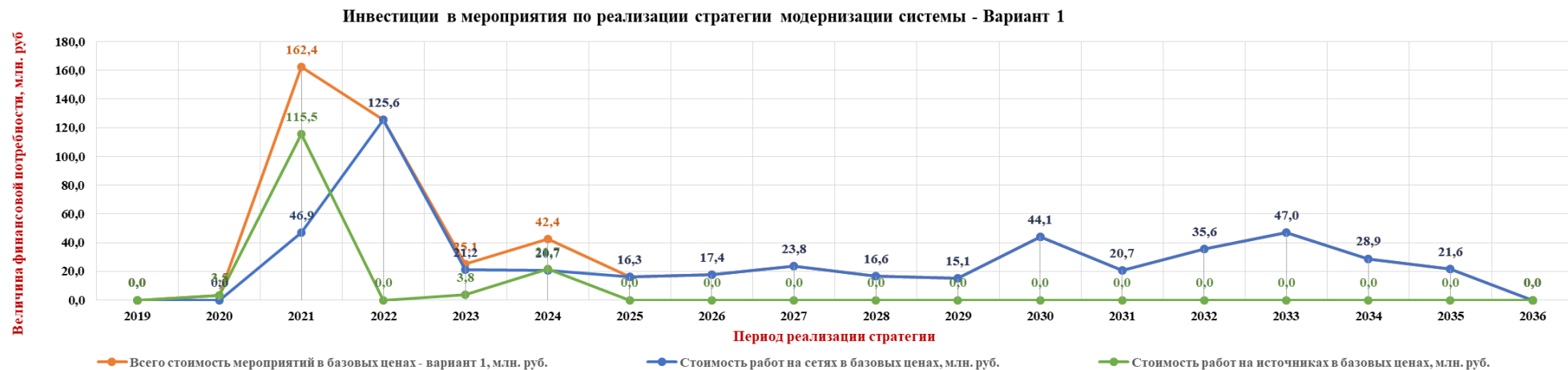


Рисунок 5.4 – Инвестиции в реализацию мероприятий с разбивкой на источники ТЭ и тепловые сети – Вариант 1

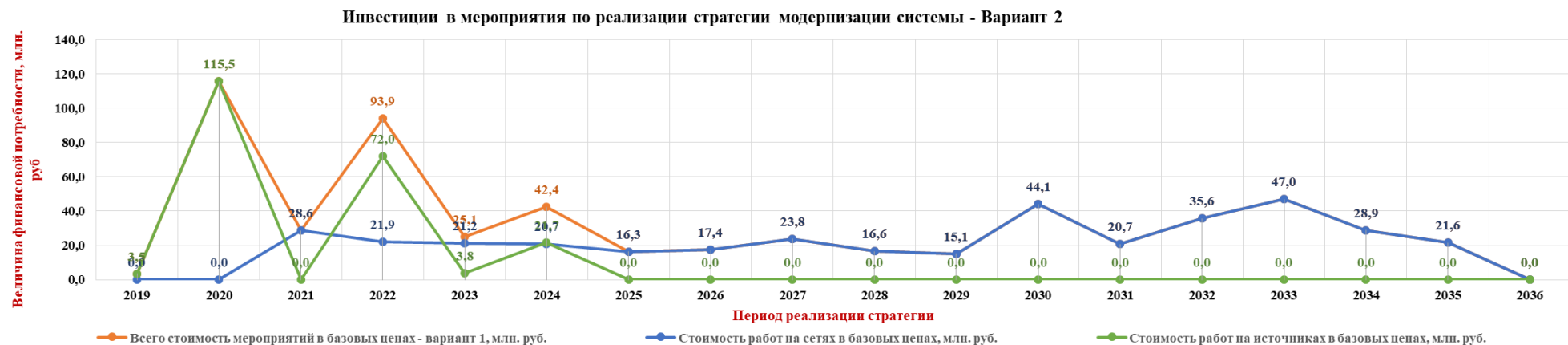


Рисунок 5.5 – Инвестиции в реализацию мероприятий с разбивкой на источники ТЭ и тепловые сети – Вариант 2

Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения, а именно:

- сравнение **установленной мощности** по действующим организациям представлены на рисунке 5.6;
- сравнение **средних значений КПД** по действующим организациям представлены на рисунке 5.7;
- сравнение **полезного отпуска** по действующим организациям представлены на рисунке 5.8;
- сравнение **тепловых потерь** по действующим организациям представлены на рисунке 5.9;
- сравнение **затрат условного топлива** по действующим организациям представлены на рисунке 5.10.

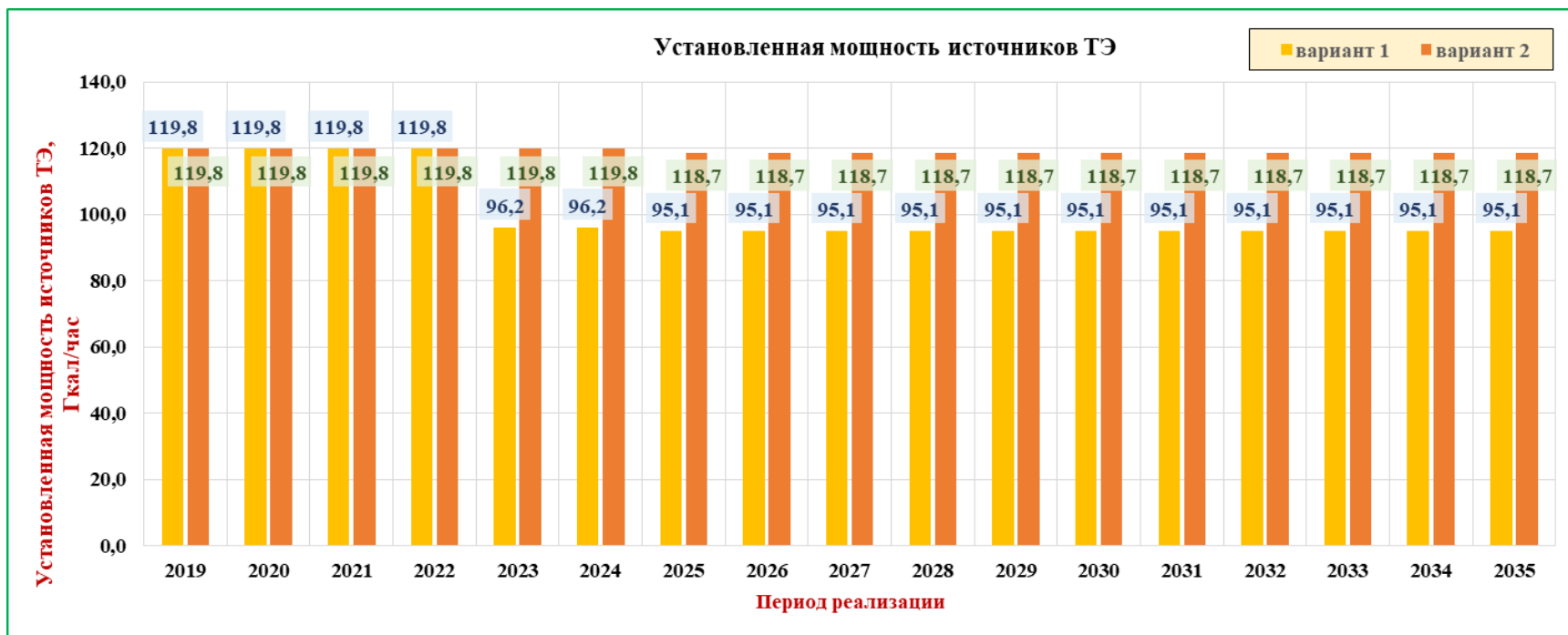


Рисунок 5.6 –Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения - установленная мощность



Рисунок 5.7 –Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения – средний КПД котлов



Рисунок 5.8 –Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения – Полезный отпуск



Рисунок 5.9 –Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения – Потери тепловой энергии



Рисунок 5.10 –Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения – Потребность в условном топливе на выработку

в. обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

Сравнение ценовых (тарифных) последствий для потребителей по вариантам перспективного развития представлены на рисунках 5.11 - 5.12.

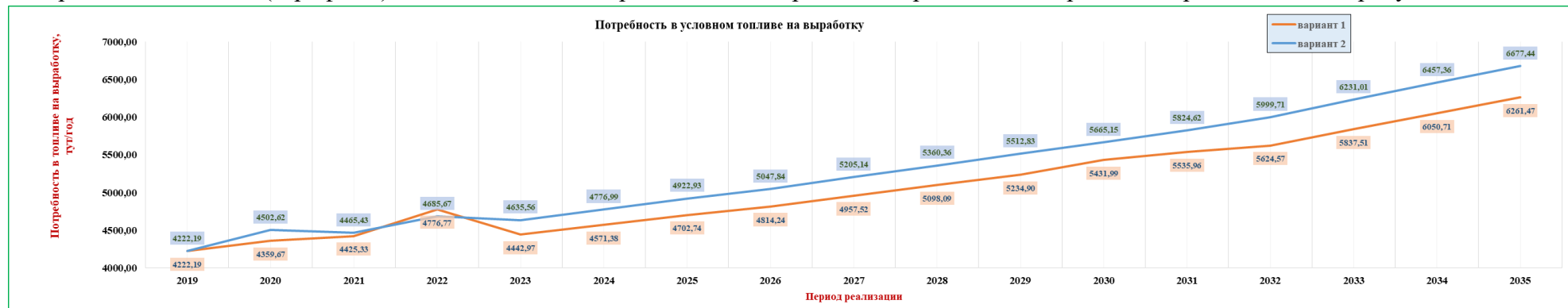


Рисунок 5.11 – Ценовые (тарифные) последствия для потребителей по вариантам перспективного развития



Рисунок 5.12 – Ценовые (тарифные) последствия для потребителей по вариантам перспективного развития – темпы изменения

За счет ухода от жидкого топлива на ЦОК №2 и реконструкции ЦОК №1 - **вариант 1** выглядит более выгодным для потребителя. Согласно проведенного анализа, далее рассматривается **Вариант 1**, как основной принятый в схеме теплоснабжения.

6. глава 6 "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах";

- а. расчетную величину нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии;**

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии, м. куб							
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2030	2035
Суммарные значения:		5,51	5,51	5,52	5,52	5,52	5,52	5,53	5,53
1	ЦОК №1	3,90	3,90	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
2	ЦОК №2	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
3	Котельная №3	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Котельная №7	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
5	Котельная "Металлист"	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
6	Котельная "БМК"	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
7	Котельная "МК-135"	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
8	Котельная "МО-44"	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
9	Котельная "СМП"	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
10	Котельная УКМТ-1	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10
11	Котельная "Витимэнерго"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Котельная "Витим"	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

- б. максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения;**

Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения представлены в таблице 6.2 и 6.3.

Таблица 6.2 – Максимальный расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии (с открытой системой ГВС)	Максимальный расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения, м. куб. ч.							
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2030	2035
Суммарные значения:		129,2	130,2	130,3	130,9	139,5	139,5	144,2	144,2
1	ЦОК №1	73,7	74,7	74,7	74,8	82,0	82,0	82,0	82,0
2	ЦОК №2	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
3	Котельная №3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
4	Котельная №7	7,3	7,3	7,3	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
5	Котельная "Металлист"	6,6	6,6	6,6	6,6	7,9	7,9	7,9	7,9
6	Котельная "БМК"	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
7	Котельная "МК-135"	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
8	Котельная "МО-44"	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
9	Котельная "СМП"	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
10	Котельная УКМТ-1	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
11	Котельная "Витимэнерго"	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	4,8	4,8
12	Котельная "Витим"	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8

Таблица 6.3 – Среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии (с открытой системой ГВС)	Среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения, м. куб. ч.							
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2030	2035
Суммарные значения:		53,8	54,2	54,3	54,5	58,1	58,1	60,1	60,1
1	ЦОК №1	30,7	31,1	31,1	31,2	34,2	34,2	34,2	34,2
2	ЦОК №2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
3	Котельная №3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
4	Котельная №7	3,0	3,0	3,0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
5	Котельная "Металлист"	2,7	2,7	2,7	2,7	3,3	3,3	3,3	3,3
6	Котельная "БМК"	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
7	Котельная "МК-135"	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
8	Котельная "МО-44"	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
9	Котельная "СМП"	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
10	Котельная УКМТ-1	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
11	Котельная "Витимэнерго"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0
12	Котельная "Витим"	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

в. сведения о наличии баков-аккумуляторов;

Сведения о наличии баков-аккумуляторов на источниках тепловой энергии представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Сведения о наличии баков-аккумуляторов на источниках ТЭ

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Подключенная нагрузка на ГВСср, Гкал/ч	Тип системы ГВС	Сведения о баках аккумуляторов	
				Кол-во, шт.	Общий объем, м. куб.
Суммарные значения:		4,84		0	0
1	ЦОК №1	2,76	открытый	отсутствует	отсутствует
2	ЦОК №2	0,58	открытый	отсутствует	отсутствует
3	Котельная №3	0,02	открытый	отсутствует	отсутствует
4	Котельная №7	0,27	открытый	отсутствует	отсутствует
5	Котельная "Металлист"	0,25	открытый	отсутствует	отсутствует
6	Котельная "БМК"	0,38	открытый	отсутствует	отсутствует
7	Котельная "МК-135"	0,11	открытый	отсутствует	отсутствует
8	Котельная "МО-44"	0,06	открытый	отсутствует	отсутствует
9	Котельная "СМП"	0,12	открытый	отсутствует	отсутствует
10	Котельная УКМТ-1	0,21	открытый	отсутствует	отсутствует
11	Котельная "Витимэнерго"	0,00	открытый	отсутствует	отсутствует
12	Котельная "Витим"	0,07	открытый	отсутствует	отсутствует

г. нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии;

Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии представлен в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Нормативный (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

№ п/п	Зона действия источника тепловой энергии	Эксплуатационный режим, м. куб./ч.		Аварийный режим, м. куб./ч.	
		нормативный расход	эксплуатационный расход	нормативный расход	эксплуатационный расход
Суммарные значения:		5,5	5,5	44,1	44,1
1	ЦОК №1	3,9	3,9	31,2	31,2
2	ЦОК №2	0,6	0,6	4,5	4,5
3	Котельная №3	0,0	0,0	0,1	0,1
4	Котельная №7	0,1	0,1	1,2	1,2
5	Котельная "Металлист"	0,2	0,2	1,5	1,5
6	Котельная "БМК"	0,3	0,3	2,4	2,4
7	Котельная "МК-135"	0,1	0,1	0,6	0,6
8	Котельная "МО-44"	0,2	0,2	1,3	1,3
9	Котельная "СМП"	0,1	0,1	0,6	0,6
10	Котельная "Витимэнерго"	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Котельная "Витим"	0,0	0,0	0,2	0,2
12	Котельная УКМТ-1	0,1	0,1	0,7	0,7

д. существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.

а. описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения;

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей представлен в таблице 6.6.

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей в аварийных режимах представлен в таблице 6.7.

Таблица 6.6 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Производительность существующей водоподготовки, м. куб./ч	Баланс максимального потребления теплоносителя и производительности водоподготовки, м. куб./ч							
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2035
Суммарные значения		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	ЦОК №1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	ЦОК №2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Котельная №3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Котельная №7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Котельная "Металлист"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Котельная "БМК"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Котельная "МК-135"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Котельная "МО-44"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Котельная "СМП"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Котельная "Витимэнерго"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Котельная "Витим"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Котельная УКМТ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 6.7 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Производительность существующей водоподготовки, м. куб./ч	Баланс максимального потребления теплоносителя и производительности водоподготовки в аварийных режимах, м. куб./ч							
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2028	2035
Суммарные значения		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	ЦОК №1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	ЦОК №2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Котельная №3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Котельная №7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Котельная "Металлист"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Котельная "БМК"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Котельная "МК-135"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Котельная "МО-44"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Котельная "СМП"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Котельная "Витимэнерго"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Котельная "Витим"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Котельная УКМТ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

б. сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения;

Испытания тепловых сетей на фактические потери не проводились. Оценить фактические тепловые потери от источников тепла не представляется возможным.

7. глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии";

В таблице 7.1 представлен перечень мероприятий согласно принятого варианта развития системы, с указанием технических характеристик, стоимости и сроков реализации.

Таблица 7.1 – Перечень мероприятий перспективного развития системы теплоснабжения – Вариант 1

№ п/п	Наименование проекта	Наименование мероприятия	Наименование объекта (источник ТЭ/предприятие)	Период реализации мероприятия		Кол-во	Ед. изм.
				начало	конец		
1	Модернизация теплосилового оборудования ЦОК №1	Реконструкция котельной ЦОК №1 путем замены котлов №1 и №4	ЦОК №1	2020	2021	40,0	гкал/ч
2	Строительство пиковой котельной, в целях повышения надежности и качества теплоснабжения	Строительство пиковой котельной в районе зоны действия ЦТП ЦОК №2 (60 Гкал/ч)	Пиковая котельная	2025	2025	60,0	гкал/ч
3	Реконструкция системы теплоснабжения г. Бодайбо, переключение нагрузки ЦОК №2 на ЦОК №1	Вывод из эксплуатации ЦОК №2	ЦОК №2	2022	2022	-23,6	гкал/ч
4		Реконструкция системы теплоснабжения г. Бодайбо, переключение нагрузки ЦОК №2 на ЦОК №1, строительство ЦТП ЦОК №2 (14 Гкал/ч)	ЦОК №1	2021	2022	14,0	гкал/ч
5		Переключение тепловой нагрузки с ЦОК №2 на ЦОК №1	ЦОК №1	2022	2022	3,8	гкал/ч
6	Реконструкция котельной УКМТ-1 с увеличением мощности и переключением нагрузки котельной №3	Реконструкция котельной УКМТ-1, путем замены котлоагрегатов №1, 2, 3, 4, с увеличением установленной мощности до значения	Котельная УКМТ-1	2023	2024	4,3	гкал/ч
7		Строительство тепловой сети для подключения потребителей котельной №3 к системе котельной УКМТ-1	Котельная УКМТ-1	2024	2024	0,3	км
8		Вывод из эксплуатации котельной №3	Котельная №3	2024	2024	-1,1	гкал/ч
9		Переключение тепловой нагрузки с Котельной №3 на УКМТ-1	Котельная УКМТ-1	2024	2024	0,2	гкал/ч
10	Снижение доли "ветхих" сетей в системе	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2021	2021	1,58	км
11		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2022	2022	1,47	км
12		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2023	2023	1,25	км
13		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2024	2024	1,33	км
14		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2025	2025	1,36	км
15		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2026	2026	1,29	км
16		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2027	2027	1,48	км
17		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2028	2028	1,32	км
18		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2029	2029	1,22	км
19		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2030	2030	1,78	км
20		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2031	2031	1,44	км
21		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2032	2032	1,61	км
22		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2033	2033	1,69	км
23		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2034	2034	1,60	км
24		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2035	2035	1,40	км
25	Подключение перспективных потребителей	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-19, КДЦ "Витим", ул. Урицкого, 41 "А"	ЦОК №1	2020	2020	0,12	км
26		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 4-19, Патологоанатомическое отделение, ул. 30 лет Победы, 6	ЦОК №1	2022	2022	0,09	км

№ п/п	Наименование проекта	Наименование мероприятия	Наименование объекта (источник ТЭ/предприятие)	Период реализации мероприятия		Кол-во	Ед. изм.
				начало	конец		
27		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 32-19, Жилой дом, ул. Сибирская, 33	Котельная "МК-135"	2021	2021	0,03	кМ
28		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 37-19, здание ООО «Карьерсервис», ул. Стояновича, 79	ЦОК №1	2023	2023	0,04	кМ
29		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-20, Крытый каток, ул. А. Сергеева, 18 "И"	Котельная "Металлист"	2023	2023	0,08	кМ
30		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 3-20, Жилые дома, ул. 8 марта № 19 "А", 19 "Б"	Котельная №7	2022	2022	0,04	кМ
31		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 7-20, Объект здравоохранения, ул. Р. Люксембург, 4	ЦОК №1	2023	2023	0,08	кМ
32		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Разведчиков, 3	Котельная "БМК"	2026	2026	0,01	кМ
33		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 3	Котельная "БМК"	2027	2027	0,0	кМ
34		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 4	Котельная "БМК"	2028	2028	0,0	кМ
35		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 6	Котельная "БМК"	2029	2029	0,0	кМ

Ниже представлено описание мероприятий согласно принятого **варианта**.

- а. описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения;**

Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления производится в соответствии с пп. 91-93 раздела VI. Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения. Предложения по реконструкции существующих котельных (или строительству новых источников, взамен существующих) рекомендуется разрабатывать с использованием расчетов радиуса эффективного теплоснабжения с учетом следующего:

- на первом этапе рассчитывается перспективный (с учетом приростов тепловой нагрузки) радиус эффективного теплоснабжения изолированных зон действия, образованных на базе существующих источников тепловой энергии (котельных);
- если рассчитанный радиус эффективного теплоснабжения больше существующей зоны действия котельной, то возможно увеличение тепловой мощности котельной и расширение зоны ее действия с выводом из эксплуатации котельных, расположенных в радиусе эффективного теплоснабжения;
- если рассчитанный перспективный радиус эффективного теплоснабжения изолированных зон действия существующих котельных меньше, чем существующий радиус теплоснабжения, то расширение зоны действия котельной не целесообразно;
- в первом случае осуществляется реконструкция котельной с увеличением ее мощности;
- во втором случае осуществляется реконструкция котельной без увеличения (возможно со снижением, в зависимости от перспективных балансов установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки) тепловой мощности.

Предложения по организации индивидуального, в том числе поквартирного теплоснабжения в блокированных жилых зданиях, осуществляются только в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/га.

В основу проектных предложений по развитию теплоэнергетической системы заложена следующая концепция теплоснабжения:

- многоквартирная жилая застройка и общественные здания обеспечиваются теплоэнергией от теплоисточников различных типов и мощности, в т.ч. отдельно стоящих котельных, задействованных в системе централизованного теплоснабжения, автономных котельных, предназначенных для одиночных зданий в районах малоэтажной застройки в условиях отсутствия централизованных теплоисточников;
- при строительстве теплоисточников централизованного теплоснабжения предусматривается блочно-модульное исполнение и максимальное использование территории существующих котельных путем их реконструкции с увеличением тепловой мощности;
- теплоснабжение индивидуальной жилой застройки осуществляется за счёт индивидуальных теплоисточников.

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

На территории Муниципального образования строительство источников тепловой мощности с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не планируется.

- в. анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период);**

На территории Муниципального образования строительство источников тепловой мощности с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не планируется.

- г. обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;**

На территории Муниципального образования строительство источников тепловой мощности с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не планируется.

- д. обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения;**

Данный тип мероприятий не рассматривается согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

- е. обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок;**

На территории Муниципального образования переоборудование котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок не планируется.

- ж. обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии;**

Данный тип мероприятий не рассматривается согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

- з. обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;**

Данный тип мероприятий не рассматривается согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

- и. обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;**

Данный тип мероприятий не рассматривается согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

- к. обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;**

Данный тип мероприятий не рассматривается согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

- л. обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, городского округа, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями;**

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012, предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать только в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/га. При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя и высокие финансовые затраты на строительство таких сетей. На расчетный срок теплоснабжение индивидуальной жилой застройки предусматривается обеспечить от индивидуальных источников тепла. Подключение объектов индивидуальной жилой застройки к централизованным системам теплоснабжения не планируется.

- м. обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения;**

- а. покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;**

Согласно материалам: изложенным в главе 2, вся перспективная нагрузка покрывается тепловой мощностью.

- б. максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;**

На коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии изменение максимальной выработки электрической энергии не планируется.

- в. определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке;**

Перспективные режимы загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке представлены в таблице 4.1 Главы 4.

г. определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива;
Потребность в топливе представлена в таблице 10.1 Главы 10.

н. анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива;

Данный тип мероприятий не рассматривается согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

о. обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа, города федерального значения;

Данный тип мероприятий не рассматривается согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

п. результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения;

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для различных нагрузок потребителей в границах городского поселения приведен в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Расчет радиуса эффективного теплоснабжения

Расчетная нагрузка потребителя	доля потерь, %	Выбранный Ду	Удельные потери	Нагрузка / Отпуск	Годовые потери	затраты на выработку тепла	выручка	Радиус (длина)
Гкал/ч	%	мм	Вт/м	Гкал/год	Гкал/год	тыс. руб.	тыс. руб.	м
0.005	25%	25	27	14.2	4.71	28.9	24.4	29
0.01	25%	25	27	28.5	9.42	57.8	48.7	59
0.015	25%	25	27	42.7	14.14	86.8	73.1	88
0.02	25%	25	27	57.0	18.85	115.7	97.4	118
0.03	25%	32	29	85.4	28.27	173.5	146.1	164
0.04	25%	40	31	113.9	37.70	231.3	194.8	205
0.05	25%	40	31	142.4	47.12	289.2	243.5	256
0.06	25%	50	35	170.9	56.55	347.0	292.2	272
0.07	25%	50	35	199.3	65.97	404.9	340.9	317
0.08	25%	50	35	227.8	75.40	462.7	389.7	363
0.09	25%	70	41	256.3	84.82	520.5	438.4	348
0.1	25%	70	41	284.8	94.25	578.4	487.1	387
0.15	25%	80	45	427.1	141.37	867.5	730.6	529
0.2	25%	80	45	569.5	188.49	1156.7	974.1	705
0.25	25%	100	49	711.9	235.62	1445.9	1217.7	810
0.3	25%	100	49	854.3	282.74	1735.1	1461.2	972
0.35	25%	100	49	996.7	329.86	2024.3	1704.7	1134
0.4	25%	125	56	1139.0	376.99	2313.5	1948.3	1134
0.5	25%	125	56	1423.8	471.23	2891.8	2435.3	1417
0.6	25%	150	63	1708.6	565.48	3470.2	2922.4	1511
0.7	25%	150	63	1993.3	659.72	4048.6	3409.5	1763
0.8	25%	200	77	2278.1	753.97	4626.9	3896.5	1649
0.9	25%	200	77	2562.9	848.22	5205.3	4383.6	1855
1	25%	200	77	2847.6	942.46	5783.7	4870.7	2061
1.1	25%	200	77	3132.4	1036.71	6362.0	5357.7	2267
1.2	25%	200	77	3417.1	1130.96	6940.4	5844.8	2473
1.3	25%	200	77	3701.9	1225.20	7518.8	6331.9	2679
1.4	25%	200	77	3986.7	1319.45	8097.1	6818.9	2885
1.5	25%	250	92	4271.4	1413.70	8675.5	7306.0	2587
1.6	25%	250	92	4556.2	1507.94	9253.9	7793.1	2760
1.7	25%	250	92	4841.0	1602.19	9832.2	8280.1	2932
1.8	25%	250	92	5125.7	1696.43	10410.6	8767.2	3105
1.9	25%	250	92	5410.5	1790.68	10989.0	9254.3	3277
2	25%	250	92	5695.2	1884.93	11567.3	9741.3	3450

Результаты расчета радиуса теплоснабжения представлены в графическом виде на рисунках 7.1 - 7.2.

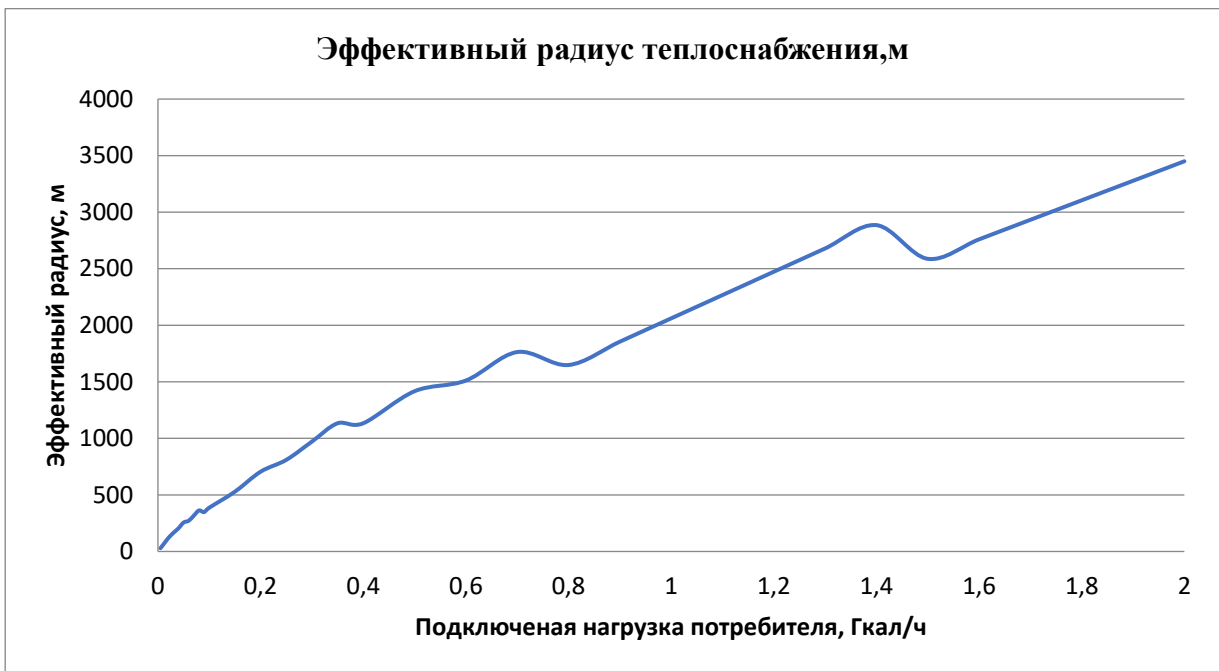


Рисунок 7.1 - Эффективный радиус теплоснабжения, м

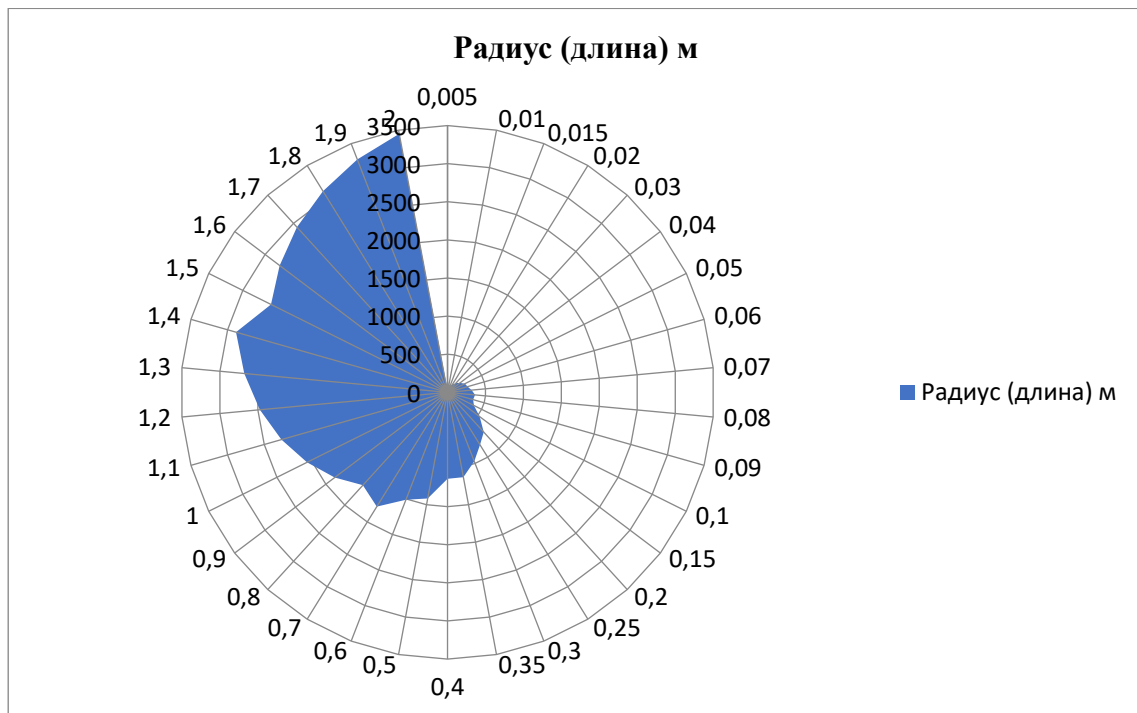


Рисунок 7.2 - Эффективный радиус теплоснабжения, м

8. глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей";

- а. предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);

На момент разработки схемы теплоснабжения в городе Бодайбо отсутствуют зоны с дефицитами тепловой мощности.

Таким образом, предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки в схеме теплоснабжения – не предусмотрены.

- б. предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения;

Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки представлены в таблице 8.1 и на рисунках 8.1-8.3 (перспективные участки выделены зеленым цветом).

Таблица 8.1 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

№ п/п	Наименование проекта	Наименование мероприятия	Зона действия источника	Период реализации		Общая протяженность, км
				Начало	Конец	
Суммарные значения						0,8
1	Реконструкция котельной УКМТ-1 с увеличением мощности и переключением нагрузки котельной №3	Строительство тепловой сети для подключения потребителей котельной №3 к системе котельной УКМТ-1	Котельная УКМТ-1	2024	2024	0,29
2	Подключение перспективных потребителей	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-19, КДЦ "Витим", ул. Урицкого, 41 "А"	ЦОК №1	2020	2020	0,12
3		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 4-19, Патологоанатомическое отделение, ул. 30 лет Победы, 6	ЦОК №1	2022	2022	0,09
4		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 32-19, Жилой дом, ул. Сибирская, 33	Котельная "МК-135"	2021	2021	0,03
5		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 37-19, здание ООО «Карьерсервис», ул. Стояновича, 79	ЦОК №1	2023	2023	0,04
6		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-20, Крытый каток, ул. А. Сергеева, 18 "И"	Котельная "Металлист"	2023	2023	0,08
7		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 3-20, Жилые дома, ул. 8 марта № 19 "А", 19 "Б"	Котельная №7	2022	2022	0,04
8		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 7-20, Объект здравоохранения, ул. Р. Люксембург, 4	ЦОК №1	2023	2023	0,08
9		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Разведчиков, 3	Котельная "БМК"	2026	2026	0,01
10		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 3	Котельная "БМК"	2027	2027	0,01
11		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 4	Котельная "БМК"	2028	2028	0,01
12		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 6	Котельная "БМК"	2029	2029	0,03

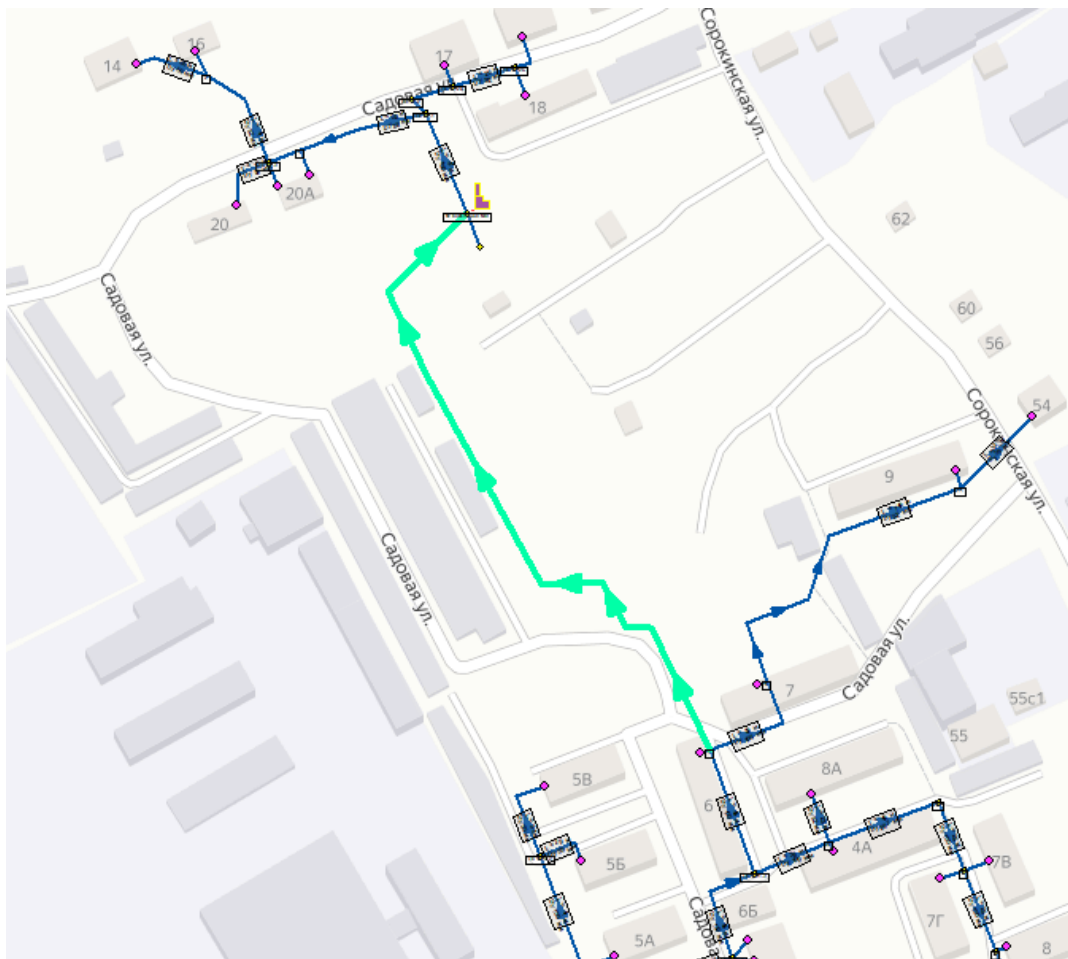


Рисунок 8.1 – Строительство тепловой сети для подключения потребителей котельной №3 к системе котельной УКМТ-1



Рисунок 8.2 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

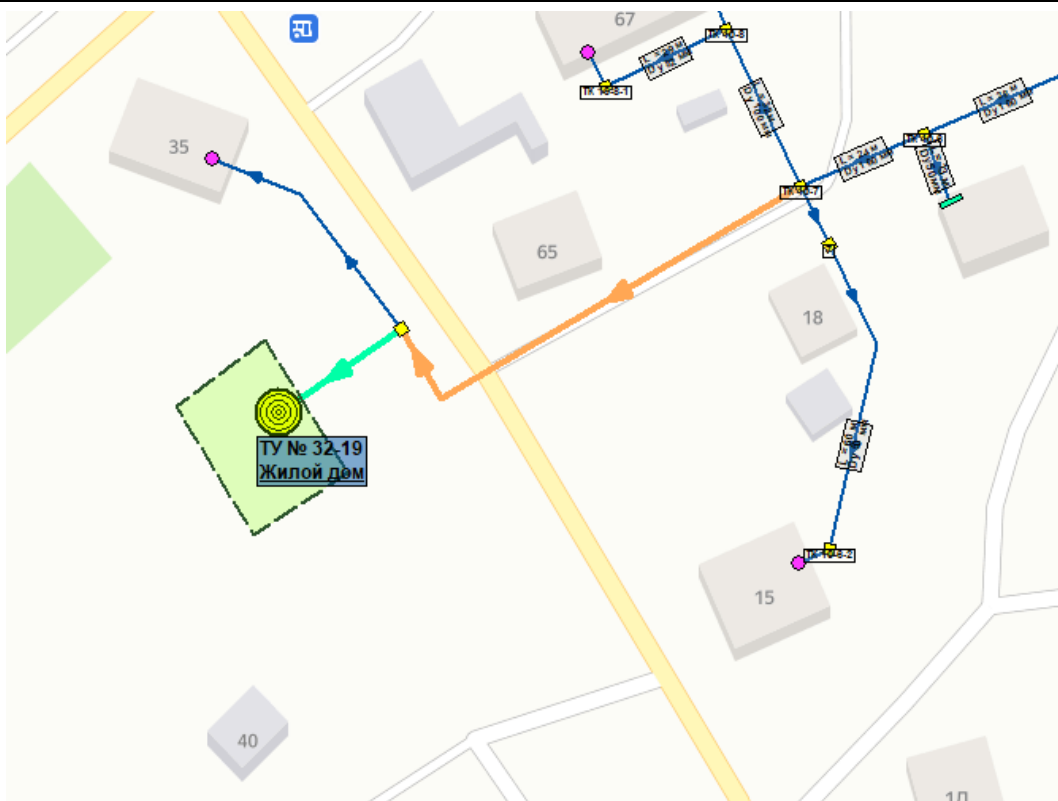


Рисунок 8.3 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

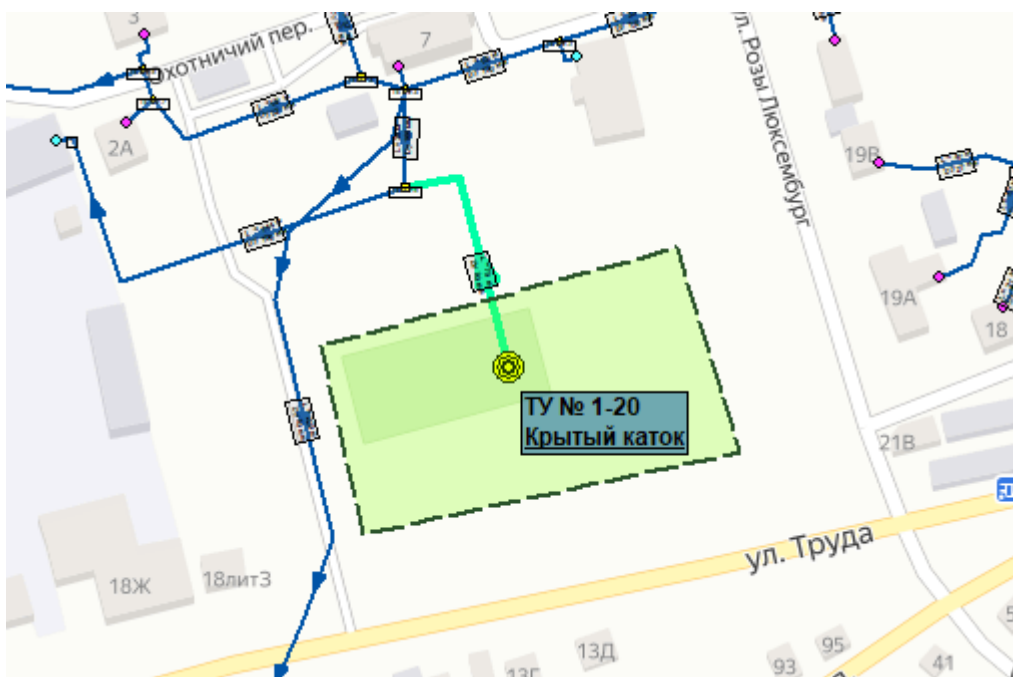


Рисунок 8.4 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

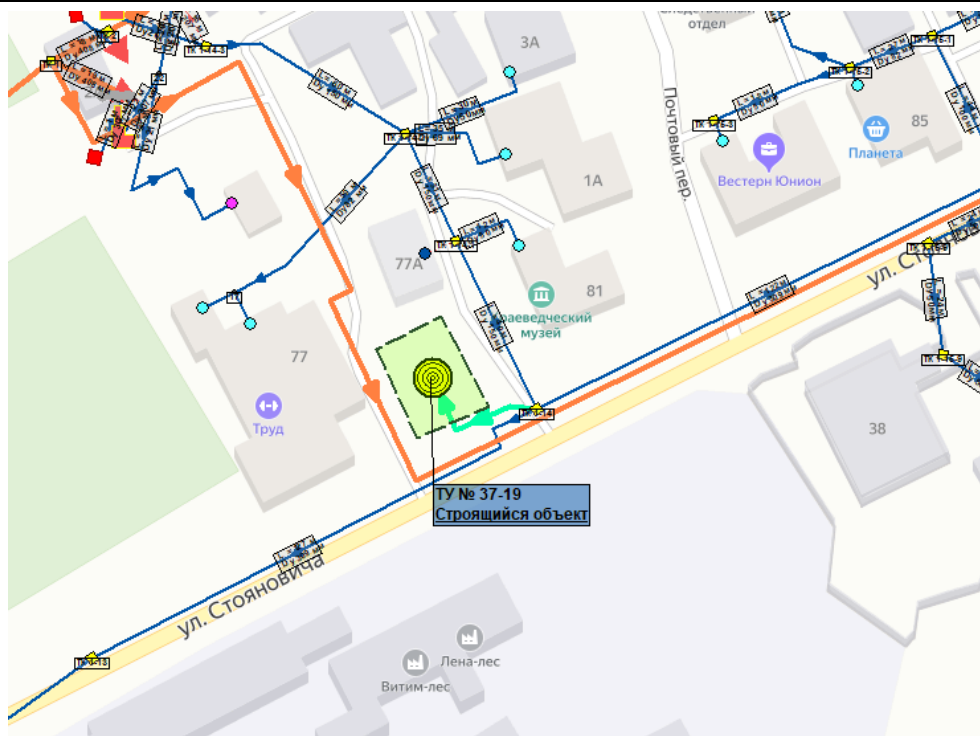


Рисунок 8.7 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

- в. предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения;**

Данный тип мероприятий не рассматривается согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

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

Данный тип мероприятий не рассматривается, согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

- д. предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;**

Данный тип мероприятий не рассматривается, согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

- е. предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;**

Данный тип мероприятий не рассматривается, согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

- ж. предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;**

Предлагаемые мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Предлагаемые мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование объекта (источник ТЭ/предприятие)	Период реализации мероприятия		Кол-во	Ед. изм.
			начало	конец		
Сумма:					21,8	
1	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2021	2021	1,58	км
2	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2022	2022	1,47	км
3	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2023	2023	1,25	км
4	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2024	2024	1,33	км
5	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2025	2025	1,36	км
6	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2026	2026	1,29	км
7	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2027	2027	1,48	км
8	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2028	2028	1,32	км
9	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2029	2029	1,22	км
10	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2030	2030	1,78	км
11	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2031	2031	1,44	км
12	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2032	2032	1,61	км
13	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2033	2033	1,69	км
14	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2034	2034	1,60	км
15	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2035	2035	1,40	км

3. предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций;

Данный тип мероприятий не рассматривается согласно выбранного варианта развития системы теплоснабжения.

9. глава 9 "Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения";

- а. технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения;**

На момент разработки данного документа, актуальной проблемой системы теплоснабжения города остаётся организация системы горячего водоснабжения путём «открытого» водоразбора теплоносителя из системы отопления.

В соответствии с п. 10 ст. 20 Федерального закона от 7 декабря 2011 года № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»»: статью 29 Федерального закона «О теплоснабжении»:

а) дополнить частью 8 следующего содержания: "8. С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.";

б) дополнить частью 9 следующего содержания:

- "9. 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."

При переводе потребителей горячего водоснабжения на закрытую схему возможны следующие варианты:

- организация индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) у абонентов (установка теплообменного оборудования на контур ГВС);
- строительство центральных тепловых пунктов в кварталах застройки (ЦТП);
- организация четырехтрубной системы централизованного теплоснабжения от источников.

Индивидуальный тепловой пункт (ИТП) – комплекс технических устройств, предназначенный для присоединения систем теплопотребления здания (отопление, вентиляция и ГВС) к тепловой сети и для передачи, трансформации и распределения тепловой энергии теплоносителя от тепловой сети к системам теплопотребления жилых, общественных, производственных, складских и других зданий.

ИТП используется для обслуживания одного потребителя (здания или его части) и, как правило, располагается в подвальном или техническом помещении здания. Однако, в силу особенностей обслуживаемого здания, ИТП может быть размещен в отдельно стоящем сооружении.

Основными задачами ИТП являются:

- преобразование вида теплоносителя;
- контроль параметров режимов теплоносителя и их автоматизированное регулирование (величина расхода, уровень напора, температура, и т.д.);
- распределение теплоносителя по системам теплопотребления;
- коммерческий учет потребляемой тепловой энергии;
- автоматическое поддержание уровня температуры горячей воды с учетом требований санитарных норм;
- автоматическое поддержание температуры воды в системе отопления в зависимости от температуры наружного воздуха, времени суток, рабочего графика и т.д.;

- автоматизированный вывод информации на пункт диспетчеризации;
- возможность дистанционного контроля и управления через модем;
- сигнализация в случае аварийной и внестатной ситуации.

В состав ИТП может входить следующее теплоэнергетическое оборудование и вспомогательное оборудование:

- теплообменные аппараты (осуществляют передачу тепла);
- запорная и регулирующая арматура;
- насосы (при необходимости);
- контрольно-измерительные приборы;
- контроллеры;
- щиты электроуправления.

Наиболее простой и распространенной схемой присоединения системы ГВС в ИТП является схема с одноступенчатым параллельным присоединением подогревателей горячего водоснабжения (рисунок 9.1). Подогреватели присоединены к той же тепловой сети, что и системы отопления зданий. Вода из наружной водопроводной сети подается в подогреватель ГВС, где нагревается сетевой водой, поступающей из подающего трубопровода тепловой сети.

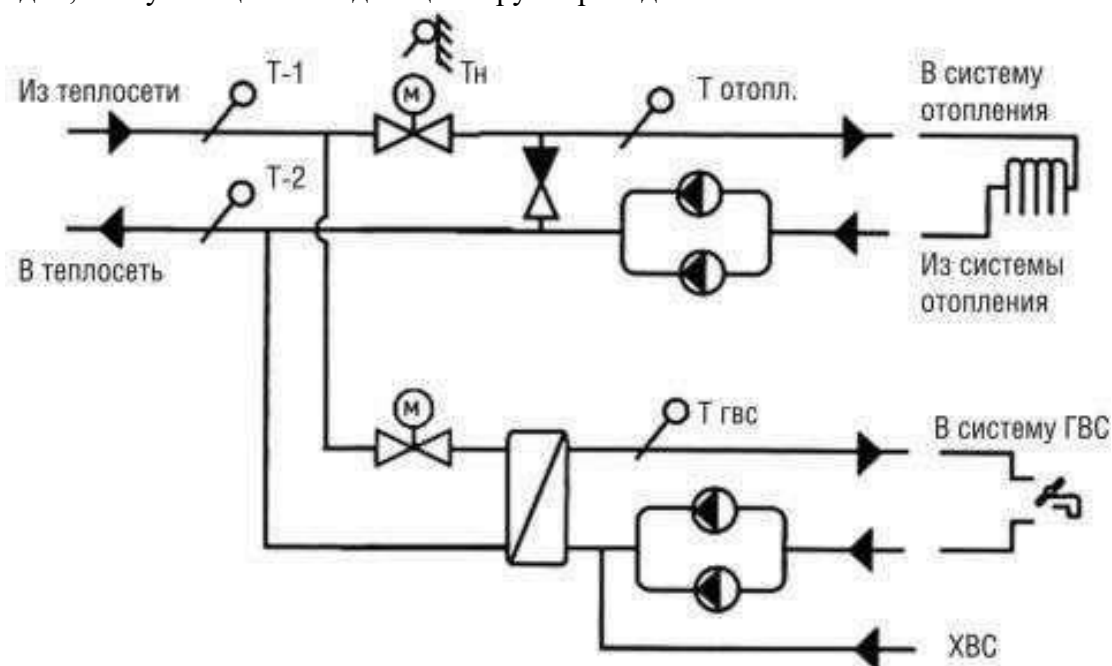


Рисунок 9.1 - Схема с зависимым присоединением системы отопления к тепловой сети и одноступенчатым параллельным присоединением теплообменника ГВС

Охлажденная сетевая вода подается в обратный трубопровод тепловой сети. После подогревателя горячего водоснабжения нагретая водопроводная вода подается в систему ГВС. Если водоразборные приборы в этой системе закрыты (к примеру, в ночное время), то горячая вода по циркуляционному трубопроводу снова подается в подогреватель ГВС.

Данную схему с одноступенчатым параллельным присоединением подогревателей горячего водоснабжения рекомендуется применять, если отношение максимального расхода теплоты на ГВС зданий к максимальному расходу теплоты на отопление зданий менее 0,2 или более 1,0 (согласно СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»). Схема используется при нормальном температурном графике сетевой воды в тепловых сетях.

Помимо схемы с одноступенчатым параллельным присоединением подогревателей горячего водоснабжения, применяется двухступенчатая система подогрева воды в системе ГВС. В зимний период холодная водопроводная вода сначала подогревается в теплообменнике первой ступени (с 5° до 30 °С) теплоносителем из обратного трубопровода системы отопления, а затем, для окончательного догрева воды до необходимой температуры (60 °С) используется сетевая вода из

подающего трубопровода тепловой сети (рисунок 9.2). Идея состоит в том, чтобы использовать для нагрева тепловую энергию обратной линии от системы отопления. При этом сокращается расход сетевой воды на подогрев воды в системе ГВС. В летний период нагрев происходит по одноступенчатой схеме.

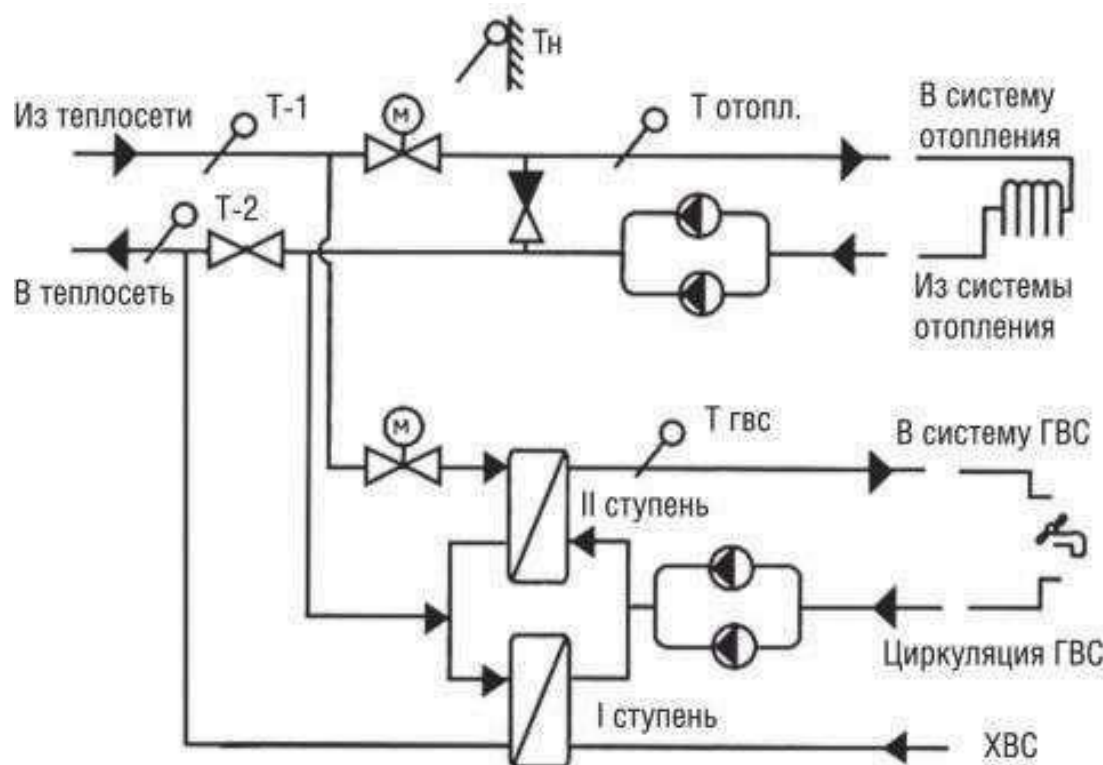


Рисунок 9.2 - Схема теплового пункта с зависимым присоединением системы отопления к тепловой сети и двухступенчатым нагревом воды

В настоящий момент широкое распространение получили блочные индивидуальные тепловые пункты (БИТП), предназначенные для передачи тепловой энергии, а также контроля и автоматического регулирования параметров теплоносителя, подаваемого от наружных тепловых сетей в систему отопления, систему горячего водоснабжения, систему вентиляции, систему кондиционирования жилых и общественных зданий, а также производственных помещений.

БИТП состоят из модулей высокой заводской готовности, что позволяет уменьшить время монтажных и пуско-наладочных работ, а также их стоимость.

Полностью автоматизированные индивидуальные тепловые пункты с высокой точностью поддерживают температуру теплоносителя обслуживаемых систем и выдерживают пиковые нагрузки в пределах заявленной максимальной мощности. Автоматизация теплового пункта с системой диспетчеризации представляет собой «программно-технический комплекс в комплексе ИТП» и предоставляет возможность управления режимами теплоснабжения потребителей, без постоянного обслуживающего персонала.

Комплексная реконструкция системы отопления и ГВС (закрытая независимая схема теплоснабжения как по отоплению, так и по ГВС) имеет следующие преимущества:

- для теплоснабжающих организаций – снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;
- для теплоснабжающих организаций – уменьшение величины подпиточной воды и расходов на ее приготовление;
- для потребителей – кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей (ликвидация перетопов и недотопов) – снижение потребления и эффективное распределение тепловой энергии;

- для потребителей – увеличение надёжности теплоснабжения: при аварии на теплосетях у теплоснабжающей организации циркуляция у потребителя сохраняется, что практически исключает возможность «размораживания» систем отопления;
- для потребителей – в связи с отдельными контурами потребителей и теплоснабжающей организации практически исчезают спорные вопросы по расчётам за потребление тепловой энергии.

На основании опыта по внедрению и эксплуатации ИТП в рамках проектов по модернизации систем теплоснабжения можно выделить следующие факторы экономии (снижения потребления тепловой энергии), представленные в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Факторы экономии при модернизации систем теплоснабжения с внедрением ИТП

Фактор экономии	Примечания	Для жилых зданий	Для производственных / административных зданий
Снижение температуры теплоносителя в системе теплоснабжения при повышении температуры наружного воздуха (погодное регулирование) и устранение перетопов в переходные, межсезонные периоды	В «межсезонье» перетоп вызван необходимостью подачи в здания теплоносителя для нужд приготовления воды ГВС с температурой, слишком высокой для отопления	15-20 %	15-20 %
Снижение температуры воздуха в помещениях в часы отсутствия там людей	Выходные дни и ночное время		10–15 %
Учет тепловой инерционности здания и существенной разницы температуры наружного воздуха в дневное и ночное время суток	Принятие во внимание показаний установленного датчика внутренней температуры воздуха (интегральная величина при установке, например в общем вентиляционном канале) и с помощью использования электронно-запрашиваемого прогноза погоды (долгосрочно ли изменение температуры наружного воздуха)	3–5 %	3–5 %
Применение графика качественного регулирования	При условии постоянства расхода теплоносителя в системе отопления	3–5 %	3–5 %
Учёт тепловыделений и применение различных алгоритмов оптимизации регулирования для жилых и административных (производственных) зданий	Бытовых - для жилья и производственных – для предприятий	5- 7 %	5- 7 %
Возможность нормированного снижения нагрузки на отопление в часы максимальной нагрузки на горячее водоснабжение	Приоритет ГВС для жилья	1–3 %	
ИТОГО		25-40%	35-50%

Центральный тепловой пункт (ЦТП) – комплекс технических устройств, предназначенный для присоединения, передачи и распределения тепловой энергии нескольким потребителям. В ЦТП подключаются группы однородных систем теплоснабжения: отопление, вентиляция и ГВС большинства зданий микрорайона/квартала.

ЦТП должны размещаться на границах между магистральными и распределительными (квартальными) сетями и служат для распределения теплоносителя по системам отопления и горячего водоснабжения обслуживаемых зданий, а также функции обеспечения безопасности, управления и учета.

Принципиальная схема ЦТП представлена на рисунке 9.3.

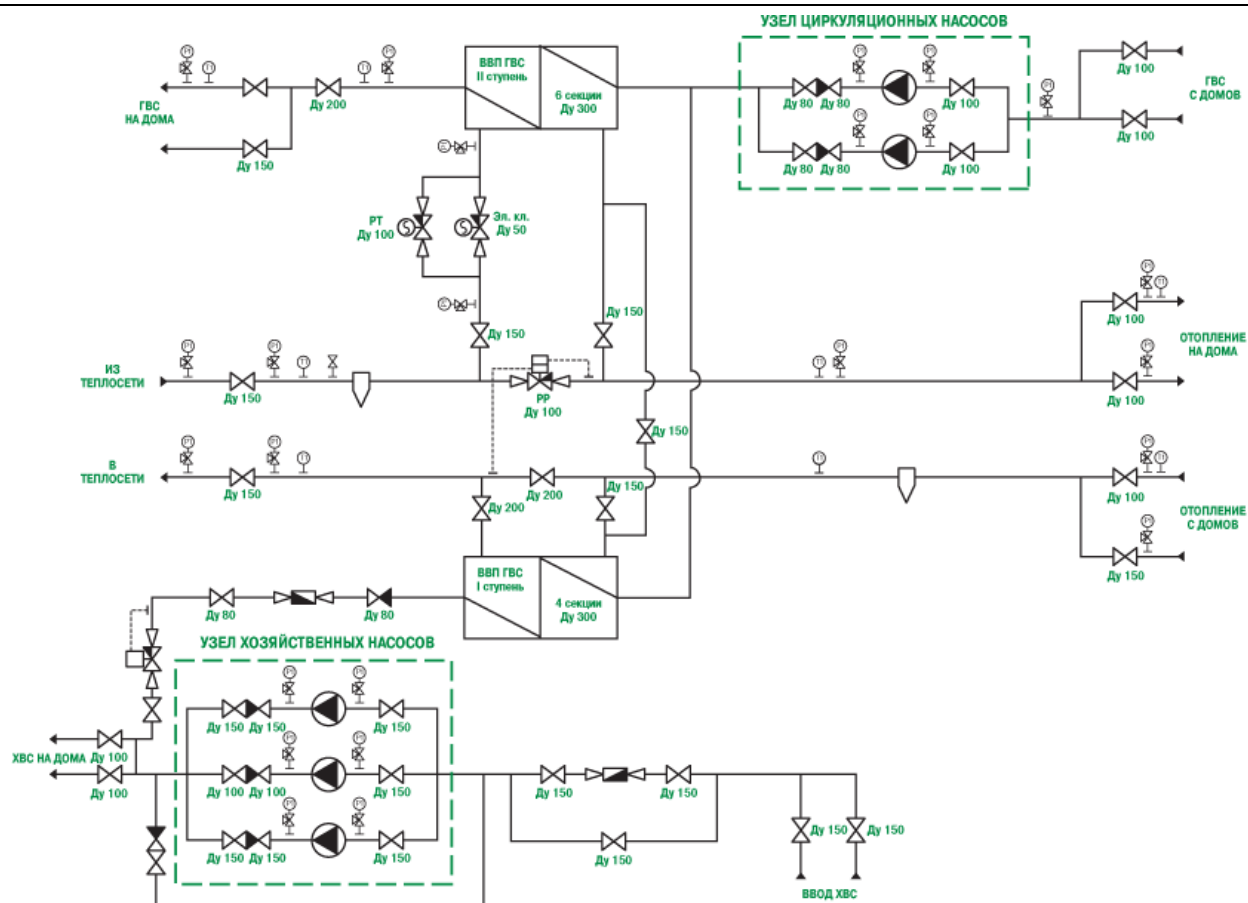


Рисунок 9.3 - Принципиальная схема ЦТП

Основные задачи ЦТП:

- автоматическое распределение теплоносителя, поступающего от теплоисточника по магистральным сетям в распределительные сети, в количествах, соответствующих потребности абонентов;
- телемеханический контроль за параметрами поступающего теплоносителя и приборный учет расхода теплоты, полученной потребителями;
- автоматическое регулирование параметров теплоносителя, поступающего в распределительные сети в соответствии с характеристиками группы потребителей;
- защита от нарушения гидравлического режима сетей при временных нарушениях теплового режима теплоисточником, а также от утечек в распределительных сетях;
- защита местных систем отопления от аварийного повышения давления в магистральных сетях (гидравлические удары и ошибки при переключениях);
- водоподготовка для ГВС;
- обеспечение отключения отопления или горячего водоснабжения в случае необходимости.

В состав ЦТП может входить следующее теплоэнергетическое и вспомогательное оборудование:

- теплообменные аппараты для нагрева воды теплоносителем из магистральных сетей;
- насосы (циркуляционные насосы ГВС и системы отопления, насос подпитки, смесительный, резервный/аварийный);
- регулирующая арматура;
- запорно-предохранительное оборудование (краны, задвижки, клапаны);
- контрольно-измерительные приборы (счетчики, приборы учета тепла, манометры и др.);
- система автоматизированного контроля, управления и регулирования гидравлическим и тепловым режимами;

- система водоподготовки;
- расширительный бак для компенсации расширения теплоносителя в системе отопления.

Квартальные сети отопления в ЦТП подключаются к тепловой сети либо через водонагреватель по независимой схеме, либо по зависимой схеме с циркуляционно-подмешивающим насосом, установленным в зависимости от давлений в подающем и обратном трубопроводах на перемычке между этими трубопроводами, либо на одном из них. Регулирование тепловой нагрузки отопления осуществляется изменением расхода теплоносителя из тепловой сети путем открытия или закрытия регулирующего клапана.

Применение такого автоматического регулирования подачи тепла на отопление в ЦТП обеспечивает экономию тепла до 15% от годового потребления за счет ликвидации срезки температурного графика на уровне 70-80 °С (из-за необходимости нагрева воды горячего водоснабжения) и за счет снижения подачи тепла с учетом возрастающей доли внутренних тепловыделений в тепловом балансе здания с увеличением температуры наружного воздуха.

В четырехтрубной системе подача тепла на отопление и горячее водоснабжение разделена по двум парам труб. На рисунке 9.4 представлена схема четырехтрубной системы теплоснабжения.

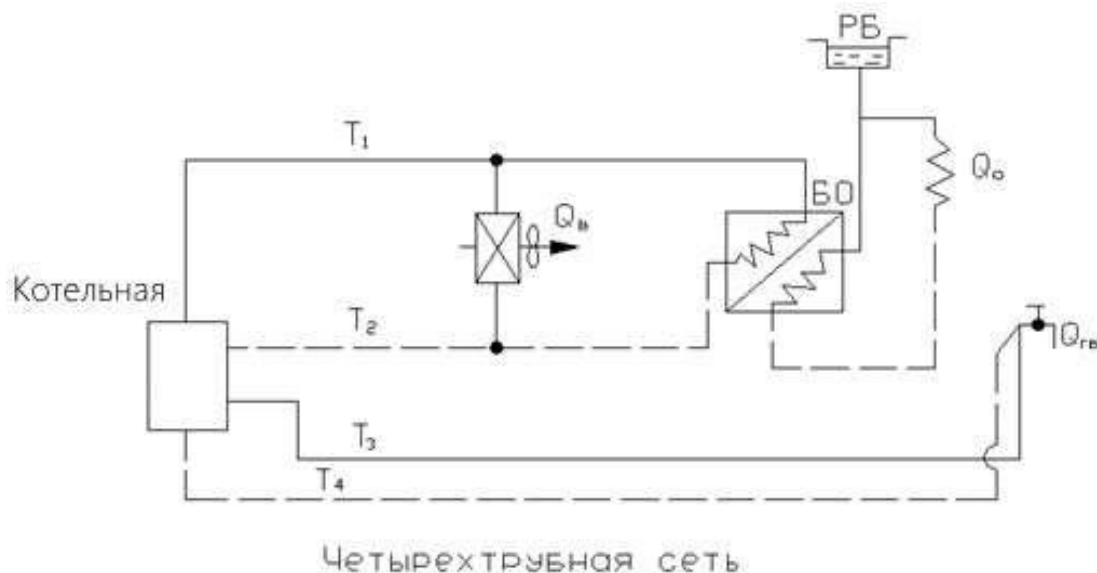


Рисунок 9.4 - Схема четырехтрубной системы теплоснабжения

Вода для горячего водоснабжения приготавливается на источнике теплоснабжения и по отдельному трубопроводу подается абонентам, рециркуляционная вода возвращается для подогрева к источнику. По другой паре трубопроводов подается и отводится теплоноситель для системы отопления и вентиляции.

Основной недостаток такой системы теплоснабжения – большая металлоемкость и, как следствие, значительные эксплуатационные затраты.

Переход на закрытую схему ГВС с организацией четырехтрубной системы теплоснабжения от источников приведет к увеличению протяженности тепловых сетей (необходимо будет проложить трубопроводы от источников теплоснабжения до каждого потребителя ГВС), что потребует значительных финансовых затрат, а также повлечет за собой земляные работы по всему городу во время прокладки трубопроводов. В дальнейшем это приведет к увеличению затрат на ремонт и реконструкцию тепловой сети.

ИТП преимущества:

- отсутствие необходимости строительства и обслуживания сетей горячего водоснабжения;
- сокращение тепловых потерь в системах ГВС;

- прозрачность расчетов за горячую воду для конкретного потребителя;
- возможность дополнительной установки теплообменников для отопления (при наличии места) и организации независимой схемы отопления потребителей (возможность индивидуального регулирования параметров отопления).

ИТП недостатки:

- необходимость установки циркуляционного насоса ГВС и увеличение электрической нагрузки на объект;
- затраты на обслуживание ИТП ложатся на собственников здания;
- при наличии ограниченного пространства необходимо индивидуально подходить к выбору оборудования;
- организация подводящих линий ХВС к каждому потребителю при труднодоступности существующего ввода.

ЦТП преимущества:

- отсутствие необходимости индивидуального подхода к каждому потребителю для подбора оборудования;
- сокращение времени на обслуживание оборудования, установленное в одном месте.

ЦТП недостатки:

- сложность согласования участка земли под строительство в границах устоявшегося квартала (повлечет за собой внесение изменения в проект планировки и межевания для отвода земли под строительство);
- необходимость капитальных вложений в строительство и последующее обслуживание квартальных трубопроводов отопления для подвода теплоносителя к ЦТП и распределительных трубопроводов ГВС (подающего и циркуляционного);
- строительство трубопроводов ГВС будет сопровождаться неудобствами для населения т.к. потребуются перекапывать кварталы для прокладки;
- необходимость строительства дополнительного трубопровода ХВС к зданию ЦТП в 2 нитки от магистральных трубопроводов (для обеспечения надежности);
- наличие тепловых потерь и утечек в сетях ГВС;
- затраты на поддержание зданий и оборудования ЦТП в исправном состоянии.

Четырехтрубная система преимущества:

- отсутствие необходимости индивидуального подхода к каждому потребителю для подбора оборудования;
- сокращение времени на обслуживание оборудования, установленное в одном месте.

Четырехтрубная система недостатки:

- необходимость капитальных вложений в строительство и последующее обслуживание магистральных и квартальных трубопроводов ГВС;
- сложность согласования участка земли под строительство в границах устоявшегося квартала (повлечет за собой внесение изменения в проект планировки и межевания для отвода земли под строительство трубопроводов);
- строительство трубопроводов ГВС будет сопровождаться неудобствами для населения т.к. потребуются перекапывать кварталы для прокладки;
- наличие тепловых потерь и утечек в сетях ГВС;
- необходимость капитальных вложений в организацию контура ГВС на источниках теплоснабжения;
- затраты на поддержание оборудования контура ГВС на источниках теплоснабжения в исправном состоянии.

Стоит отметить, что при выборе варианта перехода на закрытую схему ГВС путем строительства новых ЦТП достаточно существенными сложностями будут согласования участка

земли под строительство в границах устоявшегося квартала и перевод выбранного участка в другую категорию – определения правового статуса земельного участка и его разрешённого использования.

Помимо этого, строительство ЦТП повлечет за собой прокладку трубопроводов ГВС и, как следствие, значительные внутриквартальные земляные работы, что, помимо увеличения затрат на переход на закрытую схему ГВС, приведет к существенным неудобствам для населения (аналогично для четырехтрубной системы).

Новые сети ГВС от новых ЦТП, а также новые сети ГВС от источников теплоснабжения будут прокладываться в одной траншее с существующими тепловыми сетями (четырёхтрубная сеть). Из-за существенной неравномерности срока эксплуатации четырехтрубной сети (старые тепловые сети и новые сети ГВС) увеличивается вероятность вскрытия траншей с трубопроводами, что неудобно с точки зрения дальнейшей эксплуатации.

Ухудшению качества горячей воды для четырехтрубной закрытой системы горячего водоснабжения непосредственно способствуют большая протяженность участков тепловой сети, наличие застойных зон и тупиковых точек, неравномерный водоразбор, возможное отключение горячей воды в ночные часы, проведение ремонтных работ и пр.

Также при строительстве новых ЦТП, организации контура ГВС на котельных, затраты на эксплуатацию здания и оборудования ложатся на ресурсоснабжающую организацию, а при организации ИТП – на собственника здания.

Схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения выбирается согласно СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»: если отношение максимального расхода теплоты на ГВС зданий к максимальному расходу теплоты на отопление зданий менее 0,2 или более 1,0 – одноступенчатая (параллельная) схема, если отношение более 0,2 и менее 1 – двухступенчатая (смешанная) схема.

б. выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии;

В результате реализации мероприятия схемы планируется работа источников по температурным графикам качественного регулирования представленным ниже.

Таблица 9.2 – Параметры регулирования отпуска тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Температурный график, °С
1	ЦОК №1	130-80
1.1	- ЦТП №1	95-70
1.2	- ЦТП №4	95-70
1.3	- ЦТП №4а	95-70
1.4	- ЦТП №6	95-70
2	ЦОК №2	95-70
3	Котельная №3	95-70
4	БМК	95-70
5	МК-135	95-70
6	МО-44	95-70
7	Металлист	95-70
8	СМП	95-70
9	Котельная №7	95-70
10	Котельная УКМТ-1	95-70
11	Котельная "Витимэнерго"	95-70
12	Котельная "Витим"	95-70

в. предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения;

Переход на «закрытую» схему присоединения систем ГВС позволит обеспечить:

- снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование;
- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;
- снижение темпов износа оборудования тепловой станции;
- 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.

На основании вышеизложенного предлагается «закрытие» системы горячего водоснабжения двумя разными путями.

Согласно **первого варианта развития системы** теплоснабжения, предлагается устройство ИТП в тепловых узлах потребителей тепловой энергии в существующих зонах действия источников тепловой энергии.

В состав ИТП входит:

- теплообменное оборудование;
- насосная группа (циркуляционный, отопительный и пожарный насосы);
- контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА);
- счетчики воды.

Работа индивидуального теплового пункта (ИТП) организована по зависимой схеме. Система горячего водоснабжения - независимая, двухступенчатая, с двумя теплообменниками пластинчатого типа. С целью компенсации снижения уровня давления предусмотрена установка группы насосов. Подпитка отопительной системы происходит с помощью соответствующего насосного оборудования из обратного трубопровода тепловых сетей. Подпитка горячего водоснабжения выполняется от системы холодного водоснабжения. В ИТП (индивидуальный тепловой пункт) предусматриваются приборы учета. На рисунке 9.5 представлена принципиальная схема и пример компоновки блока ГВС индивидуального теплового пункта.

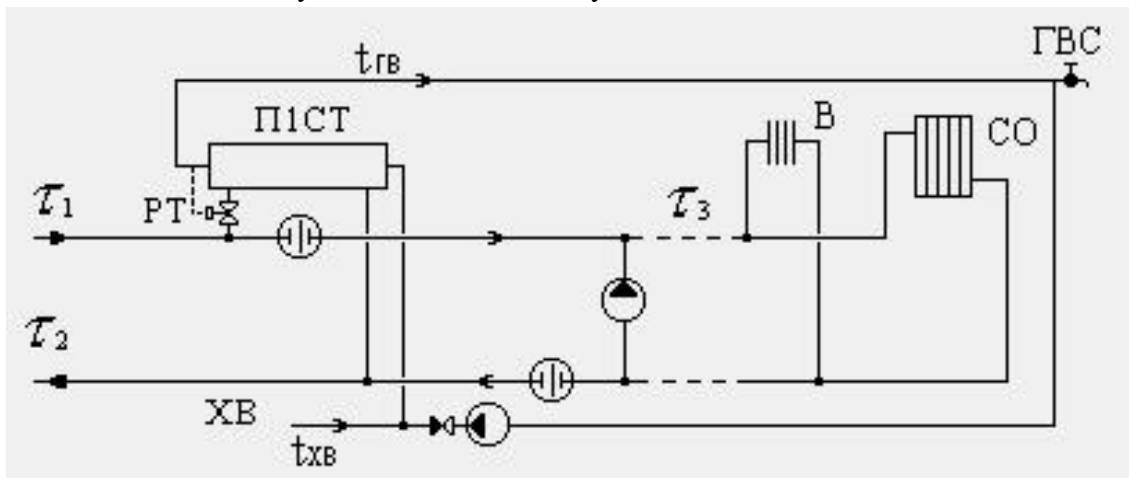


Рисунок 9.5 – Принципиальная схема узла ввода индивидуального теплового пункта

Согласно **второго варианта развития системы** теплоснабжения, предлагается устройство четырехтрубной системы ГВС от источников тепловой энергии до потребителей.

Протяженность предлагаемой к строительству сети горячего водоснабжения в разрезе по источникам теплоснабжения представлена в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Сводная характеристика предлагаемой к строительству сети горячего водоснабжения

№ п/п	Наименование источника	Протяжённость сети ГВС, м
1	ЦОК №1	13 636
2	ЦОК №2	11 061
3	Котельная №3	323
4	Котельная №7	2 535
5	Котельная "Металлист"	5 282
6	БМК	5 978
7	Котельная "МК-135"	1 937
8	Котельная МО-44	1 989
9	Котельная СМП	2 213
10	Котельная УКМТ-1	1 842
Итого		46 796

г. расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения;

Расчет потребности в инвестициях для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую по вариантам представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Сводная характеристика предлагаемой к строительству сети горячего водоснабжения

№ п/п	Наименование источника	Протяженность сети ГВС, м	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			Стоимость по варианту 1 (ИТП), тыс. руб.	Стоимость по варианту 2 (4х трубная система), тыс. руб.
			ОТ	ГВС	Сумма		
1	ЦОК №1	13 636	20,55	1,38	21,93	136 020,38	196 465,25
2	ЦОК №2	11 061	3,53	0,29	3,82	13 463,77	189 128,69
3	Котельная №3	323	0,22	0,01	0,23	810,65	3 791,21
4	Котельная №7	2 535	2,09	0,14	2,23	7 859,74	34 975,60
5	Котельная "Металлист"	5 282	2,19	0,12	2,31	8 141,70	67 558,73
6	БМК	5 978	2,84	0,19	3,03	10 679,38	87 068,91
7	Котельная "МК-135"	1 937	0,96	0,06	1,02	3 595,04	23 959,60
8	Котельная МО-44	1 989	0,77	0,03	0,80	2 819,64	25 619,08
9	Котельная СМП	2 213	1,15	0,06	1,21	4 264,70	28 229,75
10	Котельная УКМТ-1	1 842	1,70	0,11	1,81	6 379,43	25 060,66
	Итого	46 796	36,00	2,39	38,39	194 034,42	681 857,49

д. оценку целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения;

Актуальность перевода открытых систем ГВС на закрытые обусловлена следующим:

- отпуск теплоносителя со срезкой (60 °С) для нужд ГВС приводит к «перетопам» в помещениях зданий;
- существует перегрев горячей воды при эксплуатации открытой системы теплоснабжения без регулятора температуры горячей воды, которая фактически соответствует температуре воды в подающей линии тепловой сети.

Переход на закрытую схему присоединения систем ГВС 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 тепловых станций и 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.

Приказом Минстроя России от 04.04.2014 N 162/пр "Об утверждении перечня показателей надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, порядка и правил определения плановых значений и фактических значений таких показателей» установлен перечень показателей.

К показателям качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения относятся:

- показатели качества воды (в отношении питьевой воды и горячей воды);
- показатели эффективности использования ресурсов, в том числе уровень потерь воды (тепловой энергии в составе горячей воды).

Показателями качества горячей воды являются:

а) доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды. Факт несоответствия температуры горячей воды установленным требованиям определяется на основании сообщения от потребителей.

б) доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды.

Показателями энергетической эффективности (в части системы горячего водоснабжения) являются:

а) доля потерь воды в централизованных системах водоснабжения при транспортировке в общем объеме воды, поданной в водопроводную сеть (в процентах);

б) удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды (Гкал/куб. м). В теплоснабжающих организациях, обеспечивающих горячее водоснабжение потребителей, осуществляется производственный контроль качества горячей воды, показателей энергетической эффективности системы горячего водоснабжения.

Оценка планируемых целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и планируемых, после проведения мероприятий по закрытию системы горячего водоснабжения, приведены в таблице (Таблица 9.5).

Таблица 9.5 - Расчет радиуса эффективного теплоснабжения

№ п/п	Наименование показателя	Значения показателей в открытой системе горячего водоснабжения	Значения показателей в закрытой системе горячего водоснабжения
1	Доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	0	0
2	Доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды	0	0
3	Доля потерь воды в централизованных системах водоснабжения при транспортировке в общем объеме воды, поданной в водопроводную сеть (в процентах)	7%	4%
4	Удельное количество тепловой энергии, расходуемое на подогрев горячей воды, (Гкал/куб. м)	0,059780	0,059780

е. предложения по источникам инвестиций;

Выполнение вышеуказанных мероприятий на сегодняшний день проблематично, поскольку требует значительных инвестиционных вложений.

Тем не менее рассматриваются разнообразные схемы финансирования:

- коммерческое (при окупаемости затрат);
- конкурс на осуществление инвестиционных проектов, разработанных в результате выполнения работ по энергетическому планированию развития региона, города, поселения;
- бюджетное (для эффективных энергосберегающих проектов с большими сроками окупаемости);
- введение запретов и обязательных требований по применению открытых схем, надзор за их соблюдением;
- другие предложения.

Силами бюджета муниципального образования настоящие мероприятия по закрытию системы открытого водоразбора на нужды горячего водоснабжения неосуществимы, требуется привлечение финансирования со стороны, включения мероприятий в федеральные программы.

10. глава 10 "Перспективные топливные балансы";

- а. расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа, города федерального значения;

Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии представлены в таблицах 10.1 и 10.2.

Таблица 10.1 – Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование ИТЭ	Расход топлива, т/ч/час																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	Суммарные значения	8,4	8,5	8,2	8,2	8,4	8,4	8,4	8,5	8,5	8,5	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
1	ЦОК №1	4,8	4,9	4,5	4,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
2	ЦОК №2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Котельная №3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Котельная №7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
5	Котельная "Металлист"	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
6	Котельная "БМК"	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
7	Котельная "МК-135"	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
8	Котельная "МО-44"	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
9	Котельная "СМП"	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
10	Котельная УКМТ-1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
11	Котельная "Витимэнерго"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Котельная "Витим"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Пиковая котельная	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 10.2 – Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование котельной	Потребность в топливе на выработку, тыс. т/т/год																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	Суммарные значения	38,67	38,88	37,45	37,46	37,28	37,08	37,02	37,25	37,33	37,38	37,41	37,43	37,33	37,28	37,20	37,09	37,07
1	ЦОК №1	22,12	22,33	20,84	20,83	24,41	24,39	24,36	24,34	24,31	24,28	24,26	24,29	24,23	24,19	24,14	24,06	24,07
2	ЦОК №2	3,73	3,73	3,73	3,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Котельная №3	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Котельная №7	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2
5	Котельная "Металлист"	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
6	Котельная "БМК"	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,4	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
7	Котельная "МК-135"	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
8	Котельная "МО-44"	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
9	Котельная "СМП"	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
10	Котельная УКМТ-1	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,6	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
11	Котельная "Витимэнерго"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Котельная "Витим"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Пиковая котельная	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

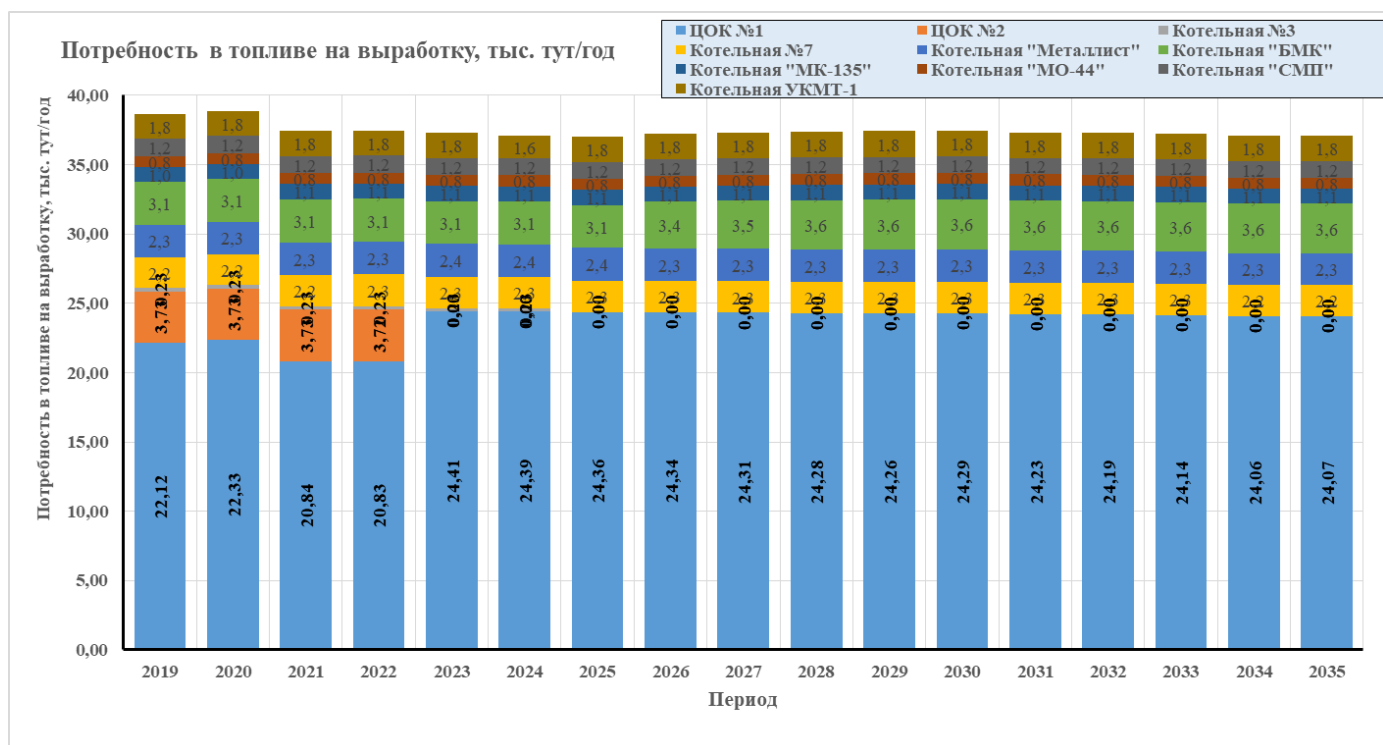


Рисунок 10.1 – Годовой расход условного топлива в разрезе по источнику тепловой энергии



Рисунок 10.2 – Изменение годового расхода условного топлива

б. результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива;

Проектом котельных, расположенных на территории МО, не предусмотрен резервный и аварийный запас топлива.

в. вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива;

Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии представлены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 - Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Вид основного топлива	Низшая теплота сгорания, кКал
1	ЦОК №1	Уголь каменный	5500
2	ЦОК №2	Нефть	9589
3	Котельная №3	Уголь каменный	5500
4	Котельная №7	Уголь каменный	5500
5	Котельная "Металлист"	Уголь каменный	5500
6	Котельная "БМК"	Уголь каменный	5500
7	Котельная "МК-135"	Уголь каменный	5500
8	Котельная "МО-44"	Уголь каменный	5500
9	Котельная "СМП"	Уголь каменный	5500
10	Котельная "Витимэнерго"	Уголь каменный	5500
11	Котельная "Витим"	Уголь каменный	5500
12	Котельная УКМТ-1	Уголь каменный	5500

В настоящей Схеме теплоснабжения на перспективу не предусматривается применение технологий, основанных на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) и ТНУ по причинам:

- ограниченной единичной мощности ВИЭ и ТНУ оборудования; - высоких удельных капитальных вложений для их строительства; - малого числа часов возможного использования мощности ВИЭ и ТНУ оборудования относительно традиционных источников теплоснабжения;
- отсутствия планов по внедрению технологий с использованием ВИЭ и ТНУ в программах развития теплоснабжающих организаций, обеспечивающих централизованное теплоснабжение города.

Основным видом топлива на перспективный период - каменный уголь.

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

Виды топлива, и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения представлены в таблице 10.3.

- д. преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе**

Основным топливом, используемым для производства тепловой энергии на территории МО, является каменный уголь.

- е. приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа**

После реализации мероприятий, согласно принятого варианта развития системы, планируется снижение потребления топлива источниками тепловой энергии.

11. глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения";

а. метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения;

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

$$P_c = e^{-\lambda_{ct}};$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке

$$\lambda_c = L_1\lambda_1 + L_2\lambda_2 + \dots + L_n\lambda_n \text{ (1/час);}$$

где L_i - протяжённость каждого участка [км].

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

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

$$\lambda(t) = \lambda_0(0,1\tau)^{\alpha-1};$$

где: τ – срок эксплуатации участка (лет)

В соответствии с Правилами определения и расчёта фактических значений показателей надёжности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых показателей, утверждённых постановлением Правительства РФ от 16 мая 2014 г. № 452 к показателям надёжности объектов теплоснабжения, относятся:

а) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей;

б) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности.

Участки сети, работающие более 25 лет, выделяются в отдельную группу как потенциально ненадежные. После дополнительного анализа их состояния выбираются участки, рекомендуемые к замене.

б. метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения;

В результате обработки данных составлена таблица времени восстановления участков тепловых сетей для проведения расчета надёжности в зависимости от диаметра трубопровода.

Таблица 11.1 - Время восстановления участков тепловых сетей теплоснабжения в зависимости от диаметра трубопровода

Ду, мм	Время восстановления участка тепловых сетей, ч
32	2,4
40	2,4
50	2,4
70	2,6
80	2,6
100	2,6
125	2,8
150	3,3
200	3,3
250	4,7
300	4,7
350	5,6
400	5,6
450	5,6
500	5,6
600	5,6
700	5,6

в. результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам;

а. применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования;

В предложениях, обеспечивающих надёжность системы теплоснабжения, применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность энергетического оборудования, не учтено, ввиду наличия уже установленного оборудования, отсутствия необходимости в дополнительных устройствах и в реализации дополнительных мероприятий.

б. установка резервного оборудования;

В предложениях, обеспечивающих надёжность системы теплоснабжения, установка резервного оборудования не учтено, ввиду наличия уже установленного оборудования, отсутствия необходимости в дополнительных устройствах и в реализации дополнительных мероприятий.

в. организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;

В предложениях, обеспечивающих надёжность системы теплоснабжения, организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть, не учтено.

г. резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа, города федерального значения;

В предложениях, обеспечивающих надёжность системы теплоснабжения, организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть, не учтено.

д. устройство резервных насосных станций;

В предложениях, обеспечивающих надёжность системы теплоснабжения, устройство резервных насосных станций, не учтено.

е. установка баков-аккумуляторов;

В предложениях, обеспечивающих надёжность системы теплоснабжения, установка баков-аккумуляторов, не учтено.

г. результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки;

Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии рассчитаны в электронной модели и представлены на рисунке ниже.

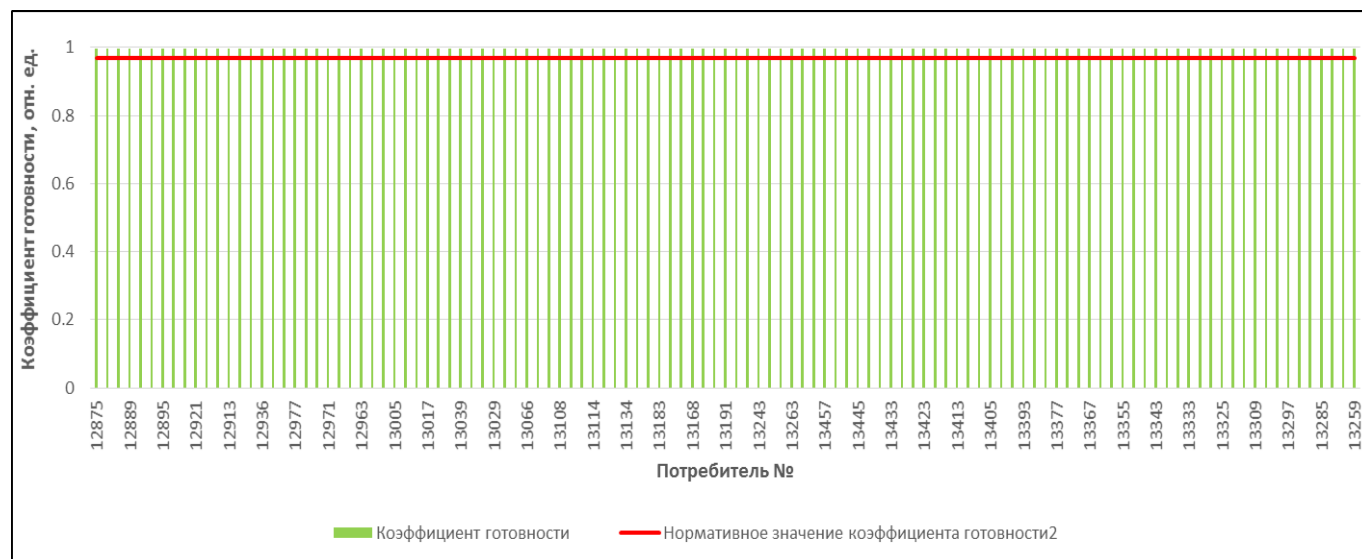


Рисунок 11.1 - Коэффициенты готовности системы к теплоснабжению потребителей

д. результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии;

Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии рассчитаны в электронной модели и представлены на рисунке ниже.

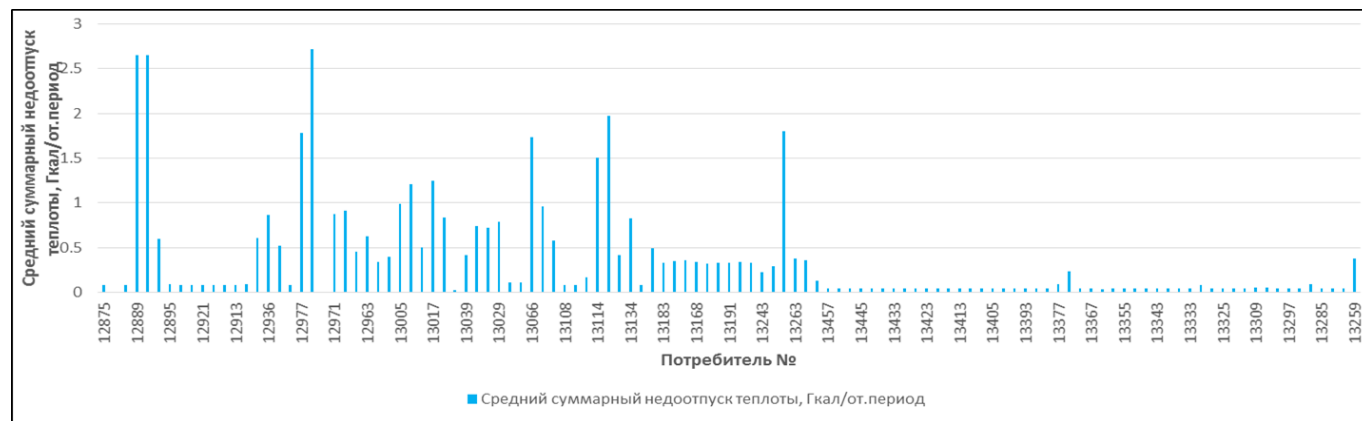


Рисунок 11.2 - Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии

12.глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию";

а. оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей;

Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей (без НДС, по состоянию цен на 1 кв. 2020 года) представлена в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

№ п/п	Наименование проекта	Наименование мероприятия	Наименование объекта (источник ТЭ/предприятие)	Период реализации мероприятия		Кол-во	Ед. изм.	Стоимость реализации мероприятия, тыс. руб.
				начало	конец			
Сумма:								1 055 910,5
1	Модернизация теплосилового оборудования ЦОК №1	Реконструкция котельной ЦОК №1 путем замены котлов №1 и №4	ЦОК №1	2020	2021	40,0	гкал/ч	119 000,0
2	Строительство пиковой котельной, в целях повышения надежности и качества теплоснабжения	Строительство пиковой котельной в районе зоны действия ЦТП ЦОК №2 (60 Гкал/ч)	Пиковая котельная	2025	2025	60,0	гкал/ч	406 369,0
3	Реконструкция системы теплоснабжения г. Бодайбо,	Вывод из эксплуатации ЦОК №2	ЦОК №2	2022	2022	-23,6	гкал/ч	-
4	переключение нагрузки ЦОК №2 на ЦОК №1	Реконструкция системы теплоснабжения г. Бодайбо, переключение нагрузки ЦОК №2 на ЦОК №1, строительство ЦТП ЦОК №2 (14 Гкал/ч)	ЦОК №1	2021	2022	14,0	гкал/ч	122 000,0
5		Переключение тепловой нагрузки с ЦОК №2 на ЦОК №1	ЦОК №1	2022	2022	3,8	гкал/ч	-
6	Реконструкция котельной УКМТ-1 с увеличением мощности и переключением нагрузки котельной №3	Реконструкция котельной УКМТ-1, путем замены котлоагрегатов №1, 2, 3, 4, с увеличением установленной мощности до значения	Котельная УКМТ-1	2023	2024	4,3	гкал/ч	25 573,7
7		Строительство тепловой сети для подключения потребителей котельной №3 к системе котельной УКМТ-1	Котельная УКМТ-1	2024	2024	0,3	км	2 440,8
8		Вывод из эксплуатации котельной №3	Котельная №3	2024	2024	-1,1	гкал/ч	-
9		Переключение тепловой нагрузки с Котельной №3 на УКМТ-1	Котельная УКМТ-1	2024	2024	0,2	гкал/ч	-
10	Снижение доли "ветхих" сетей в системе	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2021	2021	1,58	км	28 613,1
11		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2022	2022	1,47	км	21 918,8
12		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2023	2023	1,25	км	21 224,9
13		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2024	2024	1,33	км	18 238,5
14		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2025	2025	1,36	км	16 337,5
15		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2026	2026	1,29	км	17 446,7
16		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2027	2027	1,48	км	23 824,9
17		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2028	2028	1,32	км	16 559,3
18		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2029	2029	1,22	км	15 129,8
19		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2030	2030	1,78	км	44 134,2
20		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей тепловодоснабжения	МУП "Тепловодоканал"	2031	2031	1,44	км	20 712,4

№ п/п	Наименование проекта	Наименование мероприятия	Наименование объекта (источник ТЭ/предприятие)	Период реализации мероприятия		Кол-во	Ед. изм.	Стоимость реализации мероприятия, тыс. руб.
				начало	конец			
21		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	МУП "Теплодоток"	2032	2032	1,61	км	35 638,6
22		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	МУП "Теплодоток"	2033	2033	1,69	км	46 995,9
23		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	МУП "Теплодоток"	2034	2034	1,60	км	28 858,8
24		Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	МУП "Теплодоток"	2035	2035	1,40	км	21 606,4
25	Подключение перспективных потребителей	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-19, КДЦ "Витим", ул. Урицкого, 41 "А"	ЦОК №1	2020	2020	0,12	км	828,8
26		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 4-19, Патологоанатомическое отделение, ул. 30 лет Победы, 6	ЦОК №1	2022	2022	0,09	км	445,6
27		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 32-19, Жилой дом, ул. Сибирская, 33	Котельная "МК-135"	2021	2021	0,03	км	145,3
28		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 37-19, здание ООО «Карьерсервис», ул. Стояновича, 79	ЦОК №1	2023	2023	0,04	км	306,4
29		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-20, Крытый каток, ул. А. Сергеева, 18 "И"	Котельная "Металлист"	2023	2023	0,08	км	557,2
30		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 3-20, Жилые дома, ул. 8 марта № 19 "А", 19 "Б"	Котельная №7	2022	2022	0,04	км	203,4
31		Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 7-20, Объект здравоохранения, ул. Р. Люксембург, 4	ЦОК №1	2023	2023	0,08	км	529,3
32		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Разведчиков, 3	Котельная "БМК"	2026	2026	0,01	км	48,4
33		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 3	Котельная "БМК"	2027	2027	0,0	км	48,4
34		Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 4	Котельная "БМК"	2028	2028	0,0	км	48,4
35	Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 6	Котельная "БМК"	2029	2029	0,0	км	125,9	

б. обоснование предложений по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей;

Основными внутренними источниками финансирования любого коммерческого предприятия являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов и др.

Чистая прибыль. В современных условиях предприятия самостоятельно распределяют прибыль, остающуюся в их распоряжении. Рациональное использование прибыли предполагает учет таких факторов, как планы дальнейшего развития предприятия, а также соблюдение интересов собственников, инвесторов и работников. В общем случае, чем больше прибыли направляется на расширение хозяйственной деятельности, тем меньше потребность в дополнительном финансировании. Величина нераспределенной прибыли зависит от рентабельности хозяйственных операций, а также от принятой на предприятии политики в отношении выплат собственникам (дивидендная политика).

К достоинствам реинвестирования прибыли следует отнести:

- отсутствие расходов, связанных с привлечением капитала из внешних источников;
- сохранение контроля за деятельностью предприятия со стороны собственников;
- повышение финансовой устойчивости и более благоприятные возможности для привлечения средств из внешних источников.

В свою очередь, недостатками использования данного источника являются его ограниченная и изменяющаяся величина, сложность прогнозирования, а также зависимость от внешних, не поддающихся контролю со стороны менеджмента факторов (например, конъюнктура рынка, фаза экономического цикла, изменение спроса и цен и т. п.).

Амортизационные отчисления. Еще одним важнейшим источником самофинансирования предприятий служат амортизационные отчисления.

Они относятся на затраты предприятия, отражая износ основных и нематериальных активов, и поступают в составе денежных средств за реализованные продукты и услуги. Их основное назначение — обеспечивать не только простое, но и расширенное воспроизводство.

Преимущество амортизационных отчислений как источника средств заключается в том, что он существует при любом финансовом положении предприятия и всегда остается в его распоряжении.

Величина амортизации как источника финансирования инвестиций во многом зависит от способа ее начисления, как правило, определяемого и регулируемого государством.

Выбранный способ начисления амортизации фиксируется в учетной политике предприятия и применяется в течение всего срока эксплуатации объекта основных средств.

Применение ускоренных способов (уменьшаемого остатка, суммы чисел лет и др.) позволяет увеличить амортизационные отчисления в начальные периоды эксплуатации объектов инвестиций, что при прочих равных условиях приводит к росту объемов самофинансирования.

Для более эффективного использования амортизационных отчислений в качестве финансовых ресурсов предприятию необходимо проводить адекватную амортизационную политику. Она включает в себя политику воспроизводства основных активов, политику в области применения тех или иных методов расчета амортизационных отчислений, выбор приоритетных направлений их использования и другие элементы.

Несмотря на преимущества внутренних источников финансирования, их объемы, как правило, недостаточны для расширения масштабов хозяйственной деятельности, реализации инвестиционных проектов, внедрения новых технологий и т. д.

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций. Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций.

Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала, является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски.

Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. Отрицательный эффект (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

Надбавка к цене (тарифу) для потребителей - ценовая ставка, которая учитывается при расчетах потребителей с организациями коммунального комплекса, устанавливается в целях финансирования инвестиционных программ организаций коммунального комплекса и общий размер которой соответствует сумме надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса, реализующих инвестиционные программы по развитию системы коммунальной инфраструктуры.

в. расчеты экономической эффективности инвестиций;

Мероприятия схемы теплоснабжения не несут значительного экономического эффекта. Основные цели схемы теплоснабжения:

- выполнение требований п.9 Федерального закона от 27.07.2010 N 190-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "О теплоснабжении" "9. 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.";
- бесперебойное предоставление услуг по отоплению, горячему водоснабжению;
- снижение аварийности систем теплоснабжения;
- модернизация и повышение энергоэффективности объектов жилищно-коммунального хозяйства.

г. расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения;

Результаты расчетов ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения представлены в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Результаты расчетов ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

№ п/п	Наименование организации	Средневзвешенный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	МУП "Тепловодоканал"	4222,2	4359,7	4425,3	4776,8	4443,0	4571,4	4702,7	4814,2	4957,5	5098,1	5234,9	5432,0	5536,0	5624,6	5837,5	6050,7	6261,5

13. глава 13 "Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";

а. количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;

Информация по количеству прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях представлена в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях

№ п/п	Наименование ИТЭ	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях, 1/км/год																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	ЦОК №1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	ЦОК №2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Котельная №3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Котельная №7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Котельная "Металлист"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Котельная "БМК"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Котельная "МК-135"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Котельная "МО-44"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Котельная "СМП"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Котельная УКМТ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Котельная "Витимэнерго"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Котельная "Витим"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Пиковая котельная	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

б. количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;

Информация по количеству прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии представлена в таблице 13.2.

Таблица 13.2 – Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии

№ п/п	Наименование ИТЭ	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии, ед./Гкал																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	ЦОК №1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	ЦОК №2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Котельная №3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Котельная №7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Котельная "Металлист"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Котельная "БМК"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Котельная "МК-135"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Котельная "МО-44"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Котельная "СМП"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Котельная УКМТ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Котельная "Витимэнерго"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Котельная "Витим"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Пиковая котельная	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

в. удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных) представлен в таблице 13.3.

Таблица 13.3 – Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование ИТЭ	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, кг.у.т/гкал																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	ЦОК №1	217,0	223,0	208,0	208,0	207,6	207,6	207,6	207,6	207,6	207,6	207,6	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,6
2	ЦОК №2	210,3	216,1	216,1	216,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Котельная №3	217,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Котельная №7	217,0	223,0	223,0	222,9	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0
5	Котельная "Металлист"	217,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0
6	Котельная "БМК"	217,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1
7	Котельная "МК-135"	217,0	223,0	222,8	222,8	222,8	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9
8	Котельная "МО-44"	217,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1
9	Котельная "СМП"	217,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,0	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1
10	Котельная УКМТ-1	217,0	223,0	223,0	223,0	223,0	203,1	202,8	202,8	202,8	203,7	203,8	203,8	203,8	203,8	204,7	204,7	204,7

г. отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети представлено в таблице 13.4.

Таблица 13.4 – Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

№ п/п	Наименование ИТЭ	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, Гкал/м кв																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	ЦОК №1	1,99	2,00	1,99	1,96	2,24	2,22	2,21	2,19	2,18	2,16	2,14	2,13	2,09	2,07	2,03	1,99	1,96
2	ЦОК №2	1,38	1,38	1,38	1,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Котельная №3	3,11	3,11	3,11	3,06	2,94	2,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Котельная №7	2,44	2,44	2,44	2,43	2,31	2,29	2,28	2,26	2,25	2,23	2,21	2,20	2,16	2,14	2,10	2,05	2,02
5	Котельная "Металлист"	1,75	1,75	1,75	1,72	1,72	1,68	1,67	1,66	1,65	1,63	1,62	1,61	1,58	1,57	1,54	1,51	1,48
6	Котельная "БМК"	1,88	1,88	1,88	1,86	1,78	1,77	1,75	1,74	1,73	1,72	1,71	1,69	1,66	1,65	1,62	1,58	1,56
7	Котельная "МК-135"	1,81	1,81	1,85	1,81	1,73	1,72	1,71	1,70	1,69	1,67	1,66	1,65	1,62	1,60	1,58	1,54	1,52
8	Котельная "МО-44"	1,09	1,09	1,09	1,08	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	0,94	0,92	0,91
9	Котельная "СМП"	2,18	2,18	2,18	2,15	2,06	2,04	2,03	2,02	2,00	1,99	1,97	1,96	1,92	1,90	1,87	1,83	1,80
10	Котельная УКМТ-1	3,22	3,22	3,22	3,17	3,04	3,02	2,93	2,91	2,89	2,87	2,85	2,83	2,77	2,75	2,70	2,64	2,60
11	Котельная "Витимэнерго"	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11
12	Котельная "Витим"	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59

д. коэффициент использования установленной тепловой мощности;

Коэффициент использования установленной тепловой мощности представлен в таблице 13.5.

Таблица 13.5 – Коэффициент использования установленной тепловой мощности

№ п/п	Наименование ИТЭ	Коэффициент использования установленной тепловой мощности																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	ЦОК №1	0,28	0,28	0,28	0,28	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
2	ЦОК №2	0,12	0,12	0,12	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Котельная №3	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Котельная №7	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
5	Котельная "Металлист"	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
6	Котельная "БМК"	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
7	Котельная "МК-135"	0,24	0,24	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
8	Котельная "МО-44"	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
9	Котельная "СМП"	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,27	0,27	0,27
10	Котельная УКМТ-1	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
11	Котельная "Витимэнерго"	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,11	0,15	0,17	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
12	Котельная "Витим"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

е. удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;

Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке представлена в таблице 13.6.

Таблица 13.6 – Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке

№ п/п	Наименование ИТЭ	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке, м кв/Гкал/ч																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	ЦОК №1	357,7	354,9	355,8	355,6	292,7	293,5	293,5	293,5	293,5	293,5	293,5	293,5	293,5	293,5	293,5	293,5	293,5
2	ЦОК №2	515,5	515,5	515,5	515,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Котельная №3	229,7	229,7	229,7	229,7	229,7	229,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Котельная №7	292,3	292,3	292,3	282,1	284,1	284,1	284,1	284,1	284,1	284,1	284,1	284,1	284,1	284,1	284,1	284,1	284,1
5	Котельная "Металлист"	407,5	407,5	407,5	407,5	353,2	358,5	358,5	358,5	358,5	358,5	358,5	358,5	358,5	358,5	358,5	358,5	358,5
6	Котельная "БМК"	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6
7	Котельная "МК-135"	394,1	394,1	362,0	365,1	365,1	365,1	365,1	365,1	365,1	365,1	365,1	365,1	365,1	365,1	365,1	365,1	365,1
8	Котельная "МО-44"	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4	651,4
9	Котельная "СМП"	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3	327,3
10	Котельная УКМТ-1	221,6	221,6	221,6	221,6	221,6	221,6	227,0	227,0	227,0	227,0	227,0	227,0	227,0	227,0	227,0	227,0	227,0
11	Котельная "Витимэнерго"	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6
12	Котельная "Витим"	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4	240,4

ж. доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения);

Источников, работающих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в МО нет.

з. удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;

Источников, работающих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в МО нет.

и. коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);

Источников, работающих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в МО нет.

к. доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;

Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии составляет 5%.

л. средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);

Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей представлен в таблице 13.7.

Таблица 13.7 – Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей

№ п/п	Наименование ИТЭ	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	МУП «Тепловодоканал»	21	20	20	19	19	19	17	17	15	14	14	14	13	12	11	11	11

м. отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения);

Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей представлено в таблице 13.8.

Таблица 13.8 – Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей

№ п/п	Наименование ИТЭ	Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	МУП «Теплодоканал»	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

н. отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа, города федерального значения);

Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии представлена в таблице 13.9.

Таблица 13.9 – Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование ИТЭ	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	ЦОК №1	0,0	0,0	0,33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	ЦОК №2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Котельная №3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Котельная №7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Котельная "Металлист"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Котельная "БМК"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Котельная "МК-135"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Котельная "МО-44"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Котельная "СМП"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Котельная УКМТ-1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,045	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Котельная "Витимэнерго"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Котельная "Витим"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

о. отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях

Зафиксированные факты нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях, отсутствуют

14.глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия";

а. тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения;

Для выполнения анализа влияния реализации строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии разработаны тарифно-балансовые модели, структура которых сформирована в зависимости от основных видов деятельности теплоснабжающих организаций.

Тарифно-балансовая модель сформирована в составе следующих показателей, отражающих их изменение по годам реализации схемы теплоснабжения:

- индексы-дефляторы МЭР;
- баланс тепловой мощности;
- баланс тепловой энергии;
- топливный баланс;
- баланс теплоносителей;
- балансы электрической энергии;
- балансы холодной воды питьевого качества;
- тарифы на покупные энергоносители и воду;
- производственные расходы товарного отпуска;
- производственная деятельность;
- инвестиционная деятельность;
- финансовая деятельность;
- проекты схемы теплоснабжения.

Показатель "Индексы-дефляторы МЭР" предназначен для использования индексов дефляторов, установленных Минэкономразвития России, с целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет. Для формирования показателей долгосрочных индексов-дефляторов в тарифно-балансовых моделях рекомендуется использовать:

- прогноз социально-экономического развития Российской Федерации и сценарные условия для формирования вариантов социально-экономического развития Российской Федерации;
- временно определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года в соответствии с прогнозными индексами цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности.

Показатели "Производственная деятельность", "Инвестиционная деятельность" и "Финансовая деятельность" сформированы потоки денежных средств, обеспечивающих безубыточное функционирование теплоснабжающего предприятия с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения и источников покрытия финансовых потребностей для их реализации.

По результатам моделирования установлена перспективная цена на тепловую энергию по каждой системе с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения, результаты расчета представлены в таблице 14.1.

б. тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации;

Для выполнения анализа влияния реализации строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии разработаны тарифно-балансовые модели, структура которых сформирована в зависимости от основных видов деятельности теплоснабжающих организаций. Результаты расчета представлены в таблице 14.1.

в. результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.

Для оценки последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на цену тепловой энергии разработаны тарифно-балансовые модели, структура которых сформирована в зависимости от основных видов деятельности теплоснабжающих организаций.

По результатам моделирования установлена перспективная цена на тепловую энергию с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения, результаты расчета представлены в таблице 14.1.

Таблица 14.1 - Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения

№ п/п	Наименование организации	Средневзвешенный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	МУП "Тепловодоканал"	4222,2	4359,7	4425,3	4776,8	4443,0	4571,4	4702,7	4814,2	4957,5	5098,1	5234,9	5432,0	5536,0	5624,6	5837,5	6050,7	6261,5

15. глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций";

- а. реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения;

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах населенного пункта представлена в таблице 15.1.

Основные базовые и перспективные технико-экономические показатели единой теплоснабжающей организации (МУП «Тепловодоканал») представлены в **приложении А**.

Таблица 15.1 – Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Адрес источника тепловой энергии	Наименование эксплуатирующей источник организации
1	Система теплоснабжения - ЦОК №1	г. Бодайбо, ул. Стояновича, д. 1	МУП "Тепловодоканал"
2	Система теплоснабжения - ЦОК №2	г. Бодайбо, ул. Набережная, д. 2А	МУП "Тепловодоканал"
3	Система теплоснабжения - Котельная №3	г. Бодайбо, ул. Садовая, 18б	МУП "Тепловодоканал"
4	Система теплоснабжения - Котельная №7	г. Бодайбо, пер. Коммунальный, д. 2А	МУП "Тепловодоканал"
5	Система теплоснабжения - Котельная "Металлист"	г. Бодайбо, ул. А. Сергеева, д. 21	МУП "Тепловодоканал"
6	Система теплоснабжения - Котельная "БМК"	г. Бодайбо, ул. Лыткинская, д.49а	МУП "Тепловодоканал"
7	Система теплоснабжения - Котельная "МК-135"	г. Бодайбо, пер. Кирпичный, д.1А	МУП "Тепловодоканал"
8	Система теплоснабжения - Котельная "МО-44"	г. Бодайбо, ул. Строительная, д. 2а	МУП "Тепловодоканал"
9	Система теплоснабжения - Котельная "СМП"	г. Бодайбо, ул. Лесная, д. 75А	МУП "Тепловодоканал"
10	Система теплоснабжения - Котельная УКМТ-1	г. Бодайбо, ул. Садовая, 3а	МУП "Тепловодоканал"
11	Система теплоснабжения - Котельная "Витимэнерго"	г. Бодайбо, ул. Подстанция	ЗАО "Витимэнерго"
12	Система теплоснабжения - Котельная "Витим"	г. Бодайбо, ул. Труда, 24	ЗАО "Витим"

- б. реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации;

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации представлен в таблице 15.2.

Таблица 15.2 – Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

№ п/п	Зона деятельности	Источники тепловой энергии				Тепловые сети			Утвержденная ЕТО
		Наименование источника ТЭ	Рабочая тепловая мощность, Гкал.ч	Наименование эксплуатирующей организации	Вид имущественного права	Наименование эксплуатирующей организации	Протяженность тепловых сетей, км	Вид имущественного права	
1	г. Бодайбо	ЦОК №1	60,00	МУП "Тепловодоканал"	аренда	МУП "Тепловодоканал"	18,6	аренда	МУП "Тепловодоканал"
2	г. Бодайбо	ЦОК №2	23,60	МУП "Тепловодоканал"	аренда	МУП "Тепловодоканал"	7,7	аренда	МУП "Тепловодоканал"
3	г. Бодайбо	Котельная №3	1,08	МУП "Тепловодоканал"	аренда	МУП "Тепловодоканал"	0,3	аренда	МУП "Тепловодоканал"
4	г. Бодайбо	Котельная №7	6,45	МУП "Тепловодоканал"	аренда	МУП "Тепловодоканал"	3,0	аренда	МУП "Тепловодоканал"
5	г. Бодайбо	Котельная "Металлист"	6,45	МУП "Тепловодоканал"	аренда	МУП "Тепловодоканал"	5,3	аренда	МУП "Тепловодоканал"
6	г. Бодайбо	Котельная "БМК"	6,00	МУП "Тепловодоканал"	аренда	МУП "Тепловодоканал"	5,9	аренда	МУП "Тепловодоканал"
7	г. Бодайбо	Котельная "МК-135"	3,24	МУП "Тепловодоканал"	аренда	МУП "Тепловодоканал"	2,3	аренда	МУП "Тепловодоканал"
8	г. Бодайбо	Котельная "МО-44"	3,24	МУП "Тепловодоканал"	аренда	МУП "Тепловодоканал"	2,3	аренда	МУП "Тепловодоканал"
9	г. Бодайбо	Котельная "СМП"	3,24	МУП "Тепловодоканал"	аренда	МУП "Тепловодоканал"	2,2	аренда	МУП "Тепловодоканал"
10	г. Бодайбо	Котельная УКМТ-1	6,48	МУП "Тепловодоканал"	аренда	МУП "Тепловодоканал"	1,9	аренда	МУП "Тепловодоканал"
11	г. Бодайбо	Котельная "Витимэнерго"	2,46	ЗАО "Витимэнерго"	собственность	ЗАО "Витимэнерго"	0,0	аренда	МУП "Тепловодоканал"
12	г. Бодайбо	Котельная "Витим"	3,75	ЗАО "Витим"	собственность	ЗАО "Витим"	0,8	аренда	МУП "Тепловодоканал"

в. основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации;

В соответствии с п. 11 статьи 2 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»: «Теплоснабжающая организация» - организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии(мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)».

В соответствии с п. 28 статьи 2 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»: «Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация) – организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

В соответствии с «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации», утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

Критерии определения единой теплоснабжающей организации:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

- размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепла и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации;

- в случае наличия двух претендентов статус присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технической возможности и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу,

диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, что обосновывается в схеме теплоснабжения.

Единая теплоснабжающая организация обязана:

- заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;
- осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы;
- надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;
- осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

На основании проведенного анализа конфигурации системы теплоснабжения и отношений, сложившихся в ней определение единой теплоснабжающей организации возможно осуществить без оценки деятельности юридических лиц по критериям, установленным требованиями «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации», утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», а по зонам деятельности организации, занятой в сфере теплоснабжения.

г. заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации;

Заявки от теплоснабжающих организаций на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не поступали.

д. описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).

На рисунке 15.2 представлены зоны единой теплоснабжающей организации, определенные границами систем теплоснабжения.

16. глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения";

а. перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии;

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции источников представлен в таблице 16.1.

Таблица 16.1 – Перечень мероприятий по строительству, реконструкции источников

№ п/п	Наименование мероприятия	Зона действия источника ТЭ	Период реализации мероприятия, тыс. руб.							
			2020	2021	2022	2023	2024	2020-2024	2025-2029	2030-2035
Итого по источникам ТЭ: 550942,8			3500,0	115500,0	0,0	3836,1	21737,7	144573,7	406369,0	0,0
1	Реконструкция котельной ЦОК №1 путем замены котлов №1 и №4	ЦОК №1	3500,0	115500,0	0,0	0,0	0,0	119000,0	0,0	0,0
2	Строительство пиковой котельной в районе зоны действия ЦТП ЦОК №2 (60 Гкал/ч)	Пиковая котельная	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	406369,0	0,0
3	Реконструкция котельной УКМТ-1, путем замены котлоагрегатов №1, 2, 3, 4, с увеличением установленной мощности до значения	Котельная УКМТ-1	0,0	0,0	0,0	3836,1	21737,7	25573,7	0,0	0,0

б. перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них;

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции тепловых сетей и сооружений на них представлен в таблице 16.2.

Таблица 16.2 – Перечень мероприятий по строительству, реконструкции тепловых сетей и сооружений на них

№ п/п	Зона действия источника тепловой энергии	Наименование мероприятия	Период реализации		кол-во	ед. изм.	Стоимость реализации мероприятия, тыс. руб.
			начало	конец			
Итого на реализацию мероприятий:							504 967,8
1	ЦОК №1	Реконструкция системы теплоснабжения г. Бодайбо, переключение нагрузки ЦОК №2 на ЦОК №1, строительство ЦТП ЦОК №2 (14 Гкал/ч)	2021	2022	14,00	Гкал/ч	122000,0
2	Котельная УКМТ-1	Строительство тепловой сети для подключения потребителей котельной №3 к системе котельной УКМТ-1	2024	2024	0,29	км	2440,8
3	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2021	2021	1,58	км	28613,1
4	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2022	2022	1,47	км	21918,8
5	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2023	2023	1,25	км	21224,9
6	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2024	2024	1,33	км	18238,5
7	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2025	2025	1,36	км	16337,5
8	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2026	2026	1,29	км	17446,7
9	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2027	2027	1,48	км	23824,9
10	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2028	2028	1,32	км	16559,3
11	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2029	2029	1,22	км	15129,8
12	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2030	2030	1,78	км	44134,2
13	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2031	2031	1,44	км	20712,4
14	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2032	2032	1,61	км	35638,6
15	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2033	2033	1,69	км	46995,9
16	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2034	2034	1,60	км	28858,8
17	МУП "Тепловодоканал"	Ежегодная реконструкция/капитальный ремонт/замена сетей теплоснабжения	2035	2035	1,40	км	21606,4
18	ЦОК №1	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-19, КДЦ "Витим", ул. Урицкого, 41 "А"	2020	2020	0,12	км	828,8
19	ЦОК №1	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 4-19, Патологоанатомическое отделение, ул. 30 лет Победы, 6	2022	2022	0,09	км	445,6

№ п/п	Зона действия источника тепловой энергии	Наименование мероприятия	Период реализации		кол-во	ед. изм.	Стоимость реализации мероприятия, тыс. руб.
			начало	конец			
20	Котельная "МК-135"	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 32-19, Жилой дом, ул. Сибирская, 33	2021	2021	0,03	км	145,3
21	ЦОК №1	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 37-19, здание ООО «Карьерсервис», ул. Стояновича, 79	2023	2023	0,04	км	306,4
22	Котельная "Металлист"	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 1-20, Крытый каток, ул. А. Сергеева, 18 "И"	2023	2023	0,08	км	557,2
23	Котельная №7	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 3-20, Жилые дома, ул. 8 марта № 19 "А", 19 "Б"	2022	2022	0,04	км	203,4
24	ЦОК №1	Строительство участка ТС для подключения потребителя - ТУ № 7-20, Объект здравоохранения, ул. Р. Люксембург, 4	2023	2023	0,08	км	529,3
25	Котельная "БМК"	Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Разведчиков, 3	2026	2026	0,01	км	48,4
26	Котельная "БМК"	Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 3	2027	2027	0,01	км	48,4
27	Котельная "БМК"	Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 4	2028	2028	0,01	км	48,4
28	Котельная "БМК"	Строительство участка ТС для подключения потребителя - МЖЗ, ул. Труда, 6	2029	2029	0,03	км	125,9

в. перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения;

При переводе потребителей горячего водоснабжения на закрытую схему возможны следующие варианты:

- организация индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) у абонентов (установка теплообменного оборудования на контур ГВС);
- организация четырехтрубной системы централизованного теплоснабжения от источников.

Согласно первого варианта развития системы теплоснабжения, предлагается устройство ИТП в тепловых узлах потребителей тепловой энергии в существующих зонах действия источников тепловой энергии.

В состав ИТП входит:

- теплообменное оборудование;
- насосная группа (циркуляционный, отопительный и пожарный насосы);
- контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА);
- счетчики воды.

Работа индивидуального теплового пункта (ИТП) организована по зависимой схеме. Система горячего водоснабжения - независимая, двухступенчатая, с двумя теплообменниками пластинчатого типа. С целью компенсации снижения уровня давления предусмотрена установка группы насосов. Подпитка отопительной системы происходит с помощью соответствующего насосного оборудования из обратного трубопровода тепловых сетей. Подпитка горячего водоснабжения выполняется от системы холодного водоснабжения. В ИТП (индивидуальный тепловой пункт) предусматриваются приборы учета. На рисунке 16.1 представлена принципиальная схема и пример компоновки блока ГВС индивидуального теплового пункта.

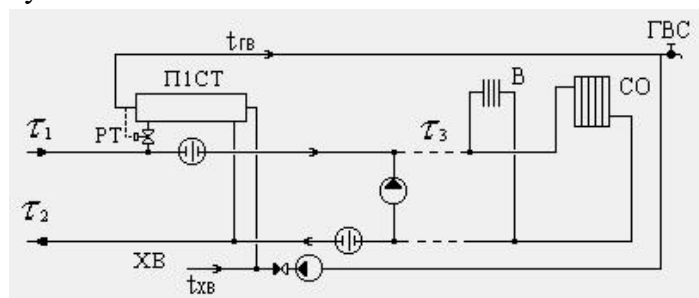


Рисунок 16.1 – Принципиальная схема узла ввода индивидуального теплового пункта

Согласно второго варианта развития системы теплоснабжения, предлагается устройство четырехтрубной системы ГВС от источников тепловой энергии до потребителей.

Протяженность предлагаемой к строительству сети горячего водоснабжения в разрезе по источникам теплоснабжения представлена в таблице 16.3.

Таблица 16.3 – Сводная характеристика предлагаемой к строительству сети горячего водоснабжения

№ п/п	Наименование источника	Протяжённость сети ГВС, м
1	ЦОК №1	13 636
2	ЦОК №2	11 061
3	Котельная №3	323
4	Котельная №7	2 535
5	Котельная "Металлист"	5 282
6	БМК	5 978
7	Котельная "МК-135"	1 937
8	Котельная МО-44	1 989
9	Котельная СМП	2 213
10	Котельная УКМТ-1	1 842
Итого		46 796

Расчет потребности в инвестициях для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую по вариантам представлен в таблице 16.4.

Таблица 16.4 – Сводная характеристика предлагаемой к строительству сети горячего водоснабжения

№ п/п	Наименование источника	Протяженность сети ГВС, м	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			Стоимость по варианту 1 (ИТП), тыс. руб.	Стоимость по варианту 2 (4х трубная система), тыс. руб.
			ОТ	ГВС	Сумма		
1	ЦОК №1	13 636	20,55	1,38	21,93	136 020,38	196 465,25
2	ЦОК №2	11 061	3,53	0,29	3,82	13 463,77	189 128,69
3	Котельная №3	323	0,22	0,01	0,23	810,65	3 791,21
4	Котельная №7	2 535	2,09	0,14	2,23	7 859,74	34 975,60
5	Котельная "Металлист"	5 282	2,19	0,12	2,31	8 141,70	67 558,73
6	БМК	5 978	2,84	0,19	3,03	10 679,38	87 068,91
7	Котельная "МК-135"	1 937	0,96	0,06	1,02	3 595,04	23 959,60
8	Котельная МО-44	1 989	0,77	0,03	0,80	2 819,64	25 619,08
9	Котельная СМП	2 213	1,15	0,06	1,21	4 264,70	28 229,75
10	Котельная УКМТ-1	1 842	1,70	0,11	1,81	6 379,43	25 060,66
Итого		46 796	36,00	2,39	38,39	194 034,42	681 857,49

Выполнение вышеуказанных мероприятий на сегодняшний день проблематично, поскольку требует значительных инвестиционных вложений.

Тем не менее рассматриваются разнообразные схемы финансирования:

- коммерческое (при окупаемости затрат);
- конкурс на осуществление инвестиционных проектов, разработанных в результате выполнения работ по энергетическому планированию развития региона, города, поселения;
- бюджетное (для эффективных энергосберегающих проектов с большими сроками окупаемости);
- введение запретов и обязательных требований по применению открытых схем, надзор за их соблюдением;
- другие предложения.

Силами бюджета муниципального образования настоящие мероприятия по закрытию системы открытого водоразбора на нужды горячего водоснабжения неосуществимы, требуется привлечение финансирования со стороны, включения мероприятий в федеральные программы.

17.глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения";

- а. перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения;**

Замечаний и предложений не поступало.

- б. ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения;**

Замечаний и предложений не поступало.

- в. перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения;**

Замечаний и предложений не поступало.

18.глава 18 "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения".

Схема разработана в соответствии со следующими документами:

- федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- приказ Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения».

Целью данной работы является разработка базового документа муниципального образования, определяющего стратегию и единую техническую политику перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования, позволяющего обеспечить покрытие перспективных тепловых нагрузок наиболее экономичным способом при минимальном воздействии на окружающую среду.

19.раздел 19 Приложение А

Основные базовые и перспективные технико-экономические показатели единой теплоснабжающей организации (МУП "Тепловодоканал") представлены в таблице 19.1.

Таблица 19.1 – Основные базовые и перспективные технико-экономические показатели единой теплоснабжающей организации

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Полезный отпуск, тыс. Гкал	146,50	147,43	147,72	148,17	148,97	148,97	148,97	150,12	150,60	151,00	151,29	151,29	151,29	151,29	151,29	151,29	151,29
Всего тепловые потери, тыс. Гкал	29,17	29,20	29,22	28,83	28,07	27,88	27,69	27,60	27,46	27,24	27,09	26,92	26,44	26,20	25,79	25,23	24,89
Всего покупка тепловой энергии, Гкал/год	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
Собственные нужды, тыс. Гкал	2,38	2,38	2,38	2,38	2,14	2,14	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13
Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал	173,92	174,88	175,19	175,25	175,29	175,11	174,92	175,97	176,31	176,49	176,63	176,47	175,98	175,75	175,33	174,78	174,43
Потребность в топливе на выработку, тунт/год	38,67	38,88	37,45	37,46	37,28	37,08	37,02	37,25	37,33	37,38	37,41	37,43	37,33	37,28	37,20	37,09	37,07
Удельный расход ээ на производство и передачу ТЭ, кВтч/Гкал	51,52	51,24	51,15	51,13	51,12	51,18	51,23	50,92	50,83	50,77	50,73	50,78	50,92	50,99	51,11	51,27	51,37
Отношение ПТЭ к мат. хар-ке тс, Гкал/м ²	0,49	0,49	0,49	0,50	0,51	0,52	0,52	0,52	0,53	0,53	0,53	0,54	0,55	0,55	0,56	0,57	0,58

20.раздел 20 Приложение Б
Режимные карты работы котлов.



УТВЕРЖДАЮ:
 Главный директор
 «Тепловодоканал»
 П. Я. Матвеев
 2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла ст. №1; КВм-1,25-95 ШП, в котельной «№3»
 Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	25	34	46	55
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,27	0,36	0,50	0,59
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	3
Вентилятор, % открытия	50	60	80	100
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	250	269	298	330
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	4,5	3,8	3,2	2,8
КПД, %	43,2	47,4	52,5	54,4
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	330,61	301,08	272,17	262,39

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 13.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.1 – Режимная карта котла №1 котельной №3

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ООО «Тепловодоканал»



И. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла ст. №1; КВм-2,5 ШП, в котельной «№7»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	42	57	75	87
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,90	1,23	1,61	1,88
Интервал времени между загрузками, мин.	8	6	4	3
Вентилятор, % открытия	100	100	100	100
1 зона	0	0	0	0
2 зона	0	0	0	0
3 зона	80	80	100	100
Дымосос (степень открытия направляющего аппарата), отверстие	2	3	4	5
Температура уходящих газов за котлом, °С	227	239	257	275
Коэф-т избытка воздуха за котлом a	4,4	3,8	3,5	3,2
КПД, %	56,0	57,8	59,0	60,8
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	255,19	247,17	241,95	234,77

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 13.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Опкин

Рисунок 20.2 – Режимная карта котла №1 котельной №7

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

МУП «Тепловодоканал»

П. Я. Матвеев

2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла ст. №2; КВм-2,5 ШП, в котельной «№7»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	44	56	71	88
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,94	1,21	1,53	1,89
Интервал времени между загрузками, мин.	8	6	4	3
Вентилятор, % открытия	100	100	100	100
1 зона	0	0	0	0
2 зона	0	0	0	0
3 зона	80	80	100	100
Дымосос (степень открытия направляющего аппарата), отверстие	2	3	4	5
Температура уходящих газов за котлом, °С	225	235	246	260
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	4,4	3,7	3,4	3,1
КПД, %	57,2	59,3	61,2	63,9
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	249,94	240,78	233,35	223,65

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 13.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.3 – Режимная карта котла №2 котельной №7

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
МУП «Тепловодоканал»



П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла ст. №3; КВм-2,5 ШП, в котельной «№7»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	44	56	71	88
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,94	1,21	1,53	1,89
Интервал времени между загрузками, мин.	8	6	4	3
Вентилятор, % открытия	100	100	100	100
1 зона	0	0	0	0
2 зона	0	0	0	0
3 зона	80	80	100	100
Дымосос (степень открытия направляющего аппарата), отверстие	2	3	4	5
Температура уходящих газов за котлом, °С	225	235	246	260
Козф-т избытка воздуха за котлом α	4,4	3,7	3,4	3,1
КПД, %	57,2	59,3	61,2	63,9
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	249,94	240,78	233,35	223,65

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 13.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.4 – Режимная карта котла №3 котельной №7

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
МУП «Тепловодоканал»



И. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №1; КВм-2,32, в котельной «БМК»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{ир} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	45	64	79	92
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,91	1,28	1,59	1,85
Интервал времени между загрузками, мин.	11	8	6	4
Вентилятор, % открытия	20	40	60	65
Дымосос, % открытия шиберов	30	30	60	90
Температура уходящих газов за котлом, °С	245	258	272	291
Коэф-т избытка воздуха за котлом α	4,6	3,9	3,5	3,2
КПД, %	54,2	56,2	59,0	60,3
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	263,37	254,37	242,29	236,98

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 07.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.5 – Режимная карта котла №1 котельной БМК

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный директор
 МУП «Тепловодоканал»
 Н. Я. Матвеев
 2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №2; КВм-2,32, в котельной «БМК»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{np} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	40	58	73	94
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,79	1,16	1,47	1,87
Интервал времени между загрузками, мин.	11	8	6	4
Вентилятор, % открытия	20	40	50	65
Дымосос, % открытия шибера	30	30	60	90
Температура уходящих газов за котлом, °С	242	257	270	287
Кэф-т избытка воздуха за котлом α	4,8	3,9	3,5	3,2
КПД, %	53,3	55,9	58,5	61,0
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	268,26	255,35	244,35	234,23

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 07.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.6 – Режимная карта котла №2 котельной БМК

УТВЕРЖДАЮ:
 Генеральный директор
 МУП «Тепловодоканал»
 А. Я. Матвеев
 2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №3; КВм-2,32, в котельной «БМК»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	42	60	75	97
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,85	1,21	1,51	1,95
Интервал времени между загрузками, мин.	11	8	6	4
Вентилятор, % открытия	20	40	50	65
Дымосос, % открытия шиберов	30	30	60	90
Температура уходящих газов за котлом, °C	244	258	268	285
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	4,4	3,9	3,4	3,2
КПД, %	55,5	56,6	59,8	61,1
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	257,47	252,51	238,83	233,94

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 07.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.7 – Режимная карта котла №3 котельной БМК

УТВЕРЖДАЮ:
 Генеральный директор
 МУП «Тепловодоканал»
 П. Я. Матвеев
 2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №1; КВм-2,5 ШП, в котельной «Металлист»
 Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{вр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	36	50	66	81
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,77	1,07	1,42	1,75
Интервал времени между загрузками, мин.	8	7	5	3
Вентилятор, % открытия	30	45	60	70
1 зона	1	1	1	1
2 зона	5	5	5	5
3 зона	3	3	3	3
Дымосос (степень открытия направляющего аппарата), отверстие	1	1	2	2
Температура уходящих газов за котлом, °С	257	289	333	367
Кэф-т избытка воздуха за котлом α	3,9	3,1	2,6	2,3
КПД, %	56,1	58,3	59,8	62,5
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	254,66	244,97	238,89	228,68

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 15.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.8 – Режимная карта котла №1 котельной «Металлист»



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
МУП «Тепловодоканал»

П. Я. Матвеев

2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №2; КВм-2,5 ШП, в котельной «Металлист»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{np} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	34	51	69	85
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,73	1,10	1,49	1,82
Интервал времени между загрузками, мин.	8	7	5	3
Вентилятор, % открытия	30	45	60	70
1 зона	1	1	1	1
2 зона	5	5	5	5
3 зона	3	3	3	3
Дымосос (степень открытия направляющего аппарата), отверстие	1	1	2	2
Температура уходящих газов за котлом, °С	248	277	325	361
Коэф-т избытка воздуха за котлом a	3,9	3,1	2,6	2,3
КПД, %	57,0	60,2	61,1	63,5
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	250,85	237,22	233,88	225,03

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 15.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.9 – Режимная карта котла №2 котельной «Металлист»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

МУП «Тепловодоканал»

П. Я. Матвеев

2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №3; КВм-2,5 ШП, в котельной «Металлист»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{\text{нр}} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	34	51	69	85
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,73	1,10	1,49	1,82
Интервал времени между загрузками, мин.	8	7	5	3
Вентилятор, % открытия	30	45	60	70
1 зона	1	1	1	1
2 зона	5	5	5	5
3 зона	3	3	3	3
Дымосос (степень открытия направляющего аппарата), отверстие	1	1	2	2
Температура уходящих газов за котлом, °С	248	277	325	361
Козф-т избытка воздуха за котлом a	3,9	3,1	2,6	2,3
КПД, %	57,0	60,2	61,1	63,5
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	250,85	237,22	233,88	225,03

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 15.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.10 – Режимная карта котла №3 котельной «Металлист»

УТВЕРЖДАЮ:
 Генеральный директор
 МУП «Тепловодоканал»
 П. Я. Матвеев
 2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №1; КСВм-1,25К, в котельной «МК-135»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{np} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	43	60	73	85
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,46	0,65	0,79	0,92
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	4
Вентилятор, % открытия	30	30	60	90
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	220	233	253	272
Коэф-т избытка воздуха за котлом α	4,1	3,5	3,1	2,8
КПД, %	54,1	57,2	59,6	62,9
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	264,27	249,59	239,68	227,14

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 15.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.11 – Режимная карта котла №1 котельной МК-135

УТВЕРЖДАЮ:
 Генеральный директор
 МУП «Тепловодоканал»
 И. Я. Матвеев
 2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №2; КВм-1,25-95 ШП, в котельной «МК-135»
 Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	40	56	67	83
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,43	0,60	0,73	0,89
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	4
Вентилятор, % открытия	30	30	60	90
Дымосос, % открытия шибера	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	218	237	250	275
Козф-т избытка воздуха за котлом <i>a</i>	4,3	3,5	3,2	2,8
КПД, %	52,5	55,7	58,6	62,8
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	272,24	256,59	243,74	227,54

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 14.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.12 – Режимная карта котла №2 котельной МК-135

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «Тепловодоканал»



П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №3; КВМ-1,25-95 ШП, в котельной «МК-135»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	38	51	68	79
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,41	0,55	0,74	0,86
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	4
Вентилятор, % открытия	30	30	60	90
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	223	241	257	280
Козф-т избытка воздуха за котлом α	4,4	3,7	3,3	2,9
КПД, %	49,9	53,4	56,5	61,6
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	286,22	267,33	252,75	232,00

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 14.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.13 – Режимная карта котла №3 котельной МК-135

УТВЕРЖДАЮ:



Генеральный директор
ООО «Теплодоканал»

П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №1; КВм-1,25-95 ШП, в котельной «МО-44»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{\text{нр}} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	30	46	62	79
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,33	0,49	0,67	0,85
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	3
Вентилятор, % открытия	40	55	60	80
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	227	240	260	279
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	4,3	3,7	3,3	2,9
КПД, %	48,0	52,5	55,5	61,1
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	297,81	272,17	257,56	233,79

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 14.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.14 – Режимная карта котла №1 котельной МО-44

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный директор
 «Тепловодоканал»
 Д. Я. Матвеев
 2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №2; КВм-1,25-95 ШП, в котельной «МО-44»
 Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	27	41	56	71
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,29	0,44	0,61	0,77
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	3
Вентилятор, % открытия	100	100	100	100
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °C	225	237	262	275
Козф-т избытка воздуха за котлом a	4,2	3,7	3,4	3,0
КПД, %	47,1	51,3	54,1	60,8
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	303,35	278,39	264,23	234,94

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 14.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.15 – Режимная карта котла №2 котельной МО-44



УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
МУП «Тепловодоканал»
П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №3; КВм-1,25-95 ШП, в котельной «МО-44»
Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величины	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	51	61	73	88
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,55	0,66	0,79	0,95
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	3
Вентилятор, % открытия	40	55	60	80
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	236	249	266	282
Кэф-т избытка воздуха за котлом α	4,3	3,7	3,3	2,9
КПД, %	52,0	53,5	55,7	60,1
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	274,68	266,87	256,48	237,68

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 18.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.16 – Режимная карта котла №3 котельной МО-44

УТВЕРЖДАЮ:



Генеральный директор

«Тепловодоканал»

М.П. _____

П. Я. Матвеев

_____ 2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №1; КВм-1,25-95 ШП, в котельной «СМП»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{\text{нр}} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	39	49	60	74
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,42	0,53	0,65	0,80
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	3
Вентилятор, % открытия	100	100	100	100
Дымосос, % открытия шибера	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	249	269	287	315
Козф-т избытка воздуха за котлом a	6,3	5,1	4,6	3,9
КПД, %	35,7	39,8	42,2	51,5
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	400,43	359,16	338,40	277,28

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 18.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.17 – Режимная карта котла №1 котельной СМП

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ООО «Тепловодоканал»



П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №2; КСВм-1,25К, в котельной «СМП»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{\text{нр}} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	30	43	52	68
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,32	0,47	0,57	0,74
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	3
Вентилятор, % открытия	100	100	100	100
Дымосос, % открытия шибера	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	247	273	292	321
Козф-т избытка воздуха за котлом a	6,3	5,1	4,4	3,8
КПД, %	33,0	37,9	42,3	52,5
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	432,44	376,71	337,47	272,10

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 18.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.18 – Режимная карта котла №2 котельной СМП

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ООО «Тепловодоканал»



П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №3; КСВм-1,25К, в котельной «СМП»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	34	46	58	83
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,37	0,49	0,63	0,90
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	3
Вентилятор, % открытия	100	100	100	100
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	223	240	268	301
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	5,6	4,8	4,2	3,7
КПД, %	44,3	47,2	49,2	53,3
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	322,64	302,98	290,18	268,06

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 18.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.19 – Режимная карта котла №3 котельной СМП

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
МУП «Тепловодоканал»

П. Я. Матвеев
2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №1; КВ-Р-11,63-150 (КВ-ТС-10-150П) в котельной «ЦОК №1»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{кр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	44	56	69	81
Теплопроизводительность, Гкал/ч	8,76	11,30	13,75	16,29
Разрежение в топке, Па	98	90	81	64
Толщина слоя топлива на решетке, см	10-12	10-14	14-16	14-18
Скорость решетки (положение регулятора)	3	5	7	8
Вентилятор, % открытия	40	50	65	76
1 зона	25	25	25	25
2 зона	30	30	30	30
3 зона	70	70	70	70
4 зона	80	80	80	80
Дымосос, % открытия шиберов	30	40	60	85
Температура уходящих газов за котлом, °С	224	241	261	278
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	4,4	4,0	3,6	3,4
КПД, %	58,0	59,7	61,1	63,1
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	246,18	239,20	233,65	226,47

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 21.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.20 – Режимная карта котла №1 ЦОК №1

УТВЕРЖДАЮ:
 Генеральный директор
 МУП «Тепловодоканал»
 Я. Я. Матвеев
 2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №2; КВ-Р-11,63-150 (КВ-ТС-10-150П) в котельной «ЦОК №1»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	44	56	67	83
Теплопроизводительность, Гкал/ч	4,36	5,63	6,67	8,26
Разрежение в топке, Па	88	81	70	58
Толщина слоя топлива на решетке, см	10-13	10-13	14-17	14-18
Скорость решетки (положение регулятора)	3	4	6	8
Вентилятор, % открытия	45	60	70	85
1 зона	25	25	25	25
2 зона	70	70	70	70
3 зона	70	70	70	70
Дымосос, % открытия шиберов	40	55	70	85
Температура уходящих газов за котлом, °С	218	237	255	270
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	4,3	3,9	3,5	3,3
КПД, %	60,2	61,4	62,8	64,6
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	237,33	232,66	227,52	221,06

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 21.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Опкин

Рисунок 20.21 – Режимная карта котла №2 ЦОК №1

УТВЕРЖДАЮ:



П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №3; КВ-ТС-20-150П в котельной «ЦОК №1»
Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	41	53	68	85
Теплопроизводительность, Гкал/ч	4,14	5,33	6,78	8,51
Разрежение в топке, Па	93	80	72	55
Толщина слоя топлива на решетке, см	10-13	10-13	14-17	14-18
Скорость решетки (положение регулятора)	3	4	6	8
Вентилятор, % открытия	45	60	70	85
1 зона	25	25	25	25
2 зона	70	70	70	70
3 зона	70	70	70	70
4 зона	40	40	40	40
Дымосос, % открытия шибер	40	55	65	80
Температура уходящих газов за котлом, °С	221	241	258	268
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	5,8	4,9	4,1	3,6
КПД, %	48,6	53,0	57,4	63,8
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	294,25	269,32	248,89	223,84

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 21.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Опкин

Рисунок 20.22 – Режимная карта котла №3 ЦОК №1

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
МУП «Тепловодоканал»

П. Я. Матвеев
2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №4; КВ-ТС-20-150П в котельной «ЦОК №1»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	42	55	67	82
Теплопроизводительность, Гкал/ч	8,45	11,03	13,33	16,43
Разрежение в топке, Па	105	93	85	70
Толщина слоя топлива на решетке, см	10-12	10-14	14-16	14-18
Скорость решетки (положение регулятора)	3	5	7	8
Вентилятор, % открытия	40	55	65	80
1 зона	25	25	25	25
2 зона	30	30	30	30
3 зона	70	70	70	70
4 зона	80	80	80	80
5 зона	50	50	50	50
6 зона	30	30	30	30
Дымосос, % открытия шиберов	35	50	60	80
Температура уходящих газов за котлом, °С	219	235	255	272
Коэф-т избытка воздуха за котлом α	4,8	4,3	3,9	3,5
КПД, %	56,6	58,7	59,7	62,2
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	252,43	243,46	239,44	229,57

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 21.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.23 – Режимная карта котла №4 ЦОК №1

УТВЕРЖДАЮ:



Генеральный директор
ООО «Тепловодоканал»

П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №1; ДКВР 6,5-14/13 в котельной «ЦОК №2»

Топливо: Нефть по справочнику $Q_{\text{нр}} = 10031,528$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	53	61	71	78
Теплопроизводительность, Гкал/ч	1,93	2,21	2,59	2,86
Разрежение в топке, Па	50	50	48	45
Давление топлива на форсунке, кгс/см ²	5,0	6,6	7,5	8,4
Вентилятор, % открытия	25	30	35	40
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	229	238	246	251
Козф-т избытка воздуха за котлом a	5,4	5,1	4,6	4,4
КПД, %	60,8	61,4	63,8	67,2
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	235,14	232,57	223,92	212,71

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 22.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.24 – Режимная карта котла №1 ЦОК №2

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ООО «Тепловодоканал»



П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №2; ДКВР 6,5-14/13 в котельной «ЦОК №2»

Топливо: Нефть по справочнику $Q_{нр} = 10031,528$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	55	63	72	80
Теплопроизводительность, Гкал/ч	1,98	2,27	2,63	2,93
Разрежение в топке, Па	55	50	45	44
Давление топлива на форсунке, кгс/см ²	5,3	6,7	7,5	8,5
Вентилятор, % открытия	25	30	35	40
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	231	241	249	256
Коэф-т избытка воздуха за котлом α	5,6	5,1	4,8	4,4
КПД, %	58,6	61,0	62,6	67,2
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	243,89	234,16	228,19	212,70

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 22.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.25 – Режимная карта котла №2 ЦОК №2

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ООО «Тепловодоканал»



П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №4; ДКВР 6,5-14/13 в котельной «ЦОК №2»

Топливо: Нефть по справочнику $Q_{нр} = 10031,528$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	57	63	73	82
Теплопроизводительность, Гкал/ч	2,05	2,27	2,65	3,01
Разрежение в топке, Па	52	45	44	40
Давление топлива на форсунке, кгс/см ²	5,5	6,8	7,6	8,9
Вентилятор, % открытия	25	30	35	40
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	231	241	252	258
Кэф-т избытка воздуха за котлом <i>a</i>	5,1	4,8	4,4	4,1
КПД, %	62,0	63,1	64,1	67,9
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	230,36	226,38	222,98	210,31

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 19.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.27 – Режимная карта котла №4 ЦОК №2

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ООО «Тепловодоканал»



П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №1; КВм-1,25-115, в котельной «УКМТ-1»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{\text{ир}} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	54	63	71	86
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,51	0,67	0,83	1,09
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	4
Вентилятор, % открытия	40	50	60	90
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °C	234	251	262	289
Коеф-т избытка воздуха за котлом a	4,5	3,8	3,1	2,3
КПД, %	51,0	54,7	57,2	60,6
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	271,73	265,35	256,77	239,49

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 25.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.28 – Режимная карта котла №1 котельной УКМТ-1

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
«Тепловодоканал»



П. Я. Матвеев
2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №2; КВм-1,25-115, в котельной «УКМТ-1»
Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	28	43	54	83
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,31	0,47	0,62	1,09
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	4
Вентилятор, % открытия	40	50	60	90
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °C	223	238	265	294
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	4,4	3,8	3,2	2,4
КПД, %	47,3	53,4	56,6	61,2
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	276,34	270,55	261,14	232,44

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 25.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.29 – Режимная карта котла №2 котельной УКМТ-1

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
«Тепловодоканал»

П. Я. Матвеев
2020 г.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №3; КВм-1,25-115, в котельной «УКМТ-1»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{\text{нр}} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	32	49	64	88
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,32	0,50	0,69	1,09
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	4
Вентилятор, % открытия	40	50	60	90
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	229	243	261	290
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	4,4	3,5	3,1	2,7
КПД, %	49,0	53,3	56,4	61,9
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	279,11	269,19	254,44	231,83

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 25.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.30 – Режимная карта котла №3 котельной УКМТ-1

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ООО «Тепловодоканал»



П. Я. Матвеев

2020 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №4; КВм-1,25-115, в котельной «УКМТ-1»

Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	40	53	69	87
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,41	0,56	0,79	1,09
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	4
Вентилятор, % открытия	40	50	60	90
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	225	243	261	289
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	4,3	3,5	3,2	2,2
КПД, %	49,4	55,4	59,3	63,8
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	272,36	265,48	251,33	230,00

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 27.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Опкин

Рисунок 20.31 – Режимная карта котла №4 котельной УКМТ-1

УТВЕРЖДАЮ:



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №5; КВм-1,25-115, в котельной «УКМТ-1»
Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	39	58	71	85
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,48	0,65	0,82	1,09
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	4
Вентилятор, % открытия	40	50	60	90
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °С	216	233	254	289
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	4,6	3,3	3,0	2,1
КПД, %	52,2	55,8	59,1	63,5
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	277,45	254,11	245,74	230,03

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 27.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.32 – Режимная карта котла №5 котельной УКМТ-1

УТВЕРЖДАЮ:



РЕЖИМНАЯ КАРТА

Работы котла ст. №6; КВм-1,25-115, в котельной «УКМТ-1»
Топливо: Каменный уголь по сертификату $Q_{нр} = 5536$ ккал/кг

Наименование величин	I режим	II режим	III режим	IV режим
Нагрузка котла, %	43	61	76	83
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0,49	0,66	0,84	1,09
Интервал времени между загрузками, мин.	10	8	6	4
Вентилятор, % открытия	40	50	60	90
Дымосос, % открытия шиберов	100	100	100	100
Температура уходящих газов за котлом, °C	219	236	258	289
Кэф-т избытка воздуха за котлом a	4,6	3,9	3,3	2,8
КПД, %	51,9	55,5	59,7	63,8
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	267,57	249,43	234,54	228,18

Примечание: Режимная карта составлена по состоянию оборудования на 27.05.2020 г.

Инженер наладчик ООО «Теплоцентр»



А. Н. Ошкин

Рисунок 20.33 – Режимная карта котла №6 котельной УКМТ-1