

*Общество с ограниченной ответственностью
«НэксТЭнерго»*

**Схема теплоснабжения до 2028 года
Тайшетского городского поселения
Тайшетского муниципального
образования
Иркутской области**

Книга 2

**Обосновывающие материалы к
схеме теплоснабжения**

г. Санкт-Петербург, 2013г.

*Общество с ограниченной ответственностью
«НэксТЭнерго»*

УТВЕРЖДАЮ:

Глава Тайшетского городского поселения

_____ Заика А. М.

**Схема теплоснабжения до 2028 года
Тайшетского городского поселения
Тайшетского муниципального
образования
Иркутской области**

Книга 2

**Обосновывающие материалы
к схеме теплоснабжения**

РАЗРАБОТАНО:

Генеральный директор

ООО «НэксТЭнерго»

_____ Шульга И. М.

СОСТАВ ПРОЕКТА:

Книга 1 – Схема теплоснабжения до 2028 года Тайшетского городского поселения Тайшетского муниципального образования Иркутской области.

Книга 2 – Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения до 2028 года Тайшетского городского поселения Тайшетского муниципального образования Иркутской области.

Содержание

Введение	11
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	13
Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	13
1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними	13
1.1.2. Зоны действия производственных котельных.....	13
1.1.3. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	14
1.1.4. Бумажные и электронные карты-схемы поселения с делением поселения на зоны действия.....	16
Часть 2. Источники тепловой энергии	17
1.2.1. Структура основного оборудования	17
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	20
1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности	20
1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.....	21
1.2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	22
1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).....	23
1.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	23
1.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования	24
1.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	24
1.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	25
1.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	25
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	26
1.3.1. 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	26
1.3.2. Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	26
1.3.3. 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 подключенной тепловой нагрузки.....	26
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на	

тепловых сетях	28
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	29
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	29
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	30
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	30
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей за последние 5 лет	31
1.3.10. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	31
1.3.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	32
1.3.12. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	32
1.3.13. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии	34
1.3.14. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	34
1.3.15. Описание типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	34
1.3.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	35
1.3.17. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	35
1.3.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	36
1.3.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	36
1.3.20. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.	36
Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	37
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	38
1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха	38
1.5.2. Случаи (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии ...	39
1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	39

1.5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии	39
1.5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	40
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	41
1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии	41
1.6.2. Резерв и дефицит тепловой мощности нетто, по каждому источнику тепловой энергии.....	43
1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие 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 к потребителю	43
1.6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	44
1.6.5. Резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	44
Часть 7. Балансы теплоносителя	45
1.7.1. Утвержденные балансы 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.....	45
1.7.2. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	45
Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	46
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	46
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	46
1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки ...	46
1.8.4. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха ...	47
Часть 9. Надежность теплоснабжения	48
1.9.1. Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.....	48
1.9.2. Анализ аварийных отключений потребителей.....	55
1.9.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений	56

Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	57
Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	60
1.11.1. Динамика утвержденных 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	60
1.11.2. Структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	62
1.11.3. Платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности	62
1.11.4. Платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	62
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа.....	63
1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);	63
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	63
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	63
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	64
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	64
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	65
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	65
2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий	65
2.3. 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	69
2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов	69
2.5. 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, или индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.....	70
2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и	

теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом 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.....	72
2.7. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимыми, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.....	72
2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения	72
2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.....	72
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки.....	73
4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....	73
4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода	75
4.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.....	77
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	79
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	82
Часть 1. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	82
6.1.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	82
6.1.2. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	82
6.1.3. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	83
6.1.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	83
6.1.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой	

энергии.....	83
6.1.6. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	83
6.1.7. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии..	83
6.1.8. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	84
6.1.9. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	84
6.1.10. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.....	84
6.1.11. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.....	84
6.1.12. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения.....	85
Часть 2. Обоснования предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в рамках схемы теплоснабжения поселения, городского округа.....	88
6.2.1. Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.....	88
- повышение качества предоставляемых услуг теплоснабжения потребителей.....	88
6.2.2. Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления.....	89
6.2.3. Определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке.....	89
6.2.4. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.....	89
Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.....	91
7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).....	91
7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.....	91
7.3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.....	91
7.4. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.....	92
7.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.....	92

7.6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	92
7.7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	93
Глава 8. Перспективные топливные балансы.....	94
8.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа.....	94
8.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива	94
Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	95
Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	97
10.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	97
10.2. Расчеты эффективности инвестиций.....	101
10.3. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения	101
Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.....	102
Список использованных источников	103

Введение

Тайшетское городское поселение – административный центр Тайшетского района Иркутской области. Население — 34 339 чел. (2013 г.).

Город расположен в западной части Иркутской области, в 680 км от областного центра — Иркутска. Площадь города — 7572 га. Территория города находится в пределах Тайшетской предгорной равнины между притоками реки Бирюсы — Тайшетки и Акульшетки.

Крупный железнодорожный узел. Тайшетский транспортный узел находится на пересечении Транссиба, БАМа и линии Абакан-Тайшет и является одним из важнейших транспортных узлов России. Через Тайшет обеспечиваются связи районов Восточной Сибири, Забайкалья и Дальнего Востока с Западной Сибирью, Уралом и европейской частью страны. Крупнейшими предприятиями отрасли являются Вагонное депо Тайшет, Локомотивное депо Тайшет и железнодорожная станция Тайшет. Через город проходит федеральная дорога Красноярск – Иркутск.

Климат резко континентальный. Средняя температура июля составляет +17+20 °С, среднеянварская – –28–30 °С. Среднегодовое количество осадков 484,1 мм. Относительная влажность воздуха — 72,1 %.

Почвы – тяжелый суглинок, выщелочный чернозём. Вблизи города встречаются глина, суглинки, песчано-гравийные смеси, известняки.

Термины и определения

1. «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;

2. «Зона действия источника тепловой энергии» – территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;

3. «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;

4. «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.);

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

6. «Теплосетевые объекты» – объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплopotребляющих установок потребителей тепловой энергии;

7. «Элемент территориального деления» – территория поселения, городского округа или ее часть, установленная по границам административно- территориальных единиц;

8. «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.

9. «Материальная характеристика тепловой сети» – сумма произведений наружных диаметров трубопроводов участков тепловой сети на их длину. Материальная характеристика включает в себя все участки тепловой сети, находящиеся на балансе предприятия тепловых сетей (электростанции), с распределением их по типам прокладки и видам теплоизоляционных конструкций, а также при необходимости по принадлежности к отдельным организационным структурным единицам (районам) предприятий тепловых сетей.

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

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними

Теплоснабжающими организациями Тайшетского городского поселения являются ОП «Тайшетские тепловые сети» (ОП «ТТС») ЗАО «Байкалэнерго» и Тайшетский участок Восточно-Сибирской дирекции по тепловодоснабжению (ДТВ) филиала ОАО «РЖД».

Производство, передачу и распределение тепловой энергии в Тайшетском городском поселении осуществляют 5 муниципальных котельных, находящихся по договору концессии и аренды в пользовании у ОП «ТТС» ЗАО «Байкалэнерго». Теплоснабжение северо-западного района города осуществляется от ведомственной электростанции ОАО «РЖД». Кроме того, ряд предприятий Тайшетского городского поселения имеют собственные источники тепловой энергии, которые используются для обеспечения собственных потребностей в тепловой энергии и не являются поставщиками коммунальных ресурсов.

Теплоснабжение индивидуального жилищного сектора осуществляется за счет печного отопления (дрова, уголь).

Договора теплоснабжения от котельных ЗАО «Байкалэнерго» и от электростанции ЛЭП-500 заключаются с ООО «Иркутскэнергосбыт», который является агентом между потребителями и энергоснабжающими организациями. Договора теплоснабжения от электростанции ОАО «РЖД» заключаются непосредственно с жителями, агентом по сбору платежей является ООО «Уют».

1.1.2. Зоны действия производственных котельных

1.1.2.1. Производственные котельные ОП «ТТС» ЗАО «Байкалэнерго».

1) Котельная № 1 (ТКСИ) является основным поставщиком тепловой энергии микрорайонов Новый, им. Пахотищева, им. Мясникова, части улиц в Северном районе.

2) Котельная № 2 (ШПЗ) поставляет тепловую энергию потребителям,

расположенным от ручья Крутенький в Центральном районе до 51 квартала в Северо-Западном районе города. С Южной стороны зона действия ограничена железной дорогой.

3) Котельная № 3 (Мелькомбинат) осуществляет теплоснабжение южной части города в районе улиц Пушкина, Ленина, Воинов Интернационалистов, Комсомольской, Свердлова.

4) Котельная № 4 (Экспедиция № 5) осуществляет теплоснабжение южной части города в районе улиц Тимирязева, 19-го Партсъезда, Советской.

5) Котельная № 5 (Совхоз) снабжает теплом часть жилищного фонда в Северном районе города по улицам Капустина, Северной и Ключевой.

1.1.2.2. Электрокотельная ДТВ ОАО «РЖД» осуществляет теплоснабжение объектов ОАО «РЖД» и жилой квартал № 51 в Северо-Западном районе города.

1.1.2.3. Электрокотельная ЛЭП-500 п. Энергетиков осуществляет теплоснабжение объектов по ул. Энергетиков.

1.1.3. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Теплоснабжение индивидуального жилищного сектора осуществляется за счет печного отопления (дрова, уголь).

Кроме того, ряд предприятий Тайшетского городского поселения имеют собственные источники тепловой энергии, которые используются для обеспечения собственных потребностей в тепловой энергии и не являются поставщиками коммунальных ресурсов.

Согласно проекту генплана в г. Тайшете находятся следующие бюджетные и прочие организации с индивидуальными источниками теплоснабжения:

1. Очистные сооружения НГЧ;
2. МОУ школа №3;
3. МОУ СОУ школа-интернат №19;
4. МУЗ Противотуберкулезный диспансер;
5. Кафе, магазин;
6. Таможенный пункт «Тайшетский»;
7. МУК Городской дом культуры;
8. СЭС;
9. ОПС;
10. МОУ Межшкольный учебный комбинат;
11. МОУК Детская школа искусств №1;

- 12.МСУ Социальный приют для детей и подростков «Аистенок»;
- 13.ГУП Автоколонна 1503;
- 14.Тайшетская городская больница;
- 15.Химчистка, Пекарня;
- 16.Магазин;
- 17.МДОУ Станция юных техников;
- 18.МОУ ДО «Станция юных натуралистов»;
- 19.ГОВД;
- 20.ООО «Автоспецсервис»
- 21.ОГУП ДСИО, АБЗ;
- 22.ООО «Шелеховское»;
- 23.ООО «Тайшетагропромхимия»;
- 24.Локомотивное депо;
- 25.Вагонное депо;
- 26.МУП МПКХ (производственная база);
- 27.АБЗ МУП МПКХ;
- 28.МОУ средняя образовательная школа №1;
- 29.ГУП Автоколонна 1503 (пл. №2);
- 30.ГП «Агрострой» (производственная база);
- 31.ОГУП «ДСИО» Тайшетский филиал (пл. №2);
- 32.Тайшетский лесхоз;
- 33.Филиал ГУЭП Облкоммунерго «Тайшетские электрические сети»;
- 34.ТОО «Локис»;
- 35.ООО «Тайшетская универсальная база Облпотребсоюза»;
- 36.Морг;
- 37.Тайшетский ОРС НОД (ПМТС-1);
- 38.Производственная база СМУ-3(СМП-621);
- 39.База «Тайшетский горпотребсоюза»;
- 40.ООО «Тайшетторг»;
- 41.База ПКСФ «Агродорск»;
- 42.МУЗ «Тайшетская районная больница»;
- 43.Школа №23;
- 44.База МУП МПКХ;
- 45.ЗАО «Тайшетское» (пл. №2);
- 46.База ООО «Тайшетпромохота» (пл.№2);
- 47.ООО «Водрем»;
- 48.ОАО «Маслозавод Тайшетский»;
- 49.Тайшетская нефтебаза (Тайшетский цех ООО «Иркутск-Терминала»);
- 50.Баня.

1.1.4. Бумажные и электронные карты-схемы поселения с делением поселения на зоны действия

Зоны действия источников тепловой энергии и индивидуального теплоснабжения показаны на электронной схеме поселения.

Часть 2. Источники тепловой энергии

1.2.1. Структура основного оборудования

1.2.1.1. Котельная №1 (ТКСИ):

Котельная введена в эксплуатацию в 1975 году и предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды путем нагрева в паровых теплообменниках для теплоснабжения жилых зданий, зданий бюджетных организаций и прочих потребителей.

Котельная устроена в отдельном железобетонном здании. В котельной установлено 4 паровых твердотопливных котлоагрегата суммарной установленной мощностью 56 Гкал/ч (таблица № 1.2.2.) в тяжелой обмуровке (из огнеупорного и красного кирпича) с механизированным шлакозолоудалением. Для отвода дымовых газов установлена железобетонная дымовая труба высотой 100 метров.

Химводоподготовка:

- 1) Натрий-катионный фильтр НКФ Ду 1500 – 6 шт.;
- 2) Натрий-катионный фильтр НКФ Ду 2600 – 4 шт.;
- 3) Фильтр активированного угля ФАУ Ду 2000 – 4 шт.;
- 4) Механический фильтр МФ Ду 2600 – 2 шт.;
- 5) Деаэрационная ДЕА-100 – 1 шт.

Автоматизация котлов и котельного оборудования отсутствует, запуск в работу и останов котельного оборудования производится в ручном режиме с распределительного щита.

Котельная работает в двухконтурном режиме по открытой системе теплоснабжения по температурному графику 95/70⁰С.

1.2.1.2. Котельная №2 (ШПЗ):

Котельная введена в эксплуатацию в 1976 году и предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды путем нагрева в паровых теплообменниках для теплоснабжения жилых зданий, зданий бюджетных и прочих потребителей.

Котельная устроена в отдельном кирпичном здании. В котельной установлено 5 паровых котлоагрегатов суммарной установленной мощностью 44,8 Гкал/ч (таблица № 1.2.2.) в тяжелой обмуровке (из огнеупорного и красного кирпича), с механизированным шлакозолоудалением. Для отвода дымовых газов установлена кирпичная дымовая труба высотой 44 метра.

Химводоподготовка:

- 1) Натрий-катионный фильтр НКФ ФИПа-1,4-0,6Na – 8 шт.;

2) Механический фильтр МФ ФОВ-1,4-0,6 – 1 шт.

Автоматизация котлов и котельного оборудования отсутствует, запуск в работу и останов котельного оборудования производится в ручном режиме с распределительного щита.

Котельная работает в двухконтурном режиме по закрытой системе теплоснабжения по температурному графику 95/70⁰С.

1.2.1.3. Котельная №3 (Мелькомбинат):

Котельная введена в эксплуатацию в 1977 году и предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды путем нагрева в паровых теплообменниках для теплоснабжения жилых зданий, зданий бюджетных и прочих потребителей.

Котельная устроена в отдельном одноэтажном железобетонном здании. В котельной установлено 2 паровых котлоагрегата суммарной установленной мощностью 7,4 Гкал/ч (таблица № 1.2.2.) в тяжелой обмуровке (из огнеупорного и красного кирпича) с частично механизированным шлакозолоудалением. Для отвода дымовых газов установлена стальная дымовая труба с оттяжками высотой 40,5 метров.

б) Натрий-катионный фильтр НКФ Ду 1000 – 4 шт.;

Автоматизация котлов и котельного оборудования присутствует частично, запуск в работу и останов котельного оборудования производится в ручном режиме с распределительного щита.

Котельная работает в двухконтурном режиме без системы горячего водоснабжения по температурному графику 80/60⁰С.

1.2.1.4. Котельная № 4 (Экспедиция № 5):

Котельная предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения жилых зданий, зданий бюджетных и прочих потребителей.

Котельная является модульной. В котельной установлено 2 водогрейных котлоагрегата суммарной мощностью 1,7 Гкал/ч (таблица № 1.2.2.) с ручным шлакозолоудалением. Для отвода дымовых газов установлены 2 стальные дымовые трубы с оттяжками высотой 20 метров. На котельной установлены дозаторы с резервуарами, которые автоматически подают химвещество – о умягчитель жесткости воды (комплексонат «ОПТИОН-312») в подпиточную воду.

Работа котлов автоматизирована, автоматизация котельного оборудования отсутствует, запуск в работу и останов котельного оборудования производится в ручном режиме с распределительного щита.

Котельная работает в одноконтурном режиме без ГВС по температурному графику 70/50⁰С.

1.2.1.5. Котельная № 5 (Совхоз):

Котельная предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения жилых зданий, зданий бюджетных и прочих потребителей.

Котельная является модульной. В котельной установлен 1 водогрейный котлоагрегат мощностью 0,85 Гкал/ч (таблица № 1.2.2.) с ручным шлакозолоудалением. Для отвода дымовых газов установлена стальная дымовая труба с оттяжками высотой 20 метров. На котельной установлены дозаторы с резервуарами, которые автоматически подают химреагент – о умягчитель жесткости воды (комплексонат «ОПТИОН-312») в подпиточную воду.

Работа котлов автоматизирована, автоматизация котельного оборудования отсутствует, запуск в работу и останов котельного оборудования производиться в ручном режиме с распределительного щита.

Котельная работает в одноконтурном режиме без ГВС по температурному графику 70/50⁰С.

1.2.1.6. Электрокотельная ОАО «РЖД»:

Котельная предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения жилых зданий, зданий бюджетных и прочих потребителей.

Котельная располагается в отдельном здании. В котельной установлено 3 электрических водогрейных котлоагрегата суммарной мощностью 15,48 Гкал/ч (таблица № 1.2.2.). Химводоподготовка отсутствует.

Автоматизация котлов и котельного оборудования отсутствует, запуск в работу и останов котельного оборудования производиться в ручном режиме с распределительного щита.

Котельная работает в одноконтурном режиме по температурному графику 95/70⁰С.

1.2.1.7. Электрокотельная ЛЭП-500 (п. Энергетиков):

Котельная предназначена для выработки тепловой энергии в виде горячей воды для теплоснабжения жилых зданий, зданий бюджетных и прочих потребителей.

В котельной установлено 4 электрических водогрейных котлоагрегата суммарной мощностью 0,86 Гкал/ч (таблица № 1.2.2.). Химводоподготовка отсутствует.

Котельная работает в одноконтурном режиме по температурному графику 95/70⁰С.

1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

№ котла	Тип котлоагрегата	$N_{уст.}$, Гкал/час	$P_{раб.}$, кгс/см ²	$T_{max.}$, °С
Котельная № 1 (ТКСИ)				
1	КЕ25-14С	14	9	170
2	КЕ25-14С	14	9	170
3	КЕ25-14С	14	9	170
4	КЕ25-14С	14	9	170
Котельная № 2 (ШПЗ)				
1	КЕ10-14С	5,6	13	192
2	КЕ10-14С	5,6	13	192
3	ДКВр 20-13С	11,2	13	192
4	ДКВр 20-13С	11,2	13	192
5	ДКВр 20-13С	11,2	13	192
Котельная № 3 (Мелькомбинат)				
1	ДКВр 6,5-13С	3,7	13	140
2	ДКВр 6,5-13С	3,7	13	140
Котельная № 4 (Экспедиция № 5)				
1	КМТ-1,25 (КСВ-1,25)	0,85	6	115
2	КСВ-1,25	0,85	6	115
Котельная № 5 (Совхоз)				
1	КСВ-1,25	0,85	6	115
Электрокотельная ОАО «РЖД»				
1	КЭВ-6000-10,5-10	5,16		115
2	КЭВ-6000-10,5-10	5,16		115
3	КЭВ-6000-10,5-10	5,16		115
Электрокотельная ЛЭП-500 (п. Энергетиков)				
1	КЭВ-250	0,215		150
2	КЭВ-250	0,215		150
3	КЭВ-250	0,215		150
4	КЭВ-250	0,215		150

1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

1.2.3.1. Котельная № 1 (ТКСИ):

На момент разработки схемы теплоснабжения г. Тайшет в котельной

№ 1 два котла КЕ25-14С находились в нерабочем состоянии. Параметры располагаемой мощности составляют $Q = 20,8$ Гкал/ч.

1.2.3.2. Котельная № 2 (ШПЗ):

На момент разработки схемы теплоснабжения г. Тайшет в котельной № 2 один котел КЕ10-14С находился в нерабочем состоянии. Параметры располагаемой мощности составляют $Q = 31,9$ Гкал/ч.

1.2.3.3. Котельная № 3 (Мелькомбинат):

Параметры располагаемой мощности составляют $Q = 6,4$ Гкал/ч.

1.2.3.4. Котельная № 4 (Экспедиция № 5):

Параметры располагаемой мощности составляют $Q = 1,4$ Гкал/ч.

1.2.3.5. Котельная № 5 (Совхоз):

Параметры располагаемой мощности составляют $Q = 0,7$ Гкал/ч.

1.2.3.6. Электрокотельная ОАО «РЖД»:

Параметры располагаемой мощности составляют $Q = 10,3$ Гкал/ч.

1.2.3.7. Электрокотельная ЛЭП-500 (п. Энергетиков):

Параметры располагаемой мощности составляют $Q = 0,86$ Гкал/ч.

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

№	Вид мощности	Единица измерения	Существующее положение
Котельная № 1			
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	20,396
2	Потребление на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,404
Котельная № 2			
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	29,67
2	Потребление на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	2,23
Котельная № 3			
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	6,346
2	Потребление на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,054
Котельная № 4			
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	1,369
2	Потребление на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,031

Котельная № 5			
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,695
2	Потребление на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,005
Электрокотельная ОАО «РЖД»			
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	10,018
2	Потребление на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,282
Электрокотельная ЛЭП-500			
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,854
2	Потребление на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,006

Расход тепловой энергии на собственные нужды приняты в размере 2,35 % от их расчётной нагрузки, кроме котельной № 2 – предоставлены энергоснабжающей организацией.

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

№ котла	Тип котлоагрегата	$N_{уст}$, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию котла	Год последнего кап.ремонта котла
Котельная № 1 (ТКСИ)				
1	KE25-14С	14	2003	2013
2	KE25-14С	14	1982	1982
3	KE25-14С	14	1982	1982
4	KE25-14С	14	1982	1982
Котельная № 2 (ШПЗ)				
1	KE10-14С	5,6	1989	2004
2	KE10-14С	5,6	1989	2004
3	ДКВр 20-13С	11,2	1977	2013
4	ДКВр 20-13С	11,2	1982	2012
5	ДКВр 20-13С	11,2	2009	
Котельная № 3 (Мелькомбинат)				
1	ДКВр 6,5-13С	3,7	2010	2013
2	ДКВр 6,5-13С	3,7	2010	2013
Котельная № 4 (Экспедиция № 5)				
1	КСВм-1,25К «ВК-3»	0,85	2005	2013
2	КСВм-1,25К «ВК-3»	0,85	2010	

Котельная № 5 (Совхоз)				
1	КСВ-1,25	0,85	2003	
Электрокотельная ОАО «РЖД»				
1	КЭВ-6000-10,5-10	2,8	2004	
2	КЭВ-6000-10,5-10	2,8	2004	
3	КЭВ-6000-10,5-10	2,8	2004	
Электрокотельная ЛЭП-500 (п. Энергетиков)				
1	КЭВ-250	0,215	2007	
2	КЭВ-250	0,215	2007	
3	КЭВ-250	0,215	2007	
4	КЭВ-250	0,215	2007	

1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии на котельных отсутствует.

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

1.2.7.1. Котельная № 1 (ТКСИ):

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, на отопление по температурному графику 95/70°C; выбор температурного графика обусловлен отсутствием центральных тепловых пунктов, наличием нагрузки по отоплению и ГВС с непосредственным (без смешения) присоединением абонентов к тепловым сетям.

1.2.7.2. Котельная № 2 (ШПЗ):

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный по скорректированному температурному графику 95/70°C; выбор температурного графика обусловлен отсутствием центральных тепловых пунктов, наличием отопительной нагрузки и ГВС с непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям.

1.2.7.3. Котельная № 3 (Мелькомбинат):

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, по скорректированному температурному графику 80/60°C; выбор температурного графика обусловлен отсутствием центральных тепловых пунктов, наличием только отопительной нагрузки с непосредственным (без

смешения) присоединением абонентов к тепловым сетям.

1.2.7.4. Котельная № 4 (Экспедиция № 5):

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, по скорректированному температурному графику 70/50°C; выбор температурного графика обусловлен отсутствием центральных тепловых пунктов, наличием только отопительной нагрузки с непосредственным (без смешения) присоединением абонентов к тепловым сетям.

1.2.7.5. Котельная № 5 (Совхоз):

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, по скорректированному температурному графику 70/50°C; выбор температурного графика обусловлен отсутствием центральных тепловых пунктов, наличием только отопительной нагрузки с непосредственным (без смешения) присоединением абонентов к тепловым сетям.

1.2.7.6. Электрокотельная ОАО «РЖД»:

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, на отопление по температурному графику 95/70°C; выбор температурного графика обусловлен отсутствием центральных тепловых пунктов, наличием отопительной нагрузки с незначительной нагрузкой по ГВС, непосредственным (без смешения) присоединением абонентов к тепловым сетям.

1.2.7.7. Электрокотельная ЛЭП-500 (п. Энергетиков)

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, на отопление по температурному графику 95/70°C; выбор температурного графика обусловлен отсутствием центральных тепловых пунктов, наличием только отопительной нагрузки, непосредственным (без смешения) присоединением абонентов к тепловым сетям.

1.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Информация о среднегодовой загрузке котельного оборудования отсутствует.

1.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Коммерческие узлы учета тепловой энергии отсутствуют на всех котельных, кроме электрокотельной ОАО «РЖД». Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, определяется расчетным способом, исходя из подключенной нагрузки с корректировкой на температуру наружного воздуха и количеству израсходованного топлива с учетом КПД

котлоагрегата. Согласно программе комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры г. Тайшета установка приборов учета тепловой энергии на производственных котельных запланирована до конца 2014 г.

1.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Информация об отказах и восстановлений оборудования источников тепловой энергии отсутствует.

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

Организации ООО «ТайшетЭнергоСервис», эксплуатировавшей котельную № 1 до перехода ее в ведение ОП «ТТС» ЗАО «Байкалэнерго», было выдано предписание от Ростехнадзора по запрещению дальнейшей эксплуатации парового котла марки КЕ 25-14С ст. № 2 в котельной № 1 (ТКСИ).

Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1. 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

Схема тепловых сетей от всех производственных котельных тупиковая, двухтрубная, закрытая, кроме тепловых сетей от котельной № 1 – система открытая. Центральные тепловые пункты нет.

1.3.2. Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Схемы тепловых сетей от каждой котельной показаны на электронных схемах.

1.3.3. 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 подключенной тепловой нагрузки

1.3.3.1. Тепловые сети от котельной № 1 (ТКСИ):

Год ввода: 1970-1997 г. Диаметры трубопроводов от 32 мм до 700 мм. Материал используемых труб – сталь. Суммарная протяженность 7811,7 метров в двухтрубном исчислении. Способ прокладки: подземная в непроходных каналах и надземная. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота. Материальная характеристика 2711,6 м². Подключенная тепловая нагрузка составляет 17,21 Гкал/ч.

1.3.3.2. Тепловые сети от котельной № 2 (ШПЗ):

Год ввода: 1976-1997 год. Диаметры трубопроводов от 32 мм до 600 мм. Материал используемых труб – сталь. Суммарная протяженность 10511,5 метров в двухтрубном исчислении. Способ прокладки: подземная, в непроходных каналах и надземная. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота.

Материальная характеристика 4890,9 м². Подключенная тепловая нагрузка составляет 28,91 Гкал/ч.

1.3.3.3. Тепловые сети от котельной № 3 (Мелькомбинат):

Год ввода: 1979-1997 год. Диаметры трубопроводов от 32 мм до 275 мм. Материал используемых труб – сталь. Суммарная протяженность 2051 метров в двухтрубном исчислении. Способ прокладки: подземная, в непроходных каналах и надземная. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота. Материальная характеристика 799,8 м². Подключенная тепловая нагрузка составляет 2,29 Гкал/ч.

1.3.3.4. Тепловые сети от котельной № 4 (Экспедиция № 5):

Год ввода: 1989-1997 год. Диаметры трубопроводов от 50 мм до 600 мм. Материал используемых труб – сталь. Суммарная протяженность 1984,09 метров в двухтрубном исчислении. Способ прокладки: подземная, в непроходных каналах и надземная. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота. Материальная характеристика 461,7 м². Подключенная тепловая нагрузка составляет 1,31 Гкал/ч.

1.3.3.5. Тепловые сети от котельной № 5 (Совхоз):

Диаметры трубопроводов от 32 мм до 125 мм. Материал используемых труб – сталь. Суммарная протяженность 1166 метров в двухтрубном исчислении. Способ прокладки: подземная, в непроходных каналах и надземная. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота. Материальная характеристика 186,6 м². Подключенная тепловая нагрузка составляет 0,22 Гкал/ч.

1.3.3.6. Тепловые сети от электростанции ОАО «РЖД»:

Диаметры трубопроводов от 32 мм до 125 мм. Материал используемых труб – сталь. Суммарная протяженность 3104 метров в двухтрубном исчислении. Способ прокладки: подземная, в непроходных каналах и надземная. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота. Материальная характеристика 927,6 м². Подключенная тепловая нагрузка составляет 12 Гкал/ч.

1.3.3.7. Тепловые сети от электростанции ЛЭП-500 (п. Энергетиков):

Диаметры трубопроводов от 40 мм до 100 мм. Материал используемых труб – сталь. Суммарная протяженность 885,4 метров в двухтрубном

исчислении. Способ прокладки: подземная, в непроходных каналах и надземная. В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота. Материальная характеристика 133,6 м². Подключенная тепловая нагрузка составляет 0,256 Гкал/ч.

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

На тепловых сетях г. Тайшета установлена следующая основная секционирующая арматура:

1) Котельная № 1 (ТКСИ):

- УТ 5А: задвижки Ø300 мм – 2 шт.;
- ТК-1-1: задвижки Ø300 мм – 2 шт.;
- задвижки Ø250 мм – 2 шт.;
- задвижки Ø150 мм – 2 шт.;
- ТК-8: задвижки Ø100 мм – 2 шт.;
- ТК-8-1: задвижки Ø200 мм – 2 шт.;
- ТК-9: задвижки Ø200 мм – 2 шт.;
- ТК-сол.: задвижки Ø200 мм – 2 шт.;
- ТК-9Б: задвижки Ø250 мм – 2 шт.;

2) Котельная № 2 (ШПЗ):

- ТК-4: задвижки Ø300 мм – 2 шт.;
- задвижки Ø400 мм – 2 шт.;
- ТК-6А: задвижки Ø300 мм – 2 шт.;
- задвижки Ø400 мм – 2 шт.;
- ТК-9: задвижки Ø300 мм – 6 шт.;
- ТК-21-12А: задвижки Ø200 мм – 2 шт.;
- задвижки Ø400 мм – 2 шт.;

3) Котельная № 4 (Экспедиция № 5):

- в направлении потребителей по ул. Новой: задвижки Ø50 мм – 2 шт.;
- в направлении ТК-15 на потребителей по ул. Тимирязева: задвижки Ø50 мм – 2 шт.;
- в районе ул. Тимирязева, 80 на потребителей по ул. Тимирязева, 72-80: задвижки Ø80 мм – 2 шт.;

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

В тепловых сетях используется два вида тепловых камер:

Первый вид:

Состоит из железобетонных блоков. Площадь камеры от 4 до 9 м²;

глубина залегания: 3 м;

высота камеры: 3 м;

Днище: монолитное с приямком; Люки: количество от 2 до 4;

Второй вид:

Состоят из железобетонных колец диаметром 1,5 м;

глубина залегания: 2 м;

высота камеры: 2 м;

Днище: плита диаметром 1,5 м, толщиной 10 см;

Люки: количество до 2.

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

1.3.6.1. Тепловые сети от котельной № 1 (ТКСИ):

Температурный график 95/70°С; выбор температурного графика обусловлен наличием только тепловой нагрузки с непосредственным (отсутствие элеватора) присоединением абонентов к тепловым сетям, отсутствием центральных тепловых пунктов.

1.3.6.2. Тепловые сети от котельной № 2 (ШПЗ):

Температурный график 95/70°С; выбор температурного графика обусловлен наличием только тепловой нагрузки с непосредственным (отсутствие элеватора) присоединением абонентов к тепловым сетям, отсутствием центральных тепловых пунктов.

1.3.6.3. Тепловые сети от котельной № 3 (Мелькомбинат):

Температурный график 80/60°С; выбор температурного графика обусловлен наличием тепловой нагрузки с непосредственным (отсутствие элеватора) присоединением абонентов к тепловым сетям, отсутствием центральных тепловых пунктов.

1.3.6.4. Тепловые сети от котельной № 4 (Экспедиция № 5):

Температурный график 70/50°С; выбор температурного графика обусловлен наличием тепловой нагрузки с непосредственным (отсутствие элеватора) присоединением абонентов к тепловым сетям, отсутствием центральных тепловых пунктов.

1.3.6.5. Тепловые сети от котельной № 5 (Совхоз):

Температурный график 70/50°C; выбор температурного графика обусловлен наличием тепловой нагрузки с непосредственным (отсутствие элеватора) присоединением абонентов к тепловым сетям, отсутствием центральных тепловых пунктов.

1.3.6.6. Тепловые сети от электростанции ОАО «РЖД»:

Температурный график 95/70°C; выбор температурного графика обусловлен наличием тепловой нагрузки с непосредственным (отсутствие элеватора) присоединением абонентов к тепловым сетям, отсутствием центральных тепловых пунктов.

1.3.6.7. Тепловые сети от электростанции ЛЭП-500 (п. Энергетиков):

Температурный график 95/70°C; выбор температурного графика обусловлен наличием тепловой нагрузки с непосредственным (отсутствие элеватора) присоединением абонентов к тепловым сетям, отсутствием центральных тепловых пунктов.

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

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

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Пьезометрические графики работы тепловых сетей эксплуатирующей организации отсутствуют. Существующие гидравлические режимы:

1.3.8.1. Тепловые сети от котельной № 1 (ТКСИ):

Давление в подающем трубопроводе $P_1 = 4,6 \text{ кгс/см}^2$.

Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 2,5 \text{ кгс/см}^2$.

1.3.8.2. Тепловые сети от котельной № 2 (ШПЗ):

Давление в подающем трубопроводе $P_1 = 6,2 \text{ кгс/см}^2$.

Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 2,6 \text{ кгс/см}^2$.

1.3.8.3. Тепловые сети от котельной № 3 (Мелькомбинат):

Давление в подающем трубопроводе $P_1 = 4 \text{ кгс/см}^2$.

Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 3 \text{ кгс/см}^2$.

1.3.8.4. Тепловые сети от котельной № 4 (Экспедиция № 5):

Давление в подающем трубопроводе $P_1 = 3,8 \text{ кгс/см}^2$.

Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 2,8 \text{ кгс/см}^2$.

1.3.8.5. Тепловые сети от котельной № 5 (Совхоз):

Давление в подающем трубопроводе $P_1 = 5 \text{ кгс/см}^2$.

Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 1,5 \text{ кгс/см}^2$.

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей за последние 5 лет

Статистика отказов (аварий, инцидентов) тепловых сетей согласно программе комплексного развития Тайшетского городского поселения представлена за 2010-2012 гг. и сведена в таблицу 1.3.9.

Таблица 1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей г. Тайшета

Наименование показателя	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Количество отказов	62	70	71

Информация о среднем времени, затраченном на восстановление работоспособности тепловых сетей, не предоставлена.

Все отказы на тепловых сетях классифицируются как инциденты, согласно «Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» МДК 4-01.2001, утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191.

1.3.10. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Диагностика состояния тепловых сетей осуществляется путем плановых обходов тепловых сетей представителями обслуживающей организации. Также осуществляются плановые шурфовки тепловых сетей.

По их итогам при выявлении дефектов участки тепловых сетей вносятся в планы текущего или капитального ремонтов.

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

В г. Тайшете после окончания отопительного сезона проводятся гидравлические испытания на плотность и прочность тепловых сетей. После проведения испытаний производится капитальный ремонт тепловых сетей и оборудования. По окончании капитального ремонта, перед началом нового отопительного сезона, проводятся еще одни гидравлические испытания. Температурные испытания и испытания на тепловые потери проводились в 2013г.

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

Таблица 1.3.12.1. Исходные данные для расчета нормативных технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя приведены в таблице.

Наименование показателя	Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная № 3	Котельная № 4	Котельная № 5	Электрокотельная ОАО «РЖД»	Электрокотельная ЛЭП-500
Расчётная температура наружного воздуха $T_{нв}$, °С	-40	-40	-40	-40	-40	-40	-40
Расчётная температура наружного воздуха (среднегодовая) $T_{зв}$, °С	-8,3	-8,3	-8,3	-8,3	-8,3	-8,3	-8,3
Продолжительность работы тепловых сетей (отопительный период) п, ч	5856	5856	5856	5856	5856	5856	5856

Продолжительность работы тепловых сетей (неотопительный период) п, ч	2640	2640	0	0	0	0	0
Температурный график отпуска тепловой энергии от источника п, ч	95/70	95/70	80/60	70/50	70/50	95/70	95/70
Среднегодовая температура теплоносителя в подающем трубопроводе T_1 , °С	76,6	76,6	60,1	55,1	55,1	74,3	67,2
Среднегодовая температура теплоносителя в обратном трубопроводе T_2 , °С	58,7	58,7	47,8	42,8	42,8	57,3	52,7
Среднегодовая температура грунта $T_{гр}^{ср}$, °С	1	1	1	1	1	1	1
Протяжённость водяных тепловых сетей в 2-трубном выражении L, м	7811,7	10511,5	2051	1984,09	1166	3104	885,4

В присоединённой мощности учтена максимальная нагрузка на ГВС.

1.3.12.11. Утвержденные нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя по каждому источнику приведены в таблице № 1.3.12.2.

Таблица № 1.3.12.2. Утвержденные нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя по каждому источнику

	$\Sigma G_{у.тн}$, т/год	$\Sigma Q_{у.н}$, Гкал/год
Котельная №1	50556,2	16091,34
Котельная №2	29143,18	11876,37
Котельная №3	2065,5	1985,49
Котельная №4	564,9	920,17
Котельная № 5	366,8	1200,32
Электрокотельная ОАО «РЖД»	2200,4	2211,46
Электрокотельная ЛЭП-500	126,708	263,480

1.3.13. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии

Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года рассмотрены в динамике основных показателей работы тепловых сетей согласно программе комплексного развития Тайшетского городского поселения на 2013-2016 гг. и сведены в таблицу 1.3.13.

Таблица № 1.3.13. Динамика основных показателей работы тепловых сетей

Показатель	Значение показателя		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал	229	243,7	245,1
Собственные нужды котельных, тыс. Гкал	16	18,7	18,1
Собственные нужды котельных, % к выработке	7	7,7	7,4
Отпуск тепловой энергии с коллекторов, тыс. Гкал	213	225	227
Потери при передаче, тыс. Гкал	34	43	41
Потери при передаче, % к отпуску	16	19	18
Полезный отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	179	182	186

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

ОП «ТТС» ЗАО «Байкалэнерго» предписаний от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети не получал.

1.3.15. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Все теплопотребляющие установки потребителей подключены к тепловым сетям непосредственно (без смешения) по зависимой схеме, по закрытой (кроме котельной № 1) системе теплоснабжения. Автоматическое регулирование расхода тепловой энергии отсутствует.

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

Потребители, у которых установлены приборы коммерческого учета тепловой энергии, составляют около 9% от общего числа потребителей тепловой энергии. Данные об оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей с тепловой нагрузкой от 0,2 Гкал/ч и больше, подлежащих обязательному оснащению согласно Федеральному закону № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении», согласно программе комплексного развития представлены в таблице 1.3.16.1.

Таблица 1.3.16.1 Данные об оснащённости потребителей приборами учета тепловой энергии на 01.12.2012 г.

Количество многоквартирных домов, оснащённых приборами учета тепловой энергии	Подлежит оснащению	Фактически установлено	Количество приборов учета, введенных в эксплуатацию
Отопление	106	21	15
Горячая вода	96	14	14

План по установке приборов учета тепловой энергии потребителям, согласно муниципальной целевой программе «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Тайшетского муниципального образования «Тайшетское городское поселение» на 2011-2015 годы» от 21.12.2010 г., представлен в таблице 1.3.16.2.

Таблица 1.3.16.2. План установки приборов учета тепловой энергии на 2011-2015 гг.

№	Мероприятие	2011	2012	2013	2014	2015	Всего
1	Оснащение жилищного фонда приборами учета потребления тепловой энергии	6	5	8	10	10	39

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

Диспетчерской службы, необходимой для своевременного

обнаружения и ликвидации последствий аварийных ситуаций в системе теплоснабжения, а также оповещения населения в случаях чрезвычайных ситуаций в г. Тайшете нет. В каждой котельной находится дежурный персонал, основной задачей которого является обеспечение надёжного и бесперебойного снабжения потребителей тепловой энергией, локализация и ликвидация технологических нарушений в тепловых сетях г. Тайшета.

Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается дежурным работником аварийной бригаде, которая оперативно выезжает на место внештатной ситуации. Ликвидация аварийных ситуаций на трубопроводах осуществляется персоналом ОП «ТТС» ЗАО «Байкалэнерго» в соответствии с внутренними организационно-распорядительными документами.

При планировании проведения ремонтных работ на магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетях (в случае, если отключение инженерной системы приведет к ограничению доступа потребителями к услугам теплоснабжения) время начала и окончания работ согласуется с управляющими организациями.

1.3.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Центральные тепловые пункты отсутствуют.

1.3.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Устройства защиты тепловых сетей от превышения давления отсутствуют.

1.3.20. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.

Бесхозные тепловые сети не обнаружены.

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

1) Котельная № 1 (ТКСИ) является основным поставщиком тепловой энергии микрорайонов Новый, им. Пахотищева, им. Мясникова, части улиц в Северном районе.

2) Котельная № 2 (ШПЗ) поставляет тепловую энергию потребителям, расположенным от ручья Крутенький в Центральном районе до 51 квартала в Северо-Западном районе города. С Южной стороны зона действия ограничена железной дорогой.

3) Котельная № 3 (Мелькомбинат) осуществляет теплоснабжение южной части города в районе улиц Пушкина, Ленина, Воинов Интернационалистов, Комсомольской, Свердлова.

4) Котельная № 4 (Экспедиция № 5) осуществляет теплоснабжение южной части города в районе улиц Тимирязева, 19-го Партсъезда, Советской.

5) Котельная № 5 (Совхоз) снабжает теплом часть жилищного фонда в Северном районе города по улицам Капустина, Северной и Ключевой.

6) Электрокотельная ДТВ ОАО «РЖД» осуществляет теплоснабжение объектов ОАО «РЖД» и жилой квартал № 51 в Северо-Западном районе города.

7) Электрокотельная ЛЭП-500 п. Энергетиков осуществляет теплоснабжение объектов по ул. Энергетиков.

Теплоснабжение индивидуального жилищного сектора осуществляется за счет печного отопления (дрова, уголь).

Кроме того, ряд предприятий Тайшетского городского поселения имеют собственные источники тепловой энергии, которые используются для обеспечения собственных потребностей в тепловой энергии и не являются поставщиками коммунальных ресурсов.

Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (жилые образования) при расчетных температурах наружного воздуха основаны на анализе тепловых нагрузок потребителей и указаны в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1. Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (жилые образования) при расчетных температурах наружного воздуха

Жилое образование	Потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха Гкал/ч		
	Отопление и вентиляция	ГВС	Всего
Тайшетское городское поселение	56,484	5,712	62,196
Котельной № 1 (ТКСИ)	14,67	2,54	17,21
Котельной № 2 (ШПЗ)	26,38	2,53	28,91
Котельной № 3 (Мелькомбинат)	2,29	0	2,29
Котельной № 4 (Экспедиция № 5)	1,31	0	1,31
Котельной № 5 (Совхоз)	0,22	0	0,22
Электрокотельная ОАО «РЖД»	11,358	0,642	12
Электрокотельная ЛЭП-500	0,256	0	0,256

1.5.2. Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных (более 2-х квартир) домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии нет.

1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (жилые образования) за отопительный период и за год в целом, основанные на анализе тепловых нагрузок потребителей, внесены в таблицу 1.5.3.

Таблица 1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления (жилые образования) за отопительный период и за год в целом

Жилое образование	Потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	
	за отопительный период	за год в целом
Тайшетское городское поселение	228,7	264,8

1.5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии, основанные на анализе тепловых нагрузок потребителей, внесены в таблицу 1.5.4.

Таблица 1.5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника.

№	Зона действия источника тепловой энергии	Потребления тепловой энергии Гкал/ч
1	Котельной № 1 (ТКСИ)	17,21
2	Котельной № 2 (ШПЗ)	28,91
3	Котельной № 3 (Мелькомбинат)	2,29

4	Котельной № 4 (Экспедиция № 5)	1,31
5	Котельной № 5 (Совхоз)	0,22
6	Электрокотельной ОАО «РЖД»	7,06
7	Электрокотельной ЛЭП-500	0,256

В присоединённой мощности учтена среднечасовая нагрузка на ГВС.

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

Существующий норматив потребления тепловой энергии для населения на горячее водоснабжение:

- открытая система теплоснабжения $G = 3,64 \text{ м}^3$ в месяц на одного человека;

- закрытая система теплоснабжения $G = 4,52 \text{ м}^3$ в месяц на одного человека.

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

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

Баланс установленной мощности по каждой котельной сведен в таблицу 1.6.1.

Таблица 1.6.1. Баланс установленной мощности котельных.

№	Вид мощности	Единица измерения	Величина
Котельная № 1 (ТКСИ)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	56
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	20,8
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	20,396
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	1,8
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	17,21
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	1,386
Котельная № 2 (ШПЗ)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	44,8
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	31,9
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	29,67
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	1,4
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	28,91
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	-0,64
Котельная № 3 (Мелькомбинат)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	7,4
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,4
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	6,346
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	0,4
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	2,29
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	3,656

Котельная № 4 (Экспедиция № 5)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,7
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,4
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	1,369
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	0,16
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	1,31
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	-0,101
Котельная № 5 (Совхоз)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,85
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,7
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,695
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	0,2
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	0,22
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	0,275
Электрокотельная ОАО «РЖД»			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	15,48
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	10,3
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	10,018
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	0,38
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	12
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	-2,362
Электрокотельная ЛЭП-500 (п. Энергетиков)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,86
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,86
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,854
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	0,05
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	0,256
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	0,548

Дефицит тепловой мощности на котельных возникает при расчетных температурах наружного воздуха -40°C и ниже.

1.6.2. Резерв и дефицит тепловой мощности нетто, по каждому источнику тепловой энергии

1.6.2.1. Котельная № 1 (ТКСИ):

Резерв тепловой мощности нетто – 1,386 Гкал/ч.

1.6.2.2. Котельная № 2 (ШПЗ):

Дефицит тепловой мощности нетто – 0,64 Гкал/ч.

1.6.2.3. Котельная № 3 (Мелькомбинат):

Резерв тепловой мощности нетто – 3,656 Гкал/ч.

1.6.2.4. Котельная № 4 (Экспедиция № 5):

Дефицит тепловой мощности нетто – 0,101 Гкал/ч.

1.6.2.5. Котельная № 5 (Совхоз):

Резерв тепловой мощности нетто – 0,275 Гкал/ч.

1.6.2.6. Электрокотельная ОАО «РЖД»:

Дефицит тепловой мощности нетто – 2,362 Гкал/ч.

1.6.2.7. Электрокотельная ЛЭП-500 (п. Энергетиков):

Резерв тепловой мощности нетто – 0,548 Гкал/ч.

1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие 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 к потребителю

1.6.3.1. Тепловые сети от котельной № 1 (ТКСИ):

Давление в подающем трубопроводе $P_1 = 4,6$ кгс/см².

Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 2,5$ кгс/см².

1.6.3.2. Тепловые сети от котельной № 2 (ШПЗ):

Давление в подающем трубопроводе $P_1 = 6,2$ кгс/см².

Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 2,6$ кгс/см².

1.6.3.3. Тепловые сети от котельной № 3 (Мелькомбинат):

Давление в подающем трубопроводе $P_1 = 4$ кгс/см².

Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 3$ кгс/см².

1.6.3.4. Тепловые сети от котельной № 4 (Экспедиция № 5):

Давление в подающем трубопроводе $P_1 = 3,8$ кгс/см².

Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 2,8$ кгс/см².

1. 6.3.5. Тепловые сети от котельной № 5 (Совхоз):
Давление в подающем трубопроводе $P_1 = 5$ кгс/см².
Давление в обратном трубопроводе $P_2 = 1,5$ кгс/см².

1.6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефициты тепловой мощности у котельных являются следствием снижения располагаемых мощностей ввиду износа котельного оборудования. Последствием дефицитов тепловой мощности может являться недопоставка тепловой энергии потребителям при расчетных температурах наружного воздуха (-40°C).

1.6.5. Резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Для осуществления резервирования дефицита тепловой мощности котельной № 1 необходимо строительство перемычки между зонами действия котельной № 1 (ТКСИ) и зонами действия котельной № 2 (ШПЗ) и электрочотельной ОАО «РЖД», при условии приведения располагаемой мощности котельной № 1 к установленной.

Часть 7. Балансы теплоносителя

1.7.1. Утвержденные балансы 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

Водоподготовительными установками оснащены только котельные №№1,2,3. Информация об утвержденных балансах 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 отсутствуют.

Расход воды на технологические нужды котельных составляет:

- 1) Котельная № 1 – 616,2 тыс. м³;
- 2) Котельная № 2 – 615 тыс. м³;
- 3) Котельная № 3 – 35,6 тыс. м³.

1.7.2. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Водоподготовительными установками оснащены только котельные №№1,2,3. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения отсутствуют.

Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

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

Основным видом топлива служит бурый уголь Ирша-Бородинского, Абанского, Переясловского разрезов. Зольность бурых углей 6-12 %, средняя влажность 35 %, плотность около 1,5 т/м³, теплотворная способность 2800-3800 ккал/кг, содержание общей серы 0,3-1,0 %. В золе преобладает СаО в концентрациях 25-61 %, концентрации токсичных и радиоактивных малых элементов незначительны.

Производство тепловой энергии в электростанциях осуществляется за счет тепла, выделяемого электрическим током при прохождении его непосредственно через воду в котле.

Таблица 1.8.1. Количества используемого основного топлива на каждом источнике тепловой энергии

№	Источник тепловой энергии	Вид топлива	Единица измерения	Количество
1	Котельная № 1	уголь	т/год	37017
2	Котельная № 2	уголь	т/год	40030
3	Котельная № 3	уголь	т/год	5485
4	Котельная № 4	уголь	т/год	2122
5	Котельная № 5	уголь	т/год	740
6	Электростанция ОАО «РЖД»	эл. энергия	тыс. кВт·ч/год	31041
7	Электростанция ЛЭП-500	эл. энергия	тыс. кВт·ч/год	1126

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

В котельных использование резервного и аварийного топлива не предусмотрено.

1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Бурый уголь Ирша-Бородинского, Абанского, Переясловского разрезов. Зольность бурых углей 6-12 %, средняя влажность 35 %, плотность около 1,5 т/м³, теплотворная способность 2800-3800 ккал/кг, содержание

общей серы 0,3-1,0 %. В золе преобладает СаО в концентрациях 25-61 %, концентрации токсичных и радиоактивных малых элементов незначительны.

1.8.4. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Поставка топлива на котельные производится по следующей схеме: топливо поступает на склады котельных №№ 1, 2, 3, согласно заявленному объему для обеспечения нормативных запасов топлива, железнодорожным транспортом. Доставка угля со складов котельных №№ 1, 2 на склады котельных №№ 4, 5 осуществляется автомобильным транспортом.

В периоды расчетных температур наружного воздуха сбоев в поставке топлива не было.

Часть 9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии

1.9.1.1. Согласно п. 2.2. «Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» к показателям уровня надежности относятся следующие показатели:

1) показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии;

2) показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии;

3) показатели, определяемые приведенным объемом не отпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии;

4) показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

Для дифференциации по видам нарушений в подаче тепловой энергии при определении характеристик для показателей уровня надежности, используется коэффициент вида нарушения в подаче тепловой энергии (K_e).

Рассматриваются следующие виды нарушения в подаче тепловой энергии:

- нарушение в подаче тепловой энергии из-за несоблюдения регулируемой организацией требований технических регламентов эксплуатации объектов и оборудования теплофикационного и (или) теплосетевого хозяйства, в том числе принимаемых в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», происходящее без предварительного уведомления в установленном порядке потребителя товаров и услуг и приводящее к прекращению подачи тепловой энергии на срок более 8 часов в отопительный сезон или более 24 часов в межотопительный период в силу организационных или технологических причин, вызванных действиями (бездействием) данной регулируемой организации, – для нарушений такого вида устанавливается $K_e = 1,00$;

- прекращение подачи тепловой энергии на срок не более 8 часов в

отопительный сезон или не более 24 часов в межотопительный период или иное нарушение в подаче тепловой энергии с предварительным уведомлением потребителя товаров и услуг в срок, не меньший установленного, в том числе условиями договора теплоснабжения либо другими договорными отношениями между регулируемой организацией и соответствующим потребителем товаров и услуг, вызванное проведением на оборудовании данной регулируемой организации не относимых к плановым ремонтам и профилактике работ по предотвращению развития технологических нарушений, – для данного вида нарушений $K_e = 0,5$.

Для периода 2011-2012 гг. при расчете значений показателей надежности используется значение $K_e = 1,00$ независимо от вида нарушения. Расчет фактических значений K_e первоначально осуществляется по результатам 2013 г. Показатели уровня надежности, рассчитываются как совокупные за расчетный период характеристики нарушений в подаче тепловой энергии, снижение которых ведет к увеличению надежности.

1.9.1.2. Показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии.

P_q – показатель уровня надежности, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в расчете на единицу тепловой мощности и длины тепловой сети регулируемой организации, исчисляется по формуле:

$$P_q = M_o / L,$$

где M_o – число нарушений в подаче тепловой энергии по договорам с потребителями товаров и услуг в течение отопительного сезона расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией;

L – произведение суммарной тепловой нагрузки (мощности) по всем договорам с потребителями товаров и услуг данной организации (в Гкал/час – в отсутствие нагрузки принимается равной 1) и общей протяженности тепловой сети (в км – в отсутствие тепловой сети принимается равной 1) данной регулируемой организации. Для расчета используется максимальное значение L для регулируемой организации в расчетном периоде регулирования; протяженность сети рассматривается в двухтрубном исчислении, включая бесхозяйные сети, отнесенные к данной регулируемой организации.

$P_{чм}$ – показатель уровня надежности, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии в межотопительный период. Для расчета его

значений рассматриваются нарушения, не затрагивающие отопительный сезон, и их число относится к величине L , как в формуле (1).

1.9.1.3. Показатели, определяемые продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии.

P_n – показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в отопительный сезон, (P_n) исчисляется по формуле:

$$P_{\Pi} = \sum_{j=1}^{M_{no}} T_{jnp} / L$$

где T_{jnp} – продолжительность (с учетом коэффициента K_e) j -ого прекращения подачи тепловой энергии за отопительный сезон в течение расчетного периода регулирования (в часах);

M_{no} – общее число прекращений подачи тепловой энергии за отопительный сезон согласно данным, подготовленным регулируемой организацией.

P_{nm} – показатель уровня надежности, определяемый продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в межотопительный период. Для его расчета рассматриваются соответствующие нарушения, не затрагивающие отопительный сезон, и их суммарная продолжительность относится к величине L .

Здесь и далее нарушение в подаче тепловой энергии, затронувшее несколько расчетных периодов регулирования, учитывается в каждом расчетном периоде регулирования в части, относящейся к данному периоду.

1.9.1.4. Показатели, определяемые объемом неотпуска тепла при нарушениях в подаче тепловой энергии.

P_o – показатель уровня надежности, определяемый суммарным приведенным объемом неотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период, исчисляется по формуле:

$$P_o = \sum_{j=1}^{M_{no}} Q_j / L$$

где: Q_j – объем недоотпущенной / недопоставленной тепловой энергии при j -м нарушении в подаче тепловой энергии за отопительный сезон расчетного периода регулирования (в Гкал).

P_{om} – показатель уровня надежности, определяемый объемом неотпуска тепловой энергии в межотопительный период. Для его расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения в расчетном периоде регулирования, и суммарный объем неотпуска по ним относится к величине

L.

1.9.1.5. Показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя при нарушениях в подаче тепловой энергии, вычисляются начиная не позднее, чем с 2014 года.

Отклонения температуры теплоносителя фиксируются в подающем трубопроводе в случаях превышения значений отклонений, предусмотренных договорными отношениями между данной регулируемой организацией и потребителем ее товаров и услуг (исполнителем коммунальных услуг для него) (далее – договорные значения отклонений). В отсутствие требуемых величин в имеющихся договорах, в качестве договорных значений отклонений температуры воды в подающем трубопроводе принимаются величины, установленные для горячего водоснабжения постановлением Правительства Российской Федерации от 06 мая 2011 г. № 354.

Рассматриваемые в данном пункте показатели рассчитываются отдельно для случаев, когда теплоносителем является пар или горячая вода. В последнем случае проводятся два расчета: для отопительного сезона и межотопительного периода в отдельности.

R_g – показатель уровня надежности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период, исчисляется по формуле

$$P_B = \sum_{i=1}^{H_B} (W_{iB} \times R_{Bi}) / \sum_{i=1}^{N_B} W_{iB}$$

где R_{Bi} – среднее за отопительный сезон расчетного периода регулирования зафиксированное по i -ому договору с потребителем товаров и услуг значение превышения среднесуточного отклонения температуры воды в подающем трубопроводе, отнесенного на данную регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами, над договорным значением отклонения (для отклонений как вверх, так и вниз);

N_g – число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации, для которых теплоносителем является вода;

W_{ie} – присоединенная тепловая нагрузка (мощность) по i -ому соответствующему договору в части, где теплоносителем является вода, Гкал/ч.

1.9.1.6. Характеристики нарушений в подаче тепловой энергии, используемые для определения показателей уровня надежности:

Продолжительность j -ого прекращения подачи тепловой энергии в отопительный период в расчетном периоде регулирования, (T_{jnp})

определяется на основании данных, подготовленных регулируемой организацией по формуле:

$$T_{jnp} = \max_i T_{ij}$$

где T_{ij} – продолжительность (с учетом коэффициентов K_e вида нарушений)

для i -ого договора с потребителями товаров и услуг j -ого прекращения подачи тепловой энергии в отопительном сезоне расчетного периода регулирования у данной регулируемой организации. Если регулируемой организацией зафиксировано, что j -ое прекращение подачи тепловой энергии состоит из двух или более последовательных временных прекращений (далее – прерываний) подачи тепловой энергии или теплоносителя по i -ому договору с потребителями товаров и услуг, то значение T_{ij} рассчитывается по формуле:

$$T_{ij} = \max_l (T_{ijl} \times K_{eji})$$

где T_{ijl} – продолжительность (в часах) l -ого прерывания подачи тепловой энергии в рамках j -ого прекращения подачи тепловой энергии для i -ого договора с потребителями товаров и услуг, отнесенная на рассматриваемую регулируемую организацию, т.е. ограниченная моментом ликвидации обусловившего j -ое прекращение подачи тепловой энергии технологического нарушения по данной регулируемой организации. Ситуация $l > 1$ если до момента времени ликвидации в данной регулируемой организации указанного технологического нарушения у потребителя товаров и услуг возникает несколько случаев прерывания подачи тепловой энергии, обусловленных тем же самым технологическим нарушением. Тогда все эти случаи относятся на одно j -ое прекращение подачи тепловой энергии, а продолжительности соответствующих перерывов учитываются по i -ому договору с потребителями товаров и услуг отдельно (с индексом « l ») и суммируются в формуле с коэффициентами, определенными по отношению к каждому l -ому случаю, для получения T_{ij} – продолжительности j -го прекращения подачи тепловой энергии по i -ому договору;

K_{eji} – коэффициент значимости K_e состояния фактора вида нарушения в подаче тепловой энергии для i -ого договора с потребителями товаров и услуг, зафиксированного в l -ом случае, отнесенном на j -ое прекращение подачи тепловой энергии. В случае если вид нарушения не указан, коэффициент принимается равным 1;

максимум в формуле вычисляется по всем договорам с потребителями

товаров и услуг, затронутыми j -ым прекращением. При определении показателей $P_n(1)$ берется максимум только по индексам « i », соответствующим потребителям 1-й категории надежности.

Если регулируемой организацией отдельно не зафиксированы значения продолжительности по каждому договору с потребителями товаров и услуг при j -ом прекращении подачи тепловой энергии, то в качестве T_{jnp} берется значение продолжительности технологического нарушения, повлекшего за собой j -ое прекращение подачи тепловой энергии.

Начиная не позднее, чем с 2013 года рассчитывается величина продолжительности j -ого прекращения подачи тепловой энергии в межотопительном периоде расчетного периода по соответствующим нарушениям в подаче тепловой энергии – прекращением ее подачи, относящимся к межотопительному периоду.

Объем недоотпущенной и (или) недопоставленной тепловой энергии при j -ом нарушении в подаче тепловой энергии (Q_j) определяется по формуле:

$$Q_j = \sum_{i=1}^N Q_{ij}$$

где N – число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации. Для расчета используется максимальное число договоров с потребителями товаров и услуг у данной регулируемой организации в расчетном периоде регулирования;

Q_{ij} – объем недоотпущенной или недопоставленной тепловой энергии при j -ом нарушении в подаче тепловой энергии по i -ому договору с потребителями товаров и услуг, зафиксированный надлежаще оформленным Актом или рассчитанный на основе показаний приборов учета тепловой энергии за аналогичный период (без нарушений в ее подаче) с корректировкой на изменения температуры наружного воздуха. При отсутствии приборов учета тепловой энергии или непредставлении их показаний потребителем товаров и услуг регулируемая организация применяет расчетный способ в соответствии с законодательством или договором с потребителями товаров и услуг, но без применения повышающих коэффициентов к нормативу потребления коммунальных услуг.

В случае если регулируемой организацией отдельно не зафиксированы объемы недоотпущенной или недопоставленной тепловой энергии по каждому договору с потребителями товаров и услуг при j -м нарушении в подаче тепловой энергии, в качестве Q_j берется значение объема неотпуска,

зафиксированное надлежаще оформленным Актом для технологического нарушения, повлекшего за собой j -ое нарушение в подаче тепловой энергии.

Среднее за отопительный сезон расчетного периода регулирования зафиксированное по i -ому договору с потребителями товаров и услуг значение положительной части разности между среднечасовой величиной отнесенного на рассматриваемую регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения (R_{ei}) определяется на основании данных, подготовленных регулируемой организацией по формуле:

$$R_{Bi} = \sum_{j=1}^{M_{io}} D_{B,i,j} / h_0$$

где M_{io} – число нарушений в подаче тепловой энергии, вызванных отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе (без прекращения ее подачи), по i -ому договору с потребителями товаров и услуг в течение отопительного сезона расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией (см. Приложение № 2 к настоящим Методическим указаниям);

$D_{e,i,j}$ - сумма по всем часам j -ого нарушения в подаче тепловой энергии в отопительный сезон положительных частей разностей между среднесуточной величиной зафиксированного в течение этих суток (с отнесением на рассматриваемую регулируемую организацию) отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения – определяется в градусах Цельсия;

h_0 - общее число часов в отопительном сезоне расчетного периода регулирования.

Таким же образом вычисляются среднее за межотопительный сезон расчетного периода регулирования зафиксированное по i -ому договору с потребителями товаров и услуг значение положительной части разности между среднесуточной величиной отнесенного на рассматриваемую регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения (R_{eim}) и среднее за расчетный период регулирования зафиксированное по i -ому договору с потребителями товаров и услуг значение положительной части разности между среднесуточной величиной отнесенного на рассматриваемую регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры пара в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения (R_{ni}) на основании

данных, подготовленных регулируемой организацией по отклонениям параметров теплоносителя за расчетный период регулирования.

1.9.1.10. Результаты расчетов показателя P_q уровня надежности в общем по системе теплоснабжения за 2012 год сведены в таблицу 1.9.1. Данные для расчетов остальных показателей отсутствуют.

Таблица 1.9.1. Показателя P_q уровня надежности системы теплоснабжения г. Тайшета за 2012 г.

Показатель	Значение
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	62,196
Общая протяженность тепловых сетей, км	26,99
Количество инцидентов на тепловых сетях M_0 за 2012 г.	71
Показатель уровня надежности P_q	0,042

1.9.2. Анализ аварийных отключений потребителей

Аварий на тепловых сетях за 2012 год не произошло (см. п. 9 ч. 3 гл. 1 Обосновывающих материалов).

Согласно п. 2.10 Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001 утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191 авариями в тепловых сетях считаются:

разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов;

повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50 процентов отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

1.9.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Аварий на тепловых сетях за 2012 год не происходило.

Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Техничко-экономические показатели ЗАО «Байкалэнерго», включая структуру основных производственных затрат в части регулируемой деятельности, представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1. Техничко-экономические показатели ОП «Тайшетские тепловые сети» ЗАО «Байкалэнерго»

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
1	Вид деятельности организации (производство, передача и сбыт тепловой энергии)		Производство и передача тепловой энергии ОП «Тайшетские тепловые сети» ЗАО «Байкалэнерго»
2	Выручка	тыс. руб.	162 001
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей):	тыс. руб.	180 450
3.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность, потери)	тыс. руб.	-
3.2.	Расходы на топливо всего	тыс. руб.	51 263
3.2.1.	Уголь бурый	тыс. руб.	51 263
3.2.2.	Цена топлива с учетом доставки	руб./т нт	600
3.2.3.	Объем топлива	т нт	85 395
3.2.4.	Способ приобретения		торги / аукционы
3.3.	Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс. руб.	21 214
3.3.1.	средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч	руб./кВт.ч	1,56
3.3.2.	объем приобретения	тыс. кВт.ч	13 559
3.4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	5 257
3.5.	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	1 561
3.6.	Расходы на оплату труда и страховые взносы основного производственного персонала	тыс. руб.	40 615
3.7.	Расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	2 820

3.8.	Прочие расходы	тыс. руб.	15 443
3.9.	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе: расходы на оплату труда и страховые взносы	тыс. руб.	7 061
			-
3.10.	Общехозяйственные (управленческие расходы), в том числе: расходы на оплату труда и страховые взносы	тыс. руб.	3 669
			-
3.11.	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств, в том числе справочно: расходы на оплату труда и страховые взносы ремонтного персонала	тыс. руб.	7 835
			-
3.12.	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса <3>	тыс. руб.	23 712
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг	тыс. руб.	(18 449)
5	Чистая прибыль, в том числе:	тыс. руб.	-
5.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	-
6	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	111,12
7	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	51,10
8	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал.	218,76
8.1.	Справочно: Объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал.	16
9	Объем покупаемой тепловой энергии	тыс. Гкал.	-
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал.	161,78
10.1.	по приборам учета	тыс. Гкал.	5,79
10.2.	по нормативам потребления	тыс. Гкал.	155,99
11	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	40,53
12	Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс. Гкал.	-
13	Справочно: потери тепла через утечки	тыс. Гкал.	-
14	Справочно: потери тепла, всего	тыс. Гкал.	26,90
15	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	-
16	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	80,24
17	Количество теплоэлектростанций	ед.	-

18	Количество тепловых станций и котельных	ед.	5
19	Количество тепловых пунктов	ед.	-
20	Среднесписочная численность персонала, в том числе: основного производственного персонала (человек)	чел.	136
			-
21	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	267,80
22	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. кВт.ч/Гкал	0,08
23	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб.м/Гкал	7,14

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

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

Динамика утвержденных тарифов энергоснабжающих организаций г. Тайшета отображена в таблице 1.11.1.

Таблица 1.11.1. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию

Наименование организации	Категория потребителей	Тарифы на тепловую энергию (руб./Гкал с НДС)				
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
ЗАО «Байкалэнерго»	Население				1259,07	1360,67
	Промышленные объекты				1259,07	1360,67
	Социальные учреждения				1259,07	1360,67
ООО «ТайшетЭнергоСервис»	Население	987,64 (без передачи)	823,76 (без передачи)	901,25 (без передачи)		
	Промышленные объекты	1057,04 (без передачи)	823,76 (без передачи)	901,25 (без передачи)		
	Социальные учреждения	1057,04 (без передачи)	823,76 (без передачи)	901,25 (без передачи)		
Восточно-Сибирская дирекция по тепловодоснабжению – структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению филиала ОАО «РЖД»	Население	709,27 (без передачи)	765,96 (без передачи)	880,86 (без передачи)	1214,99	1360,8
	Промышленные объекты	709,27 (без передачи)	765,96 (без передачи)	880,86 (без передачи)	1691,98	2068,13
	Социальные учреждения	709,27 (без передачи)	765,96 (без передачи)	880,86 (без передачи)	1691,98	2068,13
Передача тепловой энергии						
ООО «Вав»	Население		258,33	258,33		
	Промышленные объекты		258,33	258,33		
	Социальные учреждения		258,33	258,33		
ООО «ТайшетЭнергоСервис»	Население	108,16				
	Промышленные объекты	108,16				
	Социальные учреждения	108,16				

1.11.2. Структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура затрат, участвующих в формировании тарифа на тепловую энергию от котельных ЗАО «Байкалэнерго» представлена в части 10 главы 1.

1.11.3. Платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к системе теплоснабжения ЗАО «Байкалэнерго» не взимается.

1.11.4. Платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности ЗАО «Байкалэнерго» не взимается.

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа

1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);

Проведя анализ существующего положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения, указанных выше, выявлены следующие проблемы организации качественного теплоснабжения:

- отсутствие коммерческих приборов учета тепловой энергии на котельных и у потребителей;
- отсутствие автоматизации котельных;
- отсутствие качественной гидравлической наладки тепловых сетей;
- отсутствие водоподготовительных установок теплоносителя на некоторых котельных;
- высокий процент износа тепловых сетей.

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Из анализа существующего положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения, указанных выше, выявлены следующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения:

- участки тепловых сетей со сроком службы более 30 лет;
- отсутствуют резервированные участки.

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Развитие систем теплоснабжения (источников тепловой энергии) – стремление максимально реализовать мощность источника тепловой энергии нетто при минимальных затратах достигнутых путем использования

оборудования (котлов), имеющего высокий КПД и энергоэффективность, снижением потерь тепловой энергии, теплоносителя и электроэнергии при транспорте, а также рациональное использование тепловой энергии и теплоносителя.

Система теплоснабжения в муниципальном образовании не развивается из-за следующих причин:

- старение основных фондов материально и морально;
- тариф на тепловую энергию не позволяющий производить модернизацию и капитальный ремонт тепловых сетей.

1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблем у теплоснабжающей организации ЗАО «Байкалэнерго» в снабжении топливом нет.

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

Организации (ООО «ТайшетЭнергоСервис»), эксплуатировавшей котельную № 1 до прихода ОП «ТТС» ЗАО «Байкалэнерго» было выдано предписание от Ростехнадзора по запрещению дальнейшей эксплуатации парового котла марки КЕ 25-14С ст. № 2 в котельной № 1 (ТКСИ).

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения по расчетным элементам территориального деления (жилые образования) указаны в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Жилое образование	Потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха Гкал/ч		
	Отопление и вентиляция	ГВС	Всего
Тайшетское городское поселение	56,484	5,712	62,196
Котельная № 1	14,67	2,54	17,21
Котельная № 2	26,38	2,53	28,91
Котельная № 3	2,29	0	2,29
Котельная № 4	1,31	0	1,31
Котельная № 5	0,22	0	0,22
Электрокотельная ОАО «РЖД»	11,358	0,642	12
Электрокотельная ЛЭП-500	0,256	0	0,256

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

В соответствии с проектом Генерального плана Тайшетского городского поселения планируется достижение показателей, указанных в таблице 2.2.2.

Изменение общей площади земель Тайшетского городского

поселения до 2016г. не предусматривается.

Селитебная территория Тайшетского городского поселения представляет собой несколько районов: Центральный, Южный, Северо-Западный, Северный, 10 Сельхоз, прочие территории.

Основная часть капитальной многоэтажной застройки (98,8%) находится в Центральном планировочном районе. Существующие микрорайоны (им. Мясникова, им. Пахотищева, Новый) расположены обособлено и имеют 5-этажную застройку.

Блокированная и усадебная застройки в подавляющей части сконцентрированы в Южном планировочном районе, ее участки расположены также в северо-восточной части Центрального района, в Северо-Западном планировочном районе, а также в посёлке 10 Сельхоз.

Общая площадь жилищного фонда составляет 789,6 тыс. м², из них 486,6 тыс. м² подключены к системам централизованного теплоснабжения.

Согласно проекту генплана и программе комплексного развития Прирост жилищного фонда планируется за счёт:

- индивидуального жилищного строительства;
- коммерческого жилищного строительства;
- строительства ведомственного жилищного фонда для работников строящегося на территории Тайшетского района алюминиевого завода.

Планируемый прирост жилищного фонда по годам приведён в таблице 2.2.2.

Размещение многоквартирных новостроек предлагается преимущественно в Центральном районе, в микрорайоне им. Мясникова и по ул. Транспортная, исходя из условий наличия свободных от застройки территории, компактности и общей выразительности архитектурно-планировочного решения, экономической целесообразности (в т.ч. рационального использования и развития инженерной инфраструктуры).

Предполагается ввод 4 многоквартирных домов в микрорайоне им. Мясникова и 1 дома по ул. Транспортной.

На уплотнении существующего жилищного фонда в Южной части города разместится индивидуальный жилищный фонд. Это так называемый взаимозаменяемый жилищный фонд, когда индивидуальное ветхое и аварийное жильё будет заменяться новым на том же земельном участке самим индивидуальным застройщиком.

Распределение жилищного фонда Тайшетского городского поселения по этажности и материалу стен по состоянию на 01.01.2012г. согласно проекту генплана и программе комплексного развития приведены в таблице 2.2.1.

План по реализации генерального плана Тайшетского городского поселения отсутствует.

Таблица 2.2.2. Распределение жилищного фонда Тайшетского городского поселения, тыс. м²

Планировочные районы	1-этажный			2-этажный			3-эт.	4-эт.	5-эт.	Итого		Всего
	камень и кирпич	дер. и проч.	итого	камень и кирпич	дер. и проч.	итого	камень и кирпич	камень и кирпич	камень и кирпич	камень и кирпич	дер. и проч.	
Центральный		46,4	46,4	24,9	18,0	42,9	13,3	15,5	356,9	410,6	64,4	475,0
Южный	2,7	214	216,7	0,5	17,0	17,5			4,7	7,9	231,0	238,9
Северо-Западный	0,2	37,4	37,6	0,7	0,2	0,9				0,9	37,6	38,5
Северный		0,8	0,8	2,6		2,6				2,6	0,8	3,4
10 Сельхоз		4,4	4,4			0				0	4,4	4,4
Прочие территории		15	15,0		11,7	11,7				0	26,7	26,7
Всего:	2,9	318	320,9	28,7	46,9	75,6	13,3	15,5	361,6	422,0	364,9	786,9
%	0,4	40,4	40,8	3,6	6,0	9,6	1,7	2,0	46,0	53,6	46,4	100

Таблица 2.2.2. Прирост жилищного фонда в Тайшетском городском поселении

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Общая площадь жилищного фонда, тыс. м ²	786,9	795,0	801,3	808,8	815,1	815,1	815,1	815,1	815,1

2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

При расчете удельных показателей учтены:

1. Требования Постановления Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. N 306 (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 28 марта 2012 г. N 258) для жилых зданий нового строительства.

2. Требования СНиП 23-02-2003 для общественных зданий и зданий производственного назначения.

3. Требования Постановления Правительства РФ от 25.01.2011 №18, предусматривающие поэтапное снижение нормативов теплоснабжения до 40% к 2020 году.

Сводные данные по удельному расходу тепловой энергии жилыми зданиями, подключенными к системам централизованного теплоснабжения, представлены в таблице 2.3.1. в ккал/(ч·м²).

Таблица 2.3.1. Удельные расходы тепловой энергии жилыми зданиями

Этажность здания	базовые	до 2015 г	до 2020 г	с 2021 г.
1	141,2	120,0	98,8	84,7
2	209,1	177,8	146,4	125,5
3	216,2	183,7	151,3	129,7
4	208,8	177,5	146,2	125,3
5	98,1	83,4	68,7	58,9

Примечание. Значения приведены без учета потерь в тепловых сетях

2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

Прогнозирование перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов не проводилось в виду отсутствия потребления тепловой энергии на технологические процессы, а также информации о строительстве или модернизации промышленных

предприятий требующих тепловую энергию на технологические процессы.

2.5. 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, или индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

Потребление тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения рассчитаны с учетом перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, удовлетворяющих требованиям энергетической эффективности объектов теплоснабжения указанных в п. 3 гл. 2 «Обосновывающих материалов». Результаты расчетов сведены в таблицу 2.5.1.

Таблица 2.5.1. Прирост спроса по этапам на тепловую мощность для целей отопления, вентиляции и горячего водоснабжения для проектируемого строительства, Гкал/ч.

Тайшетское городское поселение	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Нагрузка по отоплению и вентиляции, Гкал/ч	56,484	56,484	56,734	57,051	59,869	59,869	59,869	59,869	59,869
Нагрузка по ГВС, Гкал/ч	5,712	5,712	5,841	6,044	7,378	7,378	7,378	7,378	7,378
Нагрузка по пару, Гкал/ч	2,3	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего, Гкал/ч	64,496	62,196	62,576	63,094	67,247	67,247	67,247	67,247	67,247

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

Прогнозирование перспективных объемов потребления тепловой энергии не предусматривается в виду отсутствия информации о строительстве или модернизации промышленных предприятий с возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования.

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

В настоящее время в Тайшетском городском поселении льготные тарифы на тепловую энергию (мощность) отдельным категориям потребителей, в том числе социально значимым, не устанавливаются и не планируются.

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

В настоящее время отсутствует информация о свободных долгосрочных договорах на теплоснабжение в Тайшетском городском поселении.

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

В настоящее время отсутствует информация о долгосрочных договорах на теплоснабжение по регулируемой цене в г. Тайшете.

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

4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Прирост тепловых нагрузок в связи с новым строительством предполагается по следующим котельным:

1) котельная № 1:

- строительство здания для ОВД по Тайшетскому району (мкр. Новый, 17) – прирост 1,938 Гкал/ч;

- физкультурно-оздоровительный комплекс (мкр. Новый, 20/1) – прирост 0,518823 Гкал/ч;

- группа из 4-х жилых домов (Мясникова, 15) – прирост 2,214316 Гкал/ч;

2) котельная № 2:

- строительство пристройки к существующему зданию по ул. Гагарина, 119 – прирост 0,033 Гкал/ч;

- жилой дом по ул. Транспортная, 16 – прирост 0,303947 Гкал/ч;

3) котельная № 4:

- магазин (ул. Октябрьская, 94) – прирост 0,0427 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии приведены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии

№	Вид мощности	Единица измерения	Величина
Котельная № 1 (ТКСИ)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	56
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	56
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	55,486
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	1,8
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	21,881
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	31,805

Котельная № 2 (ШПЗ)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	44,8
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	44,8
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	42,57
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	1,4
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	29,247
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	11,923
Котельная № 3 (Мелькомбинат)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	7,4
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	7,4
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	7,346
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	0,4
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	2,29
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	4,656
Котельная № 4 (Экспедиция № 5)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,7
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,7
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	1,668
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	0,16
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	1,353
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	0,156
Котельная № 5 (Совхоз)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,85
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,85
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,845
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	0,2
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	0,22
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	0,425

Электростанция ОАО «РЖД»			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	15,48
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	15,48
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	15,198
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	0,38
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	12
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	2,818
Электростанция ЛЭП-500 (п. Энергетиков)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,86
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,86
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,854
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	0,05
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	0,256
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	0,548

Таблица 4.1.2. Перспективный баланс мощности котельной № 2 при подключении к ней нагрузки электростанции ОАО «РЖД»

Котельная № 2 (ШПЗ)			
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	44,8
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	44,8
3	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	43,831
4	Нормативные потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	1,780
5	Присоединенная тепловая нагрузка.	Гкал/ч	41,247
6	Резерв (дефицит) тепловой мощности нетто	Гкал/ч	0,804

Баланс мощности составлен при условии выполнении мероприятий по увеличению располагаемой тепловой мощности котельных, приведению потерь тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях, а также потерь на собственные нужды котельных к нормативным значениям.

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

Гидравлический расчет передачи теплоносителя для котельных №№ 4, 5 и электрокотельной ЛЭП-500 представлен в таблице 4.2. Для корректного гидравлического расчета по тепловым сетям котельных №№ 1, 2, 3 и электрокотельной ОАО «РЖД» недостаточно информации по тепловым нагрузкам потребителей.

Таблица 4.2. Гидравлический расчет

Название участка	Расчетные расходы теплоносителя,			Расчетный диаметр, мм	Стандартный диаметр труб, мм
	$G_o \text{ max}$ кг/с	$G_h \text{ max}$ кг/с	G_d кг/с		
Котельная № 4					
T0-T1	1,03	0,00	1,03	56	57
T1-T2	2,10	0,00	2,10	74	76
T2-T3	2,75	0,00	2,75	82	89
T3-T4	3,44	0,00	3,44	89	89
T4-T5	4,15	0,00	4,15	96	108
T26-T25	1,95	0,00	1,95	72	76
T25-T24	2,18	0,00	2,18	75	76
T20-T21	0,82	0,00	0,82	52	57
T21-T22	1,62	0,00	1,62	67	76
T22-T23	2,47	0,00	2,47	79	89
T23-T24	3,62	0,00	3,62	91	108
T24-T5	6,41	0,00	6,41	113	114
T5-T6	10,56	0,00	10,56	137	159
T6-T7	11,31	0,00	11,31	140	159
T7-T8	12,68	0,00	12,68	147	159
T8-T9	12,97	0,00	12,97	148	159
T9-T10	13,26	0,00	13,26	149	159
T16-T17	0,15	0,00	0,15	27	57
T17-T18	0,28	0,00	0,28	34	57
T19-T18	0,19	0,00	0,19	30	57
T18-T10	0,53	0,00	0,53	44	57
T13-T14	0,56	0,00	0,56	45	57
T14-T15	1,16	0,00	1,16	59	76

T15-T10	1,52	0,00	1,52	65	76
T10-T11	15,31	0,00	15,31	158	159
T12-T11	2,00	0,00	2,00	73	76
T11-котельная	17,32	0,00	17,32	165	219
Котельная № 5					
T0-T1	0,15	0,00	0,15	27	57
T1-T2	0,37	0,00	0,37	38	57
T2-T3	0,49	0,00	0,49	43	57
T3-T4	2,31	0,00	2,31	77	89
T5-T6	0,15	0,00	0,15	27	57
T6-T7	0,30	0,00	0,30	35	57
T7-T8	0,45	0,00	0,45	41	57
T8-T9	0,54	0,00	0,54	44	57
T9-T4	0,74	0,00	0,74	50	57
T4-котельная	3,05	0,00	3,05	85	89
Электрокотельная ЛЭП-500					
T0-T1	0,38	0,00	0,38	39	57
T1-T2	0,87	0,00	0,87	53	57
T2-T3	1,05	0,00	1,05	57	57
T3-T4	1,59	0,00	1,59	67	76
T4-T5	1,68	0,00	1,68	68	76
T5-T6	1,95	0,00	1,95	72	89
T6-котельная	2,84	0,00	2,84	83	89

Расчетные участки отмечены на электронных схемах тепловых сетей.

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

Баланс мощности составлен при нормативных значениях тепловых потерь и теплоносителя в тепловых сетях.

Для обеспечения существующих и перспективных тепловых нагрузок, необходимо привести потери тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях к нормативным значениям, выполнить реконструкцию котельных для

приведения располагаемой мощности к паспортной (установленной). Все необходимые мероприятия указаны в главах 6, 7.

Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

5.1. На момент разработки схемы теплоснабжения только котельные №№ 1, 2 и 3 оснащены водоподготовительными установками теплоносителя для тепловых сетей.

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

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

$$G_{вод} = 1,2G_{ГВСср} + 0,0075(V_{мс} + V_{от} + V_{вент} + V_{ГВС}), \text{ м}^3/\text{ч};$$

где $G_{ГВСср}$ – расход теплоносителя на нужды горячего водоснабжения потребителей;

$V_{мс}$, $V_{от}$, $V_{вент}$, $V_{ГВС}$ – объем теплоносителя в трубопроводах в тепловых сетях, системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей.

5.3. Согласно МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения» утвержденной заместителем председателя Госстроя России 12.08.2003г.:

п. 4.1.9. Емкость трубопроводов тепловых сетей определяется в зависимости от их удельного объема и длины:

$$V_{мс} = \sum_{i=1}^n v_{di} l_{di}$$

где v_{di} – удельный объем i -го участка трубопроводов определенного диаметра, $\text{м}^3/\text{км}$;

l_{di} – длина i -го участка трубопроводов, км.

п. 4.1.10. Емкость систем теплоснабжения зависит от их вида и определяется по формуле:

$$V_{cmi} = \sum_{i=1}^n v Q_{0max}$$

где Q_{max} – расчетное значение часовой тепловой нагрузки здания, Гкал/ч

v – удельный объем системы теплоснабжения, м³ч/Гкал;

n – количество систем теплоснабжения, оснащенных одним видом нагревательных приборов.

При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплоснабжения (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере 30 м³ч/Гкал.

Емкость местных систем горячего водоснабжения теплоснабжения можно определять при $v=6$ м³ч/Гкал средней часовой тепловой нагрузки.

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

5.5. Результаты расчетов расходов воды на подпитку тепловых сетей сведены в таблицы 5.1., 5.2.

Таблица 5.1. Требуемая производительность водоподготовительных установок на источниках до 2020 года

№	Наименование источника тепловой энергии	Перспективный нормируемый расход подпиточной воды, м ³ /ч.	Перспективный расчетный расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч
1	Котельная № 1 (ТКСИ)	216,4	55,2
2	Котельная № 2 (ШПЗ)	15,2	40,6
3	Котельная № 3 (Мелькомбинат)	1,4	3,8

Таблица 5.2. Требуемая производительность водоподготовительных установок при переходе на закрытую схему ГВС всех потребителей после 2020 года согласно требованиям Федерального закона «О теплоснабжении» № 190-ФЗ от 27.07.2010 г.

№	Наименование источника тепловой энергии	Перспективный нормируемый расход подпиточной воды, м ³ /ч.	Перспективный расчетный расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч
1	Котельная № 1 (ТКСИ)	20,5	54,7
2	Котельная № 2 (ШПЗ)	15,2	40,6
3	Котельная № 3 (Мелькомбинат)	1,4	3,8

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

Часть 1. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

6.1.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

6.1.1.1. Необходимые условия для организации централизованного теплоснабжения:

- резервные мощности на существующих теплоисточниках;
- возможность прокладки новых тепловых сетей или реконструкция имеющихся.

6.1.1.2. Необходимые условия для организации индивидуального теплоснабжения:

- резервные мощности на электрических сетях для возможного подключения электрических котлов;
- развитие топливной базы, такой как: традиционное топливо (уголь, дрова, горючие жидкости и газы), так и альтернативные источники энергии (солнечные батареи, ветровые генераторы, мини гидротурбины, тепловые насосы и т.д.).

6.1.1.3. Необходимые условия для организации поквартирного отопления:

- развитая сеть трубопроводов (для подключения квартир к общедомовым стоякам через индивидуальный узел ввода);
- организованная сеть газоснабжения (для возможности установка в квартирах индивидуальных газовых отопительных котлов);
- строительство нового или реконструкция существующего жилья с возможностью организации поквартирного отопления.

6.1.2. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Для обеспечения перспективных тепловых нагрузок строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и

электрической энергии не требуется.

6.1.3. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет.

6.1.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет.

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

Предлагается реконструкция котельной № 2 (ШПЗ) с увеличением зоны ее действия путем включения в нее зоны действия электрокотельной ОАО «РЖД». Подключение потребителей 51 квартала, отапливаемых от электрокотельной ОАО «РЖД», позволит уйти от компенсации межтарифной разницы и получению федерального финансирования на реконструкцию ЖКХ г. Тайшета. Для этого необходимо провести реконструкцию оборудования котельной, чтобы привести его к установленной мощности.

6.1.6. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет.

6.1.7. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной

выработкой тепловой и электрической энергии

Источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет.

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

6.1.8.1. Предлагается вывод в резерв электрокотельной ОАО «РЖД» при передаче ее тепловой нагрузки на котельную № 2 (ШПЗ).

6.1.8.2. Предлагается вывод в резерв котельной № 2 (ШПЗ) при передаче ее тепловой нагрузки на котельную № 1.

6.1.9. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Согласно программе комплексного развития г. Тайшета планируется строительство нового индивидуального жилого фонда в Южной части города. Предлагается организовывать индивидуальное теплоснабжение данного жилого фонда ввиду:

- отсутствия единых сроков строительства;
- отсутствия данных объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя;
- отсутствия большого резерва «южных» котельных.

6.1.10. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

Теплоснабжение строящегося алюминиевого завода предлагается осуществлять от индивидуального источника ввиду:

- отсутствия единых сроков окончания строительства;
- отсутствия данных объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя;
- отдаленности существующих централизованных источников теплоснабжения.

6.1.11. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной

тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

6.1.11.1. Предлагается перераспределение объемов тепловой нагрузки между электростанцией ОАО «РЖД» и котельной № 2 (ШПЗ).

6.1.11.2. Предлагается перераспределение объемов тепловой нагрузки между котельной № 2 (ШПЗ) и котельной № 1 (ТКСИ).

6.1.12. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения

6.1.12.1. Радиус эффективного теплоснабжения, (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии рассчитывается по следующей методике (автор методики Е.Я. Соколов) в которой приведены основные аналитические соотношения и требования для определения оптимального радиуса действия тепловых сетей.

По предложенной методике определялось число и местоположение теплоэлектростанций и крупных котельных: «учитывая оптимальный радиус действия тепловых сетей, при котором удельные затраты на выработку и транспорт тепла от одной теплоэлектростанции являются минимальными».

Оптимальный радиус теплоснабжения определяется из условия минимума выражения для «удельных стоимостей сооружения тепловых сетей и источника»:

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

где A – удельная стоимость сооружения тепловой сети, руб./Гкал/ч;

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

При этом используются следующие аналитические выражения для связи себестоимости производства и транспорта теплоты с радиусом теплоснабжения (не средним, а максимальным радиусом):

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

$$Z=a/3+30 \cdot 10^6 \cdot \varphi / (R^2 - \Pi), \text{ руб./Гкал/ч,}$$

где R – радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км; B – среднее число абонентов на 1 км²; s – удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²; Π – теплоплотность района, Гкал/ч·км²; H – потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по главной тепловой магистрали, м вод. ст.; $\Delta\tau$ – расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С; a – постоянная часть удельной начальной стоимости ТЭЦ, руб./МВт; φ – поправочный коэффициент, зависящий от постоянной части расходов на сооружение ТЭЦ.

Принимая во внимание формулы и осуществляя элементарное дифференцирование по R с нахождением его оптимального значения при равенстве нулю его первой производной, получается аналитическое выражение для оптимального радиуса теплоснабжения в следующем виде, км:

$$R_{opt} = (140/s^{0,4} - (1/B^{0,1})(\Delta\tau/\Pi)^{0,15})$$

Эффективные радиусы теплоснабжения рассчитаны для котельных №№ 1, 2, 3, 4 ввиду отсутствия информации о балансовой стоимости тепловых сетей от остальных котельных.

6.1.12.2. Исходные данные для расчета радиуса теплоснабжения приведены в таблицу 6.1.12.1:

Таблица 6.1.12.1. Исходные данные для расчета радиуса теплоснабжения

Источник тепловой энергии	Площадь зоны действия источника тепловой энергии, м ²	Тепловая нагрузка источника тепловой энергии, Гкал/ч	Число абонентов	Баланс. стоимость тепловых сетей, млн. руб.	Материальная характеристика систем теплоснабжения, м ²	Расчетный перепад температур, °С
Котельная № 1	1424025	17,21	67	40,348598	2711,6	25
Котельная № 2	2105400	28,9	107	55,73405	4890,9	25
Котельная № 3	499850	2,29	52	5,961886	799,8	20
Котельная № 4	270540	1,31	30	11,542273	461,7	20

6.1.12.3. Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения приведены в таблице 6.1.12.2.

Таблица 6.1.12.2. Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения

Источник тепловой энергии	Среднее число абонентов на 1 км ²	Теплоплотность района, Гкал/ч на 1 км ²	Эффективного радиус теплоснабжения R _{опт.} , км
Котельная № 1	47,05	12,085	3,524
Котельная № 2	50,82	13,727	3,864
Котельная № 3	104,03	4,581	4,693
Котельная № 4	110,89	4,842	3,181

Часть 2. Обоснования предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в рамках схемы теплоснабжения поселения, городского округа

6.2.1. Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью

Для покрытия перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью, предусматривается следующая реконструкция источников теплоснабжения:

1) Замена бака аккумулятора №1 и №2 объемом 500м³ на котельной № 1.

Обоснование:

- аварийное состояние баков со сроком эксплуатации 28 лет;
- предписание Ростехнадзора;
- уменьшение потерь тепловой энергии;
- внедрение новых материалов и технологий, увеличивающих срок службы баков;
- повышение надежности теплоснабжения;
- повышение качества предоставляемых услуг теплоснабжения потребителей.

2) Замена котла №4 (КЕ 25/14) на котельной № 1.

Обоснование:

- аварийное состояние котла со сроком эксплуатации 28 лет;
- увеличение КПД, технико-экономических показателей котельной;
- установка котла позволит иметь резервный котел, повысить надежность теплоснабжения, снизить риск предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества теплоснабжения потребителям.

3) Замена котла №1 (КЕ 10/14) на котельной № 2.

Обоснование:

- аварийное состояние котла со сроком эксплуатации 24 лет;
- увеличение КПД, технико-экономических показателей котельной;
- установка котла позволит иметь резервный котёл, повысить надежность теплоснабжения, снизить риск предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества теплоснабжения существующим потребителям;
- установка котла позволит снять часть дефицита по выработке тепловой энергии для присоединения потребителей 51 кв. от котельной № 2

4) Замена сепаратора непрерывной продувки.

Обоснование:

- сепаратор непрерывной продувки и теплообменник для использования тепла отсепарированного пара отсутствуют, пар сбрасывается в золошлаковый отстойник;
- установка сепаратора позволит сократить потери на собственные нужды, увеличить технико-экономические показатели котельной;
- 5) Установка приборов учета тепловой энергии на котельных №№ 1, 2, 3.
- 6) Реконструкция электрооборудования на котельной для обеспечения работы оборудования при подключении 51 кв.
- 7) Модернизация (строительство второй очереди) котельной № 1.

6.2.2. Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии на котельных отсутствует.

6.2.3. Определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке

В связи с незначительным приростом тепловой нагрузки загрузка источников не изменится.

6.2.4. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива

Предлагается вид топлива не менять. Использовать бурый уголь Ирша-Бородинского, Абанского, Переясловского разрезов. Зольность бурых углей 6-12 %, средняя влажность 35 %, плотность около 1,5 т/м³, теплотворная способность 2800-3800 ккал/кг, содержание общей серы 0,3-1,0 %. В золе преобладает СаО в концентрациях 25-61 %, концентрации токсичных и радиоактивных малых элементов незначительны.

Производство тепловой энергии в электрокотельных осуществлять за счет тепла, выделяемого электрическим током при прохождении его непосредственно через воду в котле.

Таблица 6.2.4. Количества необходимого основного топлива на каждом источнике тепловой энергии

№	Источник тепловой энергии	Вид топлива	Единица измерения	Количество
1	Котельная № 1	уголь	т/год	37017
2	Котельная № 2	уголь	т/год	40030
3	Котельная № 3	уголь	т/год	5485
4	Котельная № 4	уголь	т/год	2122
5	Котельная № 5	уголь	т/год	740
6	Электрокотельная ОАО «РЖД»	эл. энергия	тыс. кВт·ч/год	31041
7	Электрокотельная ЛЭП-500	эл. энергия	тыс. кВт·ч/год	1126

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

7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Строительство и реконструкция тепловых сетей, для обеспечения перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности не требуется. Ввиду отсутствия дефицита в отдельных зонах источников тепловой энергии.

7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

7.2.1. Котельная № 1:

- строительство тепловой сети диаметром 219 мм от ТК-9-7 до границы земельного участка ОВД (мкр. Новый, 17);

- строительство тепловой сети диаметром 100 мм от ТК-9-7 до границы земельного участка ФОК (мкр. Новый, 20/1);

7.2.2. Котельная № 4:

- строительство тепловой сети диаметром 50 мм до границы земельного участка магазина (ул. Октябрьская, 94)

7.3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Наибольший резерв по теплоснабжению имеет котельная № 1 (ТКСИ) (после приведения располагаемой мощности котельной к установленной). Именно от этой котельной предполагается резервирование потребителей угольной котельной № 2 (ШПЗ), а также потребителей электрокотельной ОАО «РЖД» после их перевода на угольную котельную № 2 (ШПЗ).

Для осуществления резервирования необходимо строительство перемычки между зонами действия котельной № 1 (ТКСИ) и зонами действия котельной № 2 (ШПЗ) и подкачивающей станцией.

7.4. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Перевод электростанции ОАО «РЖД» в пиковый режим работы при передаче нагрузок на котельную № 2 не требует строительства и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, так как электростанция находится в зоне потребления нагрузок.

7.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Перевод электростанции ОАО «РЖД» в пиковый режим работы при передаче нагрузок на котельную № 2 не требует строительства и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения, так как электростанция находится в зоне потребления нагрузок.

7.6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

7.6.1. Реконструкция тепловых сетей от котельной № 2 (ШПЗ) для подключения к ней потребителей, отапливаемых от электростанции ОАО «РЖД». Реконструкция тепловых сетей состоит из четырех этапов:

7.6.1.1. Реконструкция участка тепловой сети протяженностью 417 м от котельной № 2 от УП-11/90° (ТК-9) до ТК-14 (21-1) с увеличением диаметра с 325 мм до 426 мм.

7.6.1.2. Реконструкция участка тепловой сети протяженностью 692 м от электростанции ОАО «РЖД» и котельной № 2 от ТК-34 (ТК-19А) до здания ТП электростанции с увеличением диаметра с 219 мм до 325 мм.

7.6.1.3. Реконструкция участка тепловой сети протяженностью 380 м от ТК-22 (ТК-21-12А) (от ТК ЗАГС на жилой дом ул. Транспортная, 27 и детский сад) с подключением ул. Рабочая, 12, 14, школы № 14, Центра занятости.

7.6.1.4. Установка редуцированных балансировочных клапанов на

ответвлениях от магистральных трубопроводов.

7.6.2. Реконструкция тепловых сетей от котельной № 1 для подключения нового здания ОВД по Тайшетскому району:

7.6.2.1. Реконструкция подземной тепловой сети от ТК-9 до ТК-9-2 (ТК-9-3) с увеличением диаметра с 273 мм на 325 мм.

7.6.2.2. Реконструкция подземной тепловой сети от ТК-9-5 до ТК-9-8 с увеличением диаметра с 219 мм на 273 мм.

7.6.3. Реконструкция подземной тепловой сети котельной № 1 от ТК-3 до жилого дома и в жилом доме мкр. им. Мясникова, 8 с увеличением диаметра с 108 мм на 133 мм.

7.6.4. Реконструкция подземной тепловой сети котельной № 1 от ТК-6 (ТК-8-1) до ТК-6-1 (ТК-16) в р-оне ул. Мясникова с увеличением диаметра с 219 мм на 255 мм.

7.6.5. Реконструкция тепловой сети котельной № 2 от ТК-5-3 (ТК-6-15) до ТК-5-13 (ТК-6-25А) с увеличением диаметров с 219 на 325 мм.

7.7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

- 1) Реконструкция участка тепловых сетей от котельной № 2 от ТК-2 на ж. дома Транспортная 58,78,76,74,72.
- 2) Реконструкция участка тепловых сетей от электростанции ОАО «РЖД» на жилой дом по ул. Осипенко, 2.
- 3) Реконструкция участка тепловых сетей от котельной № 4 на жилые дома 4, 5, 6, 8 по ул. 195-й квартал; на жилые дома 74, 76, 78, 80 по ул. Тимирязева.
- 4) Реконструкция участка тепловых сетей от котельной № 2 в районе, Медучилища.
- 5) Реконструкция участка тепловых сетей от котельной № 1 в районе ул. Пахотищева.
- 6) Реконструкция участка тепловых сетей от котельной № 1 (район жилых домов 19, 19/1, 19/2, 19/3, школы № 5).
- 7) Реконструкция участка магистрального трубопровода от котельной № 1 от ТК-5 до ТК-6.
- 8) Реконструкция магистрального трубопровода от котельной № 1 от ТК-6 до ТК-9.
- 9) Модернизация тепловой изоляции на участках трубопроводов от котельной № 2 и от электростанции ОАО «РЖД».

Глава 8. Перспективные топливные балансы

8.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа

Расчеты выполнены по угольным котельным. Все результаты расчетов сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1. Максимальные часовые и годовые расходы основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов источников тепла

	Максимальный часовой расход, т/ч	Годовые расходы периодов, т		
		зимний	летний	переходный
Котельная № 1	8,14	26434,3	3974,1	6608,6
Котельная № 2	12,4	28586,0	4297,6	7146,5
Котельная № 3	1,4	4388,0	0	1097,0
Котельная № 4	0,7	1697,6	0	424,4
Котельная № 5	0,2	592	0	148

8.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

Аварийное топливо согласно топливным режимам источников теплоснабжения не предусмотрено (не предусматривается – для перспективных).

Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения

9.1. Согласно разделу 4 «Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» плановые значения показателей надежности (далее – P_{nl}) устанавливаются регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования t в пределах долгосрочного периода регулирования, начиная с:

2012 года – для показателей P , соответствующих $P_{ч}$ и $B_{ч}$,

2013 года – для показателей P , соответствующих $P_{чм}$, $P_{н}$, $P_{о}$ и $B_{н}$,
долгосрочного периода регулирования с началом не ранее 2014 года – для показателей P , соответствующих $R_{в}$, $R_{н}$, $R_{вм}$, $P_{нм}$, $P_{н(1)}$, $P_{ом}$ и $B_{кл}$.

Плановые значения показателей надежности и качества определяются для каждой регулируемой организации исходя из минимального темпа улучшения для групп показателей надежности и качества.

Группа показателей	Минимальный темп улучшения для регулируемых организаций	
	Производители тепловой энергии (без собственных теплосетей)	Теплосетевые организации (возможно, с собственными источниками тепла)
Показатели уровня надежности	0,02	0,015

Плановое значение показателя уровня надежности и (или) качества считается достигнутым регулируемой организацией по результатам расчетного периода регулирования (t), если фактическое значение показателя соответствует скорректированному плановому значению этого показателя с коэффициентом $(1+c)$, где c – величина допустимого отклонения:

$$P_s^{\phi} \leq P_s^{nl} \times (1 + c),$$

$$R_s^{\phi} \leq R_s^{nl} \times (1 + c),$$

$$B_s^{\phi} \leq B_s^{nl} \times (1 + c),$$

где индексы s соответствуют определенным ранее показателям из числа планируемых в рассматриваемом расчетном периоде регулирования.

Величина допустимого отклонения (c) устанавливается равной:

на первый долгосрочный период регулирования, в котором задается плановое значение соответствующего показателя, – 35% на первые три

расчетных периода регулирования после задания планового значение показателя и 30% на следующие расчетные периоды регулирования первого долгосрочного периода регулирования;

в последующие долгосрочные периоды регулирования коэффициенты снижаются, в случае достижения показателей, на 1% в год – до 25%.

Плановые значения показателей уровня надежности и (или) качества считаются достигнутыми регулируемой организацией со значительным улучшением, если фактическое значение показателя улучшает скорректированное плановое значение этого показателя с коэффициентом $(1-c)$, где c – величина допустимого отклонения:

$$P_s^{\phi} \leq P_s^{nl} \times (1 - c),$$

$$R_s^{\phi} \leq R_s^{nl} \times (1 - c),$$

$$B_s^{\phi} \leq B_s^{nl} \times (1 - c),$$

где индексы s соответствуют определенным ранее показателям из числа планируемых в рассматриваемом расчетном периоде регулирования.

9.2. Результаты расчетов плановых показателей уровня надежности системы теплоснабжения г. Тайшета сведены в таблицу 9.1.1.

Таблица 9.1.1. Плановые показатели уровня надежности системы теплоснабжения г. Тайшета

Показатель уровня надежности		Очередной долгосрочный период, (год)						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
$P_{\text{ч}}$	P_t^{nl}	0,041	0,041	0,040	0,040	0,039	0,038	0,038
	$P_s^{nl} \times (1+c)$		0,055	0,054	0,053	0,051	0,050	0,049
	$P_s^{nl} \times (1-c)$		0,026	0,026	0,026	0,027	0,027	0,026

Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

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

Суммарный объем финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения составляет 831,701 млн. руб.

Расшифровка финансовых потребностей по объектам, видам мероприятий и периодам представлена в таблице 10.1.

Таблица 10.1. Объем финансовых потребностей

№ п/п	Наименование мероприятия	Планируемая потребность в финансовых средствах, тыс. руб.				
		Всего 2013-2016 гг.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Котельные						
1	Внедрение систем автоматизации работы и загрузки котлов, общекотельного и вспомогательного оборудования, автоматизации отпуска тепловой энергии потребителям, и другие мероприятия, направленные на снижение энергопотребления на собственные нужды	10260	0	2500	5260	2500
2	Модернизация (строительство второй очереди) котельной № 1, ул. Индустриальная, 1	315000	0	0	210000	105000
3	Реконструкция котельной № 2 (ШПЗ), в т. ч. замена котлоагрегата ст. № 1 (КЕ 10-14), замена сепаратора непрерывной продувки, реконструкция электрооборудования	74002	0	52002	22000	0
4	Техническое перевооружение источников тепловой энергии	24000	0	22000	1000	1000
5	Замена баков аккумуляторов №1 и №2 V-500м3 на котельной №1	18000	0	9000	9000	
6	Замена котла №4 (КЕ 25/14) на котельной №1	13000	0	0	0	13000
7	Установка приборов учёта на котельных № 1,2,3	4272	0	4272	0	
8	Ремонт 2-х котлов на котельной ТКСИ, доведение КПД котлов на котельной ТКСИ до проектного, замена 2-х котлов	110000	0	0	0	110000
	Всего:	568534	0	89774	247260	231500
Тепловые сети						
1	Реконструкция участка тепловой сети протяженностью 417 м от котельной № 2 от УП-11/90° (ТК-9) до ТК-14 (21-1) с увеличением диаметра с 325 мм до 426 мм.	26730	0	26730	0	0
2	Реконструкция участка тепловой сети протяженностью 692 м от электрокотельной ОАО «РЖД» и котельной № 2 от ТК-34 (ТК-19А) до здания ТП электрокотельной с увеличением диаметра с 219 мм до 325 мм	41260	0	41260	0	0

3	Реконструкция участка тепловой сети протяженностью 380 м от ТК-22 (ТК-21-12А) (от ТК ЗАГС на жилой дом ул. Транспортная, 27 и детский сад) с подключением ул. Рабочая, 12, 14, школы № 14, Центра занятости	19157	0	19157	0	0
4	Установка редуцированных балансировочных клапанов на ответвлениях от магистральных трубопроводов	1700	0	1700	0	0
5	Реконструкция участка тепловых сетей от котельной № 2 от ТК-2 на ж. дома Транспортная 58,78,76,74,72	1830	0	1830	0	0
6	Реконструкция участка тепловых сетей на ж.дома Осипенко, 2 от ТП электрокотельной	665	0	0	0	665
7	Реконструкция т/сети от котельной "Мелькомбинат" на ж.дома НПС от ТК6	1390	0	0	0	1390
8	Реконструкция участка тепловых сетей от котельной № 4 на жилые дома 4, 5, 6, 8 по ул. 195-й квартал; на жилые дома 74, 76, 78, 80 по ул. Тимирязева	2666	0	0	2666	0
9	Реконструкция участка тепловых сетей от котельной № 2 в районе Медучилища	358	0	0	358	0
10	Реконструкция участка тепловых сетей от котельной № 1 в районе ул. Пахотищева	9425	0	9425	0	0
11	Реконструкция участка тепловых сетей от котельной № 1 (район жилых домов 19, 19/1, 19/2, 19/3, школы № 5)	8375	0	0	8375	0
12	Реконструкция участка магистрального трубопровода от котельной № 1 от ТК-5 до ТК-6	31250	0	0	31250	0
13	Реконструкция магистрального трубопровода от котельной № 1 от ТК-6 до ТК-9	9400	0	0	0	9400
14	Реконструкция т/сети от котельной №2 от ТК-5-3 (ТК-6-15) до ТК-5-13 (ТК-6-25А) с увеличением диаметров с 219 на 325	1506	0	1506	0	0
15	Модернизация тепловой изоляции на участках трубопроводов от кот. №2 и от электрокотельной.	665	0	0	0	665
16	Строительство перемычки между зонами действия котельной № 1 (ТКСИ) и зонами действия котельной № 2 (ШПЗ) и подкачивающей станцией	70000	0	0	0	70000

17	Реконструкция подземной тепловой сети котельной № 1 от ТК-9 до ТК-9-2 (ТК-9-3) с увеличением диаметра с 273 мм на 325 мм	9840	0	0	0	9840
18	Реконструкция подземной тепловой сети котельной № 1 от ТК-9-5 до ТК-9-8 с увеличением диаметра с 219 мм на 273 мм	11825	0	0	0	11825
19	Строительство тепловой сети котельной № 1 от ТК-9-7 до границы земельного участка ОВД диаметром 219 мм	1000	0	0	0	1000
20	Реконструкция подземной тепловой сети котельной № 1 от ТК6-3 до жилого дома и в жилом доме по ул. Мясникова,8 с увеличением диаметра с 108 мм на 133 мм	2925	0	0	0	2925
21	Строительство тепловой сети котельной № 1 от ТК-9-7 до границы земельного участка ФОК диаметром 100 мм	3200	0	0	0	3200
22	Реконструкция подземной тепловой сети котельной № 1 от ТК-6 (ТК-8-1) до ТК-6-1 (ТК-16) в р-оне ул. Мясникова с увеличением диаметра с 219 мм на 255 мм	5060	0	0	0	5060
23	Строительство тепловой сети котельной № 4 до границы земельного участка магазина (ул. Октябрьская, 94) диаметром 50 мм	2940	0	0	0	2940
	Всего:	263167	0	101608	42649	118910
	ИТОГО по программе:	831701	0	191382	289909	350410

10.2. Расчеты эффективности инвестиций

В целом при реализации всех предложенных мероприятий показатели эффективности инвестиционного проекта будут иметь отрицательные значения, т.е не будут иметь обоснования с точки зрения финансов, но иметь обоснование с точки зрения необходимости их осуществления для теплоснабжения объектов перспективного строительства. Связано это с большой долей финансовых потребностей на мероприятия, необходимые к осуществлению с учетом планируемых перспективных нагрузок. Окупаемость данных мероприятий выйдет за рамки периода, на который разрабатывается схема теплоснабжения.

Эффективность инвестиций на разработанные мероприятия по строительству, реконструкции и технического перевооружения зависят, в том числе, и от выбранного источника финансирования данных мероприятий. Источники финансирования предложены из расчета отсутствия негативных ценовых последствий для потребителей.

Реализация предложенных мероприятий возможна за счет:

- надбавки к цене (тарифу) для потребителей товаров и услуг организаций коммунального комплекса;
- платы за подключение к сетям инженерно-технического обеспечения;
- средств организаций коммунального комплекса, застройщиков;
- федерального, областного, местного бюджетов в рамках адресных инвестиций и целевых программ;
- иных средств, предусмотренных законодательством.

Объемы финансирования реализации мероприятий в части средств федерального, областного и местного бюджетов будут ежегодно уточняться, исходя из возможностей бюджетов на соответствующий финансовый год.

10.3. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

Рекомендованный источник финансирования для большей доли представленных мероприятий это дотации из бюджетов разных уровней. В данном случае негативных ценовых последствий для потребителей не будет.

Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации

Глава содержит обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве единой теплоснабжающей организации, критериям определения единой теплоснабжающей организации, устанавливаемым Правительством Российской Федерации.

11.1. Согласно Правилам организации теплоснабжения в Российской Федерации утвержденных постановлением Правительства РФ от 08.08.2012г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» критерия определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер собственного капитала;

3) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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

11.2. В Тайшетском городском поселении критериям единой теплоснабжающей организации удовлетворяют две теплоснабжающие организации: ЗАО «Байкалэнерго» и ОАО «РЖД».

Список использованных источников

1. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ.
2. О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения. Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. №154.
3. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утвержденные приказом Министерства Энергетики РФ от 29.12.2012г. № 565 и приказом Министерства регионального развития РФ от 29.12.2012г. №667.
4. Проект генерального плана Тайшетского городского поселения.
5. Программа «Комплексное развитие систем коммунальной инфраструктуры Тайшетского муниципального образования «Тайшетское городское поселение» на 2013-2016 гг.», утвержденная решением Думы Тайшетского городского поселения № 64 от 21.12.2012 г.
6. Муниципальная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Тайшетского муниципального образования «Тайшетское городское поселение» на 2010-2015 гг.», утвержденная постановлением администрации Тайшетского городского поселения от 31.12.2010 г. с изменениями от 10.10.2013 г.
7. Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808.
8. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».
9. СНиП 2.04.01-85* «Внутренний водопровод и канализация зданий».
10. Проект приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии».
11. Государственный сметный норматив по укрупненным ценам НЦС 81-02- 13-2012 утвержденный приказом Министерством регионального развития РФ от 30.12.2011г. № 643.
12. Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001 утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191.
13. В.Н. Папушкин. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое //Новости теплоснабжения, № 9 (сентябрь), 2010 г. с. 44-49.
14. «Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий», М., ГУП АКХ им. К. Д.

Памфилова, 2002 г.