

**АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2026 ГОД  
СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ «ГОРОД ОБНИНСК»  
НА ПЕРИОД ДО 2041 ГОДА**

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

**2025 г.**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК РИСУНКОВ .....	7
СПИСОК ТАБЛИЦ .....	8
Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения .....	12
1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними .....	12
1.2. Зоны действия производственных котельных .....	15
1.3. Зоны действия индивидуального теплоснабжения .....	16
1.4. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения городского округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	18
Часть 2. Источники тепловой энергии .....	19
2.1. Структура основного оборудования .....	19
2.1.1. АО «РИР» .....	19
2.1.2. ГТУ-ТЭЦ ПАО «Калужская сбытовая компания» .....	21
2.1.3. АО «ГНЦ РФ ФЭИ» (ТЭЦ ФЭИ) .....	22
2.1.4. Котельные теплоснабжающих организаций .....	22
АО «НИФХИ» им. Л.Я. Карпова .....	22
АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина» .....	22
НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ» .....	22
ООО «Технология НГ» .....	23
2.1.5. Прочие котельные .....	26
2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки .....	27
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности .....	28
2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто» .....	29
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 .....	30
2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии) .....	32
2.6.1. Городская котельная АО «РИР» .....	33
2.6.2. ГТУ-ТЭЦ .....	35
2.6.3. ТЭЦ ФЭИ .....	35
2.6.4. Котельная НИФХИ .....	35
2.6.5. Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина» .....	36
2.6.6. Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ» .....	36
2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха .....	36
2.8. Среднегодовая загрузка оборудования .....	42
2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети .....	43
2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии .....	45
2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....	46

2.12. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	46
2.13. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии.....	46
<b>Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты .....</b>	<b>47</b>
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 .....	47
3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии .....	48
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 тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.....	55
3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	60
3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов .....	61
3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	61
3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	65
3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....	67
3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	67
3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей .....	69
3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	70
3.12. 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 .....	72
3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	73
3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года .....	74
3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	75
3.16. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям .....	75
3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя .....	77
3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	78

3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	78
3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	78
3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	78
3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии) .....	79
3.23. Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них .....	81
<b>Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии .....</b>	<b>82</b>
<b>Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии .....</b>	<b>84</b>
5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии .....	84
5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	87
5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	87
5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	92
5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	93
5.5.1. Норматив потребления тепловой энергии для населения на нужды отопления .....	93
5.5.2. Нормативы потребления тепловой энергии для населения на нужды горячего водоснабжения .....	94
5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	100
5.7. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	101
<b>Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии .....</b>	<b>102</b>
6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.....	102
6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.....	108
6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю.....	108
6.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения .....	109
6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	109
6.6. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции,	

технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	109
<b>Часть 7. Балансы теплоносителя .....</b>	<b>109</b>
7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть .....	109
7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения .....	120
7.3. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	120
<b>Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....</b>	<b>121</b>
8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	121
8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями .....	123
8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.....	124
8.4. Описание использования местных видов топлива .....	124
8.5. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения .....	125
8.6. Описание преобладающего в поселении, муниципальном округе, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем городском округе.....	125
8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, муниципального округа, городского округа .....	125
8.8. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	125
<b>Часть 9. Надежность теплоснабжения .....</b>	<b>126</b>
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.....	126
9.2. Анализ аварийных отключений потребителей.....	129
9.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	129
9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения) .....	130
<b>Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....</b>	<b>130</b>

10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями» .....	130
10.2. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	133
<b>Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения .....</b>	<b>133</b>
11.1. Описание динамики 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.....	133
11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения .....	135
11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения.....	136
11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	136
11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет	136
11.6. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения.....	137
11.7. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	137
<b>Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа .....</b>	<b>138</b>
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	138
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).....	138
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения .....	139
12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения .....	140
12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения .....	141

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 - Функциональная структура теплоснабжения г. Обнинска	15
Рисунок 2 – Зоны индивидуального теплоснабжения на территории МО ГО г. Обнинск	17
Рисунок 3 – Принципиальная схема Городской Котельной	34
Рисунок 4 – Тепловые сети от котельной АО «РИР»	48
Рисунок 5 – Тепловые сети от ТЭЦ ФЭИ в город	49
Рисунок 6 – Схема тепловых сетей от ГТУ ТЭЦ №1	50
Рисунок 7 – Схема тепловых сетей ООО «Технология НГ»	51
Рисунок 8 – Тепловые сети от котельной НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»	52
Рисунок 9 - Тепловые сети от котельной АО НИФХИ им. Карпова	53
Рисунок 10 - Тепловые сети от котельной АО «ОНПП «Технология» им. А. Г. Ромашина»	54
Рисунок 11 - Температурный график котельной АО «РИР» и ТЭЦ ФЭИ	63
Рисунок 12 - Сравнение фактического и утвержденного температурных графиков котельной АО «РИР» (150/70°C со срезкой на 115°C и изломом на 65°C)	66
Рисунок 13 – Зоны действия источников централизованного теплоснабжения потребителей на территории г. Обнинска	83
Рисунок 14 – Принципиальная схема ХВО-1	112
Рисунок 15 – Принципиальная схема ХВО-2	113

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Перечень производственных котельных .....	15
Таблица 2 – Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «РИР» на 2024 год актуализации схемы теплоснабжения .....	20
Таблица 3 – Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов Обнинской ГТУ ТЭЦ .....	21
Таблица 4 – Технические характеристики котлов-утилизаторов Обнинской ГТУ ТЭЦ .....	21
Таблица 5 – Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов Обнинской ГТУ ТЭЦ .....	21
Таблица 6 – Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов Обнинской ГТУ ТЭЦ .....	22
Таблица 7 – Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов Обнинской ГТУ ТЭЦ .....	22
Таблица 8 – Состав и технические характеристики основного оборудования котельных .....	24
Таблица 9 – Характеристика насосного оборудования котельных .....	25
Таблица 10 – Состав оборудования прочих котельных .....	26
Таблица 11 – Установленная и располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	27
Таблица 12 – Сведения об установленной мощности источников .....	28
Таблица 13 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельных .....	29
Таблица 14 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто источников, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии .....	30
Таблица 15 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных на 2024 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч .....	30
Таблица 16 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса котлов источников комбинированной выработки .....	31
Таблица 17 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса газовых турбин Обнинской ГТУ ТЭЦ .....	31
Таблица 18 – Сведения о годах ввода в эксплуатацию котлов на котельных .....	31
Таблица 19 – Гидравлический режим работы городской котельной АО «РИР» .....	33
Таблица 20 – Гидравлический режим работы ГТУ-ТЭЦ .....	35
Таблица 21 – Характеристики сетевых насосов Обнинской ГТУ ТЭЦ .....	35
Таблица 22 – Гидравлический режим работы ТЭЦ ФЭИ .....	35
Таблица 23 – Гидравлический режим работы котельной НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ» .....	36
Таблица 24 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов ГТУ ТЭЦ .....	37



Таблица 25 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина».....	37
Таблица 26 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной АО «НИФХИ» .....	38
Таблица 27 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной НИЦ «Курчатовский институт»- «ВНИИРАЭ» .....	39
Таблица 28 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения тепловой энергии, отпущенной потребителю тепловой энергии ПАО КСК.....	40
Таблица 29 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения тепловой энергии, отпущенной потребителю тепловой энергии АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина».....	41
Таблица 30 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения тепловой энергии, отпущенной потребителю тепловой энергии котельной АО «НИФХИ».....	42
Таблица 31 – Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	43
Таблица 32 – Среднегодовая загрузка оборудования.....	43
Таблица 33 – Перечень приборов учета на источниках.....	44
Таблица 34 – Приборы учета в точках покупки тепловой энергии от ТЭЦ ФЭИ.....	45
Таблица 35 – Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от БМК Заовражье .....	46
Таблица 36 – Протяженность и материальная характеристика водяных тепловых сетей в г. Обнинске .....	55
Таблица 37 – Сведения о паровых сетях Котельной пр. Коммунальный, 21 .....	55
Таблица 38 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки .....	56
Таблица 39 – Общая характеристика тепловых сетей.....	57
Таблица 40 - Центральные тепловые пункты теплосетевых организаций.....	61
Таблица 41 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети ПАО «КСК».....	64
Таблица 42 – Динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей зоны действия источника тепловой энергии АО «РИР» .....	68
Таблица 43 – Допустимое снижение подачи тепловой энергии .....	69
Таблица 44 – Нормативное время полного восстановления теплоснабжения при отказах на тепловых сетях .....	70
Таблица 45 – Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей, тыс. Гкал.....	73
Таблица 46 – Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с отбором теплоносителя для целей горячего водоснабжения из систем отопления (открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) .....	76
Таблица 47 – Индивидуальные тепловые пункты (далее - ИТП) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации.....	77

Таблица 48 – Сведения о наличии приборов учета тепла у потребителей котельной АО «РИР».....	77
Таблица 49 – Сведения о наличии приборов коммерческого учета потребителей АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина».....	78
Таблица 50 - Динамика изменения нормативных показателей функционирования тепловых сетей .....	79
Таблица 51 - Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности.....	80
Таблица 52 - Значения договорных нагрузок потребителей АО «РИР».....	85
Таблица 53 - Расчетные значения тепловых нагрузок источников тепловой энергии на 2024 год.....	87
Таблица 54 - Отпуск в сеть от источников централизованного теплоснабжения.....	92
Таблица 55 - Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в помещениях многоквартирного дома или жилого дома .....	93
Таблица 56 - Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях .....	95
Таблица 57 - Нормативы потребления горячей воды в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме .....	96
Таблица 58 - Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в жилых помещениях, Гкал/куб.м. ....	98
Таблица 59 - Нагрузки источников теплоснабжения на 2024 г. ....	100
Таблица 60 - Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии общего пользования в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, Гкал/ч .....	103
Таблица 66 - Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации на 2024 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч .....	104
Таблица 62 - Годовой расход теплоносителя источников тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, тыс.м <sup>3</sup> .....	116
Таблица 63 - Баланс производительности водоподготовительных установок (далее - ВПУ) в системе теплоснабжения.....	116
Таблица 64 - Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	121
Таблица 65 - Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	121
Таблица 66 - Топливный баланс системы теплоснабжения .....	122
Таблица 67 - Установленный топливный режим котельных .....	123
Таблица 68 - Информация нормативных запасов резервного топлива на источниках теплоснабжения .....	124
Таблица 69 – Технические требования к топливу .....	124
Таблица 70- Показатели надежности и готовности энергосистем г. Обнинска к безаварийному теплоснабжению .....	128

Таблица 71- - Показатели повреждаемости системы теплоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации.....	129
Таблица 72 - Техничко-экономические показатели источника тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации.....	130
Таблица 73 - Техничко-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации.....	131
Таблица 74 - Техничко-экономические показатели в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации.....	132
Таблица 75 - Тарифы на теплоноситель в виде горячей воды для потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации (без НДС), руб./м <sup>3</sup> .....	133
Таблица 76 - Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации (без НДС), руб./Гкал .....	134
Таблица 77 - Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации (без НДС), руб./Гкал .....	134
Таблица 78 - Средневзвешенные тарифы на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) (без НДС), руб./м <sup>3</sup> .....	134
Таблица 79 - Средневзвешенные тарифы на подключение потребителей с тепловой мощностью от 0,1 до 1,5 Гкал/ч» (без НДС), руб./Гкал/ .....	134
Таблица 80 - Структура тарифов на тепловую энергию (услуги по передаче тепловой энергии) в г. Обнинске на 2024 г.....	135
Таблица 81 - Плата за подключение в расчете на единицу мощности в г. Обнинске на 2025 г. (без НДС), тыс. руб./Гкал/ч .....	136

## **Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения**

### **1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними**

Регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения на территории города Обнинска осуществляют 10 организаций, в том числе:

- 1) АО «РИР»;
- 2) АО «ГНЦ РФ ФЭИ» им. А.И. Лейпунского»;
- 3) ОАО «Калужская сбытовая компания»;
- 4) АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина»;
- 5) АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»;
- 6) НИЦ «Курчатовский институт» - "ВНИИРАЭ»;
- 7) ООО «УК «Остов Эксплуатация»;
- 8) ООО «Термотрон»;
- 9) ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России;
- 10) ООО «Технология НГ».

Система теплоснабжения города Обнинска представлена одной ГТУ-ТЭЦ, одной ТЭЦ и 5 котельными.

Из 5 котельных 3 представляют собой ведомственные источники предприятий (АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина», АО "НИФХИ им. Л.Я. Карпова", НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»), преимущественно предназначенные для обеспечения собственных нужд предприятия в паре и горячей воде. Реализация тепловой энергии сторонним потребителям для таких организаций не является основной деятельностью. Потребители тепловой энергии данных котельных в прошлом представляли собой единый народно-хозяйственный комплекс, но в результате последующих реорганизаций, часть из них выделилась в обособленные юридические лица.

Акционерное общество «Росатом инфраструктурные решения» - крупнейшая теплоснабжающая организация на территории муниципального образования городской округ г. Обнинск. С 16.03.2023 года АО «РИР» присвоен статус единой теплоснабжающей организации. АО «РИР» осуществляет эксплуатацию одной котельных и тепловых сетей от нее:

- Городская котельная установленной мощностью 602 Гкал/ч, расположенная по адресу: проезд. Коммунальный, 21;

В системе теплоснабжения, образованной на базе котельной по адресу Коммунальный пр., 21, производство, передача и сбыт тепловой энергии разделены между юридическими лицами: производство и сбыт тепловой энергии осуществляет АО «РИР», передачу тепловой энергии осуществляют АО «РИР» и ООО «Термотрон».

Акционерное общество «Государственный научный центр РФ Физико-энергетический институт им. А.И. Лейпунского» (далее по тексту АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского») - многопрофильная научная организация, основанная в 1946 году, ведущая комплексные исследования физико-технических проблем атомной науки и техники. На балансе АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского» находится единственный источник - ТЭЦ (далее по тексту ТЭЦ ФЭИ) и тепловые сети. Выработка электрической энергии на ТЭЦ в

настоящее время осуществляется только для собственных нужд. ТЭЦ обеспечивает тепловой энергией собственные здания и сооружения, а также сторонних потребителей на территории площадки ФЭИ и жилые дома исторической части города .

В системе теплоснабжения, образованной на базе ТЭЦ ФЭИ, производство тепловой энергии осуществляет АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А. И. Лейпунского», передачу и сбыт тепловой энергии для потребителей, расположенных за пределами площадки осуществляет АО «РИР», в пределах площадки - АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А. И. Лейпунского».

ПАО «Калужская сбытовая компания» является собственником единственного на территории города Обнинска источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии - Обнинской ГТУ ТЭЦ №1. Станция введена в эксплуатацию в 2013 году. Строительство ГТУ-ТЭЦ осуществлялось в соответствии с программой и схемой развития электроэнергетики Калужской области. Вырабатываемая электроэнергия реализуется на розничном рынке. Большая часть тепловых сетей от ГТУ ТЭЦ принадлежит АО «РИР» в соответствии с концессионным соглашением. В системе теплоснабжения, образованной на базе Обнинской ГТУ-ТЭЦ № 1, производство, передачу и сбыт тепловой энергии осуществляет ПАО «Калужская бытовая компания».

Акционерное общество «Ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский физико-химический институт им. Л.Я. Карпова» (АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова») - один из старейших химических исследовательских центров России. Институт осуществляет полный цикл работ от научных исследований для разработки технологий в области композитных полимерных материалов, новых конструкционных и функциональных материалов, фильтрующих материалов и пр. Организация имеет собственную котельную расположенную на территории площадки Института по адресу ш. Киевское, 6. Котельная по мимо зданий и сооружений института, обеспечивает тепловой энергией и сторонних потребителей.

Транспортировку и сбыт тепловой энергии в границах собственной площадки Институт осуществляет самостоятельно.

Теплоснабжение сторонних потребителей не является профильным видом деятельности организации.

Акционерное общество «Обнинское научно-производственное предприятие «Технология» им. А.Г. Ромашкина» (АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашкина) – ведущее предприятие РФ в области создания продукции из неметаллических материалов для авиационной, ракетно-космической техники, транспорта и вооружения.

Предприятие образовано в 1959 году. С 2010 года входит в состав Холдинга «РТ-Химические технологии и композитные материалы» ГК «Ростех».

Предприятие выполняет прикладные исследования и инновационные разработки в области создания новых материалов, уникальных конструкций и технологий. Производит продукцию из полимерных композитных, керамических и стеклообразных материалов.

Площадка Предприятия расположена по адресу: ш. Киевское, 15. Собственных и сторонних потребителей, расположенных на площадке, обеспечивает тепловой энергией собственная котельная организации.

Транспортировку и сбыт тепловой энергии в границах собственной площадки Предприятие осуществляет самостоятельно.

Теплоснабжение сторонних потребителей не является профильным видом деятельности организации.

Научно-исследовательский институт «Курчатовский институт» - ВНИИРАЭ (НИИ «Курчатовский институт» -«ВНИИРАЭ») - единственный в стране центр фундаментальных и прикладных исследований по обеспечению устойчивого развития АПК и производства экологически безопасной продукции, и сырья в условиях техногенного воздействия на агросферу, включая разработку научных основ, практических приёмов и технологий ликвидации последствий радиационных, химических и других техногенных аварий.

Институт организован в 1970 году как Всесоюзный научно-исследовательский институт сельскохозяйственной радиологии (ВНИИСХР).

В институте ведутся исследования по направлениям: проблемы техногенеза в агропромышленном комплексе, экологическая безопасность ядерной энергетики, радиационный и агроэкологический мониторинг, действие ионизирующих и неионизирующих излучений на живые организмы (биоту), миграция радионуклидов и химических токсикантов в природных и аграрных экосистемах, моделирование, создание систем поддержки принятия решений, прогнозирование экологической обстановки и прочее.

Площадка Института расположена по адресу: ш. Киевское, 109 км. Собственных и сторонних потребителей, расположенных на площадке, обеспечивает тепловой энергией собственная котельная организации.

Транспортировку и сбыт тепловой энергии в границах собственной площадки Институт осуществляет самостоятельно.

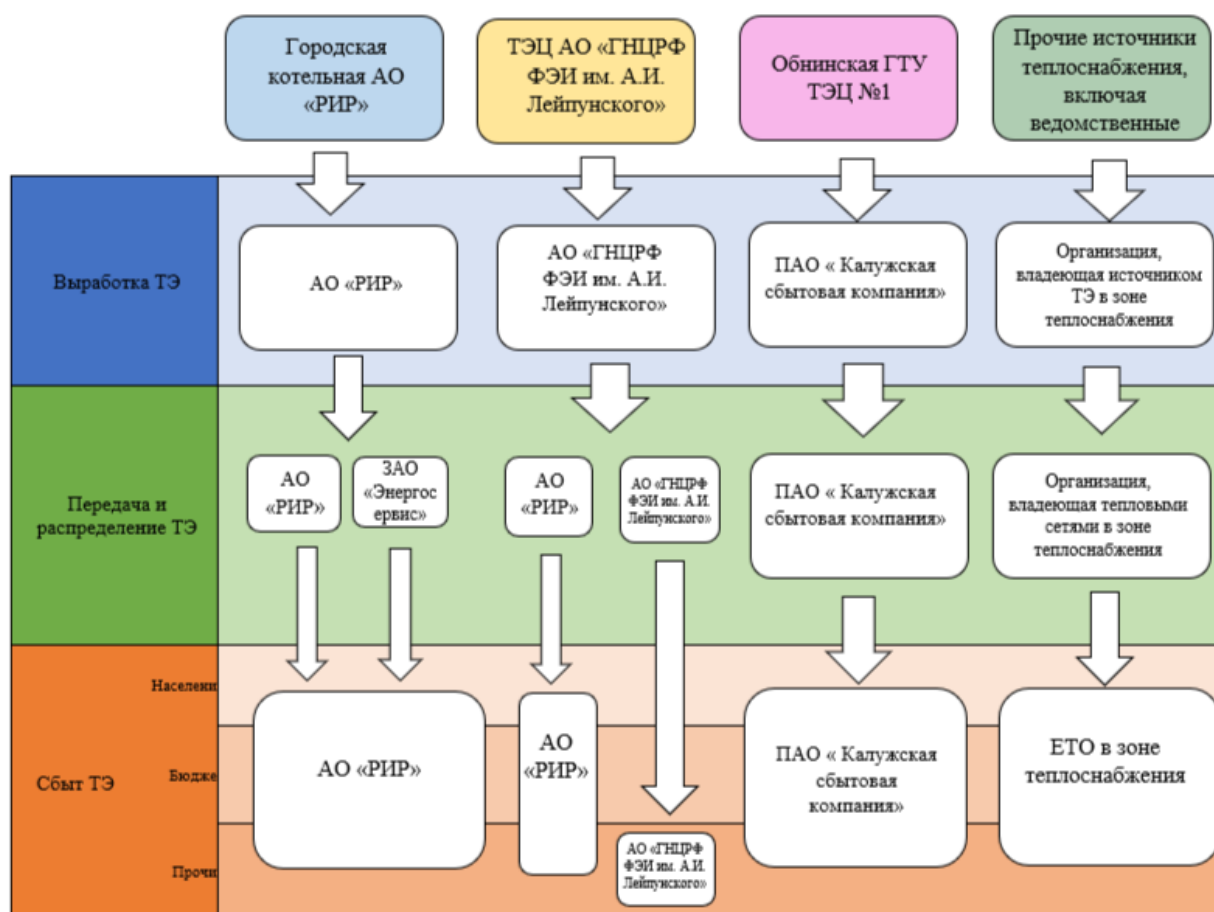
Теплоснабжение сторонних потребителей не является профильным видом деятельности организации.

Котельная БМК Заовражье эксплуатируется ООО «Технология НГ» и расположена по адресу Калужская обл., г. Обнинск, пр-т Ленина, д. 240. На дату текущей актуализации схемы теплоснабжения, транспортировку и сбыт тепловой энергии в границах своей системы теплоснабжения осуществляет самостоятельно. В систему теплоснабжения ООО «Технологии НГ» входят:

- котельная мощностью 25,972 Гкал/ч, по адресу: Калужская обл., г. Обнинск, пр-кт Ленина, д. 240;
- тепловые сети общей протяженностью 4246 м (из них 2050 на балансе СК «Белорусский квартал»;
- теплопотребляющие установки многоквартирных жилых домов (МКД) по адресам: этап 1АБ по ул. Табулевича; ул.Левитана,6; ул.Славского,12. Выданы технические условия на МКД: ул.Славского,6,8,10; ул. Табулевича квартал 6: этап 2АБ, этап 3 АБ,этап 4АБ, этап 5 АБ; ул. Табулевича квартал 10: этап 1, этап 2АБ в г. Обнинске Калужской области.

Функциональная структура теплоснабжения от прочих источников тепловой энергии, включая ведомственные котельные и котельные промышленных предприятий, характеризуется отсутствием разделения между разными юридическими лицами процессов производства, передачи и сбыта тепловой энергии.

Функциональная структура теплоснабжения г. Обнинска представлена на рисунке.



**Рисунок 1 - Функциональная структура теплоснабжения г. Обнинска**

## 1.2. Зоны действия производственных котельных

Кроме источников централизованного теплоснабжения ТСО, на территории города расположены котельные производственных предприятий. Тепловая энергия в виде пара и горячей воды от таких котельных используется только на собственные нужды данных предприятий. Данные котельные относятся к индивидуальным источникам теплоснабжения, а организации владеющими ими не относятся к ТСО.

**Таблица 1 – Перечень производственных котельных**

№ п./п	Организация	Адрес котельной	Установленная мощность источника в горячей воде, Гкал/ч
<b>Котельные</b>			
1	ООО "ХОУМ КРЕДИТ энд ФИНАНС БАНК"	ш. Киевское, 90	1,5
2	ООО "ЛТМ"	ш. Киевское, 70	1,7
3	ООО "Электроника ПК" ("Крафтвэй корпорейшн ПЛС")	ш. Киевское, 64	3,4
4	ООО "РУУККИ РУС"	ш. Киевское, 100	3,1
5	ООО "Хемофарм"	ш. Киевское, 62	6,6
6	ООО "РАСТР-технология"	ш. Киевское, 82	1,1
7	ООО "Лотте КФ Рус Калуга"	ш. Киевское, 106	н.д.
8	ООО "Экспресс-Эко"	ш. Киевское, 109 км	0,6

№ п./п	Организация	Адрес котельной	Установленная мощность источника в горячей воде, Гкал/ч
9	ООО "НСС"	ул. Менделеева, 14	0,2
10	ООО "Техпро"	пр-д. Пяткинский (р-н плотины)	0,25
11	ООО «Технолига-Строй»	Пр-д. Пяткинский, 12	0,2
12	91 ОМИС	Лесная ул. 13	1,5
13	ОАО "Обнинскгоргаз"	Пионерский ул. 14	0,2
14	ПКУ-2 ф-л ОАО "Энергоспецмонтаж"	Пр-т. Ленина, 86 к11	н.д.

### 1.3. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

К зонам индивидуального теплоснабжения относятся зоны индивидуальной (малоэтажной) жилой застройки и производственные зоны.

Индивидуальная жилая застройка в исторической части города представлена бывшими садоводствами в районе «Мирный» и «Обнинское», б. д. «Белкино» а также современным жилым комплексом в районе «Экодолье».

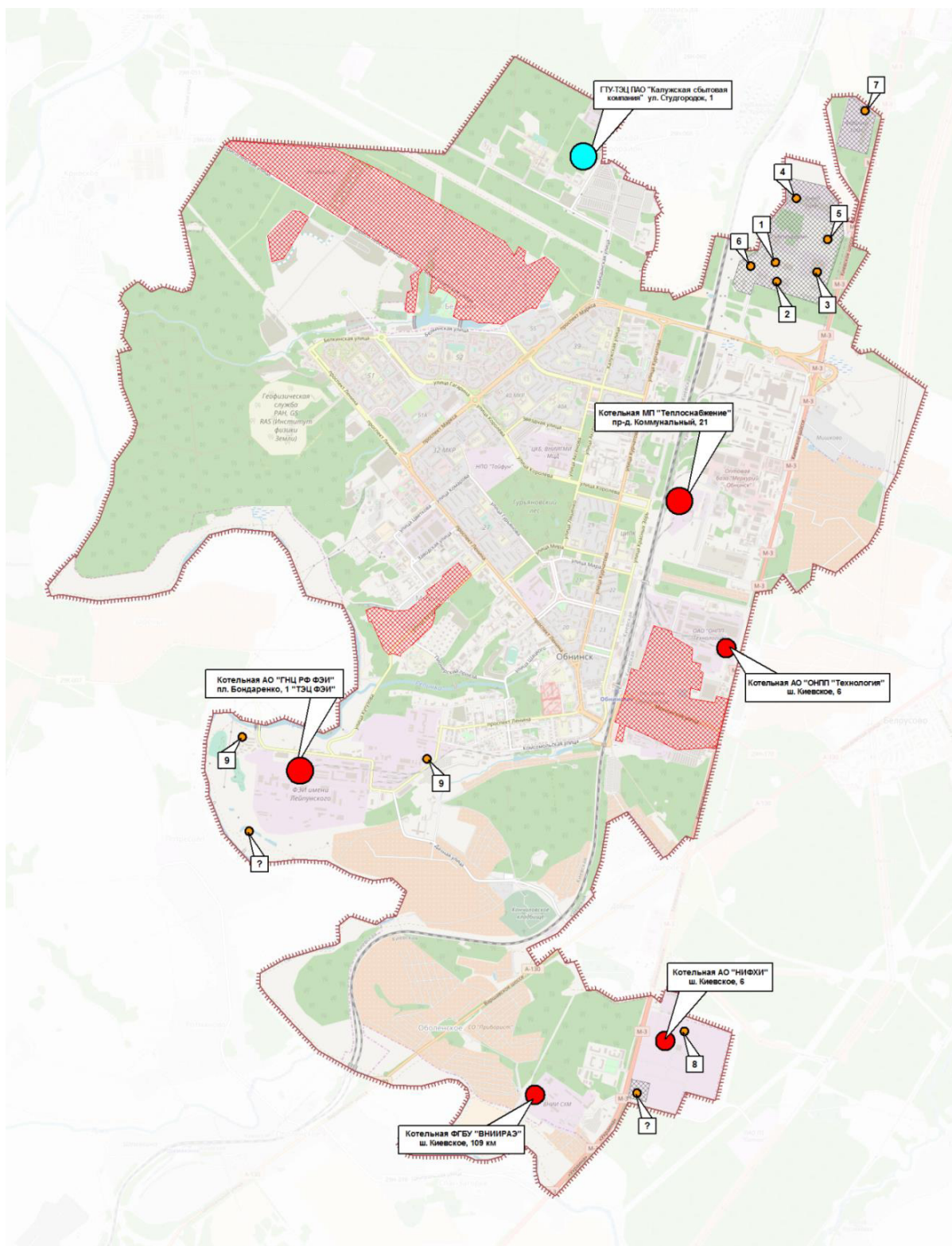
Индивидуальное теплоснабжение производственных объектов осуществляется на территории муниципальной промышленной зоны и «Мишково».

Общая площадь одно и двухэтажной жилой застройки составляет 1,1 млн. м<sup>2</sup>, что соответствует 14,7% общей площади жилья на территории Обнинска. Индивидуальная и малоэтажная жилая застройка занимает около 40% площади городского округа.

Одно-, двухэтажные индивидуальные и малоэтажные многоквартирные жилые дома, как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение таких зданий осуществляется посредством применения индивидуальных газовых и твердотопливных котлов. Основными видами топлива для индивидуальной и малоэтажной жилой застройки являются газ и печное топливо (уголь, дрова). Подключение существующей индивидуальной и малоэтажной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения не прогнозируется в ближайшей перспективе.

Зоны индивидуального теплоснабжения на территории г. Обнинска представлены на рисунке 2.





**Рисунок 2 – Зоны индивидуального теплоснабжения на территории МО ГО г. Обнинск**

#### **1.4. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения городского округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

В функциональной структуре теплоснабжения города Обнинска за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменения отсутствуют.

## **Часть 2. Источники тепловой энергии**

### **2.1. Структура основного оборудования**

Теплоснабжение потребителей города Обнинска осуществляется от четырех групп источников тепловой энергии. Характеристики и показатели работы групп источников тепловой энергии рассмотрены в настоящем разделе:

- Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – Обнинская ГТУ-ТЭЦ (ПАО «Калужская сбытовая компания»), ТЭЦ ФЭИ (АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А. И. Лейпунского»);
- Муниципальная котельная (АО «РИР»);
- Ведомственные котельные (промышленные предприятия и др. организации).
- Индивидуальные источники производственных предприятий.

#### **2.1.1. АО «РИР»**

**Городская котельная** находится в муниципальной собственности с 1992 года (до этого цех ФЭИ). До 16.03.2023г. принадлежала МП «Теплоснабжение».

Котельная является крупнейшим источником теплоснабжения на территории города. Котельная вводилась в две очереди:

- Первая очередь введена в эксплуатацию в 1971 году в составе двух паровых котлов ДКВР-20/13 паропроизводительностью 20 т/ч каждый, и трех водогрейный котлов ПТВМ-50 тепловой мощностью 50 Гкал/ч каждый.
- Вторая очередь введена в эксплуатацию в 1982 году в составе двух паровых котлов ДЕ-25-14 ГМ паропроизводительностью 25 т/ч каждый и трех водогрейных котлов КВ-ГМ-100 тепловой мощностью 100 Гкал/ч каждый. В 2008 году вторая очередь котельной расширена установкой четвертого котла КВ-ГМ-100 тепловой мощностью 100 Гкал/ч.

Состав оборудования городской котельной представлен в таблице 2.

**Таблица 2 – Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «РИР» на 2024 год актуализации схемы теплоснабжения**

Адрес котельной	Тип котла	Марка котла	№ котла	Год установки котла	Срок службы котлоагрегата	Мощность котла установленная, Гкал/ч	Мощность котельной установленная, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал на выработанную т/э	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал на выработанную т/э	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ											
Котельная проезд. Коммунальный, 21	паровой	ДКВР-20/13	4	1971	20	11,5	602	154,0	92,77	152,87	05.09.23
	паровой	ДКВР-20/13	5	1971	20	11,5		152,32	93,79		24.08.21
	паровой	ДЕ-25-14 ГМ	6	1982	20	14,5		152,74	93,52		31.08.22
	паровой	ДЕ-25-14 ГМ	7	1983	20	14,5		152,35	93,77		11.07.23
	водогрейный	ПТВМ-50	1	2014	20	50		153,87	92,84		24.08.21
	водогрейный	ПТВМ-50	2	2015	20	50		153,34	93,17		11.08.23
	водогрейный	ПТВМ-50	3	2018	20	50		152,06	93,93		23.07.21
	водогрейный	КВ-ГМ-100	8	1980	20	100		152,38	93,75		29.09.22
	водогрейный	КВ-ГМ-100	9	1982	20	100		152,8	93,49		12.08.22
	водогрейный	КВ-ГМ-100	10	1983	20	100		152,6	93,62		12.07.23
	водогрейный	КВ-ГМ-100	11	2008	20	100		152,8	93,49		03.08.22

### 2.1.2. ГТУ-ТЭЦ ПАО «Калужская сбытовая компания»

Обнинская ГТУ-ТЭЦ является субъектом розничного рынка электроэнергии. ПАО «Калужская сбытовая компания» одновременно является как производителем электрической энергии (ГТУ-ТЭЦ), так и гарантирующим поставщиком ЭЭ на территории Калужской области. Компания владеет всеми необходимыми активами для осуществления деятельности по покупке электрической энергии на оптовом рынке и реализации ее потребителям (на розничном рынке).

ГТУ-ТЭЦ построена на базе газовой турбины LM2500 («General Electric» США) с установленной электрической мощностью 20,0 МВт. Газовая турбина GE серии LM2500 наиболее распространенная ГТУ в своем классе. За последние 40 лет по всему миру установлено более 2100 таких машин с суммарной наработкой более 75 млн. часов. КПД данных турбин в простом цикле находится на уровне 34-36%. Камеры сгорания типа DLE обеспечивают выбросы NOx до 15 ppm.

В составе блока ГТУ-ТЭЦ применяется водогрейный котел-утилизатор КУ-25/170Н башенной компоновки (отечественного производства) тепловой мощностью 25,2 Гкал/ч.

В качестве резервных на ТЭЦ установлены водогрейные котлы типа EURO THERM-11 тепловой мощностью 10,75 Гкал/ч – 1шт., Rossen RSM 35.00 –тепловой мощностью 30.1 Гкал/час.

Основным топливом для ТЭЦ является природный газ. На станции установлена дожимная компрессорная станция с блоком подготовки топлива (NAFI Германия-Венгрия). Перечень основного оборудования ГТУ-ТЭЦ представлен в таблицах 3-5.

**Таблица 3 – Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов Обнинской ГТУ ТЭЦ**

Турбоагрегат	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
LM2500		«General Electric»	2013	20,0	-	-	-	-	-

**Таблица 4 – Технические характеристики котлов-утилизаторов Обнинской ГТУ ТЭЦ**

Марка котла	Ст. N	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С	основное	резервное
КУ-25/170Н		2013	25,2	-	-	газ	газ

**Таблица 5 – Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов Обнинской ГТУ ТЭЦ**

Марка котла	Ст. N	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
EUROTHERM-11	1	2013	10,75	70	150	газ	газ
Rossen RSM 35.00	2	2022	30,1	70	150	газ	газ

### 2.1.3. АО «ГНЦ РФ ФЭИ» (ТЭЦ ФЭИ)

ТЭЦ ФЭИ с 2002 года вырабатывает электрическую энергию только для собственного потребления института.

Состав оборудования ТЭЦ ФЭИ представлен в таблицах ниже.

**Таблица 6 – Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов Обнинской ГТУ ТЭЦ**

Турбоагрегат	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
ТП-35	1		1952	-	27,6	-	-	-	-
ТП-35	2		1952 (2002)	-	27,6	-	-	-	-

**Таблица 7 – Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов Обнинской ГТУ ТЭЦ**

Марка котла	Ст. N	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
ПТВ-50	3	1959 (2004)	50	-	-	газ	газ
ПТВ-50	4	1959	50	-	-	газ	газ
ПТВМ-50	5	1965	50	-	-	газ	газ

### 2.1.4. Котельные теплоснабжающих организаций

#### АО «НИФХИ» им. Л.Я. Карпова

Котельная предприятия введена в эксплуатацию в 1960 году для обеспечения тепловой энергией в виде пара и горячей воды технологических нужд и отопления зданий и сооружений Института. Первоначально на котельной установлены паровые котлы типа 3хДКВР-10/13. С ростом тепловых нагрузок (преимущественно отопление и вентиляция) на котельной в 1965 году установлены водогрейные котлы 2хТВГМ-30.

#### АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина»

Котельная введена в эксплуатацию для обеспечения тепловой энергией в виде пара и горячей воды на технологические нужды зданий и сооружений на площадке АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина». В 1964 году введена паровая часть котельной в составе 3хДКВР-10/13. В связи с ростом тепловых нагрузок в 1976 году котельная расширена водогрейными котлами типа 2хПТВМ-30.

В 2011 году на котельной установлен паровой котел ДЕ 25-14.

#### НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»

Котельная введена в эксплуатацию для обеспечения тепловой энергией в виде пара и горячей воды на технологические нужды зданий и сооружений на площадке ВНИИРАЭ.

Котельная введена в эксплуатацию в 1977 году в составе паровых котлов 2хДКВР-6,5/13 и водогрейных котлов 2хКВ-ГМ-10-150.

**ООО «Технология НГ»**

Котельная по адресу: Калужская обл., г. Обнинск, пр-кт Ленина, д. 240, год ввода в эксплуатацию – 2021г.

Состав оборудования:

-Котел жаротрубный ТТ-100-01 «ЭНТРОПОС», 2 шт.; Зав.№ 15401-18004549, Зав.№15401-19005471;

-Горелка газовая CibUnigas RX2060, 2 шт.Зав.№2105411, №2108218;

-Котел жаротрубный ТТ-150 «ЭНТРОПОС», 1 шт., зав. № 31301-19005445;

-Горелка газовая CibUnigas H630A, 1 шт. Зав. № 2110314Р.

Год изготовления оборудования -2019-2021г.г.

Состав оборудования котельных представлен в таблице ниже.

**Таблица 8 – Состав и технические характеристики основного оборудования котельных**

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Марка котла	№ котла	Год установки котла	Нормативный срок службы котлоагрегата	Мощность котла установленная, Гкал/ч	Мощность котельной установленная, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ												
1.	Котельная НИФХИ	паровой	ДКВР-10/13	1	1960	24	6,5	79,5	160	87	158,5	06. 2022г
		паровой	ДКВР-10/13	2	1960	24	6,5		160	87	158,5	06. 2022г
		паровой (переведен в водогрейный режим)	ДКВР-10/13	3	1960	24	6,5		157	90	158,5	06. 2024г
		водогрейный	ТВГМ-30	1	1965	20	30		157	91	158,5	09. 2024г
		водогрейный	ТВГМ-30	2	1965	20	30		157	91	158,5	09. 2024г
2	Котельная ОНПП	паровой	ДКВР-10/13	1	1964	24	6,8	96,4	161	88,74	155,6	08.2023
		паровой	ДКВР-10/13	4	1964	24	6,8		163,05	87,63		10.2022
		паровой	ДКВР-10/13	3	1963	24	6,8		163,27	87,64		10.2023
		паровой	ДЕ 25-14		2011	24	16		155,26	92,02		10.2023
		водогрейный	ПТВМ-30М-4	1	1976	20	30		153,8	92,88		03.2022
		водогрейный	ПТВМ-30М-4	2	1976	20	30		153,73	92,93		04.2024
3	Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»	паровой	ДКВР-6,5/13	1	1977	20	4,0	28,0	157,5	90,7	181,5	08.09.2022
		паровой	ДКВР-6,5/13	2	1977	20	4,0		157,28	90,83	181,7	08.09.2022
		водогрейный	КВ-ГМ-10-150	1	1976	20	10		157,2	90,80	181,5	28.06.2024
		водогрейный	КВ-ГМ-10-150	2	1976	20	10		156,7	90,94	181,7	28.06.2024
4	БМК Заовражье	водогрейный	ТТ-100-01 «ЭНТРОРОС»	1	2021	16	11,18	25,97				
		водогрейный	ТТ-100-01 «ЭНТРОРОС»	2	2021	16	11,18					
		водогрейный	ТТ-150 «ЭНТРОРОС»,	3	2021	16	3,612					



**Таблица 9 – Характеристика насосного оборудования котельных**

Наименование котельной	Тип насоса	Марка насосов	Кол-во насосов, шт.	Расход, м <sup>3</sup> /час	Давление на входе, ати	Давление на выходе, ати	Схема присоединения насосов к трубопроводам сети	Состояние каждого насоса
Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина»	Сетевой	1Д630-90	5	630	4	9	Параллельное	удовл.
	Подпиточный	К80-50-200	2	80	4	8	Параллельное	удовл.
	Подпиточный	К20-30	3	20	4	5	Параллельное	удовл.
Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»	Сетевой	1Д 315-71	1	315	нд	нд	нд	нд
	Сетевой	Д 320-70а	1	300	нд	нд	нд	нд
	Сетевой	Д 320-70	1	320	нд	нд	нд	нд
	Подпиточный	ТМ-42-2	2	20-30	нд	нд	нд	нд

### 2.1.5. Прочие котельные

Прочие котельные представляют собой индивидуальные источники теплоснабжения производственных предприятий. Тепловая энергия от таких источников не реализуется сторонним потребителям, а эксплуатирующие организации не относятся к ТСО.

**Таблица 10 – Состав оборудования прочих котельных**

№ п/п	Наименование научно-производственного предприятия	Адрес	Источник теплоснабжения	Основное оборудование	Установленная мощность	Газопотребление	
						максимально-часовое	годовое потребление
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Муниципальная промышленная зона</i>							
1	ООО "ХОУМ КРЕДИТ энд ФИНАНС БАНК"	Киевское шоссе 90	Собственная котельная	2xVitoplex-300 (895)	1,5	41,4	146,3
2	ООО "ЛТМ"	Киевское шоссе 70	Собственная котельная	КТТ БКУ	1,7	200,0	н/д
3	ООО "Электроника ПК" ("Крафтвэй корпорейшн ПЛС")	Киевское шоссе 64	Собственная котельная	3xVitoplex-100 (1300)	3,4	387,0	224,5
4	ООО "РУУККИ РУС"	Киевское шоссе 100	Собственная котельная	2Vitoplex-100 (1120) 2xVitoplex-100 (445)	3,1	1 368,0	н/д
5	ООО "Хемофарм"	Киевское шоссе 62	Собственная котельная	1xLOOS 5000 UL-S; 2xVitomax 200 (2100)	6,6	728,0	1 120,9
6	ООО "РАСТР-технология"	Киевское шоссе 82	Собственная котельная	1xTKY-1,1	1,1	192,0	74,2
7	ООО "Лотте КФ Рус Калуга"	Киевское шоссе 106	Собственная котельная	н/д	н/д	1 170,0	348,0
8	ООО "Экспресс-Эко"	Киевское шоссе 109 км	Собственная котельная	Котлы DeDietrich DGT-320-18	0,6	н/д	н/д
<i>В границах города Обнинска</i>							
9	ВНИИСХРАЭ	Киевское шоссе 109	Собственная котельная	2xДКВР-6,5 2xKBГМ-10	27,8	4900,0	н/д
10	ЗАО "Хантсман-НМГ"	Киевское шоссе 109 км	Собственная котельная	2xКва-1,0 1xELLPREX-3000	н/д	200,0	500,0
11	ООО "НСС"	Менделеева ул. 14	Собственная котельная	2xBAXI LUNA HT 1.850 2xBAXI Main 240 Fi	0,2	1129,0	1857,0
12	ООО "Техпро"	Пяткинский пр. (р-н плотины)	Собственная котельная	2xDeDietrich DGT-230-18	0,2	150,0	н/д
13	Технолига-Строй	Пяткинский пр. 12	Собственная котельная	2xBuderus Logano G334 WS (135 кВт)	0,2	14,0	н/д

№ п/п	Наименование научно- производственного предприятия	Адрес	Источник теплоснабжения	Основное оборудование	Установле нная мощность	Газопотребление	
						максим ально- часовой	годовое потребл ение,
14	91 ОМИС	Лесная ул. 13	Собственная котельная	Э5-Д2	0.75 каждый	н/д	н/д
15	ОАО "Обнинскгоргаз"	Пионерский ул. 14	Собственная котельная	н/д	0,2	н/д	н/д
16	ПКУ-2 ф-л ОАО "Энергоспецмонтаж"	Ленина просп. 86 к. 112	Собственная котельная	н/д	н/д	н/д	н/д

## 2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Термин «теплофикация», как и «электрофикация», применяется к объектам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – ТЭЦ. Теплофикационные установки ТЭЦ используют сработанный в турбинах пар/газ низких параметров для нагрева сетевой воды.

Из расположенных в Обнинске источников теплофикационное оборудование имеет только Обнинская ГТУ-ТЭЦ и ТЭЦ. Котельные вырабатывают только тепловую энергию и к источникам комбинированной выработки не относятся. Теплофикационные установки на рассматриваемых котельных отсутствуют.

Параметры установленной мощности источников, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, г. Обнинска представлены в таблице 11.

**Таблица 11 – Установленная и располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
Обнинская ГТУ ТЭЦ				
2020	21	21	48,46	48,46
2021	21	21	48,46	48,46
2022	21	21	66,05	66,05
2023	21	21	66,05	66,05
2024	21	21	66,05	66,05
ТЭЦ ФЭИ				
2020	нд	нд	148	н/д
2021	нд	нд	148	н/д
2022	нд	нд	148	н/д
2023	нд	нд	148	н/д
2024	нд	нд	148	н/д

Параметры установленной мощности котельных г. Обнинска представлены в таблице ниже.

**Таблица 12 – Сведения об установленной мощности источников**

№ п/п	Наименование ТСО	Наименование источника	Установленная мощность		Тепловая мощность источника, Гкал/ч
			Тепловая мощность паровой части (в горячей воде), Гкал/ч	Тепловая мощность водогрейной части, Гкал/ч	
1	АО «РИР»	Городская котельная	52,0	550,0	602,0
2	АО "НИФХИ"	Котельная НИФХИ	19,5	60,0	79,5
3	АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина»	Котельная ОНПП	36,4	60,0	96,4
4	НИЦ «Курчатовский институт»- «ВНИИРАЭ»	Котельная НИЦ «Курчатовский институт»- «ВНИИРАЭ»	8,0	20,0	28,0
5	ООО «Технология НГ»	БМК Заовражье	-	25,97	25,97
<b>Всего</b>			<b>115,9</b>	<b>715,97</b>	<b>831,87</b>

### **2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности**

Ограничение и отключение потребителей тепловой энергии применяются при возникновении недостатка тепловой мощности на котельных, а также при недостаточном гидравлическом напоре в сети по причине выхода из строя сетевых насосов, во избежание недопустимых условий работы оборудования, для предотвращения возникновения и развития аварий, для их ликвидации и для исключения неорганизованных отключений потребителей. Размер ограничиваемой нагрузки потребителей, а также снижение расхода сетевой воды в подающем теплофикационном трубопроводе определяется дефицитом мощности или недостатком топлива на районных котельных, от которых питаются потребители.

Располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника за вычетом мощности, не реализуемая по техническим причинам. Снижение тепловой мощности оборудования может быть связано, к примеру, и с эксплуатацией его на продленном техническом ресурсе за счет снижения, к примеру, параметров пара перед турбиной, отсутствия рециркуляции в пиковых водогрейных котлах и др.

Параметры располагаемой тепловой мощности источников тепла и ограничения тепловой мощности определялись на основании предоставленных режимных карт котлов и фактической тепловой мощности установленного основного оборудования на источниках тепла. При отсутствии режимных карт располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии принималась по данным теплоснабжающих организаций или определялась с учетом

года ввода котлов в эксплуатацию и ежегодного снижения тепловой мощности котлов на 0,5%, за счет морального и физического износа.

В соответствии с информацией, предоставленной АО «РИР» водогрейные котлы КВГМ-100 городской котельной имеют технические ограничения тепловой мощности по дутьевым вентиляторам ВД-15,5. Величина суммарных ограничений на городской котельной составляет 37,4 Гкал/ч.

Располагаемая мощность остальных источников тепловой энергии прочих ТСО соответствует их установленной мощности. Таким образом, ограничения тепловой мощности отсутствуют.

Значения располагаемой тепловой мощности по источникам теплоснабжения представлены в таблицах ниже.

**Таблица 13 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельных**

Источник теплоснабжения	Установленная мощность, Гкал/ч	Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч
Городская котельная	602	37,4	564,6
Обнинская ГТУ ТЭЦ	66,05	0	66,05
ТЭЦ ФЭИ	148	0	148
Котельная НИФХИ	79,50	0	79,50
Котельная ОНПП	96,4	0	96,4
Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»	28,00	0	28,00
БМК Заовражье	25,97	0	25,97

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

Под собственными нуждами источников тепловой энергии понимают затраты произведенной тепловой энергии на поддержание работоспособности различных индивидуальных механизмов турбины котельных агрегатов, общих стационарных механизмов турбинного и котельного цехов, на отопление здания котлотурбинного цеха, продувку котлов, ХВО, хозяйственно-бытовые нужды, нужды мазутного хозяйства и прочие технологические нужды.

Сведения об установленной и располагаемой мощности, значения нагрузки на собственные и хозяйственные нужды и тепловая мощность «нетто» источников централизованного теплоснабжения г. Обнинск представлены в таблицах ниже.

**Таблица 14 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто источников, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии**

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
	турбоагрегатов	прочее	всего				
Обнинская ГТУ ТЭЦ							
2020	48,46		48,46	0	48,46	0,30	48,26
2021	48,46		48,46	0	48,46	0,43	48,26
2022	66,05		66,05	0	66,05	0,40	65,85
2023	66,05		66,05	0	66,05	0,37	65,85
2024	66,05		66,05	0	66,05	0,39	65,85
ТЭЦ ФЭИ							
2020	148		148	0	148	1,00	147
2021	148		148	0	148	1,00	147
2022	148		148	0	148	1,00	147
2023	148		148	0	148	1,00	147
2024	148		148	0	148	1,00	147

**Таблица 15 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных на 2024 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
Котельная проезд. Коммунальный, 21	602	37,4	564,6	9,2	557,6
Котельная НИФХИ	79,5	0	79,5	0,5	79
Котельная ОНПП	96,4	0	96,4	0,5	59,5
Котельная ВНИИРАЭ	28	0	28	0,2	27,8
БМК «Заовражье»	26	0	26	0,1	25,9

## **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**

Средний срок службы основного оборудования источников централизованного теплоснабжения г. Обнинск составляет 41 год без учета капитального ремонта.

Несмотря на то, что ввод большинства существующих источников приходился на начало и середину 60-х годов, срок службы оборудования источников существенно отличается из-за замены отдельных единиц оборудования и проведения капитальных ремонтов.

Состав и срок ввода тепловой мощности источников централизованного теплоснабжения представлен в таблицах ниже.

**Таблица 16 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса котлов источников комбинированной выработки**

Ст. N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01/01/2025, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
Обнинская ГТУ ТЭЦ								
1	КУ-25/170 Н	2013	нд	45459	нд	100000	-	2033
2	EUROTHER M-11	2013	нд		нд	100000		2033
3	Rossen RSM 35.00	2022	20 лет	6691	2042	100000	-	2042

**Таблица 17 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса газовых турбин Обнинской ГТУ ТЭЦ**

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01/01/2025, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	LM2500	2013	нд	45459	нд	нд	нд	нд	-	нд

**Таблица 18 – Сведения о годах ввода в эксплуатацию котлов на котельных**

N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час	Наработка на 01/01/2025 года, час	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
Городская Котельная								
1	ПТВМ-50 №1	2014	20 лет	54549	2034	100 000		2034
2	ПТВМ-50 №2	2015	20 лет	46933	2035	100 000		2035
3	ПТВМ-50 №3	2017	20 лет	34655	2037	100 000		2038
4	КВГМ-100 №8	2002	20 лет	71912	2022	100 000	1	2022
5	КВГМ-100 №9	2003	20 лет	111060	2023	100 000	1	2023
6	КВГМ-100 №10	2006	20 лет	199474	2026	100 000	1	нд
7	КВГМ-100 №11	2008	20 лет	164187	2028	100 000		2028
8	ДКВР-20/13 №4	2005	20 лет	37968	2025	100 000	1 эконом	нд
9	ДКВР-20/13 №5	2006	20 лет	41434	2026	100 000	1 эконом	2026
10	ДЕ 25-14 ГМ №6	1982	20 лет	37219	2002	100 000	6	нд
11	ДЕ 25-14 ГМ №7	1983	20 лет	12527	2003	100 000	5	нд
Котельная ОНПП								

N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час	Наработка на 01/01/2025 года, час	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТВМ-30М-4	1976	нд	нд	1996	100000	7	нд
2	ПТВМ-30М-4	1976	нд	нд	1996	100000	7	нд
3	ДКВР-10/13	1964	нд	нд	1988	120000	9	нд
4	ДКВР-10/13	1964	нд	нд	1988	120000	9	нд
5	ДКВР-10/13	1963	нд	нд	1987	120000	9	нд
6	ДЕ-25-14	2011	нд	нд	2035	120000	2	нд
Котельная НИФХИ								
1	ТВГМ-30	1965	нд	нд	нд	100000	11	1985
2	ТВГМ-30	1965	нд	нд	1985	100000	11	нд
3	ДКВР-10/13	1960	нд	нд	1984	120000	11	нд
4	ДКВР-10/13	1960	нд	нд	1984	120000	11	нд
5	ДКВР-10/13	1960	нд	нд	1984	120000	7-пар. режим, 1-вод. режим	нд
Котельная ВНИРАЭ								
1	КВ-ГМ-10/150	1976	12000 средний ресурс	31324 расчет с 2007г по 2024г	1996	100000		нд
2	КВ-ГМ-10/150	1976	12000 средний ресурс	39555 расчет с 2008г по 2024г	1996	100000		нд
3	ДКВР-6,5/13	1977	16000 средний ресурс	29951 расчет с 2008г	2001	6000		нд
4	ДКВР-6,5/13	1977	16000 средний ресурс	50049расчет с 2006г	2001	6000		нд
БМК Заовражье								
1	ТТ-100-01 «ЭНТРОРОС»	2021	16 лет	нд	2037	нд	нд	нд
2	ТТ-100-01 «ЭНТРОРОС»	2021	16 лет	нд	2037	нд	нд	нд
3	ТТ-150 «ЭНТРОРОС»	2021	16 лет	нд	2037	нд	нд	нд

Суммарная мощность водогрейных котлов, прошедших капитальный ремонт, составляет 350 Гкал/ч и сосредоточена на городской котельной АО «РИР».

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

Источники централизованного теплоснабжения г. Обнинска работают на отдельные зоны. Городская котельная АО «РИР» имеет технологические связи с ТЭЦ-ФЗИ и ГТУ-ТЭЦ.



Деление зоны теплоснабжения между Городской котельной и ТЭЦ ФЭИ организовано закрытием на тепловых сетях задвижек в камерах: ТК-3, ТК-7/1, ТК-М-32, ТК-12/1, ТК-10/6, ТК-10/16, ТК-10/30. В случае вывода ТЭЦ ФЭИ из эксплуатации, деление зоны теплоснабжения будет организовано закрытием на тепловых сетях задвижек в камерах : ТК-146, М-1а и на «выходе» тепловой сети от ТЭЦ ФЭИ на городские очистные сооружения.

Деление зоны теплоснабжения между Городской котельной и ГТУ-ТЭЦ организовано закрытием задвижки в УТ-6 (каб.). Остальные источники централизованного теплоснабжения работают в выделенных зонах и не имеют технологических связей друг с другом.

### 2.6.1. Городская котельная АО «РИР»

Тепловые сети от котельной - двухтрубные, открытого типа с непосредственным разбором теплоносителя на нужды горячего водоснабжения абонентов.

Температурный график работы тепловых сетей от котельной - 150-70 °С (со срезкой на 115°С и изломом 65°С).

Отпуск тепла осуществляется следующим образом: обратная сетевая вода от потребителей поступает в котельную, сетевыми насосами подается в котлы, где подогревается и подается потребителю, т.е. в наличии имеется один контур теплоносителя, который циркулирует по схеме: котел - тепловые сети - системы теплопотребления абонентов.

Для восполнения утечек и водоразбора в сеть добавляется вода от установки химводоочистки (ХВО). При этом вода для подпитки проходит подогрев в водоводяных теплообменниках, пройдя предварительно деаэрацию, поступает в аккумуляторные баки. Температура в падающем трубопроводе регулируется путем перепуска части воды из обратного трубопровода, минуя котел по подмешивающей перемычке.

Гидравлический режим работы источника приведен в таблице 19.

**Таблица 19 – Гидравлический режим работы городской котельной АО «РИР»**

Период работы	Давление в трубопроводах, кгс/см <sup>2</sup>		Расход теплоносителя, т/ч		Подпитка, т/ч
	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	
Отопительный	8,0	2,5	6000	5600	400
Переходный	7,0	2,5	5800	5400	400
Летний	5,3	4,5	2150	1850	300

Отклонение параметров от заданных на источнике не должны превышать:

- По давлению в подающем трубопроводе:  $\pm 5\%$ ;
- По давлению в обратном трубопроводе:  $\pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup>.

Принципиальная схема котельной показана на рисунке ниже.

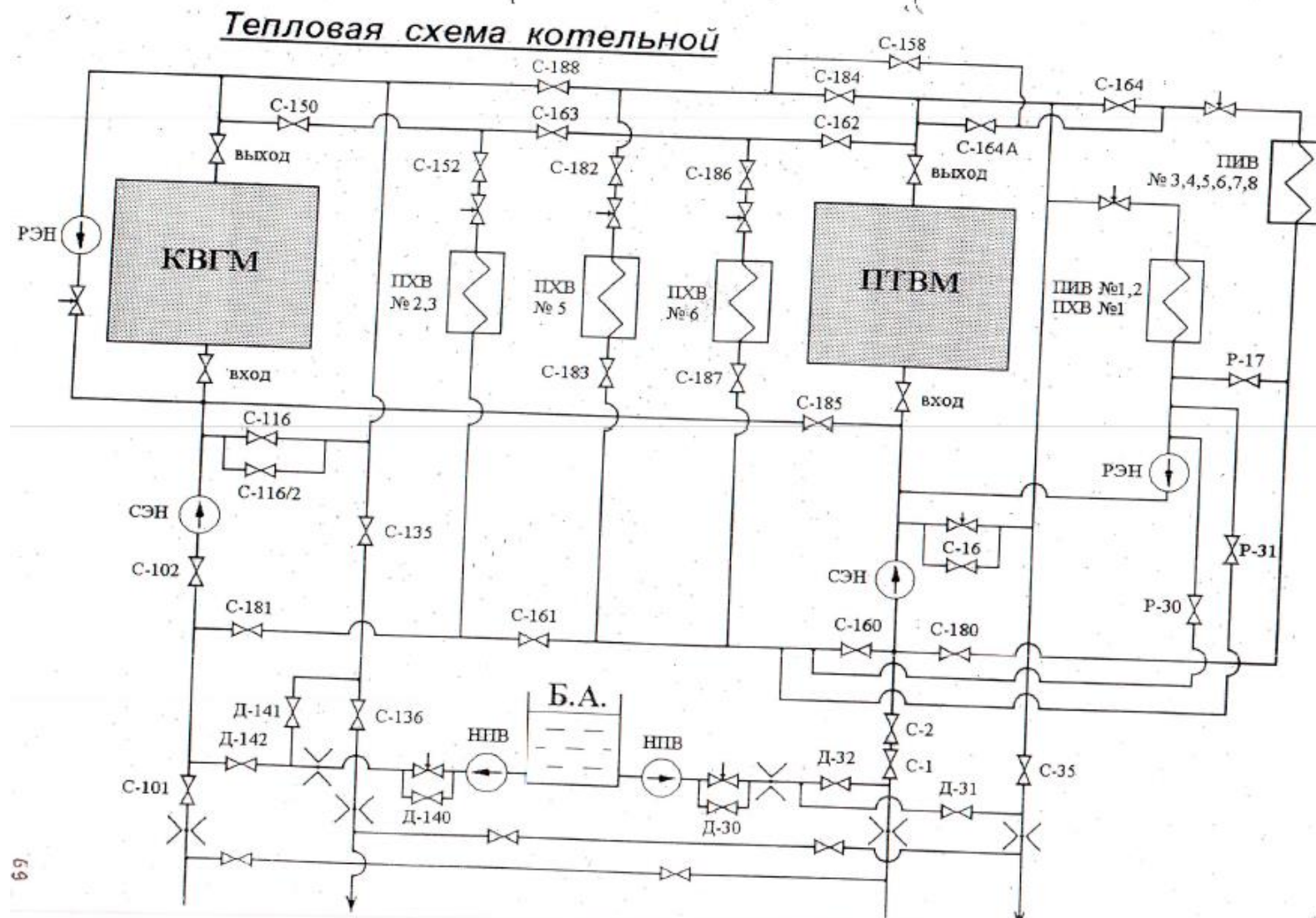


Рисунок 3 – Принципиальная схема Городской Котельной

### 2.6.2. ГТУ-ТЭЦ

Условно теплофикационной установкой ГТУ-ТЭЦ является водогрейный котел-утилизатор КУ-25/170 Н газовой турбины. Тепловая энергия от ГТУ-ТЭЦ выдается по единственному выводу 2Ду300. Тепловые сети от источника - двухтрубные, открытого типа с непосредственным разбором теплоносителя на нужды горячего водоснабжения абонентов. Температурный график работы тепловых сетей от ТЭЦ - 150-70 °С со срезкой на 115 °С.

Обратная сетевая вода поступает на ТЭЦ и сетевыми насосами подается в котел-утилизатор, после которого по прямому трубопроводу подается потребителям.

Для восполнения потерь теплоносителя используется установка обратного осмоса.

Гидравлический режим работы источника приведен в таблице 20.

**Таблица 20 – Гидравлический режим работы ГТУ-ТЭЦ**

Наименование	Давление в трубопроводах, кгс/см <sup>2</sup>	
	Подающий	Обратный
Период работы		
Отопительный	6,5	3,0
Летний	5,5	4,5

Состав и характеристики сетевых насосов Обнинской ГТУ ТЭЦ приведены в таблице 21.

**Таблица 21 – Характеристики сетевых насосов Обнинской ГТУ ТЭЦ**

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м в.ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Сетевые насосы	KSB	71,5	55	30	5
Сетевые насосы	Willo	250	75	75	3

### 2.6.3. ТЭЦ ФЭИ

Тепловые сети от котельной - двухтрубные, открытого типа с непосредственным разбором теплоносителя на нужды горячего водоснабжения абонентов.

Температурный график работы тепловых сетей от котельной - 150-70 °С.

Гидравлический режим работы источника приведен в таблице 22.

**Таблица 22 – Гидравлический режим работы ТЭЦ ФЭИ**

Наименование	Давление в трубопроводах, кгс/см <sup>2</sup>		Расход теплоносителя, м <sup>3</sup> /ч
	Подающий	Обратный	
Период работы			
Отопительный	8,5	4,0	291

Отклонение параметров от заданных на источнике не должны превышать:

- По давлению в подающем трубопроводе:  $\pm 5\%$ ;
- По давлению в обратном трубопроводе:  $\pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup>.

### 2.6.4. Котельная НИФХИ

Температурный график работы тепловых сетей от котельной - 130-70 °С.

### **2.6.5. Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина»**

Тепловые сети от котельной - двухтрубные, закрытого типа.

Температурный график работы тепловых сетей от котельной - 150-70 °С со срезкой на 95 °С.

### **2.6.6. Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»**

Тепловые сети от котельной - двухтрубные, открытого типа с непосредственным разбором теплоносителя на нужды горячего водоснабжения абонентов.

Температурный график работы тепловых сетей от котельной - 95-70 °С.

**Таблица 23 – Гидравлический режим работы котельной НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»**

Наименование	Давление в трубопроводах, кгс/см <sup>2</sup>	
	Подающий	Обратный
Период работы		
Отопительный	7,00	2,5

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

Основной задачей регулирования отпуска тепловой энергии в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного сезона внешних климатических условиях и заданной температуры горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Для тепловых сетей города Обнинска с открытой системой горячего водоснабжения принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии, которое осуществляется температурному графику:

- Городская котельная - 150-70 °С (со срезкой на 115°С и изломом 65°С);
- ГТУ-ТЭЦ - 150-70 °С;
- ТЭЦ ФЭИ - 150-70 °С;
- Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина» - 150-70 °С со срезкой на 95 °С;
- Котельная НИФХИ - 130-70 °С;
- Котельная ВНИИРАЭ - 95-70 °С;

Расчетная температура наружного воздуха -25 °С.

Температура сетевой воды в подающих трубопроводах соответствует утвержденному для системы теплоснабжения температурному графику и задается по усредненной температуре наружного воздуха за промежуток времени в пределах 12 - 24 ч, определяемый диспетчером тепловой сети в зависимости от климатических условий и других факторов согласно п. 4.11.1 ПТЭ.

Регулирование отпуска тепловой энергии в виде горячей воды осуществляется качественно-количественным методом.

Температурный график АО «РИР» представлен в п.3.6.

**Таблица 24 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов ГТУ ТЭЦ**

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, тонн/ч	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, тонн/ч
-25	115	60,8		
-24	115	51,1		
-23	115	51,3		
-22	115	51,6		
-21	115	51,8		
-20	115	52		
-19	115	52,2		
-18	115	52,4		
-17	115	52,6		
-16	115	52,8	448	443
-15	115	52,9	457	447
-14	115	52,9	414	432
-13	112,4	52,3	472	456
-12	109,6	51,7	473	458
-11	106,9	50,9	472	455
-10	104,1	50,2	453	448
-9	101,4	49,5	447	436
-8	98,6	48,8	468	460
-7	95,8	48,1	477	461
-6	93	47,5	425	421
-5	90,2	47,3	452	437
-4	87,4	47	441	437
-3	84,6	46,9	475	445
-2	81,7	46,7	442	440
-1	80	46,7	471	445
0	80	47	464	439
1	80	47,2	409	411
2	80	47,4	429	418
3	80	47,6	416	433
4	80	47,7	389	421
5	80	47,8	412	428
6	80	47,9	418	420
7	80	48	377	394
8	80	48,1	375	389

**Таблица 25 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина»**

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, тонн/ч	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, тонн/ч
-27	95,00	70,00	Нет	Нет
-26	94,01	69,40	Нет	Нет
-25	92,01	68,20	Нет	Нет
-24	91,01	67,60	Нет	Нет
-23	90,01	66,99	Нет	Нет
-22	87,99	65,77	Нет	Нет
-21	86,98	65,15	Нет	Нет
-20	85,96	64,53	Нет	Нет

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, тонн/ч	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, тонн/ч
-19	83,92	63	Нет	Нет
-18	82,90	62,66	Нет	Нет
-17	80,84	61,39	Нет	Нет
-16	78,77	60,12	Нет	Нет
-15	77,72	59,47	Нет	Нет
-14	75,63	58,17	Нет	Нет
-13	74,58	57,51	Нет	Нет
-12	72,46	56,19	Нет	Нет
-11	71,39	55,52	Нет	Нет
-10	69,25	54,17	Нет	Нет
-9	68,17	53,49	Нет	Нет
-8	66,00	52,11	Нет	Нет
-7	64,90	51,41	Нет	Нет
-6	62,70	50,00	Нет	Нет
-5	61,59	49,29	Нет	Нет
-4	59,35	47,85	Нет	Нет
-3	58,22	47,11	Нет	Нет
-2	57,09	46,37	Нет	Нет
-1	55,95	45,63	Нет	Нет
0	54,80	44,88	Нет	Нет
1	52,48	43,35	Нет	Нет
2	51,30	42,57	Нет	Нет
3	50,12	41,79	Нет	Нет
4	48,93	40,99	Нет	Нет
5	48,56	41,09	Нет	Нет
6	48,89	41,57	Нет	Нет
7	49,23	42,06	Нет	Нет
8	49,90	43,04	Нет	Нет

**Таблица 26 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной АО «НИФХИ»**

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, тонн/ч	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, тонн/ч
-25	128	69	470	437
-24	125	68	470	437
-23	123	67	470	437
-22	121	66	470	437
-21	118	65	470	437
-20	116	65	470	437
-19	114	64	470	437
-18	112	63	470	437
-17	110	62	470	437
-16	107	61	470	437
-15	105	60	470	437
-14	103	59	470	437
-13	100	58	470	437
-12	98	57	470	437
-11	96	56	470	437
-10	93	55	470	437
-9	90	54	470	437
-8	88	53	470	437

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, тонн/ч	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, тонн/ч
-7	86	52	470	437
-6	83	51	470	437
-5	81	50	470	437
-4	78	48	470	437
-3	76	47	470	437
-2	74	46	470	437
-1	71	45	470	437
0	69	44	470	437
1	66	43	470	437
2	63	42	470	437
3	61	41	470	437
4	59	40	470	437
5	57	39	470	437
6	54	37	470	437
7	52	36	470	437
8	49	34	470	437

**Таблица 27 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной НИЦ «Курчатовский институт»- «ВНИИРАЭ»**

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, тонн/ч	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, тонн/ч
-25	92,3	68,4	229	228,5
-24	91,0	67,6	229	228,5
-23	89,6	66,8	229	228,5
-22	88,3	66,0	229	228,5
-21	86,9	65,1	229	228,5
-20	85,6	64,3	229	228,5
-19	84,2	63,5	229	228,5
-18	82,8	62,6	229	228,5
-17	81,5	61,8	229	228,5
-16	80,1	60,9	229	228,5
-15	78,7	60,1	229	228,5
-14	77,3	59,2	229	228,5
-13	75,9	58,3	229	228,5
-12	74,5	57,4	229	228,5
-11	73,0	56,6	229	228,5
-10	71,6	55,7	229	228,5
-9	70,2	54,8	229	228,5
-8	68,7	53,9	229	228,5
-7	67,3	52,9	229	228,5
-6	65,8	52,0	229	228,5
-5	64,4	51,1	229	228,5
-4	62,9	50,1	229	228,5
-3	61,4	49,2	229	228,5
-2	59,9	48,2	229	228,5
-1	58,4	47,2	229	228,5
0	56,9	46,2	229	228,5
1	55,3	45,2	229	228,5
2	53,8	44,2	229	228,5
3	52,2	43,2	229	228,5

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, тонн/ч	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, тонн/ч
4	50,6	42,1	229	228,5
5	49,1	41,1	229	228,5
6	47,4	40,0	229	228,5
7	45,8	38,9	229	228,5
8	44,2	37,8	229	228,5

**Таблица 28 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения тепловой энергии, отпущенной потребителю тепловой энергии ПАО КСК**

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии					
	Температура теплоносителя на вводе в систему отопления, °С	Температура теплоносителя на выходе из системы отопления, °С	Температура теплоносителя на вводе в систему ГВС, °С	Температура теплоносителя на выходе из системы ГВС, °С	Расход теплоносителя на вводе в ИТП, °С тонн/ч	Подпитка внутридомовых систем отопления, тонн/ч
-25	92	68	65	50		
-24	90	67	65	50		
-23	89	67	65	50		
-22	87	66	65	50		
-21	86	65	65	50		
-20	84	64	65	50		
-19	82	63	65	50		
-18	81	62	65	50		
-17	79	61	65	50		
-16	78	60	65	50		
-15	76	59	65	50		
-14	75	58	65	50		
-13	73	57	65	50		
-12	71	56	65	50		
-11	70	55	65	50		
-10	68	54	65	50		
-9	66	53	65	50		
-8	65	52	65	51		
-7	63	51	65	51		
-6	61	50	65	51		
-5	59	49	65	52		
-4	58	48	65	52		
-3	57	47	65	52		
-2	54	45	65	53		
-1	52	44	65	53		
0	50	43	65	53		
1	48	42	65	53		
2	46	40	65	54		
3	44	39	65	54		
4	42	37	65	54		
5	39	36	65	55		
6	37	34	65	55		
7	34	32	65	55		
8	32	30	65	55		



**Таблица 29 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения тепловой энергии, отпущенной потребителю тепловой энергии АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина»**

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии					
	Темпера- тура тепло носителя на вводе в систему отопления, °С	Температура тепло носителя на выходе из системы отопления, °С	Температура тепло носителя на вводе в систему ГВС, °С	Температура тепло носителя на выходе из системы ГВС, °С	Расход теплоносителя на вводе в ИТП, °С тонн/ч	Подпитка внутридомовых систем отопления, тонн/ч
-27	95,00	70,00	Нет	Нет	Нет	Нет
-26	94,01	69,40	Нет	Нет	Нет	Нет
-25	92,01	68,20	Нет	Нет	Нет	Нет
-24	91,01	67,60	Нет	Нет	Нет	Нет
-23	90,01	66,99	Нет	Нет	Нет	Нет
-22	87,99	65,77	Нет	Нет	Нет	Нет
-21	86,98	65,15	Нет	Нет	Нет	Нет
-20	85,96	64,53	Нет	Нет	Нет	Нет
-19	83,92	63	Нет	Нет	Нет	Нет
-18	82,90	62,66	Нет	Нет	Нет	Нет
-17	80,84	61,39	Нет	Нет	Нет	Нет
-16	78,77	60,12	Нет	Нет	Нет	Нет
-15	77,72	59,47	Нет	Нет	Нет	Нет
-14	75,63	58,17	Нет	Нет	Нет	Нет
-13	74,58	57,51	Нет	Нет	Нет	Нет
-12	72,46	56,19	Нет	Нет	Нет	Нет
-11	71,39	55,52	Нет	Нет	Нет	Нет
-10	69,25	54,17	Нет	Нет	Нет	Нет
-9	68,17	53,49	Нет	Нет	Нет	Нет
-8	66,00	52,11	Нет	Нет	Нет	Нет
-7	64,90	51,41	Нет	Нет	Нет	Нет
-6	62,70	50,00	Нет	Нет	Нет	Нет
-5	61,59	49,29	Нет	Нет	Нет	Нет
-4	59,35	47,85	Нет	Нет	Нет	Нет
-3	58,22	47,11	Нет	Нет	Нет	Нет
-2	57,09	46,37	Нет	Нет	Нет	Нет
-1	55,95	45,63	Нет	Нет	Нет	Нет
0	54,80	44,88	Нет	Нет	Нет	Нет
1	52,48	43,35	Нет	Нет	Нет	Нет
2	51,30	42,57	Нет	Нет	Нет	Нет
3	50,12	41,79	Нет	Нет	Нет	Нет
4	48,93	40,99	Нет	Нет	Нет	Нет
5	48,56	41,09	Нет	Нет	Нет	Нет
6	48,89	41,57	Нет	Нет	Нет	Нет
7	49,23	42,06	Нет	Нет	Нет	Нет
8	49,90	43,04	Нет	Нет	Нет	Нет

**Таблица 30 – Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения тепловой энергии, отпущенной потребителю тепловой энергии котельной АО «НИФХИ»**

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии					
	Темпера- тура тепло носителя на вводе в систему отопления, °С	Температура тепло носителя на выходе из системы отопления, °С	Температура тепло носителя на вводе в систему ГВС, °С	Температура тепло носителя на выходе из системы ГВС, °С	Расход теплоносителя на вводе в ИТП, °С тонн/ч	Подпитка внутридомовых систем отопления, тонн/ч
-25	128	69				
-24	125	68				
-23	123	67				
-22	121	66				
-21	118	65				
-20	116	65				
-19	114	64				
-18	112	63				
-17	110	62				
-16	107	61				
-15	105	60				
-14	103	59				
-13	100	58				
-12	98	57				
-11	96	56				
-10	93	55				
-9	90	54				
-8	88	53				
-7	86	52				
-6	83	51				
-5	81	50				
-4	78	48				
-3	76	47				
-2	74	46				
-1	71	45				
0	69	44				
1	66	43				
2	63	42				
3	61	41				
4	59	40				
5	57	39				
6	54	37				
7	52	36				
8	49	34				

## 2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка источника тепловой энергии определяется числом часов использования установленной тепловой мощности. Число часов использования установленной тепловой мощности определяется как отношение выработанной источником тепла в течение года тепловой энергии, к установленной тепловой мощности источника.

В данном разделе рассматривается источник теплоснабжения, а не его единичное основное оборудование.

Сведения по КИУМ тепловой и электрической энергии за 2020-2024 гг. для источников комбинированной выработки представлены в таблице 31.

**Таблица 31 – Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Год (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
Обнинская ГТУ ТЭЦ		
2020	15	37
2021	21	55
2022	15	58
2023	14	30
2024	15	54
ТЭЦ ФЭИ		
2020	8	-
2021	9	-
2022	9	-
2023	9	-
2024	9	-

Среднегодовая загрузка оборудования котельных за 2024 г. представлены в таблице 32.

**Таблица 32 – Среднегодовая загрузка оборудования**

N п/п.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2024 год	
			Выработка тепла, Гкал/год	Число часов использования УТМ, час.
1	Котельная проезд. Коммунальный, 21	602	977603	1624
2	Котельная НИФХИ	79,5	40630	511
3	Котельная ОНПП	95,83	50200	524
4	Котельная ВНИИРАЭ	28	17170	613
5	БМК «Заовражье»	26	13550	521

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

Измерительные системы учета тепловой энергии установлены на всех источниках централизованного теплоснабжения, за исключением котельной АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина».

На ГТУ-ТЭЦ в качестве вторичного прибора установлен тепловычислитель типа ТМК-Н 100.2.1. Информация о первичных приборах учета отсутствует.

На котельной АО «РИР» установлены тепловычислители типа ТМК-Н100.2.1. Информация о первичных приборах учета приведена в таблице 33.

На котельной НИФХИ установлены:

- на основной площадке – тепловычислитель КСД-3-1200. Первичные приборы представлены камерными диафрагмами с сужающим устройством типа ДКС-10-400.

- на площадке №2 (сигнал) – тепловычислитель РМ-1. Первичные приборы представлены камерными диафрагмами с сужающим устройством типа ДКС-10-300.

На котельной ВНИИРАЭ в качестве вторичного прибора установлен тепловычислитель типа КМ-5-2. Информация о первичных приборах учета отсутствует.

Перечень первичных и вторичных приборов учета представлен в таблице 30

Помимо приборов учета тепловой энергии на источниках теплоснабжения, ПУ установлены в точках купли-продажи тепловой энергии. Покупку тепловой энергии АО «РИР» от АО «ГНЦ РФ ФЭИ» осуществляет в трех точках поставки:

- АБК;
- Мирный;
- Очистные.

Информация о приборах учета приведена в таблице 33.

**Таблица 33 – Перечень приборов учета на источниках**

№ п/п	Наименование ТСО	Наименование источника	Приборы учета тепловой энергии	
			Первичный	Вторичный
1	ПАО «Калужская сбытовая компания»	ГТУ-ТЭЦ	ТМК-Н 100	ТМК-Н.100.2.1
2	АО «РИР»	Городская котельная	<p><b>1 ОЧЕРЕДЬ:</b>  1. Подающий , обратный трубопровод сетевой воды:  Ультразвуковой расходомер «ЭТАЛОН-РМ»  Термометр КТПТР-01 100П  Датчик давления ОТ-1  2 Подпиточный трубопровод:  Расходомер-счетчик «Гобой-5» XXX-XXX-201  Термометр ТПТ-1-3  Датчик давления ОТ-1  3 Исходная вода:  Расходомер-счетчик «Гобой-5» XXX-XXX-20-160  Термометр КТПТР-01 100П  Датчик давления ОТ-1</p> <p><b>2 ОЧЕРЕДЬ</b>  Подающий , обратный трубопровод сетевой воды:  Расходомер-счетчик «Гобой-5»-XXX-XXX-201  Термометр КТПТР-01 100П  Датчик давления ОТ-1  2 Подпиточный трубопровод:  Расходомер-счетчик «Гобой-5» XXX-XXX-201  Термометр ТПТ-1-3  Датчик давления ОТ-1  3 Исходная вода:  Расходомер-счетчик «Гобой-5» XXX-XXX-20-160  Термометр КТПТР-01 100П  Датчик давления ОТ-1</p>	ТМК-Н100.2.1 ТМК-Н100.2.1

№ п/п	Наименование ТСО	Наименование источника	Приборы учета тепловой энергии	
			Первичный	Вторичный
			<b>Пар на производство( в город)</b>  Счетчик пара вихревой СВП-2500 :  1. Датчик расхода газа ДРГ.М2500 2. Термопреобразователь ТПУ 0304/М1-Н 3. Преобразователь давления измерительный АИР-10-ДИ 1165 Контроллер универсальный «Миконт-186	
3	АО "ГНЦ РФ ФЭИ"	ТЭЦ ФЭИ	н.д.	н.д.
4	АО "НИФХИ"	НИФХИ	ДКС 10-400 ДКС 06-400 ДКС 10-300 ДКС 06-300	ДКС-3-1200 с ДМ  РМ с ДМЭР
5	АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина»	ОНПП	нет	нет
6	НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»	ВНИИРАЭ	н.д.	КМ 5-2

**Таблица 34 – Приборы учета в точках покупки тепловой энергии от ТЭЦ ФЭИ**

№ п/п	Наименование ТСО	Точка покупки	Приборы учета тепловой энергии	
			Первичный	Вторичный
1	АО «РИР»	АБК	н.д.	ТМК-Н100.2.1
2		Мирный	н.д.	ТМК-Н100.2.1
3		Очистные	н.д.	ТМК-Н120.2.1

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

Аварии и отказы оборудования по источникам тепловой энергии за 2020-2024 гг. не зафиксированы.

Перебои в работе оборудования происходили вследствие отключения электроэнергии и, соответственно, отключения сетевых насосов, срабатывании автоматической защиты котлов.

Отдельные остановки оборудования не влияли на качество предоставления услуги теплоснабжения для потребителей. После выяснения причин в кратчайшие сроки принимались меры по устранению нарушений и дальнейшее восстановление заданного электрического и теплового режимов источников. неполадки в работе оборудования устранялись силами ремонтного персонала эксплуатирующих организаций в порядке текущей эксплуатации. Оборудование восстанавливалось в рабочем режиме в течение не более 24 часов.

**Таблица 35 – Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от БМК Заовражье**

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение подачи тепловой энергии, Гкал/ед
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	1	3	6

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

В соответствии с информацией, предоставленной теплоснабжающими организациями для разработки схемы теплоснабжения МО ГО «город Обнинск», предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников теплоснабжения отсутствуют.

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

Источники тепловой энергии, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, на территории города Обнинска отсутствуют.

#### **2.13. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии**

За период актуализации схемы теплоснабжения изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии отсутствуют.

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

#### **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**

Большая часть тепловых сетей в Обнинске присоединена к котельной АО «РИР», образуя вместе с тепловыми сетями ГТУ ТЭЦ №1 и ТЭЦ ФЭИ на территории города единую двухтрубную тепловую сеть, кольцевую с резервирующими перемычками, с зависимым и независимым присоединением потребителей теплоты преимущественно по открытой схеме. Прокладка тепловых сетей осуществлена в основном в непроходных каналах.

В 2022 г. завершено строительство понизительной насосной станции на магистральной теплосети Ду500, с уменьшением диаметра теплосети на участке от К-3 до К-2 до Ду400, в районе здания ул.Комсомольская,6, производительностью 315 м.куб/час для повышения надежности теплоснабжения потребителей Старого города. Строительная часть ПНС предполагает возможность увеличения, при необходимости, ее производительности до 1000 м<sup>3</sup>/час путем установки более производительной насосной группы,

Профиль местности неровный. Максимальная разность отметок составляет 25 метров. Наибольшая высота зависимых местных систем теплоснабжения: три 14-ти этажных дома Гагарина, 4, 10, 16 с высотой по 42 метра (+ 2 м по отношению к геодезической отметке котельной) и 29 12-ти этажных домов. В наиболее низких местах расположены пос. Мирный (-23 м), Пионерский проезд (-23 м), ИФЗ (-22 м), ул. Комсомольская, 13 (-19 м).

Значительная часть тепловых сетей от ТЭЦ ФЭИ обеспечивает теплоснабжение собственных объектов ФЭИ на территории промплощадки. Теплоснабжение городских потребителей осуществляется по трем выводам, где на границе эксплуатационной ответственности между АО «РИР» и АО «ГНЦ РФ ФЭИ» (забор промплощадки ТЭЦ ФЭИ) установлены приборы учета тепловой энергии, которые являются точкой покупки АО «РИР» тепловой энергии от ТЭЦ.

Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ» имеет двухтрубную тепловую сеть с зависимым присоединением потребителей теплоты преимущественно по открытой схеме. Прокладка тепловых сетей осуществлена в основном в коммуникационных тоннелях и непроходных каналах. ЦТП и насосных станций нет.

Котельная АО НИФХИ им. Карпова осуществляет теплоснабжение потребителей посредством двухтрубной тепловой сети с зависимым и независимым подключением по закрытой схеме. ЦТП и насосных станций нет.

Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А. Г. Ромашина осуществляет теплоснабжение потребителей посредством двухтрубной тепловой сети с зависимым подключением по закрытой схеме. ЦТП и насосных станций нет.

Остальные источники тепловой энергии на территории г. Обнинска осуществляют теплоснабжение только собственных объектов предприятий, на балансе которых они находятся. В данном разделе эти источники рассматриваться не будут.

На всех источниках тепловой энергии осуществляется качественное центральное регулирование тепловой нагрузки путём изменения температуры сетевой воды. Исключение составляет котельная АО «РИР», на которой в периоды стояния определенных температур наружного воздуха применяется качественно-количественное регулирование. Источники

работают по температурным графикам 95-70°C, 130-70°C, 150-70°C в отопительный период с применением верхней и нижней срезок и без них. Расчетная температура наружного воздуха - 25°C.

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

Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии представлены на рисунках ниже.

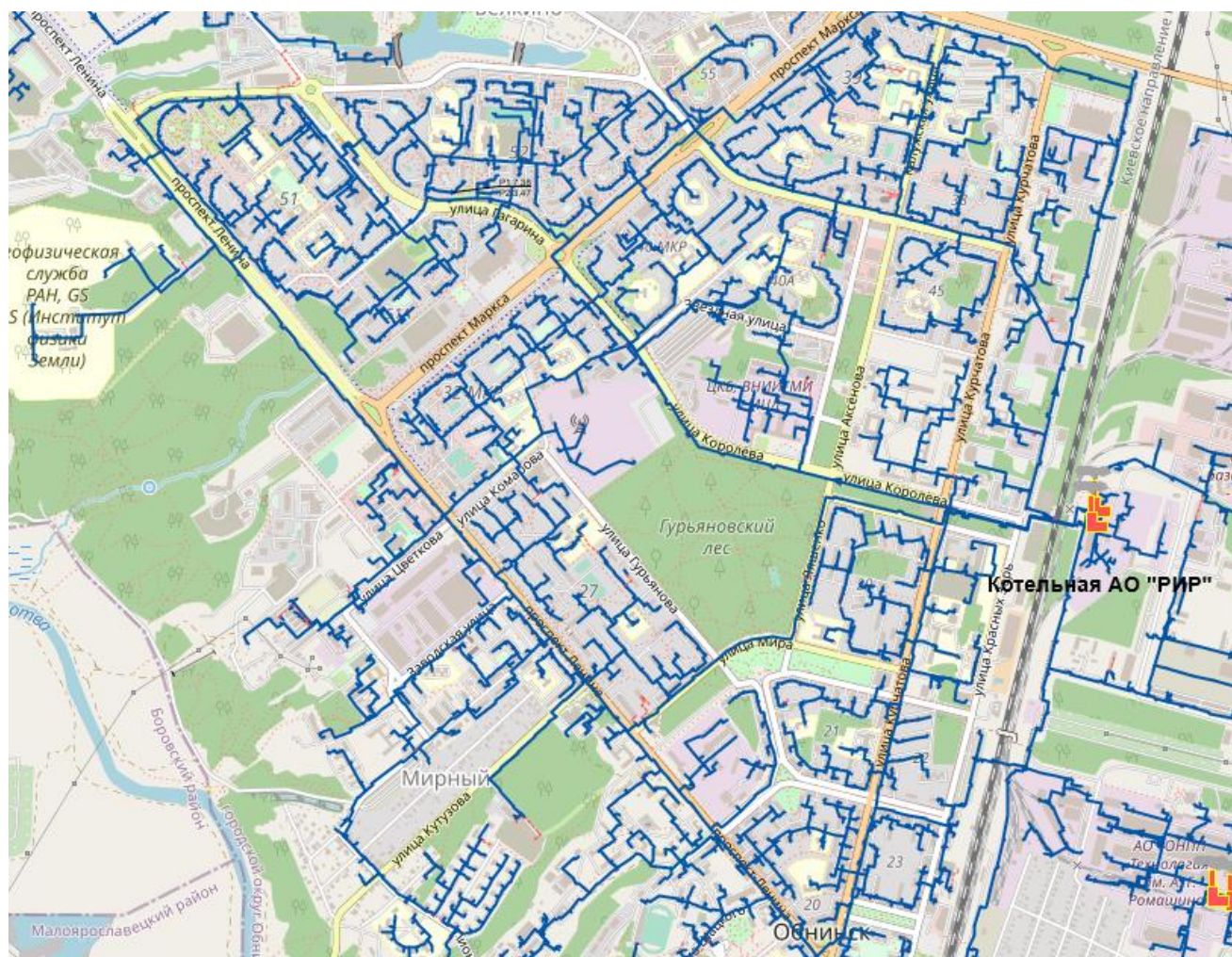


Рисунок 4 – Тепловые сети от котельной АО «РИР»





Рисунок 5 – Тепловые сети от ТЭЦ ФЭИ в город



Рисунок 6 –Схема тепловых сетей от ГТУ ТЭЦ №1





**Рисунок 7 –Схема тепловых сетей ООО «Технология НГ»**

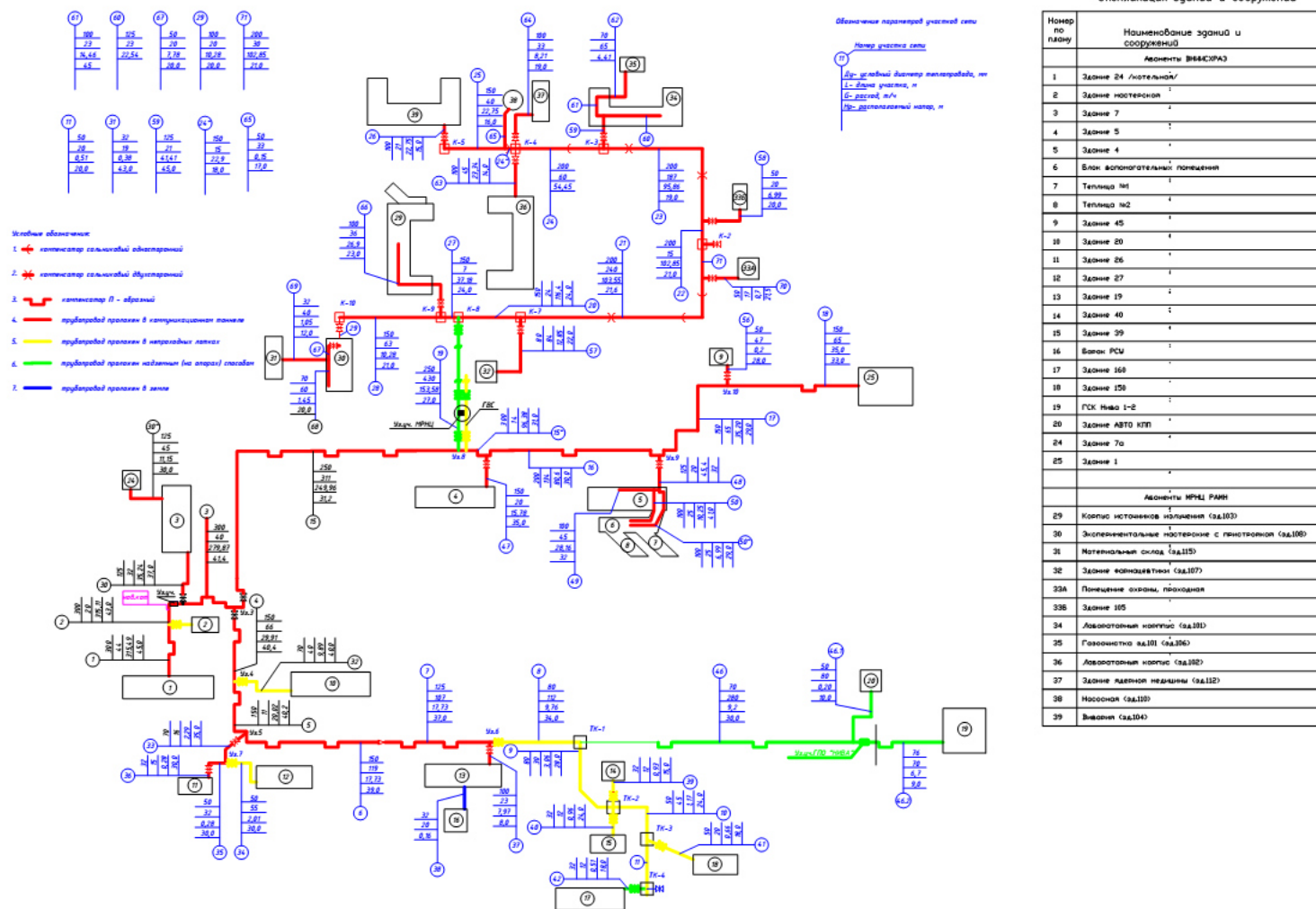


Рисунок 8 – Тепловые сети от котельной НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»

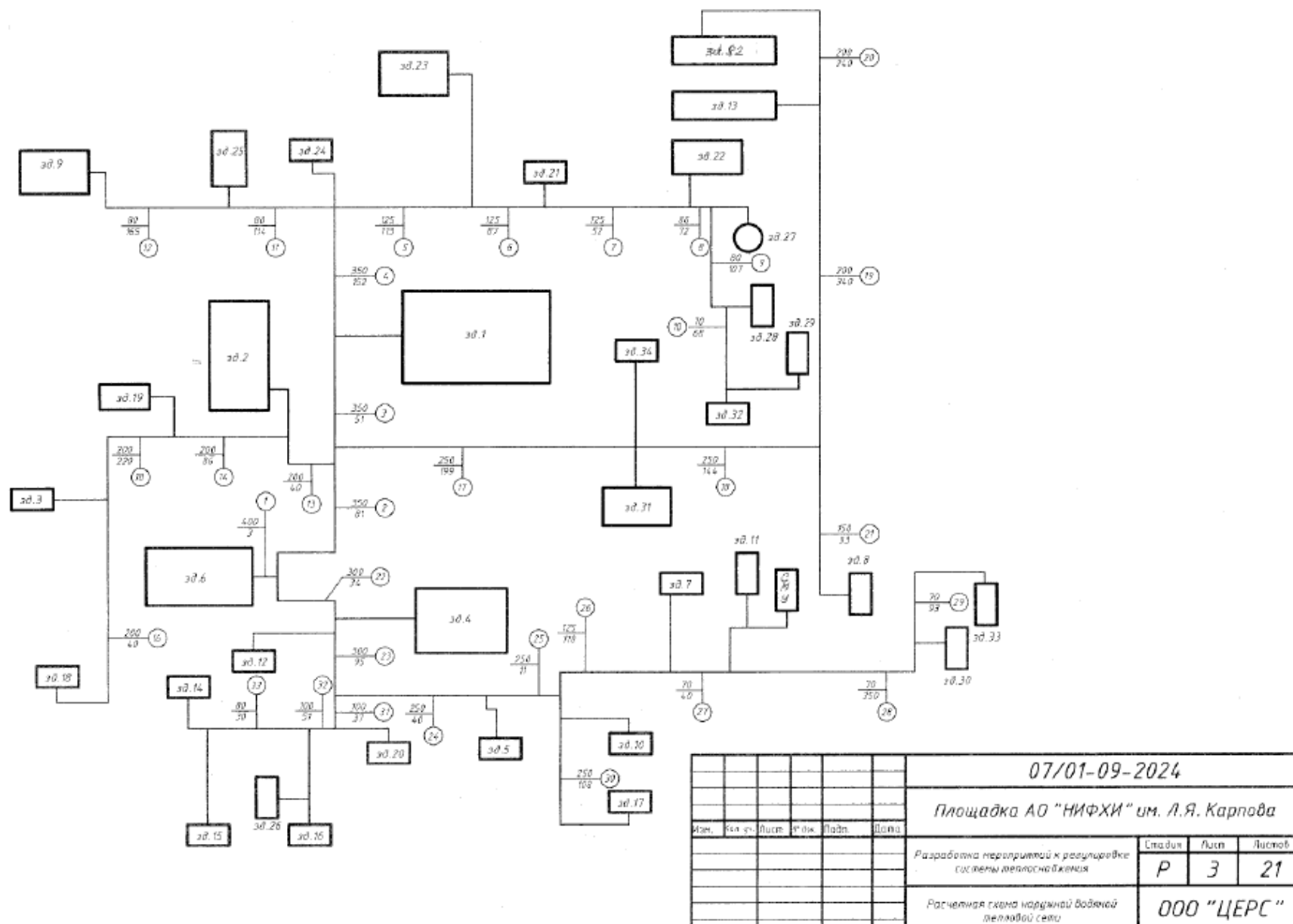


Рисунок 9 - Тепловые сети от котельной АО НИФХИ им. Карпова

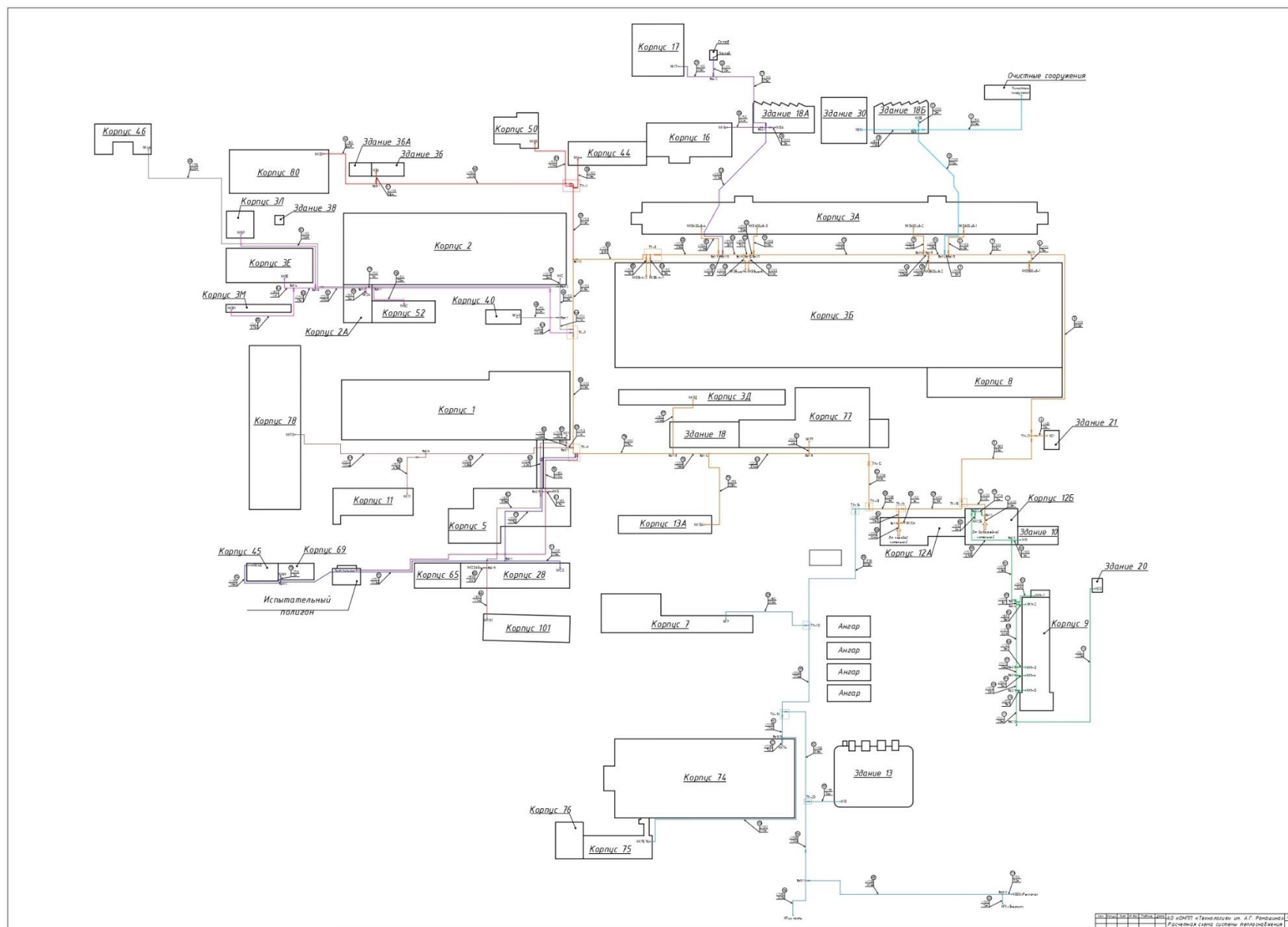


Рисунок 10 - Тепловые сети от котельной АО «ОНПП «Технология» им. А. Г. Ромашина»

**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 тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам**

Распределение протяженности тепловых сетей в однострубно́м исчислении и их материальная характеристика по источникам тепловой энергии представлены в таблице ниже.

**Таблица 36 – Протяженность и материальная характеристика водяных тепловых сетей в г. Обнинске**

Источник тепловой энергии	Протяженность, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Протяженность, %	Материальная характеристика, %
Котельная АО «РИР»	325 101	57 157	75,7%	76,0%
ТЭЦ ФЭИ	30 486	3 805	7,1%	5,1%
ГТУ ТЭЦ №1	39 824	9 083	9,3%	12,1%
Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»	4 230	567	1,0%	0,8%
Котельная АО НИФХИ им. Карпова	11 730	1 489	2,7%	2,0%
Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А. Г. Ромашина»	13 990	1 833	3,3%	2,4%
ООО "Технология НГ"	4 308	1 281	1,0%	1,7%
<b>ИТОГО</b>	<b>429 670</b>	<b>75 215</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

На долю тепловых сетей от котельной АО «РИР» приходится около 76% по их протяженности на территории города и 76% – по материальной характеристике. Сети от котельной АО «РИР» обеспечивают теплоснабжение многоэтажной жилой застройки, административно-бытовой и социальной застройки, а также промышленных предприятий на территории города. На долю остальных источников приходится в основном теплоснабжение собственных производственных площадок, а также бюджетные и прочие потребители.

В таблице ниже представлены краткие сведения о паровых сетях Котельной пр. Коммунальный, 21.

**Таблица 37 – Сведения о паровых сетях Котельной пр. Коммунальный, 21**

Назначение сетей	Характеристика сетей	Итого протяженность, м
Паропровод для собственных нужд на территории котельной	Ду50 L=333 м (надземная прокладка) Ду100 L=295 м (надземная прокладка)	628
Потребитель АО «Ермолино Молоко»	Ду150 L=1810,84 м (145 м – канал, 1191,14 – надземная прокладка) Ду200 L=30 м (надземная прокладка) Ду250 L=7 м (надземная прокладка) Ду350 L=25 м (надземная прокладка)	1872,84
<b>Итого:</b>		<b>2500,84 м</b>

В г. Обнинске на долю тепловых сетей, построенных до 1990 г., приходится около 51% по протяженности. По материальной характеристике этот показатель еще более значителен – 56%. Данный факт говорит о значительной изношенности тепловых сетей и необходимости их обновления. Данные о протяженности и материальной характеристике тепловых сетей по источникам тепловой энергии в зависимости от года прокладки представлены в таблице ниже.

**Таблица 38 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки**

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>Котельная АО «РИР»</b>		
До 1990	187 059	36 469
С 1991 по 1998	50 537	5 090
С 1999 по 2003		
С 2004	87 505	15 598
Всего	325 101	57 157
<b>ТЭЦ ФЭИ</b>		
До 1990	16 434	2 369
С 1991 по 1998	520	51
С 1999 по 2003		
С 2004	13 532	1 385
Всего	30 486	3 805
<b>ГТУ ТЭЦ №1</b>		
До 1990	13 343	3 021
С 1991 по 1998	404	20
С 1999 по 2003		
С 2004	26 078	6 042
Всего	39 824	9 083
<b>Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»</b>		
До 1990	4 230	567
С 1991 по 1998	0	0
С 1999 по 2003		
С 2004	0	0
Всего	4 230	567
<b>Котельная АО НИФХИ им. Карпова</b>		
До 1990	11 730	1489
С 1991 по 1998	0	0
С 1999 по 2003		
С 2004	0	0
Всего	11 730	1489
<b>Котельная БМК Заовражье</b>		
До 1990	0	0
С 1991 по 1998	0	0
С 1999 по 2003	0	0
С 2004	4 308	1 281
Всего	4 308	1 281



Тепловые сети города выполнены преимущественно подземным способом прокладки в непроходных каналах. Надземная прокладка характерна для головных участков магистральных тепловых сетей, расположенных в непосредственной близости к источнику тепловой энергии, а также для тепловых сетей в промышленной части города. Доля тепловых сетей в подземной прокладке составляет около 80% от общей протяженности и материальной характеристики.

Для тепловых сетей, введенных в эксплуатацию до 2005 года, характерны следующие теплоизоляционные конструкции:

- теплоизоляционный слой – плиты минераловатные с/без асбоцемента или ФРП;
- покровный слой – стеклопластик (для подземной прокладки), оцинкованная сталь или тонколистовой алюминий (для надземной прокладки).

Современная пенополимерминеральная (ППМ) и пенополиуретановая (ППУ) изоляция характерна только для отдельных участков сетей диаметром до 250 мм, на которых производилась замена вследствие их повреждения, или новых участков. Тепловая изоляция трубопроводов находится в удовлетворительном состоянии.

Для компенсации температурных расширений трубопроводов применяются следующие «П» - образные компенсаторы и участки самокомпенсации. На тепловой сети от котельной АО «РИР» диаметром 700 мм по ул. Королева в районе ИМР и ЦКБ имеются три сальниковых компенсатора.

Сводная таблица по протяженности и материальной характеристике тепловых сетей в г. Обнинске в зависимости от диаметра трубопроводов и способу прокладки по каждому источнику тепловой энергии представлена в таблице ниже.

**Таблица 39 – Общая характеристика тепловых сетей**

Условный диаметр трубопровода, мм	Протяженность, м	Материальная характеристика, м²	Протяженность по способу прокладки, м		Материальная характеристика по способу прокладки, м²	
			подземная	надземная	подземная	надземная
Котельная АО «РИР»						
20	550	11	450	100	9	2
25	410	10	346	64	9	2
32	5 135	164	4 645	490	149	16
40	6 940	278	4 248	2 693	170	108
50	50 589	2 529	46 396	4 193	2 320	210
70	25 217	1 765	25 125	92	1 759	6
80	50 621	4 050	47 747	2 874	3 820	230
100	40 535	4 054	38 308	2 228	3 831	223
125	28 413	3 552	25 792	2 621	3 224	328
150	22 666	3 400	16 983	5 683	2 547	852
200	21 559	4 312	20 889	670	4 178	134
250	18 425	4 606	17 322	1 103	4 330	276
300	1 702	511	1 230	472	369	142
350	2 958	1 035	100	2 858	35	1 000
400	10 316	4 126	9 912	404	3 965	162
500	21 701	10 850	17 113	4 588	8 556	2 294
600	5 182	3 109	4 890	292	2 934	175
700	10 130	7 091	6 150	3 980	4 305	2 786

Условный диаметр трубопровода, мм	Протяженность, м	Материальная характеристика, м²	Протяженность по способу прокладки, м		Материальная характеристика по способу прокладки, м²	
			подземная	надземная	подземная	надземная
800	1 432	1 146	1 194	238	955	190
900	620	558	620		558	0
<b>ИТОГО</b>	<b>325 101</b>	<b>57 157</b>	<b>289 458</b>	<b>35 644</b>	<b>48 022</b>	<b>9 135</b>
<b>ТЭЦ ФЭИ</b>						
20	94	2	94	0	2	0
25	32	1	0	32	0	1
32	1 021	33	927	94	30	3
40	2 584	103	931	729	74	29
50	7 618	381	5 025	2 593	251	130
70	2 587	181	2 439	148	171	10
80	1 502	120	1 280	222	102	18
100	2 512	251	2 157	355	216	35
125	3 580	448	2 400	1 180	300	148
150	2 984	448	1 184	1 800	178	270
200	2 794	559	2 460	334	492	67
250	1 054	264	548	506	137	127
400	469	188	469	0	188	0
500	1 656	828	1 403	253	702	127
<b>ИТОГО</b>	<b>30 486</b>	<b>3 805</b>	<b>21 317</b>	<b>8 245</b>	<b>2 842</b>	<b>963</b>
<b>ГТУ ТЭЦ №1</b>						
20	16	0,3	16	0	0,3	0
32	82	3	82	0	3	0
40	192	8	192	0	8	0
50	1 981	99	1 917	64	96	3
70	1 532	107	1 432	100	100	7
80	2 981	238	2 981	0	238	0
100	3 764	376	3 764	0	376	0
125	3 608	451	3 608	0	451	0
150	2 407	361	2 407	0	361	0
200	2 374	475	2 374	0	475	0
250	8 432	2 108	8 432	0	2 108	0
300	4 256	1 277	4 256	0	1 277	0
400	5 230	2 092	5 230	0	2 092	0
500	2 969	1 484	2 969	0	1 484	0
<b>ИТОГО</b>	<b>39 824</b>	<b>9 080</b>	<b>39 660</b>	<b>164</b>	<b>9 070</b>	<b>10</b>
<b>Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»</b>						
32	180	6	156	24	5	1
50	534	27	374	160	19	8
70	770	54	112	658	8	46
80	284	23	284	0	23	0
100	236	24	236	0	24	0
125	408	51	408	0	51	0
150	692	104	692	0	104	0
200	268	54	268	0	54	0

Условный диаметр трубопровода, мм	Протяженность, м	Материальная характеристика, м²	Протяженность по способу прокладки, м		Материальная характеристика по способу прокладки, м²	
			подземная	надземная	подземная	надземная
250	622	156	622	0	156	0
300	236	71	236	0	71	0
<b>ИТОГО</b>	<b>4 230</b>	<b>567</b>	<b>3 388</b>	<b>842</b>	<b>513</b>	<b>55</b>
<b>Котельная АО НИФХИ им. Карпова</b>						
40	796	32	796	0	32	0
50	2 372	119	2 372	0	119	0
70	2 338	164	2 338	0	164	0
80	670	54	670	0	54	0
100	642	64	642	0	64	0
125	920	115	920	0	115	0
150	428	64	428	0	64	0
200	1 622	324	1 622	0	324	0
250	1 004	251	1 004	0	251	0
300	522	157	522	0	157	0
350	416	146	416	0	146	0
<b>ИТОГО</b>	<b>11 730</b>	<b>1 489</b>	<b>11 730</b>	<b>0</b>	<b>1 489</b>	<b>0</b>
<b>Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А. Г. Ромашина»</b>						
32	452	14	0	452	0	15
40	184	7	0	184	0	7
50	762	38	0	762	0	38
70	2 682	188	0	2 682	0	188
80	1 712	137	0	1 712	0	137
100	1 584	158	0	1 584	0	158
125	1 136	142	0	1 136	0	142
150	2 148	322	290	1 858	44	279
200	1 354	271	206	1 148	41	230
250	1 114	279	602	512	151	128
300	686	206	46	640	14	192
400	176	70	84	92	34	37
<b>ИТОГО</b>	<b>13 990</b>	<b>1 833</b>	<b>1 228</b>	<b>12 762</b>	<b>283</b>	<b>1 550</b>
<b>БМК Заовражье</b>						
150	177	27	нд	нд	нд	нд
200	475	95	нд	нд	нд	нд
250	509	127	нд	нд	нд	нд
300	1709,04	513	нд	нд	нд	нд
350	1 108	388	нд	нд	нд	нд
400	330,00	132	нд	нд	нд	нд
<b>ИТОГО</b>	<b>4 308</b>	<b>1 281</b>	<b>нд</b>	<b>нд</b>	<b>нд</b>	<b>нд</b>
<b>Всего по г. Обнинску</b>						
20	660	13	560	100	11	2
25	442	11	346	96	9	2
32	6 870	220	5 810	1 061	186	34
40	10 696	428	6 167	3 606	284	144
50	63 856	3 193	56 084	7 772	2 804	389

Условный диаметр трубопровода, мм	Протяженность, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Протяженность по способу прокладки, м		Материальная характеристика по способу прокладки, м <sup>2</sup>	
			подземная	надземная	подземная	надземная
70	35 126	2 459	31 446	3 680	2 201	258
80	57 770	4 622	52 962	4 808	4 237	385
100	49 273	4 927	45 106	4 166	4 511	417
125	38 065	4 758	33 128	4 937	4 141	617
150	31 502	4 725	21 983	9 341	3 297	1 401
200	30 447	6 089	27 819	2 152	5 564	430
250	31 160	7 790	28 530	2 121	7 133	530
300	9 111	2 733	6 290	1 112	1 887	334
350	4 482	1 569	516	2 858	181	1 000
400	16 521	6 608	15 695	496	6 278	198
500	26 326	13 163	21 485	4 841	10 742	2 421
600	5 182	3 109	4 890	292	2 934	175
700	10 130	7 091	6 150	3 980	4 305	2 786
800	1 432	1 146	1 194	238	955	190
900	620	558	620	0	558	0
<b>ИТОГО</b>	<b>429 670</b>	<b>75 212</b>	<b>366 781</b>	<b>57 657</b>	<b>62 217</b>	<b>11 714</b>

Территория Обнинска расположена в среднепересеченной области Русской равнины, подвергавшейся воздействию ледника в периоды оледенений (четвертичный период). Мощность чехла около 2000 м. Четвертичные отложения подстилают коренные породы, представленные юрской и каменноугольной системами. Встречаются четвертичные отложения разного генезиса и происхождения (аллювиальные, озерные, моренные, аллювиально-флювиогляциальные, болотные). Кроме болотных, четвертичные отложения слагают пески, супеси, суглинки.

В геоморфологическом отношении территория города Обнинск представляет собой волнистую поверхность. Основные геоморфологические формы рельефа представлены: поймой реки с абсолютными отметками 120–130 м; высокой пойменной террасой с отметками 130–135 м, двумя надпойменными террасами с отметками 135–160 м и 160–179 м и водораздельным плато на отметках выше 178 м. Территория осложнена рядом оврагов разной величины от развивающихся до древних, выположенных и затухших.

Глубина промерзания для суглинков и глин составляет 1,3 м, для супесей и песков – 1,6 м.

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

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и переключек между трубопроводами, секционирования магистральных и распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей. Установка запорной арматуры предусматривается на всех выводах тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов.

На тепловых сетях г. Обнинска установлено более 3600 единиц секционирующей арматуры (чугунные и стальные задвижки). Большая часть из них установлена на тепловых сетях котельной АО «РИР» и ТЭЦ ФЭИ (3114 шт.).

На тепловых сетях АО «НИФХИ» установлено 110 единиц арматуры. Тип арматуры – клиновой.

### 3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

При подземной прокладке тепловых сетей для размещения задвижек, спускников, сальниковых компенсаторов, неподвижных опор, смонтированы тепловые камеры. Строительная часть камер выполнена в основном из сборного железобетона - блоки стеновые ФБС 24.4.6-т, ФБС 12.4.6-т и т.д. с устройством монолитных участков из бетона В 15. Наращивание камер при ремонте выполняется из керамического кирпича М 150. Перекрытие камер выполняется из железобетонных плит перекрытия по сериям с. НС 01-04; с.3.006.1 и т.д. По наружным поверхностям стен камер, соприкасающихся с грунтом, выполняется обмазочная гидроизоляция горячим битумом за 2 раза. В перекрытии камер устанавливаются чугунные люки. При необходимости выполняется горловина под люки из железобетонных колец Д=700 мм. Имеется один павильон.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

Камеры находятся в удовлетворительном состоянии.

**Таблица 40 - Центральные тепловые пункты теплосетевых организаций**

Год	Количество ЦТП	Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч
<b>АО «РИР»</b>		
2024	1	5,241
<b>НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»</b>		
2020	1	3,3
2021	1	3,5
2022	1	3,4
2023	1	3,3
2024	1	3,9

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

При расчете режимов систем централизованного теплоснабжения за основу принимают проектный режим отпуска теплоты (для г. Обнинска характерны температурные графики 150-70°C, 130-70°C, 115-70°C и 95-70°C).

При наличии нагрузки на горячее водоснабжение график температур воды в подающей линии в теплый период отопительного сезона спрямляют так, чтобы была обеспечена необходимая температура потребляемой горячей воды (в Обнинске температура нижнего излома температурного графика составляет 65°C).

Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, обеспечивая центральное регулирование отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в

зависимости от температуры наружного воздуха. Температурный график регулирования тепло-вой нагрузки разрабатывается из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, а также покрытия тепловой нагрузки горячего водоснабжения, в соответствии с требованиями СанПин 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению без-опасности систем горячего водоснабжения. Изменение к СанПиНу 2.1.4.1074-01». Температура в помещениях должна быть постоянной и находится на уровне не менее +18°C.

На источниках тепловой энергии в г. Обнинске приняты следующие температурные графики:

Котельная АО «РИР» – 150-70°C (со срезкой на 115°C и изломом 65°C);

ГНЦ РФ ФЭИ – 150-70°C (со срезкой на 115°C и изломом 65°C);

ГТУ ТЭЦ №1 – 150-70°C (со срезкой на 115°C и изломом 70°C);

Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ» – 95-70°C;

Котельная АО НИФХИ им. Карпова – 130-70°C;

Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А. Г. Ромашина» – 150-70°C со срезкой на 95°C.

Практический опыт эксплуатации тепловых сетей АО «РИР» показал, что ограничение максимально температуры теплоносителя до 115°C позволяет обеспечивать расчетную температуру внутри отапливаемых помещений на уровне 18°C в расчетном режиме (при температуре наружного воздуха минус 25°C).

Проектные решения по контролю и регулированию температуры на тепловых сетях АО «РИР» г. Обнинска» реализованы в проекте «Техническое перевооружение ОПО «Система теплоснабжения г. Обнинска», рег.№А09-40242-0001, в части снижения максимальной температуры тепловой сети до 115 градусов и актуализация штата работников ОПО».

Данный проект прошел экспертизу промышленной безопасности с последующим внесением изменений в сведения Госреестра ОПО, характеризующие ОПО.

Предоставленные утвержденные температурные графики отражены на рисунках ниже.

Согласовано  
от Администрации г. Обнинска

И.В. Раудува

Утверждаю

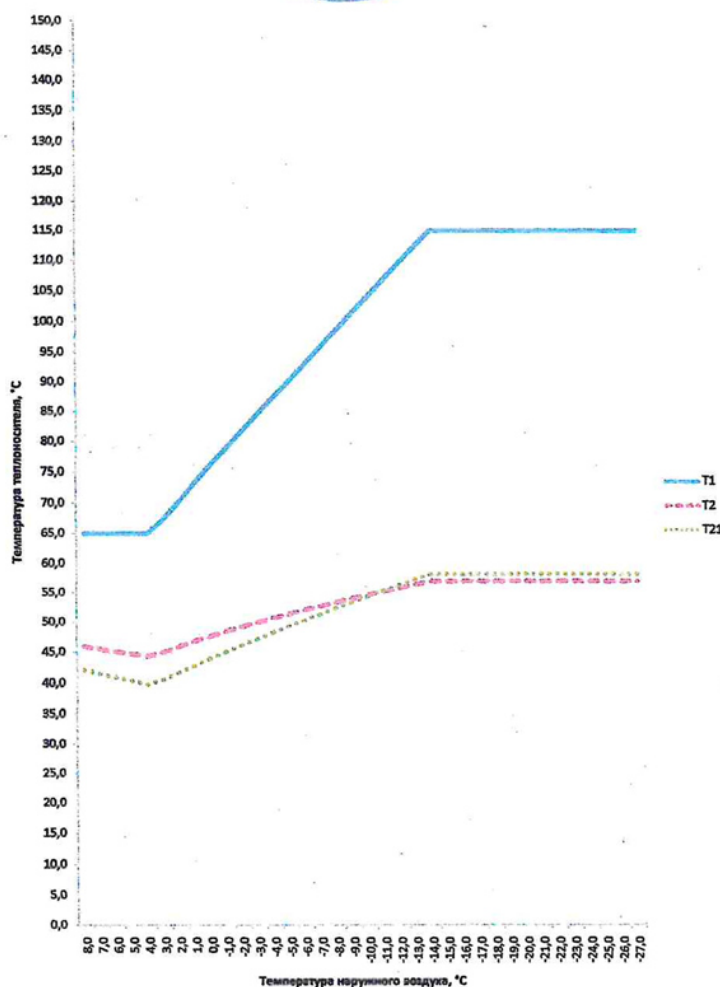
Директор филиала АО "РИР" в г. Обнинске

А.А. Бобырь

Гл. инженер АО "ГНЦ РФ ФЭИ"

Р.М. Щепелев

Расчетный график температуры воды для тепловых сетей филиала АО "РИР" в г. Обнинске и ТЭЦ АО "ГНЦ РФ ФЭИ"  
(150-70°C со срезкой 115°C и изломом 65°C).



Температура наружного воздуха, °C	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе источника тепла, °C	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе у потребителя (отопления и ГВС), °C	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе у потребителя (отопление), °C
T <sub>н</sub>	T <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>21</sub>
8	65,0	46,0	42,2
7	65,0	45,6	41,6
6	65,0	45,2	41,0
5	65,0	44,8	40,4
4	65,0	44,4	39,8
3	67,3	45,0	40,6
2	70,2	45,9	41,8
1	73,1	46,8	42,9
0	76,0	47,6	44,0
-1	78,9	48,4	45,1
-2	81,7	49,2	46,2
-3	84,6	50,0	47,2
-4	87,4	50,7	48,3
-5	90,2	51,4	49,3
-6	93,0	52,1	50,3
-7	95,8	52,7	51,4
-8	98,6	53,4	52,4
-9	101,4	54,0	53,4
-10	104,1	54,6	54,4
-11	106,9	55,2	55,3
-12	109,6	55,8	56,3
-13	112,4	56,4	57,3
-14	115,0	56,9	58,2
-15	115,0	56,9	58,2
-16	115,0	56,9	58,2
-17	115,0	56,9	58,2
-18	115,0	56,9	58,2
-19	115,0	56,9	58,2
-20	115,0	56,9	58,2
-21	115,0	56,9	58,2
-22	115,0	56,9	58,2
-23	115,0	56,9	58,2
-24	115,0	56,9	58,2
-25	115,0	56,9	58,2
-26	115,0	56,9	58,2
-27	115,0	56,9	58,2

Примечание:

1. Температура воды в подающем трубопроводе горячего водоснабжения (настройка регулятора температуры) принимается равной 65°C. Температура возвращаемой воды из системы циркуляции ГВС не должна превышать 55°C. Потребитель вправе установить температуру в подающем трубопроводе горячего водоснабжения (настроить регулятор температуры) в диапазоне от 60°C до 75°C при условии предоставления в филиал АО "РИР" в г. Обнинске утвержденного потребителем иного температурного режима в подающем трубопроводе системы ГВС.
2. Температура воды в подающем трубопроводе на вводах потребителей ниже температуры сетевой воды в подающем трубопроводе на выводах источников на величину нормативных тепловых потерь в тепловых сетях, что учтено при расчете и установке дросселирующих устройств у потребителей.
3. Режим установлен "Схемой теплоснабжения муниципального образования город Обнинск".

Руководитель направления ЦТС  
филиала АО "РИР" в г. Обнинске

Зам. Главного инженера по энергетике,  
Главный энергетик АО "ГНЦ РФ ФЭИ"

Гришкин В.А.

Смородинов С.В.

Рисунок 11 - Температурный график котельной АО «РИР» и ТЭЦ ФЭИ

**Таблица 41 – Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети ПАО «КСК»**

Температура наружного воздуха, °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе на выходах источника тепловой энергии, 0С, ± 3%	Температура сетевой воды из систем отопления в тепловых узлах потребителей, 0С, не более 5%
8	80	48,1
7	80	48
6	80	47,9
5	80	47,8
4	80	47,7
3	80	47,6
2	80	47,4
1	80	47,2
0	80	47
-1	80	46,7
-2	81,7	46,7
-3	84,6	46,9
-4	87,4	47
-5	90,2	47,3
-6	93	47,5
-7	95,8	48,1
-8	98,6	48,8
-9	101,4	49,5
-10	104,1	50,2
-11	106,9	50,9
-12	109,6	51,7
-13	112,4	52,3
-14	115,0	52,9
-15	115,0	52,9
-16	115,0	52,8
-17	115,0	52,6
-18	115,0	52,4
-19	115,0	52,2
-20	115,0	52,0
-21	115,0	51,8
-22	115,0	51,6
-23	115,0	51,3
-24	115,0	50,1
-25	115,0	50,8
-26	115,0	50,5
-27	115,0	50,2

**Примечание:**

1. Температура воды в подающем трубопроводе горячего водоснабжения после регуляторов температуры 650 С.

Температура в обратном циркуляционном трубопроводе горячего водоснабжения ниже на 10-150 С температуры воды в подающем трубопроводе горячего водоснабжения.

2. Температура воды в подающем трубопроводе на вводах потребителей ниже температуры сетевой воды в подающем трубопроводе на выходах котельной на величину нормативных тепловых потерь в тепловых сетях, что учтено при расчете и установке.

3. Температура воды в подающем трубопроводе в неотапительный период 700 С.

4. Давление сетевой воды на выводах Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 в отопительный период: в подающем трубопроводе - 6,5 кгс/см<sup>2</sup>; в обратном трубопроводе – 3,0 кгс/см<sup>2</sup>.

5. Давление сетевой воды на выводах Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 в неотапительный период: в подающем трубопроводе – 5,5 кгс/см<sup>2</sup>; в обратном трубопроводе – 4,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Ввиду того, что тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию является преобладающей, для котельной АО «РИР» и ТЭЦ ФЭИ, как основных поставщиков тепловой энергии, принят режим центрального качественно-количественного регулирования по отопительному графику



с расчетными температурами сетевой воды 150-70°C со срезкой 115°C и изломом графика (для нужд ГВС) при температуре теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети  $T_1=65^\circ\text{C}$ .

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

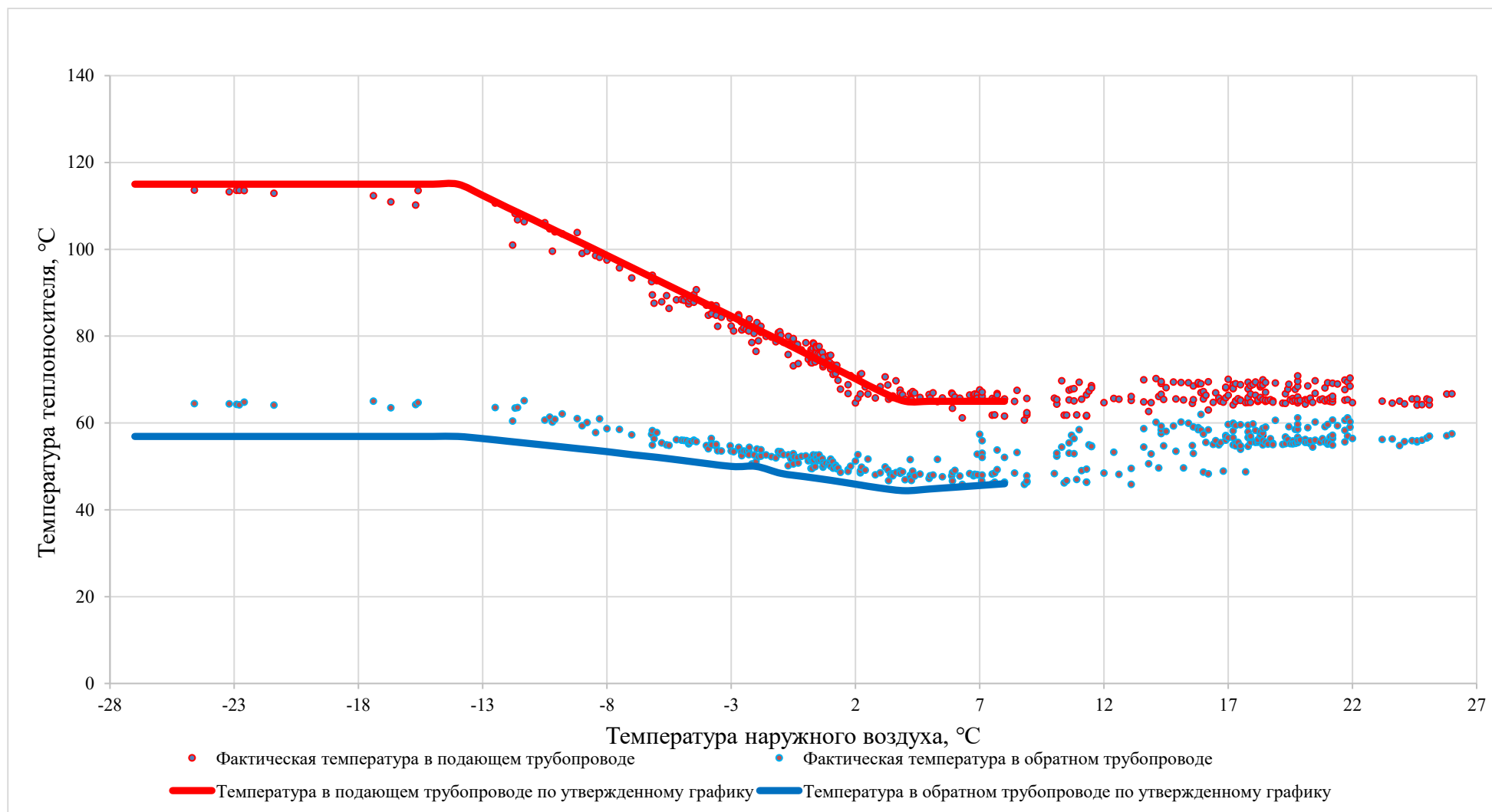
В соответствии с п. 6.2.59 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 г. №115):

*«Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:*

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

*Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на  $+5\%$ . Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется».*

Оценка фактических температурных режимов работы систем теплоснабжения в г. Обнинске проведена на основании сведений с приборов учета отпуска тепловой энергии на котельной АО «РИР», на границе эксплуатационной ответственности между ТЭЦ ФЭИ и котельной АО «РИР», а также на ГТУ-ТЭЦ. Распределение температур теплоносителя в сравнении с утвержденными температурными графиками приведены на графиках ниже.



**Рисунок 12 - Сравнение фактического и утвержденного температурных графиков котельной АО «РИР» (150/70°C со срезкой на 115°C и изломом на 65°C)**

На сравнительном графике видно, что фактическая температура в обратном трубопроводе превышает график, что вероятно является следствием недостаточного качества регулирования режимов в тепловых узлах потребителей (увеличенные диаметры сопел элеваторов, диаметров шайб).

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

При основном режиме работы котельной АО «РИР» (располагаемый напор на выводах котельной составлял 55 м.в.ст., давление в подающем трубопроводе  $P_1=8,0$  кгс/см<sup>2</sup>, в обратном-  $P_2=2,5$  кгс/см<sup>2</sup>) расход теплоносителя, циркулирующего в тепловой сети - 5800 т/ч.

В переходный период располагаемый напор на выводах котельной составлял 45 м.в.ст., давление в подающем трубопроводе  $P_1=7,0$  кгс/см<sup>2</sup>, в обратном –  $P_2=2,5$  кгс/см<sup>2</sup>.

В летний период располагаемый напор на выводах котельной составлял 8 м, давление в подающем трубопроводе  $P_1=5,3$  кгс/см<sup>2</sup>, в обратном-  $P_2=4,5$  кгс/см<sup>2</sup>, расход теплоносителя в подающем трубопроводе 2150 т/час.

Данные значения давления в подающем и обратном трубопроводах, а, следовательно, и располагаемый напор на выводах котельной, являются предельными по следующим соображениям:

- $7,0$  кгс/см<sup>2</sup> – минимально возможное давление в подающем трубопроводе, т.к. при меньшем давлении не будут полностью заполнены системы отопления 17-ти этажных зданий по ул. Курчатова 74,78 и ул. Белкинской 2;

- $2,5$  кгс/см<sup>2</sup> – максимально возможное давление в обратном трубопроводе, т.к. при большем давлении у потребителей п. Мирный (Пионерский пр-д 24, 26, 28) давление в обратном трубопроводе становится больше  $6,0$  кгс/см<sup>2</sup>, что недопустимо для систем отопления с чугунными радиаторами;

Для контроля параметров переходного режима предлагается оснастить жилые дома ул. Курчатова 78 и Пионерский пр-д 24 точками постоянного контроля по давлению в онлайн режиме.

В летний период располагаемый напор на выводах котельной составит 7 м, давление в подающем трубопроводе  $P_1=5,2$  кгс/см<sup>2</sup>, в обратном-  $P_2=4,5$  кгс/см<sup>2</sup>.

Гидравлические режимы работы источников тепловой энергии в г. Обнинске представлены в п. 2.6 Главы 1.

Гидравлический расчет выполнен от источников тепловой энергии до наиболее отдаленного потребителя. Результаты гидравлического расчета, включая пьезометрические графики, будут приведены в Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения г. Обнинска».

### **3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет**

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят следующие повреждения элементов тепловых сетей:

- трубопроводов: сквозные коррозионные повреждения труб, разрывы сварных швов;

- задвижек: коррозия корпуса или байпаса задвижки, искривление или падение дисков, неплотность фланцевых соединений, засоры, приводящие к негерметичности отключения участков;
- сальниковых компенсаторов: коррозия стакана, выход из строя грундбуксы.

Все отмеченные выше повреждения возникают в процессе эксплуатации в результате воздействия на элемент ряда неблагоприятных факторов. Причиной некоторых повреждений являются дефекты строительства.

Наиболее частой причиной повреждений теплопроводов является наружная коррозия. Количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб, значительно меньше, чем коррозионных. Основными причинами разрывов сварных швов являются заводские дефекты при изготовлении труб, а также дефекты ремонта и монтажа.

Причины повреждения задвижек весьма разнообразны: это и наружная коррозия, и различные неполадки, возникающие в процессе эксплуатации (засоры, заклинивание и падение дисков, расстройство фланцевых соединений).

Все рассмотренные выше причины, вызывающие повреждения элементов сетей, являются следствием воздействия на них различных случайных факторов. При возникновении повреждения участка трубопровода его отключают, ремонтируют и вновь включают в работу. Со временем на нем может появиться новое повреждение, которое также будет отремонтировано.

Как уже отмечалось ранее, в г. Обнинске на долю тепловых сетей, построенных до 1989 г., приходится около 60% по протяженности. По материальной характеристике этот показатель еще более значителен – 67%. За последние 20 лет количество отказов на тепловых сетях увеличилось почти в 3 раза. Данный факт говорит о значительной изношенности тепловых сетей и необходимости их обновления.

**Таблица 42 – Динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей зоны действия источника тепловой энергии АО «РИР»**

Год актуализации (разработки)	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2020	0,09	нд	0,68	нд
2021	0,2	нд	0,85	нд
2022	0,17	нд	0,66	нд
2023	0,12	нд	0,57	нд
2024	0,06	нд	0,71	нд

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

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

первая категория - потребители, в отношении которых не допускается перерывов в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями;

вторая категория - потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

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

третья категория - остальные потребители.

При аварийных ситуациях на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться:

- подача тепловой энергии (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;
- подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице (см. Таблица 43);
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

**Таблица 43 – Допустимое снижение подачи тепловой энергии**

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t °С				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативное время, необходимое для восстановления тепловой сети (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода), приведено в таблице 44. Указанные нормативы, регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.

**Таблица 44 – Нормативное время полного восстановления теплоснабжения при отказах на тепловых сетях**

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	До 54

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

В настоящее время не существует единого метода для мониторинга состояния тепловых сетей, неразрушающего контроля металла трубопроводов, который бы сочетал в себе одновременно простоту и широкий диапазон применения на тепловых сетях, высокую эффективность и достоверность результатов. В связи с этим в АО «РИР», как основной теплосетевой организации в г. Обнинске, были опробованы несколько видов технической диагностики. Их достоверность проверяется путем визуально-измерительного контроля.

#### **1. Акустический метод НПК «Вектор».**

Суть метода заключается в том, что на дефектных участках трубопровода при протекании жидкости меняется звук истечения, который записывается и расшифровывается.

Диагностика одного участка (обычно между двумя тепловыми камерами) оценивается в 20 тыс. рублей.

Методика утверждена Департаментом ТЭК Министерства промышленности и энергетики РФ.

#### **2. Метод электронно-акустической эмиссии (ЭАЭ) для обнаружения дефектов.**

Метод базируется на регистрации шумов в местах дефектов при повышении давления в трубопроводе выше рабочего. Стоимость работ оценивается в 30 тыс. руб. за один участок.

Методика утверждена Ростехнадзором.

#### **3. Магнитометрический метод (метод магнитной томографии).**

Указанную технологию внедряет ООО НТЦ Транскор-Т, г. Москва, [www.transkor.ru](http://www.transkor.ru)

Метод основан на регистрации магнитного поля трубопровода с поверхности земли и выявлении аномальных участков этого поля, что неразрывно связано с дефектами металла трубопровода.

Методика утверждена Ростехнадзором.

Вышеперечисленные методики диагностики не нашли своего применения в связи с тем, что являются достаточно затратными, сложными в применении и не полностью достоверны. Кроме того, в связи с ограниченностью в финансировании ремонты производятся в основном на тех участках, на которых произошли порывы во время гидравлических испытаний тепловых сетей, а также по результатам визуального осмотра (например, при помощи шурфовок).

В качестве косвенного метода диагностики с периодичностью один раз в два года применяется тепловизионная аэросъемка.

#### **Гидравлические испытания.**

Метод был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопроводов путем их разрушения в ремонтный (межотопительный) период и, соответственно, снижения

повреждаемости в отопительный период. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

К недостаткам гидравлических испытаний на прочность относятся:

- Ремонт повреждений, выявленных в процессе опрессовок, не исключает возникновения инцидентов и аварийных ситуаций на трубопроводах и оборудовании тепловых сетей в отопительный период. (Для исключения этого потребовалось бы, как правило, значительно больше давление: для выявления участков с толщиной стенки до 1 мм – 2,5-3,0 МПа, а для малых диаметров - еще большего).
- При проведении опрессовок «стрессовому» воздействию избыточным давлением совместно с участками, отслужившими нормативный срок эксплуатации, подвергаются все без исключения трубопроводы (и оборудование), в том числе и относительно новые, переложённые в результате реконструкции или капитального ремонта. (Указанный недостаток преодолевается выборочной опрессовкой с использованием передвижных или стационарных опрессовочных насосных установок, позволяющих осуществлять гидравлические испытания локальных участков квартальных трубопроводов небольшого диаметра, вызывающих наибольшее опасение с точки зрения надежности).
- Проведение гидравлических испытаний увеличивает перерыв в горячем водоснабжении потребителей.

**Шурфовки трубопроводов тепловых сетей** применяются для контроля состояния подземных теплопроводов, теплоизоляционных и строительных конструкций. Число ежегодно проводимых плановых шурфовок устанавливают в зависимости от протяженности сети, типов прокладки и теплоизоляционных конструкций и количества коррозионных повреждений труб. На каждые 5 км трассы должно быть не менее одного шурфа. На новых участках сети шурфовки производят, начиная с третьего года эксплуатации. Эксплуатирующая организация должна иметь специальную схему тепловой сети, на которой отмечают места и результаты шурфовок, места аварийных повреждений и затопления трассы, переложённые участки.

Недостатком шурфовок является малая достоверность оценки степени коррозионных повреждений на протяженных участках сети, поскольку основную опасность представляет очаговая коррозия, причина которой и скорость определяются специфическими условиями коротких участков трассы, которые могут не попасть в схему шурфовок.

#### АО «НИФХИ»

При проведении технического диагностирования проводились следующие виды работ:

- оперативная (функциональная) диагностика;
- визуально-измерительный контроль;
- контроль методом ультразвуковой толщинометрии;
- измерение твердости металла;
- капиллярный контроль;
- ультразвуковой контроль сварных соединений;
- гидравлическое испытание;
- проверочный расчет на прочность;
- определение остаточного ресурса.

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

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

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

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

После окончания отопительного сезона ежегодно проводятся гидравлические испытания тепловых сетей города от городской котельной филиала АО «РИР» в городе Обнинске, ТЭЦ «ФЭИ», ГТУ ТЭЦ № 1, ПАО «КСК», АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина» с целью проверки тепловых сетей на прочность и плотность. Испытания проводятся под давлением в подающем трубопроводе на котельной АО «РИР» и ТЭЦ ФЭИ в 1,6 Мпа. По результатам испытаний составляется перечень участков тепловых сетей, дефекты на которых устраняются во время летних ремонтов. Кроме этого, 1 раз в 5 лет проводятся испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя, на гидравлические и тепловые потери в тепловых сетях. По результатам испытаний тепловых сетей ТЭЦ ФЭИ порывы не обнаружены.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей соответствуют Нормативно-технической документации.

В процессе анализа документов АО «НИФХИ» и результата технического диагностирования и расчетов проведения на техническом устройстве — трубопроводы ТС, примененные на ОПО «Участок трубопроводов теплосети», рег. № РО1-00056-0008, III класс опасности — соответствует требованиям промышленной безопасности.

По остальным источникам тепловой энергии в г. Обнинске информация о периодичности и виде проводимых испытаний на тепловых сетях не предоставлена.



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

Цель нормирования потерь тепловой энергии – снижение или поддержание потерь на экономически обоснованном уровне. Расчет и нормирование потерь тепловой энергии, являясь составной частью стратегической задачи по рациональному использованию природных ресурсов, строго регламентировано и носит обязательный характер. С выходом Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», полномочия по утверждению нормативов потерь в тепловых сетях, расположенных в населенных пунктах с численностью менее 500 тыс. чел., переданы местным органам исполнительной власти.

К нормативным эксплуатационным технологическим затратам при передаче тепловой энергии относятся затраты и потери, обусловленные примененными техническими решениями и техническим состоянием теплопроводов и оборудования, обеспечивающими надежное теплоснабжение потребителей и безопасные условия эксплуатации системы транспорта тепловой энергии:

- затраты и потери теплоносителя в пределах установленных норм на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей;
- на технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания;
- потери тепловой энергии с затратами и потерями теплоносителя через теплоизоляционные конструкции;
- потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами.
- затраты электрической энергии на привод оборудования, обеспечивающего функционирование систем транспорта тепловой энергии и теплоносителей. Расчет производится в соответствии с Инструкцией, утвержденной Приказом Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Предоставленные теплоснабжающими организациями нормативные и фактические потери при передаче тепловой энергии, приведены в таблице 45.

**Таблица 45 – Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей, тыс. Гкал**

Год актуализации и (разработки)	Магистральные тепловые сети (нормативные потери тепловой энергии)	Распределительные тепловые сети (нормативные потери тепловой энергии)	Всего (нормативные потери тепловой энергии)	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
АО «РИР»					
2020	130,206		130,206	96,263	15%
2021	129,920		129,920	140,298	13%

Год актуализаци и (разработки)	Магистральны е тепловые сети (нормативные потери тепловой энергии)	Распределительны е тепловые сети (нормативные потери тепловой энергии)	Всего (нормативны е потери тепловой энергии)	Фактически е потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенно й тепловой энергии в тепловые сети
АО «РИР»					
2022		136,585	136,585	119,777	14%
2023		134,998	134,998	103,826	15%
2024		133,113	133,113		14%
ПАО «КСК»					
2020		5,2		5,2	9%
2021		8,3		8,3	11%
2022		7,7		7,7	10%
2023		7,2		7,2	10%
2024		7,8		7,8	10%
АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина»					
2020	Нет	0,5	3,877	3,083	7%
2021	Нет	0,5	3,877	3,459	7%
2022	Нет	0,5	3,877	3,357	7%
2023	Нет	0,5	3,877	3,172	7%
2024	Нет	0,5	3,877	2,859	6%
АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»					
2020	-	2,034	2,034	2,012	5%
2021	-	2,034	2,034	2,511	6%
2022	-	2,034	2,034	2,295	6%
2023	-	2,030	2,030	2,069	5%
2024	-	2,273	2,273	1,852	5%
НИЦ «Курчатовский институт»- «ВНИИРАЭ»					
2020	-	-	0,91	0,86	5%
2021	-	-	0,91	0,9	5%
2022	-	-	0,91	0,87	5%
2023	-	-	0,91	0,88	5%
2024	-	-	0,91	1,04	6%

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

Согласно постановлению Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», в состав тарифа на передачу тепловой энергии и теплоносителя могут быть включены затраты на приобретение тепловой энергии для компенсации нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Затраты на компенсацию сверхнормативных затрат в состав тарифа быть включены не могут.

Имеющиеся данные о фактических и нормативных потерях в тепловых сетях от источников приведены в п 3.13.

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

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

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

Большая часть потребителей тепловой энергии подключены к котельной АО «РИР» и ТЭЦ ФЭИ. Это жилые, общественные и производственные здания. Системы теплопотребления зданий подключены к тепловой сети по зависимой схеме, системы отопления - по элеваторной и, частично, безэлеваторной схемам. Системы отопления ряда высотных зданий присоединены по независимой схеме через водо-водяные подогреватели. Основной тип установленных элеваторов – ВТИ Теплосети Мосэнерго. Кроме того, установлено 8 групповых элеваторов: 1) ул. Горького, 19; 2) ул. Горького, 32, 34; 3) ул. Горького, 74, 76; 4) ул. Горького, 25; 5) ул. Горького, 27; 6) ул. Горького, 80; 7) ул. Горького, 7а; 8) ул. Песчаная, 153а, ул. Кутузова, 142а.

Снабжение потребителей горячей водой, в основном, осуществляется по открытой схеме. Горячее водоснабжение высотных зданий города и жилых домов новых микрорайонов осуществляется по независимой схеме через подогреватели.

Индивидуальные тепловые пункты зданий не оборудованы в полном объеме КИП. Отечественные регуляторы температуры, установленные на трубопроводах ГВС, практически не работают. Более надежные импортные регуляторы типа «Danfoss» установлены на сравнительно небольшом числе абонентов.

Системы ГВС части жилых зданий (около 70 многоподъездных с одним тепловым узлом в кв. 27, 29, 40) не обеспечивают равномерность прогрева полотенцесушителей по стоякам при нормативном расходе теплоносителя. Для указанных домов необходима реконструкция разводки трубопроводов горячего водоснабжения.

Системы отопления зданий одно- и двухтрубные, тупиковые и с попутным движением теплоносителя, горизонтальные и вертикальные с верхней и нижней разводкой. Нагревательные приборы - чугунные радиаторы типа «М-140», «М-140-АО», регистры из гладких и ребристых труб, конвекторы типа «Аккорд», «Комфорт», импортные радиаторы.

Как отмечалось ранее, на сегодняшний момент от котельной АО «РИР» и ТЭЦ ФЭИ для регулирования отпуска тепловой энергии потребителям применяется температурный график 150-70°C с верхней срезкой 115°C и срезкой на ГВС – 65°C, что обусловлено сложившейся схемой подключения потребителей. Ввиду отсутствия или нерабочего состояния в большом количестве тепловых узлов потребителей регуляторы температуры велика вероятность попадания теплоносителя с высокой (более 90°C) температурой в системы ГВС, что может привести к ожогам жильцов и исключает использование материалов с более низкой допустимой температурой (например, трубы из металлопластика).

Применение автоматики регулирования теплопотребления в ИТП носит единичный характер. Теплопотребление подавляющего большинства потребителей регулируется качественно на источнике теплоснабжения.

Потребителями тепловой энергии котельных НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ», АО НИФХИ им. Карпова и АО «ОНПП «Технология» им. А. Г. Ромашина» являются в основном бюджетные и прочие потребители, подключенные преимущественно по зависимой элеваторной и безэлеваторной схеме. Потребителями тепловой энергии от ГТУ ТЭЦ №1 в основном являются объекты жилищного и социального фонда, подключенные по независимой схеме отопления.

**Таблица 46 – Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с отбором теплоносителя для целей горячего водоснабжения из систем отопления (открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения))**

<b>Год</b>	<b>Доля абонентских пунктов с открытой схемой водоразбора к общему числу абонентских пунктов</b>	<b>Доля тепловой нагрузки абонентов с открытой схемой водоразбора к общей тепловой нагрузке горячего водоснабжения</b>	<b>Динамика изменения доли тепловой нагрузки горячего водоснабжения, присоединенной по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) к доле (2020) года</b>
<b>АО «РИР»</b>			
2020	93,3 %	65 %	0
2021	93,3 %	65 %	0
2022	93,3 %	65 %	0
2023	93,3 %	65 %	0
2024	93,3 %	65 %	0
<b>ПАО «КСК»</b>			
2020	13,64%	3,13%	-
2021	13,04%	3,04%	-0,09%
2022	12,00%	2,89%	-0,15%
2023	11,54%	2,82%	-0,07%
2024	11,11%	2,72%	-0,10%
<b>АО «ГНИЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского»</b>			
2020	100 %	100%	0%
2021	100 %	100%	0%
2022	100 %	100%	0%
2023	100 %	100%	0%
2024	100 %	100%	0%
<b>ООО «Технология НГ»</b>			
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0

**Таблица 47 – Индивидуальные тепловые пункты (далее - ИТП) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации**

Год актуализации (разработки)	Количество ИТП	Средняя тепловая мощность ИТП, Гкал/ч	Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям через ИТП (от общей тепловой нагрузки ЕТО)	Динамика изменения доли присоединенных к тепловым сетям потребителей через ИТП
<i>НИЦ «Курчатовский институт»- «ВНИИРАЭ»</i>				
2020	22		100 %	0%
2021	22		100 %	0%
2022	22		100 %	0%
2023	22		100 %	0%
2024	22		100 %	0%
<i>АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина»</i>				
2020	55	1,09	100%	Нет
2021	55	1,09	100%	Нет
2022	55	1,09	100%	Нет
2023	55	1,09	100%	Нет
2024	53	1,12	100%	Нет

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

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления Закона № 261-ФЗ в силу, обязаны обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

Сведения о наличии приборов учета у потребителей г. Обнинска представлены в таблицах ниже.

**Таблица 48 – Сведения о наличии приборов учета тепла у потребителей котельной АО «РИР»**

№ п/п	Наименование	Кол-во, шт.	в т.ч. оборудованные ПУ
1	Количество объектов всего, в т.ч.	<b>1 636</b>	1 122
1.1	- многоквартирных жилых домов	586	429
1.2	- частных жилых домов	19	18
1.3	- прочие объекты (не являющиеся жилфондом)	1 031	675
2	Количество приборов учета всего, в т.ч.	<b>1 078</b>	
2.1	- оборудованных у юр.лиц	649	
2.2	- ОДПУ	429	
3	Количество ИПУ всего, в т.ч.	<b>33 509</b>	
3.1	- отопление	1 220	
3.2	- ГВС	32 289	

**Таблица 49 – Сведения о наличии приборов коммерческого учета потребителей АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина»**

<b>Наименование объекта</b>	<b>Прибор учета</b>
ФГКУ «Специальное управление ФПС № 84 МЧС России»	Тепловычислитель ТМК-Н120
ПО ГК №7 «Энергия»	Тепловычислитель ТМК-Н120
ООО «Реклама»	Прибор учёта марки Т-21-32
ООО «Уют»	Прибор учёта марки Т-21-32
ИП Васюкова Л.Г.	теплосчетчик «Пульсар» модификации У, тип - 0,5 с расходомерами RS485.

Из 54 потребителей ГТУ ТЭЦ 1 потребитель с тепловой нагрузкой 0,005 Гкал/час не оборудован УУТЭ. В зоне деятельности ТЭЦ ФЭИ приборы учета установлены на 18 тепловых узлах.

Данные о приборах учета у потребителей других источников теплоснабжения не предоставлены.

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

На котельной Коммунальный, 21 и ТЭЦ ФЭИ организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала под руководством дежурных смен. Для аварийного обслуживания жилого фонда и муниципальных объектов создана ЕАДС, входящая в состав муниципального предприятия МП УЖКХ. Для оперативной связи с дежурным МЧС имеется прямой телефон. На ГТУ ТЭЦ установлен главный щит управления, который также является диспетчерской.

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

В настоящее время на тепловых сетях АО «РИР» имеется одна ЦТП. ПНС по ул. Комсомольская автоматизирована.

Автоматизация и диспетчеризация технологических процессов ПНС предусматривает обеспечение работы в условиях нормальной эксплуатации, автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования при возникновении аварийных режимов и ситуаций, аварийную и технологическую сигнализацию, сбор технологических данных. обмен информацией с оборудованием верхнего уровня, удаленное управление.

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

На котельной установлены быстросрабатывающие предохранительные клапаны в обратном трубопроводе диаметром 600 мм первой очереди строительства котельной. На тепловых сетях защита от превышения давления отсутствует.

На котельной АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина» установлены предохранительные клапана рычажно-грузового типа.

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

Бесхозяйные сети на территории города не выявлены.

### 3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии (тепловых сетей) разрабатываются (пересматриваются) один раз в 5 лет и предназначены для оценки эффективности работы тепловых сетей и анализа работы оборудования, режимов работы системы теплоснабжения в целом.

Целью разработки энергетических характеристик тепловых сетей является определение расчетных или нормируемых показателей работы тепловых сетей. Анализ несоответствия фактических и нормативных показателей работы тепловых сетей позволяет выявить нарушения режимов работы тепловых сетей и разработать мероприятия по повышению их эффективности.

Энергетические характеристики тепловых сетей составляются по таким показателям, как: потери сетевой воды, тепловые потери (тепловая энергетическая характеристика), удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу присоединенной тепловой нагрузки потребителей, разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах и удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии (гидравлическая энергетическая характеристика).

**Таблица 50 - Динамика изменения нормативных показателей функционирования тепловых сетей**

Год актуализации	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, м <sup>3</sup> /Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м <sup>2</sup> /год
ПАО «Калужская сбытовая компания»			
2020	22,50	27,13	0
2021	22,50	27,13	0
2022	22,50	27,13	0
2023	22,50	27,13	0
2024	22,50	27,13	0
АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского»			
2020	н/д	н/д	н/д
2021	н/д	н/д	н/д
2022	н/д	н/д	н/д
2023	н/д	н/д	н/д
2024	н/д	н/д	н/д
АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина»			
2020	0,2606	51,416	0
2021	0,24496	46,324	0
2022	0,18784	50,851	0
2023	0,17919	55,243	0
2024	0,3033	54,984	0
АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»			
2020	-	34,2	0
2021	-	33,7	0
2022	-	33,8	0
2023	-	33,8	0
2024	-	34,2	0
НИЦ «Курчатовский институт»- «ВНИИРАЭ»			

Год актуализации	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, м³/Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м²/год
2020		53,772	0
2021		46,767	0
2022		45,901	0
2023		36,643	0
2024		31,104	0
ООО «Технология НГ»			
2020	0		
2021	2,1	46,1	
2022	1,8	42,12	
2023	1,5	36,72	
2024	1,4	30,69	

**Таблица 51 - Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности**

Год	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м²/год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, 1/м²/год
АО «РИР»				
2020	44,95	20,91	0	0
2021	35,37	17,49	0	0
2022	38,65	16,49	0	0
2023	39,74	17,73	0	0
2024	40,03	17,82	0	0
ПАО «Калужская сбытовая компания»				
2020	41,12	39,84	0	0
2021	44,28	37,46	0	0
2022	30,28	27,13	0	0
2023	36,19	28,78	0	0
2024	27,47	28,32	0	0
АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского»				
2020	н/д	н/д	-	н/д
2021	н/д	н/д	-	н/д
2022	н/д	н/д	-	н/д
2023	н/д	н/д	-	н/д
2024	63,24	23,98	-	н/д
АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»				
2020	-	34,2	-	-
2021	-	33,7	-	-
2022	-	33,8	-	-
2023	-	33,8	-	-
2024	-	34,2	-	-
НИЦ «Курчатовский институт»- «ВНИИРАЭ»				
53,772	0	53,772	0	0
46,767	0	46,767	0	0
45,901	0	45,901	0	0
36,643	0	36,643	0	0
31,104	0	31,104	0	0
ООО «Технология НГ»				
2020	0	46,1	-	-



Год	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м <sup>2</sup> /год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, 1/м <sup>2</sup> /год
2021	2,1	42,12	-	-
2022	1,8	36,72	-	-
2023	1,5	30,69	-	-
2024	1,4	46,1	-	-

### **3.23. Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них**

Изменения в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.

#### **Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии**

Централизованное теплоснабжение жилых, бюджетных и прочих потребителей основной (центральной) части г. Обнинска осуществляет котельная АО «РИР» и ГТУ ТЭЦ№1. ТЭЦ ФЭИ снабжает тепловой энергией потребителей на собственной производственной площадке, очистные сооружения, а также потребителей всех категорий в Старом городе и п. Мирный. Котельные НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ», АО НИФХИ им. Карпова и АО «ОНПП «Технология» им. А. Г. Ромашина» осуществляют теплоснабжение в основном потребителей собственных производственных площадок, а также прочих потребителей прилегающих территорий.

Границы зон действия источников централизованного теплоснабжения, функционирующих на территории города Обнинска представлены на рисунке ниже.

Как видно на рисунке, зоны действия котельной АО «РИР» и ТЭЦ ФЭИ являются смежными, образуя общую сеть, что дает возможность поставки тепловой энергии от разных источников.



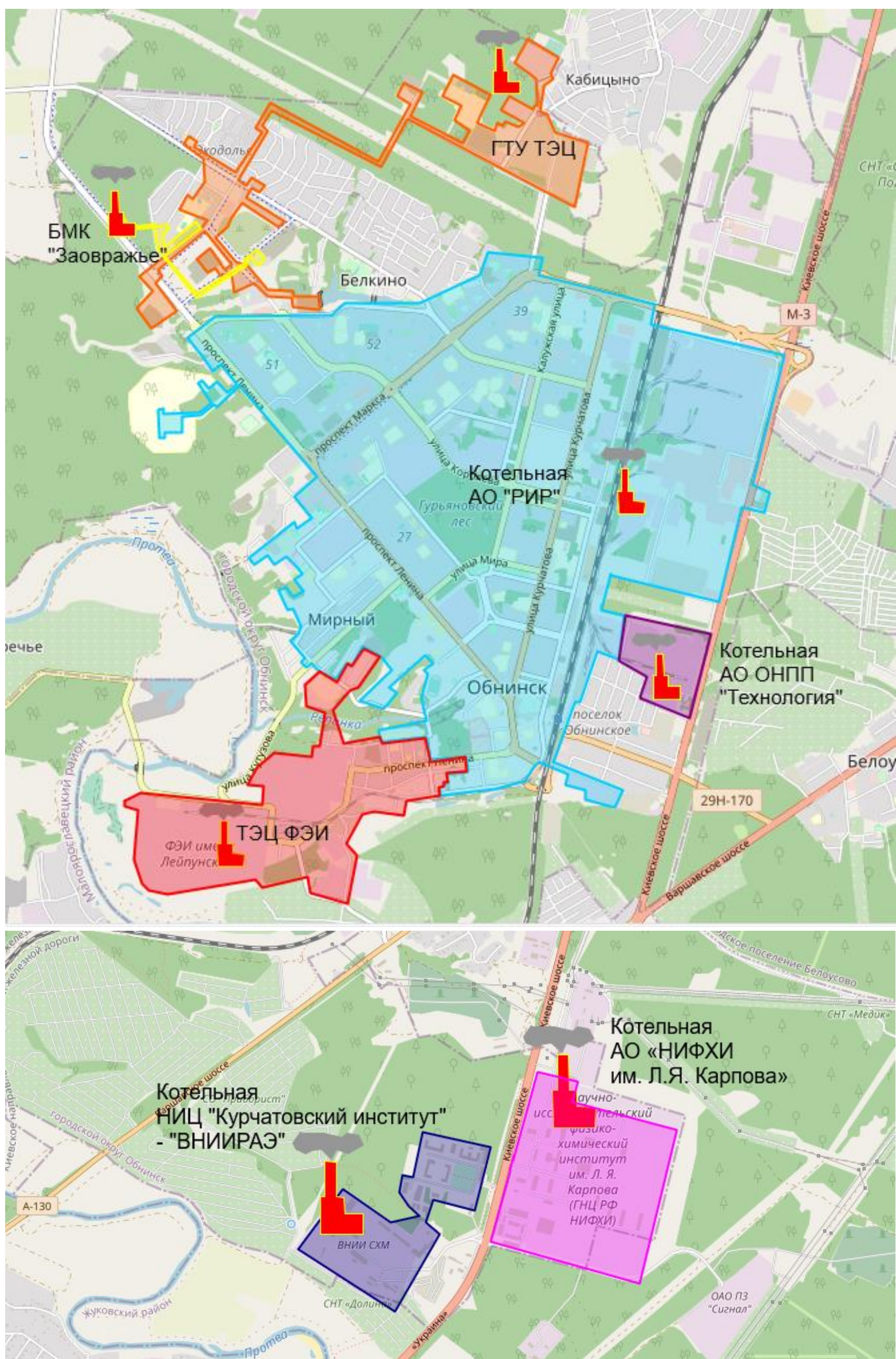


Рисунок 13 – Зоны действия источников централизованного теплоснабжения потребителей на территории г. Обнинска



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

### **5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии**

Значения договорного потребления тепловой энергии в зоне действия источников теплоснабжения, осуществляющих регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения, представлены в разделе 5.4.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 и Методическими рекомендациями по разработке Схем теплоснабжения, анализ базового и оценка перспективного потребления тепловой нагрузки должна производиться для следующих характерных групп потребителей:

- многоквартирные дома;
- индивидуальные жилые дома;
- общественные здания;
- производственные здания промышленных предприятий.

Сведения по потребителям тепловой энергии АО «РИР» в разрезе единиц территориального деления и указанных групп потребителей представлены в таблице 52.

Наибольшая доля нагрузки относится на отопление объектов различного назначения, весьма существенна вентиляционная нагрузка потребителей, которая приходится на промышленные и общественно-деловые объекты. Тепловую энергию в виде пара потребляет 1 объект промышленного назначения: ООО «Ермолино молоко».

Таблица 52 - Значения договорных нагрузок потребителей АО «РИР»

ЕТД	ВСЕГО				1а-многоквартирные дома		1б-индивидуальные жилые дома		2-общественные здания		3-производственные здания промышленных предприятий		
	в том числе:	Технология (в паре)	отопление	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	Технология (в паре)	отопление	ГВС
1 микрорайон	0,740	0,000	0,729	0,011	0,729	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2 микрорайон	0,396	0,000	0,386	0,010	0,386	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3 микрорайон	0,407	0,000	0,368	0,039	0,169	0,022	0,000	0,000	0,199	0,017	0,000	0,000	0,000
4 микрорайон	0,551	0,000	0,551	0,000	0,543	0,000	0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5 микрорайон	0,470	0,000	0,462	0,008	0,000	0,001	0,000	0,000	0,462	0,007	0,000	0,000	0,000
6 микрорайон	0,642	0,000	0,640	0,001	0,640	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7 микрорайон	0,482	0,000	0,469	0,013	0,000	0,001	0,000	0,000	0,469	0,012	0,000	0,000	0,000
8 микрорайон	0,622	0,000	0,617	0,004	0,617	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
9 микрорайон	2,979	0,000	2,729	0,251	2,064	0,244	0,146	0,000	0,519	0,007	0,000	0,000	0,000
11 микрорайон	3,607	0,000	3,173	0,434	3,068	0,434	0,021	0,000	0,084	0,000	0,000	0,000	0,000
12 микрорайон	2,761	0,000	2,387	0,374	0,432	0,277	0,000	0,000	0,823	0,025	0,000	1,132	0,072
14 микрорайон	3,392	0,000	3,326	0,067	2,325	0,048	0,000	0,000	1,001	0,019	0,000	0,000	0,000
15 микрорайон	3,658	0,000	3,462	0,196	1,828	0,052	0,000	0,000	1,599	0,144	0,000	0,035	0,000
16 микрорайон	2,918	0,000	2,844	0,074	2,499	0,058	0,000	0,000	0,345	0,016	0,000	0,000	0,000
17 микрорайон	2,792	0,000	2,637	0,156	2,392	0,137	0,000	0,000	0,245	0,019	0,000	0,000	0,000
19 микрорайон	8,249	0,000	7,327	0,922	1,810	0,654	0,000	0,000	1,185	0,094	0,000	4,332	0,174
20 микрорайон	10,889	0,000	10,435	0,453	4,780	0,306	0,000	0,000	5,655	0,147	0,000	0,000	0,000
21 микрорайон	5,201	0,000	5,022	0,178	3,003	0,145	0,000	0,000	2,019	0,033	0,000	0,000	0,000
22 микрорайон	4,284	0,000	3,660	0,624	2,777	0,594	0,000	0,000	0,674	0,030	0,000	0,209	0,000
23 микрорайон	5,945	0,000	5,722	0,224	2,914	0,098	0,000	0,000	2,394	0,108	0,000	0,414	0,018
24 микрорайон	11,416	0,000	10,585	0,831	0,000	0,148	0,000	0,000	10,585	0,683	0,000	0,000	0,000
25 микрорайон	5,679	0,000	5,436	0,243	0,696	0,090	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,740	0,153
26 микрорайон	5,006	0,000	4,555	0,451	1,464	0,401	0,101	0,003	2,221	0,036	0,000	0,769	0,011
27 микрорайон	17,374	0,000	14,975	2,399	8,011	2,126	0,000	0,000	6,964	0,273	0,000	0,000	0,000
28 микрорайон	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
29 микрорайон	7,752	0,000	6,287	1,466	5,380	1,428	0,000	0,000	0,907	0,038	0,000	0,000	0,000
30 микрорайон	3,951	0,000	3,706	0,245	0,000	0,025	0,000	0,000	3,469	0,192	0,000	0,237	0,028
32 микрорайон	21,414	0,000	18,525	2,889	11,186	2,391	0,000	0,000	7,238	0,482	0,000	0,101	0,016
32а микрорайон	6,944	0,000	6,784	0,159	0,000	0,016	0,000	0,000	6,473	0,129	0,000	0,311	0,014
35 микрорайон	6,888	0,000	6,015	0,873	4,618	0,789	0,000	0,000	1,211	0,073	0,000	0,186	0,011
38 микрорайон	17,512	0,000	14,516	2,996	10,807	2,306	0,000	0,000	3,709	0,690	0,000	0,000	0,000
39 микрорайон	24,734	0,000	21,060	3,674	16,899	3,455	0,000	0,000	4,161	0,219	0,000	0,000	0,000
40 микрорайон	11,425	0,000	9,498	1,927	7,856	1,864	0,000	0,000	1,642	0,063	0,000	0,000	0,000
40а микрорайон	9,014	0,000	7,710	1,304	5,629	1,091	0,000	0,000	2,081	0,213	0,000	0,000	0,000
42 микрорайон	3,724	0,000	3,543	0,182	0,099	0,128	0,000	0,000	2,057	0,054	0,000	1,387	0,000
45 микрорайон	21,014	0,000	18,740	2,274	5,662	1,706	0,000	0,000	13,078	0,568	0,000	0,000	0,000
46 микрорайон	13,836	0,000	12,535	1,301	2,667	0,850	0,000	0,000	9,107	0,451	0,000	0,761	0,000
51 микрорайон	31,242	0,000	26,535	4,706	14,612	3,831	0,000	0,000	11,923	0,875	0,000	0,000	0,000
51а микрорайон	6,356	0,000	5,587	0,768	5,446	0,765	0,000	0,000	0,111	0,003	0,000	0,030	0,000
52 микрорайон	34,522	0,000	28,802	5,720	20,904	4,954	0,000	0,000	7,734	0,766	0,000	0,164	0,000
55 микрорайон	3,655	0,000	3,430	0,225	3,430	0,225	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

ЕТД	ВСЕГО				1а-многоквартирные дома		1б-индивидуальные жилые дома		2-общественные здания		3-производственные здания промышленных предприятий		
	в том числе:	Технология (в паре)	отопление	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	Технология (в паре)	отопление	ГВС
Пос. Обнинское	0,652	0,000	0,604	0,048	0,000	0,005	0,000	0,000	0,552	0,040	0,000	0,052	0,003
Жилой район "Зайцево"	3,093	0,000	2,590	0,503	2,079	0,480	0,000	0,000	0,511	0,023	0,000	0,000	0,000
Жилой район "Заовражье" (1-10 кварталы)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Заовражье, 11 квартал (40:27:020101:761)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилой район "Зона 2"	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилой район "Экодолье Обнинск"	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Промзона «Мишково»	36,265	0,000	34,335	1,930	0,041	0,211	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	34,294	1,719
Индивидуальная застройка «Мишково»	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Муниципальная промзона	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Район ГНЦ РФ ФЭИ	5,377	0,000	5,191	0,186	0,056	0,096	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,135	0,090
Район хлебозавода по ул. Курчатова	6,565	1,767	3,812	0,986	0,000	0,101	0,000	0,000	0,000	0,000	1,767	3,812	0,885
Зона инновационного развития по ул. Красных Зорь	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Поселок Мирный	1,240	0,000	1,202	0,038	1,005	0,023	0,049	0,001	0,148	0,014	0,000	0,000	0,000
Район Плотины	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Индивидуальная застройка южнее очистных сооружений ФЭИ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Индивидуальная застройка «Белкино»	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Кабицино	0,043	0,000	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000
Студенческий городок (40:27:030502)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Площадка ОАО "ПЗ Сигнал" и территория за заводом (40:27:020205)	23,641	0,000	22,913	0,727	0,156	0,139	0,016	0,001	22,406	0,587	0,000	0,335	0,000
Производственная территория АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина" (40:27:040302)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Район очистных сооружений (40:27:010103)	0,047	0,000	0,047	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,047	0,000	0,000	0,000	0,000
40:27:040101	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
40:27:030102	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
40:27:030401	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Район железной дороги (40:27:010209)	0,233	0,000	0,233	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,233	0,000
<b>ИТОГО</b>	<b>401,6</b>	<b>1,8</b>	<b>356,7</b>	<b>43,1</b>	<b>181,6</b>	<b>28,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>75,9</b>	<b>7,2</b>	<b>1,8</b>	<b>33,5</b>	<b>3,2</b>

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

Расчетные нагрузки Городской Котельной ниже договорных, по прочим источникам договорные нагрузки эквивалентны расчетным значениям.

Расчетная тепловая нагрузка должна быть определена на основании показаний приборов учета за 2024 год. Данные с приборов учета, отражающие "спрямления" и "срезки" температурного графика в диапазонах температур наружного воздуха  $t_{\text{н}}^{\text{ср.сут.}} > +8^{\circ}\text{C}$  и  $t_{\text{н}}^{\text{ср.сут.}} < t_{\text{н}}^{\text{срезки}}$ , не рассматриваются.

Обработанные данные должны отражаться в прямоугольной системе координат: по оси абсцисс - средняя за сутки температура наружного воздуха, по оси ординат - среднее за сутки часовое потребление тепловой энергии на цели отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. По отображенным данным должна находиться приближенная функциональная линейная зависимость (простая линейная регрессия, позволяющая найти прямую линию, максимально приближенную к точкам данных с приборов учета тепловой энергии).

Тепловая нагрузка, вычисленная подобным образом, включает тепловую нагрузку потребителей, присоединенных к тепловым сетям, образующим зону действия источника тепловой энергии, потери тепловой мощности в тепловых сетях при передаче тепловой энергии, расход тепловой мощности на хозяйственные нужды в тепловых сетях.

Расчетная тепловая нагрузка Городской Котельной определена при температуре наружного воздуха минус  $25^{\circ}\text{C}$ .

Таким образом приведенная расчетная нагрузка составляет 372,59 Гкал/ч.

Расчетные значения тепловых нагрузок источников тепловой энергии представлены в таблице 53.

**Таблица 53 - Расчетные значения тепловых нагрузок источников тепловой энергии на 2024 год**

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Расчетная нагрузка, Гкал/ч
1	Котельная пр. Коммунальный, 21	372,59
2	Обнинская ГТУ ТЭЦ	58,77
3	ТЭЦ ФЭИ	63,53
4	Котельная НИФХИ	12,50
5	Котельная ОНПП	25,95
6	Котельная ВНИИРАЭ	9,73
7	БМК «Заовражье»	4,66
Итого		547,73

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

В городе имеются единичные случаи перевода отопления квартир в многоквартирных домах с централизованного отопления на автономное (газовые котлы). Всего зарегистрировано порядка десяти таких квартир.

Отказ потребителей от централизованного теплоснабжения приводит к следующим негативным факторам при осуществлении ТСО регулируемой деятельности:

➤ При частичном теплоснабжении МКД от существующих СЦТ общие помещения зданий (подвалы, тамбуры, чердаки) отапливаются преимущественно от СЦТ, следовательно, и оплата осуществляется только потребителями тепловой энергии, подключенными к СЦТ;

➤ Индивидуальное теплоснабжение потребителей может носить неравномерный характер, т.е. эксплуатироваться только в период нахождения хозяев квартир в помещениях. В период отключения индивидуального теплоснабжения данные квартиры отапливаются частично от смежных квартир, подключенных к СЦТ, за счет естественных процессов теплопередачи. Таким образом, при отключении индивидуальных теплоисточников, смежные квартиры потребляют более необходимого количества тепловой энергии от СЦТ, что приводит к необоснованным переплатам потребителей.

Ниже рассмотрены правовые аспекты (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

В соответствии с п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» (ред от 08.12.2020г.):

*«Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения».*

Вышеуказанная статья вступила в законную силу с 01 января 2021 года, а перечень запрещенных к использованию индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

был утвержден в июле 2018 года (п. 51 Правил подключения к системам теплоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 05.07.2018 № 787 (ред. от 31.01.2021г.)):

*«В перечень индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, которые запрещается использовать для отопления жилых помещений в многоквартирных домах при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения, входят источники тепловой энергии, работающие на природном газе, не отвечающие следующим требованиям:*

- *наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания;*
- *наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления;*
- *температура теплоносителя - до 95°C;*
- *давление теплоносителя - до 1 МПа».*

Отказ от централизованного отопления представляет собой как минимум процесс по замене и переносу инженерных сетей и оборудования, требующих внесения изменений в технический паспорт. В соответствии со статьей 25 Жилищного кодекса РФ (далее по тексту – ЖК РФ) такие действия именуется переустройством жилого помещения (жилого дома, квартиры, комнаты), порядок проведения которого регулируется как главой 4 ЖК РФ, так и положениями Градостроительного кодекса РФ о реконструкции внутридомовой системы



отопления (то есть получении проекта реконструкции, разрешения на реконструкцию, акта ввода в эксплуатацию и т.п.).

В соответствии с частью 1 статьи 25 Жилищного кодекса Российской Федерации, пунктом 1.7.1 Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда, утвержденных Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 27.09.2003 № 170 (далее – Правила), замена нагревательного оборудования является переустройством жилого помещения.

Частью 1 статьи 26 Жилищного кодекса Российской Федерации установлено, что переустройство жилого помещения производится с соблюдением требований законодательства по согласованию с органом местного самоуправления на основании принятого им решения.

Согласно п. 1.7.2 Правил, переоборудование и перепланировка жилых домов и квартир (комнат), ведущие к нарушению прочности или разрушению несущих конструкций здания, нарушению в работе инженерных систем и (или) установленного на нем оборудования, ухудшению сохранности и внешнего вида фасадов, нарушению противопожарных устройств, не допускаются.

Приборы отопления служат частью отопительной системы жилого дома, их демонтаж без соответствующего разрешения уполномоченных органов и технического проекта, может привести к нарушению порядка теплоснабжения многоквартирного дома. То есть, если с момента постройки многоквартирный дом рассчитан на централизованное теплоснабжение, то установка индивидуального отопления в квартирах нарушает существующую внутридомовую схему подачи тепла.

Переустройство помещения осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления, на территории которого расположено жилое помещение по заявлению о переустройстве жилого помещения. Форма такого заявления утверждена Постановлением Правительства РФ от 28.04.2005 № 266 «Об утверждении формы заявления о переустройстве и (или) перепланировке жилого помещения и формы документа, подтверждающего принятие решения о согласовании переустройства и (или) перепланировки жилого помещения», с учетом изменения, принятого ПП РФ от 21.09.2005г. № 578.

Одновременно с указанным заявлением представляются документы, определенные в статье 26 Жилищного кодекса РФ, в том числе подготовленные и оформленные проект и техническая документация установки автономной системы теплоснабжения (автономный источник теплоснабжения может быть электрическим, газовым и т.п.). Данный проект выполняется организацией, имеющей свидетельство о допуске к выполнению такого вида работ, которое выдается саморегулируемыми организациями в строительной отрасли.

Кроме того, при установке в жилом помещении отопительного оборудования его качественные характеристики должны подтверждаться санитарно-эпидемиологическим заключением, пожарным сертификатом, разрешением Ростехнадзора и сертификатом соответствия.

Поскольку внутридомовая система теплоснабжения многоквартирного дома входит в состав общего имущества такого дома, а уменьшение его размеров, в том числе и путем реконструкции системы отопления посредством переноса стояков, радиаторов и т.п. хотя бы в одной квартире, возможно только с согласия всех собственников помещений в многоквартирном доме (ч. 3 ст. 36 ЖК РФ).

То есть для оснащения квартиры индивидуальным источником тепловой энергии желающим, кроме согласования этого вопроса с органами местного самоуправления,

необходимо также получение на это переустройство согласия всех собственников жилья в многоквартирном доме.

Отсутствие всех вышеперечисленных документов может трактоваться как самовольное отключение от централизованного теплоснабжения.

Самовольная реконструкция систем теплопотребления — это не что иное, как разрегулировка сетей и внутренних систем всего многоквартирного жилого дома. Эти работы могут привести к нарушению гидравлики, неправильному распределению тепловой энергии, перегреву или недогреву помещений, и, в конечном итоге, к нарушению прав других потребителей тепловых услуг.

Перевод на автономное отопление отдельно взятой квартиры в многоквартирном доме приводит к изменению теплового баланса дома и нарушению работы инженерной системы дома, к значительному увеличению расхода газа, на что существующие газовые трубы (их сечение) не рассчитаны. Кроме этого, при отключении основной доли потребителей в многоквартирных домах увеличивается резерв мощности котельной, что негативно сказывается на работе теплоснабжающей организации и на предоставлении услуг теплоснабжения остальным потребителям (например, следует рост тарифа для остальных потребителей, что ущемляет их права).

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СНиП 31-01-2003 «Здания жилые многоквартирные», п. 7.3.7) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире. Допускается перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе при полной проектной реконструкции инженерных систем дома, а именно:

- общей системы теплоснабжения дома;
- общей системы газоснабжения дома, в т. ч. внутридомового газового оборудования, газового ввода;
- системы дымоудаления и подвода воздуха для горения газа;
- кроме того, для установки теплогенератора объем кухни квартиры должен быть не менее 15 куб. м.

Кроме того, демонтаж приборов отопления не свидетельствует о том, что тепловая энергия гражданами не потреблялась, поскольку энергия передавалась в дом, где распределялась через транзитные стояки по квартирам и общим помещениям дома, тем самым отапливая весь дом.

Собственниками помещений многоквартирного дома, перешедшими с централизованного отопления на индивидуальное, оплачивается только собственное потребление. Однако, жилищное законодательство (статьи 30 и 39 Жилищного Кодекса Российской Федерации) не освобождает граждан, отключившихся от центрального отопления, от оплаты за тепловые потери системы отопления многоквартирного дома и расход тепловой энергии на общедомовые нужды.

Учитывая вышеизложенные факты отказ от централизованного теплоснабжения и переход на автономное теплоснабжение, возможен и целесообразен только для многоквартирного дома в целом, но тогда соответствующее решение должны принять собственники помещений МКД, разработать проект реконструкции внутренних инженерных систем, согласовать его с соответствующими службами. Для этого необходимо провести собрание собственников жилых помещений, на котором принять решение о переводе всех

квартир дома на индивидуальное теплоснабжение с отключением от централизованного теплоснабжения, определить источник финансирования данных работ, в том числе проектных.

В соответствии с СП 41-108-2004 забор воздуха для горения должен производиться непосредственно снаружи здания воздуховодами. Устройство дымоотводов от каждого теплогенератора индивидуально через фасадную стену многоэтажного жилого здания запрещается.

Учитывая данные факты, установка газовых теплогенераторов для теплоснабжения возможна только во всех помещениях многоквартирного дома, с обеспечением принудительной подачи (циркуляцией воды) в контуры отопления и горячего водоснабжения.

В случае имеющейся возможности установки индивидуального газового отопительного оборудования, на общем собрании собственников помещений принимается решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, органами местного самоуправления издается постановление о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, а управляющими компаниями, ТСЖ и другими балансодержателями многоквартирных домов должен выполняться расчет пропускной способности подводящих и внутренних газопроводов и разрабатывается откорректированный проект газоснабжения жилого дома в целом.

Следует отметить, что отключение от централизованного теплоснабжения многоквартирного дома невозможно в случае возникновения серьезных нарушений в схеме теплоснабжения муниципального образования, возникших при отключении многоквартирного дома от централизованного теплоснабжения. Данное заключение может дать местная теплоснабжающая организация. Также массовая установка индивидуальных котлов не может быть разрешена там, где диаметр газовых труб рассчитан только на подключение кухонных плит, так как просто не хватит давления газа. Согласно гидравлическим расчетам, котел потребляет газа больше, чем газовая колонка или плита, так как он значительный период времени работает в постоянном режиме, рассчитанном на обогрев квартиры и на подачу горячей воды.

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

Обнинск имеет достаточно развитую промышленность. Существенная доля источников тепловой энергии осуществляет теплоснабжение не только потребителей городской застройки, но и следующих потребителей:

- производственные цеха (собственное потребление предприятия);
- административно-бытовые объекты (собственное потребление предприятия);
- сторонние объекты производственного, административно-бытового и прочего назначения, теплоснабжение которых осуществляется с коллекторов теплоисточников.

Для упорядочивания сведений о назначении того или иного источника произведено разделение отпуска с коллекторов теплоисточников по 2 категориям:

- отпуск с коллекторов на собственные нужды предприятия + отпуск на нужды промышленных потребителей;
- отпуск с коллекторов в сеть, на нужды городской застройки.

Следует отметить, что отпуск всем потребителям АО «РИР» и ПАО «КСК» условно отнесен к городской застройке, т.к.

- 1) Предприятие не имеет собственных производственных цехов;
- 2) Сторонние промышленные предприятия снабжаются тепловой энергией в соответствии с договорами теплоснабжения (относятся к регулируемой деятельности в сфере теплоснабжения).

Сведения об отпуске тепловой энергии представлены в таблице 54.

**Таблица 54 - Отпуск в сеть от источников централизованного теплоснабжения**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Отпуск в сеть, Гкал				
		2020	2021	2022	2023	2024
1	Котельная по адресу: Коммунальный пр., 21	872 423	991 888	970 087	920 198	930 891
3	ТЭЦ ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»	96 942	117 730	115 880	109 070	111 471
4	ГТУ ТЭЦ №1	60 910	82 321	81 938	76 269	82 496
5	Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина»	44 042	49 417	47 961	45 322	48 945
6	Котельная АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»	40 224	40 224	40 224	40 224	40 224
7	Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»	16 710	16 710	16 710	16 710	16 710
8	Котельная ООО «Технология НГ»	-	3 190	7 830	13 154	13 389
<b>ИТОГО по источникам централизованного теплоснабжения, теплоснабжение от которых является регулируемой деятельностью</b>		<b>1 131 251</b>	<b>1 301 480</b>	<b>1 280 630</b>	<b>1 220 947</b>	<b>1 244 126</b>

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

### 5.5.1. Норматив потребления тепловой энергии для населения на нужды отопления

По состоянию на начало 2020 г. норматив потребления тепловой энергии составляет 0,0276 Гкал/ в месяц на 1 кв. м в соответствии с постановлением Администрации города от 07.12.2006 г. № 1145-п «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг» с учетом постановления Администрации города от 01.02.2011 г. № 119-п «О применении п.п. 2.4. п.2 постановления Администрации г. Обнинска от 07.12.2006г. №1145-п «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг».

В соответствии с Приказом Министерства Тарифного регулирования Калужской области №115 от 20.05.2016 г. «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в помещениях многоквартирного дома или жилого дома и нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению при использовании земельного участка и надворных построек в Калужской области с применением расчетного метода» (с учетом изменений) для г. Обнинска с 20.12.2019 г. вводятся новые нормативы потребления тепловой энергии в соответствии с таблицей ниже.

**Таблица 55 - Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в помещениях многоквартирного дома или жилого дома**

Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
	Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
<b>Этажность</b>	<b>Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно</b>		
1	0,0257	0,0257	0,0257
2	0,0257	0,0257	0,0257
3-4	0,0280	0,0280	0,0280
5-9	0,0236	0,0236	0,0236
10	0,0245	0,0245	0,0245
11	0,0245	0,0245	0,0245
12	0,0245	0,0245	0,0245
13	0,0249	0,0249	0,0249
14	0,0258	0,0258	0,0258
15	0,0260	0,0260	0,0260
16 и более	0,0268	0,0268	0,0268
<b>Этажность</b>	<b>Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки</b>		
1	0,0160	0,0160	0,0160
2	0,0140	0,0140	0,0140
3	0,0148	0,0148	0,0148
4-5	0,0131	0,0131	0,0131
6-7	0,0118	0,0118	0,0118
8	0,0117	0,0117	0,0117
9	0,0121	0,0121	0,0121
10	0,0105	0,0105	0,0105
11	0,0123	0,0123	0,0123
12 и более	0,0111	0,0111	0,0111

### **5.5.2. Нормативы потребления тепловой энергии для населения на нужды горячего водоснабжения**

Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения установлен в соответствии с Приказом Министерства тарифного регулирования Калужской области №254 от 21.09.2016 г. «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях, нормативов потребления холодной (горячей) воды в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме, нормативов потребления коммунальной услуги по холодному водоснабжению при использовании земельного участка и надворных построек в Калужской области с применением расчетного метода» (с учетом изменений). Утвержденные нормативы приведены в таблицах ниже.

**Таблица 56 - Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях**

<b>№ п/п</b>	<b>Категория жилых помещений</b>	<b>Единица измерения</b>	<b>Норматив потребления коммунальной услуги холодного водоснабжения</b>	<b>Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения</b>
1	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	4,27	3,09
2	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	4,31	3,15
3	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	4,36	3,20
4	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	куб. метр в месяц на человека	3,04	1,62
5	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	куб. метр в месяц на человека	3,81	2,55
6	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	7,36	X
7	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	7,46	X
8	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	куб. метр в месяц на человека	7,56	X
9	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами без душа	куб. метр в месяц на человека	7,16	X

№ п/п	Категория жилых помещений	Единица измерения	Норматив потребления коммунальной услуги холодного водоснабжения	Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения
10	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами	куб. метр в месяц на человека	6,36	X
11	Многokвартирные и жилые дома без водонагревателей с водопроводом и канализацией, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	куб. метр в месяц на человека	3,86	X
12	Многokвартирные и жилые дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами и мойками	куб. метр в месяц на человека	3,15	X
13	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами, ваннами, душами	куб. метр в месяц на человека	5,02	X
14	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами	куб. метр в месяц на человека	1,72	X
15	Многokвартирные и жилые дома с водоразборной колонкой	куб. метр в месяц на человека	0,91	X
16	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	куб. метр в месяц на человека	3,03	1,85

**Таблица 57 - Нормативы потребления горячей воды в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме**

№ п/п	Категория жилых помещений	Единица измерения	Этажность	Норматив потребления коммунальной услуги холодного водоснабжения	Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения
1	Многokвартирные дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	куб. метр в месяц на кв. метр общей площади	от 1 до 5	0,0299	0,0299
			от 6 до 9	0,0296	0,0296
			от 10 до 16	0,0296	0,0296
			более 16	0,0295	0,0295
2	Многokвартирные дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением	куб. метр в месяц на кв. метр общей площади	от 1 до 5	0,0300	X
			от 6 до 9	0,0294	
			от 10 до 16	0,0294	



			более 16	0,0298	
3	Многоквартирные дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	куб. метр в месяц на кв. метр общей площади	от 1 до 5 от 6 до 9 от 10 до 16 более 16	0,0296 X X X	X
4	Многоквартирные дома с централизованным холодным водоснабжением без централизованного водоотведения	куб. метр в месяц на кв. метр общей площади		0,0296	X

Норматив на подогрев холодной воды на нужды ГВС установлен в соответствии с Приказом №136 от 20 августа 2015 г. «Об установлении нормативов расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории Калужской области с применением расчетного метода». Нормативы на подогрев холодной воды на нужды ГВС на территории Калужской области представлены в таблице ниже.

**Таблица 58 - Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в жилых помещениях, Гкал/куб.м.**

Система горячего водоснабжения (открытая, закрытая)	Температура воды, °С	С наружной сетью горячего водоснабжения	Без наружной сети горячего водоснабжения
С изолированными стояками:			
с полотенцесушителями	60	0,0624	0,0599
	61	0,0636	0,0610
	62	0,0648	0,0622
	63	0,0659	0,0633
	64	0,0671	0,0645
	65	0,0683	0,0656
	66	0,0695	0,0667
	67	0,0707	0,0679
	68	0,0719	0,0690
	69	0,0731	0,0701
	70	0,0742	0,0713
	71	0,0754	0,0724
	72	0,0766	0,0735
	73	0,0778	0,0747
	74	0,0789	0,0758
	75	0,0801	0,0769
без полотенцесушителей	60	0,0574	0,0549
	61	0,0585	0,0559
	62	0,0596	0,0570
	63	0,0607	0,0580
	64	0,0618	0,0591
	65	0,0629	0,0601
	66	0,0640	0,0612

Система горячего водоснабжения (открытая, закрытая)	Температура воды, °С	С наружной сетью горячего водоснабжения	Без наружной сети горячего водоснабжения
	67	0,0650	0,0622
	68	0,0661	0,0633
	69	0,0672	0,0643
	70	0,0683	0,0653
	71	0,0694	0,0664
	72	0,0705	0,0674
	73	0,0715	0,0684
	74	0,0726	0,0695
	75	0,0737	0,0705
С неизолированными стояками:			
с полотенцесушителями	60	0,0674	0,0649
	61	0,0686	0,0661
	62	0,0699	0,0673
	63	0,0712	0,0686
	64	0,0725	0,0698
	65	0,0738	0,0711
	66	0,0751	0,0723
	67	0,0764	0,0735
	68	0,0776	0,0748
	69	0,0789	0,0760
	70	0,0802	0,0772
	71	0,0814	0,0784
	72	0,0827	0,0797
	73	0,0840	0,0809
	74	0,0853	0,0821
	75	0,0865	0,0833
без полотенцесушителей	60	0,0624	0,0599
	61	0,0636	0,0610
	62	0,0648	0,0622
	63	0,0659	0,0633
	64	0,0671	0,0645

Система горячего водоснабжения (открытая, закрытая)	Температура воды, °С	С наружной сетью горячего водоснабжения	Без наружной сети горячего водоснабжения
	65	0,0683	0,0656
	66	0,0695	0,0667
	67	0,0707	0,0679
	68	0,0719	0,0690
	69	0,0731	0,0701
	70	0,0742	0,0713
	71	0,0754	0,0724
	72	0,0766	0,0735
	73	0,0778	0,0747
	74	0,0789	0,0758
	75	0,0801	0,0769

#### 5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

В таблице 59 представлены данные по договорным тепловым нагрузкам по каждой системе теплоснабжения.

**Таблица 59 - Нагрузки источников теплоснабжения на 2024 г.**

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Договорные нагрузки				Расчетные нагрузки, Гкал/ч	Отклонение, %
		отопление и вентиляция, Гкал/ч	горячее водоснабжение, Гкал/ч	Потери в ТС, Гкал/ч	ВСЕГО, Гкал/ч		
1	Котельная пр. Коммунальный, 21	356,7	43,1	20,0	419,8	372,59	11%
2	Обнинская ГТУ ТЭЦ	46,2616	11,5654	0,9	58,77	58,77	0%
3	ТЭЦ ФЭИ	58,99	1,5	3,0	63,53	63,53	0%
4	Котельная НИФХИ	11,7	0,3	0,5	12,5	12,5	0%
5	Котельная ОНПП	24,32	0,63	1,0	25,95	25,95	0%
6	Котельная ВНИИРАЭ	8,57	0,95	0,2	9,73	9,73	0%
7	БМК «Заовражье»	4,46	0	0,2	4,66	4,66	0%

Расчетные нагрузки Котельной пр. Коммунальный, 21 ниже договорных, по прочим источникам договорные нагрузки эквивалентны расчетным значениям.

**5.7. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, уточнены тепловые нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии.

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

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

В соответствии с ПП РФ от 22.02.2012 г. №154(ред. от 16.03.2019г.) «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки составляются отдельно по горячей воде и пару. Отпуск тепловой энергии в паре осуществляется от 3 источников тепловой энергии:

- Котельная по адресу: Коммунальный пр., 21 АО «РИР»;
- ТЭЦ АО «ГНЦ РФ ФЭИ»;
- Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина».

Указанные источники осуществляют также теплоснабжение потребителей с горячей водой.

В таблицах 65 и 66 представлены существующие и перспективные балансы тепловой мощности по горячей воде и пару, сформированные в соответствии с Приложением 6 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения.

**Таблица 60 - Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии общего пользования в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, Гкал/ч**

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
ПАО «КСК»					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	48,46	48,46	66,05	66,05	66,05
в горячей воде	48,46	48,46	66,05	66,05	66,05
в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Располагаемая тепловая мощность станции	48,46	48,46	66,05	66,05	66,05
в горячей воде	48,46	48,46	66,05	66,05	66,05
в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты тепла на собственные нужды станции	0,30	0,43	0,40	0,37	0,39
в горячей воде	0,3	0,43	0,4	0,37	0,39
в паре	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	0,620	0,990	0,920	0,850	0,940
в горячей воде	0,62	0,99	0,92	0,85	0,94
в паре	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	48,49	50,89	51,69	52,78	57,83
отопление и вентиляция	38,792	40,712	41,352	42,224	46,2616
горячее водоснабжение	9,698	10,178	10,338	10,556	11,5654
Присоединенная тепловая нагрузка в паре	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	49,11	51,88	52,61	53,63	58,77
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,95	-3,85	13,04	12,05	6,89
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	-0,95	-3,85	13,04	12,05	6,89
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	18,06	17,93	35,55	35,58	35,56
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	33,79	35,80	36,28	36,95
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	-15,73	-17,87	-0,73	-1,37
АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	203,20	203,20	203,20	203,20	203,20
в горячей воде	148,00	148,00	148,00	148,00	148,00
в паре	55,20	55,20	55,20	55,20	55,20
Располагаемая тепловая мощность станции в горячей воде, в том числе:	203,20	203,20	203,20	203,20	203,20
в горячей воде	148,00	148,00	148,00	148,00	148,00
в паре	55,20	55,20	55,20	55,20	55,20
Затраты тепла на собственные нужды станции, в т.ч.:	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
в горячей воде	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
в паре	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Потери в тепловых сетях в горячей воде	3,006	3,006	3,006	3,006	3,050
в горячей воде	3,00	3,00	3,00	3,00	3,04
в паре	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	59,61	59,27	59,23	59,18	60,49
отопление и вентиляция	58,11	58,11	58,11	58,11	58,99
горячее водоснабжение	1,50	1,50	1,50	1,50	1,5
Присоединенная тепловая нагрузка в паре	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде	62,61	62,61	62,63	62,63	63,53
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по договорной нагрузке)	84,39	84,73	84,78	84,82	83,47
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде(по фактической нагрузке)	84,39	84,39	84,39	84,39	83,47
Резерв/дефицит тепловой мощности в паре	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	52,68	52,68	52,69	52,69
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	44,32	44,32	44,31	44,31

**Таблица 61 - Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации на 2024 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч**

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
АО «РИР»					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00
в горячей воде	550,00	550,00	550,00	550,00	550,00
в паре	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00
Располагаемая тепловая мощность станции	542,40	553,30	553,30	553,30	552,60
в горячей воде	502,4	513,3	513,3	513,3	512,6
в паре	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
Затраты тепла на собственные нужды станции	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20
в горячей воде	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20
в паре	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	23,70	23,70	23,70	23,70	20,70
в горячей воде	23,00	23,00	23,00	23,00	20,00
в паре	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	394,7	399,9	399,9	399,9	399,8
отопление и вентиляция	351,10	356,80	356,80	356,80	356,70
горячее водоснабжение	43,60	43,10	43,10	43,10	43,10
Присоединенная тепловая нагрузка в паре	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77



Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)					372,59
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	90,50	96,20	96,20	96,20	98,60
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)					145,81
Резерв/дефицит тепловой мощности в паре	34,53	34,53	34,53	34,53	34,53
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	414,40	425,30	425,30	425,30	424,60
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	323,19	328,06	328,06	328,06
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	91,21	97,24	97,24	97,24
АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	96,40	96,40	96,40	96,40	96,40
в горячей воде	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
в паре	36,40	36,40	36,40	36,40	36,40
Располагаемая тепловая мощность станции	96,40	96,40	96,40	96,40	96,40
в горячей воде	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
в паре	36,40	36,40	36,40	36,40	36,40
Затраты тепла на собственные нужды станции	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
в горячей воде	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
в паре	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002
в горячей воде	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
в паре	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95
отопление и вентиляция	24,32	24,32	24,32	24,32	24,32
горячее водоснабжение	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Присоединенная тепловая нагрузка в паре	0,498	0,500	0,580	0,600	0,590
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	25,95	25,95	25,95	25,95	25,95
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	33,55	33,55	33,55	33,55	33,55
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	33,55	33,55	33,55	33,55	33,55
Резерв/дефицит тепловой мощности в паре	35,90	35,90	35,82	35,80	35,81
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	29,50	29,50	29,50	29,50	29,50
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	21,79	21,79	21,79	21,79

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	7,71	7,71	7,71	7,71
АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	79,50	79,50	79,50	79,50	79,50
в горячей воде	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
в паре	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50
Располагаемая тепловая мощность станции	79,50	79,50	79,50	79,50	79,50
в горячей воде	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
в паре	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50
Затраты тепла на собственные нужды станции	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
в горячей воде	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
в паре	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
в горячей воде	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
в паре	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
отопление и вентиляция	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
горячее водоснабжение	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Присоединенная тепловая нагрузка в паре	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	47,00	47,00	47,00	47,00	47,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	47,00	47,00	47,00	47,00	47,00
Резерв/дефицит тепловой мощности в паре	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	29,50	29,50	29,50	29,50	29,50
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	10,50	10,50	10,50	10,50
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	19,00	19,00	19,00	19,00
Котельная НИЦ «Курчатовский институт»- «ВНИИРАЭ»					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
в горячей воде	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Располагаемая тепловая мощность станции	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
в горячей воде	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты тепла на собственные нужды станции	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
в горячей воде	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
в паре	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	0,171	0,179	0,172	0,174	0,205

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
в горячей воде	0,171	0,179	0,172	0,174	0,205
в паре	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	9,32	10,27	8,90	9,26	9,52
отопление и вентиляция	8,39	9,24	8,01	8,33	8,57
горячее водоснабжение	0,93	1,03	0,89	0,93	0,95
Присоединенная тепловая нагрузка в паре	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	9,49	10,45	9,07	9,43	9,73
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	12,30	11,34	12,72	12,36	12,07
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	12,30	11,34	12,72	12,36	12,07
Резерв/дефицит тепловой мощности в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	17,80	17,80	17,80	17,80	17,80
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	7,34	8,08	7,02	7,30
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	10,46	9,72	10,78	10,50
ООО «Технология НГ»					
Установленная тепловая мощность, в том числе:		26,00	26,00	26,00	26,00
в горячей воде		26,00	26,00	26,00	26,00
в паре		0,00	0,00	0,00	0,00
Располагаемая тепловая мощность станции		26,00	26,00	26,00	26,00
в горячей воде		26,00	26,00	26,00	26,00
в паре		0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты тепла на собственные нужды станции		0,10	0,10	0,10	0,10
в горячей воде		0,10	0,10	0,10	0,10
в паре		0,000	0,000	0,000	0,000
Потери в тепловых сетях, в т.ч.		0,200	0,200	0,200	0,200
в горячей воде		0,20	0,20	0,20	0,20
в паре		0,000	0,000	0,000	0,000
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ		0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде		4,46	4,46	4,46	4,46
отопление и вентиляция		4,46	4,46	4,46	4,46
горячее водоснабжение		0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная тепловая нагрузка в паре		0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)		4,66	4,66	4,66	4,66
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)		21,24	21,24	21,24	21,24
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)		21,24	21,24	21,24	21,24

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Резерв/дефицит тепловой мощности в паре		0,00	0,00	0,00	0,00
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла		14,70	14,70	14,70	14,70
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч		4,01	4,01	4,01
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч		10,69	10,69	10,69

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

Как показано выше, все источники тепловой энергии на 2024 год имеют достаточные резервы тепловой мощности для качественного и надежного теплоснабжения существующих потребителей, как в горячей воде, так и в паре.

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

Результаты электронного моделирования гидравлических режимов в тепловых сетях от котельной Коммунальный пр., 21 по г. Обнинск были сверены с фактическими режимами в контрольных точках. Расчеты с достаточной точностью совпали с фактическими в контрольных точках, что позволило сделать вывод о достоверности электронного моделирования.

Существующее состояние гидравлического режима тепловых сетей от котельной Коммунальный пр., 21 следующее: давление на выходе из котельной  $8,0/2,5 \text{ кгс/см}^2$ , следовательно, напор  $8,0-2,5=5,5 \text{ кгс/см}^2 = 55 \text{ м.в.с.}$  Напор в магистральных сетях  $Du \geq 400 \text{ мм}$  не ниже 25 м.в.с. Располагаемые напоры у потребителей составляют не менее 15 м.в.с.

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

Дефицит тепловой мощности по всем источникам теплоснабжения в настоящее время отсутствует.

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

Как было показано выше Городская котельная, ГТУ-ТЭЦ №1, БМК «Заовражье» в перспективе имеют резервы мощности, благодаря которым планируется подключение новых потребителей, в т.ч. с расширением их зон действия.

По прочим источникам теплоснабжения также есть резервы мощности, но по ним не планируется расширение зон их действия.

#### **6.6. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

В актуализированной схеме теплоснабжения были скорректированы величины договорных и фактических тепловых нагрузок источников централизованного теплоснабжения в соответствии с базовым годом.

### **Часть 7. Балансы теплоносителя**

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

Подготовка теплоносителя для подпитки тепловых сетей в городском округе организована с применением водоподготовительных установок. Водоподготовка на всех котельных предполагает использование воды из водопровода в качестве исходной.

На ряде не автоматизированных котельных используется вакуумная деаэрация, позволяющая произвести более глубокую очистку теплоносителя от кислорода и других газовых факторов коррозии трубопроводов. На автоматизированных котельных и котельных малой мощности деаэрация не используется. В теплоснабжающих организациях имеется опыт использования комплексонов с целью повышения эффективности водно-химического режима.

##### Котельная пр. Коммунальный, 21

Химводоочистка предназначена для подготовки подпиточной воды в теплосети с открытым водоразбором и питания паровых котлов.

Максимальная проектная нагрузка первой очереди составляет 320 т/час, второй 440 т/ч, что в сумме составляет 760 т/час.

#### *1-ая очередь химводоочистки (старая ХВО)*

Исходная вода подается на всас насосов НСВ-1 и НСВ-2, при большом давлении (3 кгс/см<sup>2</sup>) исходной воды может поступать, минуя насосы НСВ-1 и НСВ-2. Далее через регулирующие клапаны вода подается на водоводяные теплообменники 1-й ступени (основной и резервный), где она нагревается до 35-40 °С.

После теплообменников вода поступает на водород-катионитовые (Н-катионитовые) фильтры (5 штук), где освобождается от основной части катионов-накипеобразователей и снижает исходную щелочность до 0,4-0,7 мг-экв/л. Водород-катионитовые фильтры работают в режиме «голодной регенерации», который позволяет в рабочий период на выходе фильтров иметь щелочной фильтрат и не иметь кислых стоков при регенерации.

Поток Н-катионированной воды направляется в декарбонизаторы (Дк-1, Дк-2), где вода освобождается от углекислого газа. Содержание его в воде снижается до 4,4 мг/л-6,6 мг/л. После декарбонизаторов вода поступает самотеком в бак ХОВ №1, затем - на всас насосов химочищенной воды (НХВ-1, НХВ-2, НХВ-3). Насосами ХОВ вода подается на натрий-катионитовые фильтры 1-й ступени, в которых продолжается процесс умягчения воды (снижение содержания катионов жесткости Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup>).

После натрий-катионитовых фильтров 1-й ступени вода разделяется на два потока, один (большой) идет последовательно на теплообменники II-й и III-й ступени (ПХВ, ОПВ), где нагревается соответственно до 60оС и 90оС, после чего вода поступает в деаэраторы подпитки № 2 и № 3, где из нее удаляются остатки углекислого газа СО<sub>2</sub>, кислорода О<sub>2</sub> и других газов. Деаэрированная вода с температурой 102-104 оС проходит через нагревающую часть теплообменников третьей ступени. Отдав часть своего тепла, снизив температуру до 70 оС, вода поступает в баки-аккумуляторы, откуда насосами подается на подпитку теплосети.

Другой поток воды (меньший) после Na-катионитовых фильтров I ступени подается на Na-катионитовые фильтры II ступени, где заканчивается процесс глубокого умягчения воды. После фильтров вода подогревается в теплообменниках ОПВ-1,2 и с температурой 65°-95° С поступает в деаэраторы питательной воды № 1,4. После деаэраторов, отдав часть своего тепла в теплообменниках ОПВ-1,2 с температурой 65-70 оС вода поступает на всас питательных насосов (ПЭН-1÷3).

#### *II очередь химводоочистки (новая ХВО)*

Исходная вода подается на всас насосов НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5 через ИЗ1, ИЗ2. При большом давлении (3 кгс/см<sup>2</sup>) исходной воды в сети через перемычку ИЗ6А вода может поступать, минуя насосы НСВ-3,4,5. Насосами вода подается на теплообменники ПИВ-3÷8, где она нагревается до 20-40 оС.

После теплообменников вода поступает на фильтры обезжелезивания (в количестве 6 штук). В них вода очищается от взвешенных частиц окислов железа и механических примесей. После фильтров обезжелезивания вода поступает на Н-фильтры (водород-катионитовые) с голодной регенерацией (в количестве 7 штук), где происходят те же процессы, что описаны выше: частичное умягчение и снижение щелочности исходной воды. Далее вода поступает на буферные (барьерные) фильтры, которые служат для регулирования щелочности умягченной воды и исключения проскоков кислого фильтрата. После барьерных фильтров вода поступает на декарбонизаторы (3 шт .- №4, 5, 6), где освобождается от углекислого газа. Декарбонизированная вода собирается самотеком в два бака (бак ХОВ-2 и бак ХОВ-3). Для

поддержания щелочности фильтрата в заданном интервале существует линия подмешивания исходной воды.

После баков ХОВ вода разделяется на два потока.

Двумя насосами НХВ-6 и НХВ-7 декарбонизированная вода подается в котельный зал в теплообменники (ОПВ, ПХВ) II и III ступени, где последовательно нагревается до 60 и 90 оС, после чего поступает в подпиточные деаэраторы №5 и №6 для удаления газов (СО<sub>2</sub>, О<sub>2</sub> и др.). После деаэраторов вода поступает на теплообменники ОПВ, где отдает часть своего тепла. С температурой 70 оС вода поступает в баки-аккумуляторы или на всас подпиточных насосов (НПВ-7÷12).

Насосами НХВ-4, НХВ-5 декарбонизированная вода подается последовательно на I и II ступени Na-катионированных фильтров для дальнейшего умягчения воды. После фильтров вода подогревается в теплообменнике питательной воды до 65°- 95°С и поступает в деаэраторы питательной воды № 1, 4, где освобождается от остатков углекислого газа СО<sub>2</sub>, кислорода О<sub>2</sub> и других газов. Затем отдав часть тепла в теплообменнике питательной воды (ОПВ-1,2), с температурой 65-70 оС поступает на всас питательных насосов (ПЭН 1-3).

ХВО-1 и ХВО-2 могут работать на деаэраторы № 1,4 и поочередно и вместе.

Деаэраторы №1, 4 объединены по химочищенной воде.

Принципиальная схема ХВО Городской котельной представлена на рисунках ниже.

## ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ХВО – 1

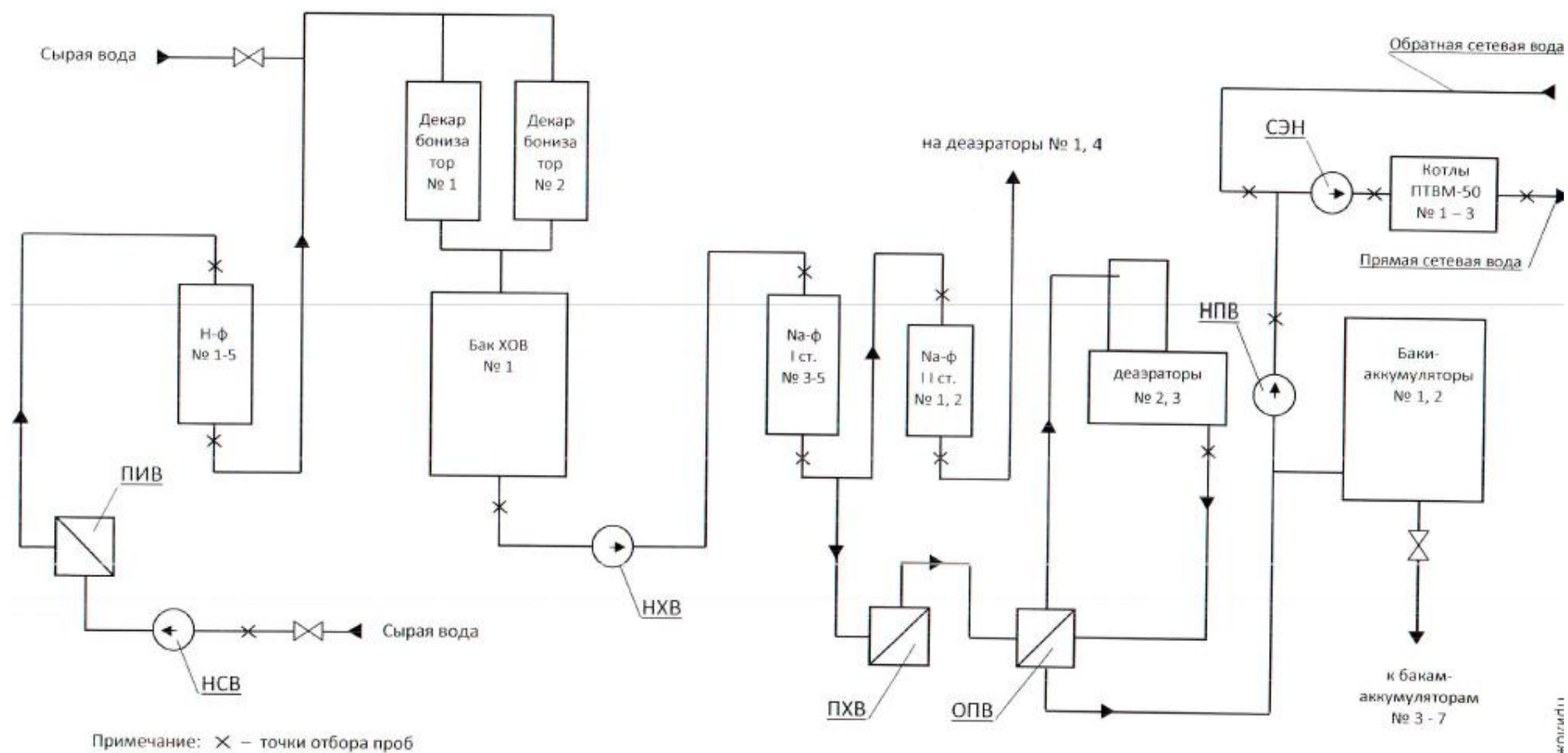


Рисунок 14 – Принципиальная схема ХВО-1



## ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ХВО – 2

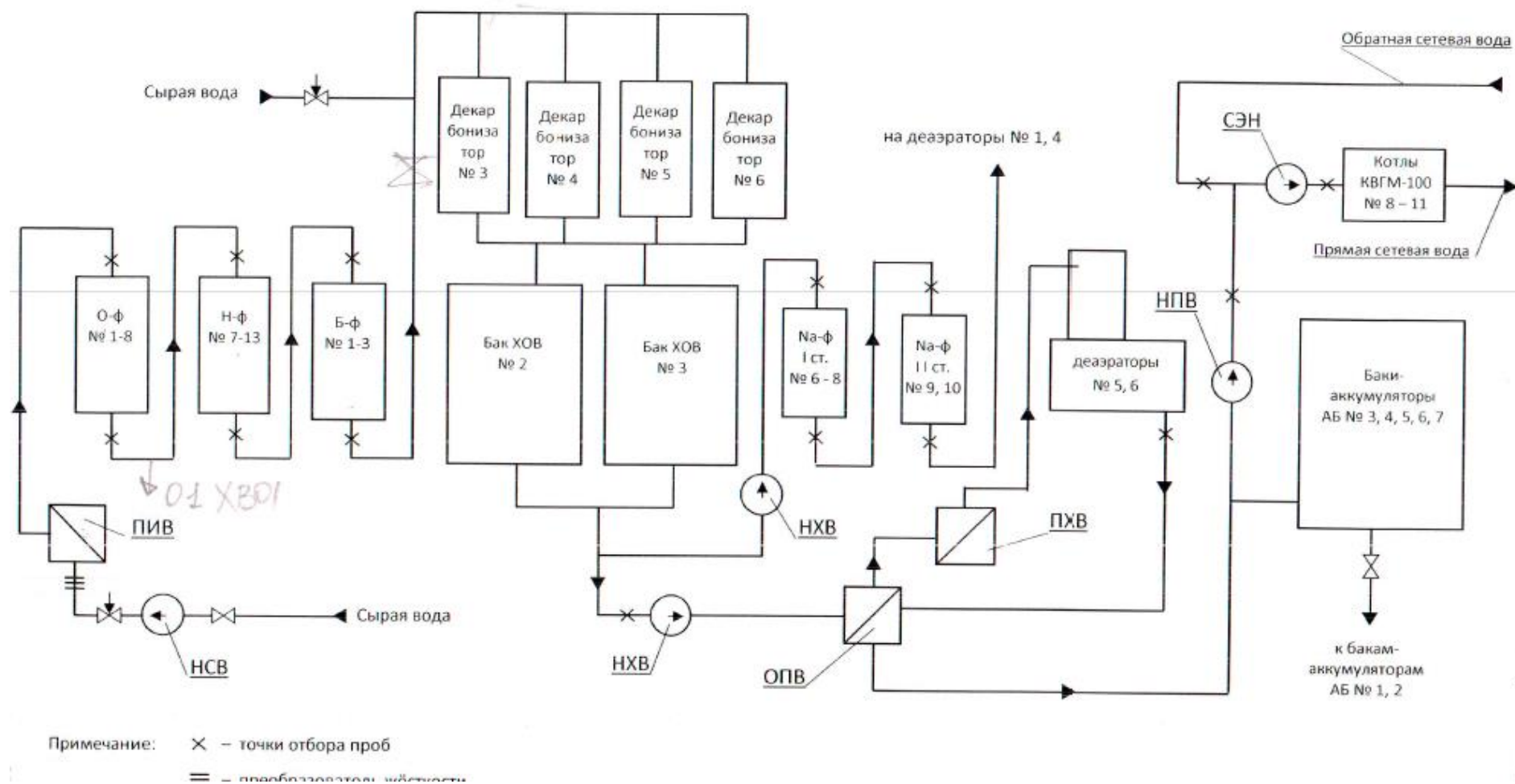


Рисунок 15 – Принципиальная схема ХВО-2

## ГТУ ТЭЦ

В качестве водоподготовки используется установка для очистки водопроводной воды от растворенного железа, частиц мутности, цветности, органики суммарной производительности 44 м<sup>3</sup>/ч.

В состав «АКВАФЛОУ серии RO 80 -22 входит следующее оборудование:

- три механических фильтра типа CF;
- мембранный блок с рулонными элементами типа 8040 (4 корпуса);
- два бака химочищенной воды объемом по 75м<sup>3</sup>;
- насос воды после механических фильтров;
- емкость и насос для моющего фильтра.

В схеме ГТУ ТЭЦ предусмотрены резервные емкости –баки запаса подпиточной воды (БЗПВ) объемом 180м<sup>3</sup>, с которых проводится аварийное заполнение тепловых сетей основного оборудования, таким образом исключено заполнение исходной водой.

На котельной АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина» производится натрий – катионирование подпиточной воды.

Максимальная производительность водоподготовительных установок для тепловых сетей рассчитывается из компенсации возможных потерь теплоносителя с утечками через неплотности, дренажи и исполнительные механизмы и плановыми сбросами с воздушников.

Согласно п. 6.16 СП 124.13330.2012 Актуализированной версии СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

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

- для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения, при наличии баков аккумуляторов, по расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2, а при отсутствии баков аккумуляторов по максимальному расходу воды на горячее водоснабжении. В обоих случаях плюс 0,75% фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий:

$$G_{вод} = 1,2 G_{ГВС_{ср}} + 0,0075 (V_{mc} + V_{om} + V_{вент} + V_{ГВС}), \text{ м}^3/\text{ч};$$

где:

$V_{mc}$ ,  $V_{om}$ ,  $V_{вент}$ ,  $V_{ГВС}$  - объем теплоносителя в трубопроводах в тепловых сетях, системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей.

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 12.08.2003 г:

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

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

где:

$v_{di}$  - удельный объем  $i$ -го участка трубопроводов определенного диаметра, м<sup>3</sup>/км;  $l_{di}$  - длина  $i$ -го участка трубопроводов, км.

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

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

где:

$Q_{0\max}$  – расчетное значение часовой тепловой нагрузки здания, Гкал/ч;  $v$  – удельный объем системы теплоснабжения, м<sup>3</sup>ч/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 м<sup>3</sup>ч/Гкал. Емкость местных систем горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения можно определять при  $v=6$  м<sup>3</sup>ч/Гкал средней часовой тепловой нагрузки.

В соответствии с Актуализированной версией СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

«При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м<sup>3</sup> на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м<sup>3</sup> на 1 МВт – открытой системе и 30 м<sup>3</sup> на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения». Потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают в себя технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с утечкой. К технологическим потерям, как необходимым для обеспечения нормальных режимов работы систем теплоснабжения, относятся количество воды на пусковое заполнение трубопроводов теплотрассы после проведения планового ремонта и подключения новых участков сети и потребителей, проведение плановых эксплуатационных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей и другие регламентные работы, промывку и дезинфекцию. К потерям сетевой воды с утечкой относятся технически неизбежные в процессе передачи, распределения и потребления тепловой энергии потери сетевой воды с утечкой.

Расчетные потери сетевой воды связанные, с пуском тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и подключения новых сетей после монтажа на период регулирования, определяются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей. Неизбежные потери при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях составляют 0,5-кратного объема сетей.

Среднегодовая норма утечки теплоносителя (м<sup>3</sup>/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

Годовой расход теплоносителя источников тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации приведен в таблице 45. Баланс производительности водоподготовительных установок (далее - ВПУ) в системе теплоснабжения приведен в таблице 62.

**Таблица 62 - Годовой расход теплоносителя источников тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, тыс.м³**

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (план)
<b>АО «РИР»</b>						
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2592,3	2590,35	2590,35	2432,96	2384,44	2523,38
нормативные утечки теплоносителя в сетях	163,5	204,766	204,77	0	142,57	248,997
сверхнормативный расход воды	0	0	0	0	0	
Расход воды на ГВС	2428,8	2385,584	2385,58	2434,24	2241,87	2274,38
<b>Обнинская ГТУ ТЭЦ</b>						
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	51,96	37,57	64,04	71,13	75,46	51,96
нормативные утечки теплоносителя в сетях	35,70	35,70	35,701	35,70	35,70	35,70
сверхнормативный расход воды	16,26	1,87	28,34	35,43	39,76	16,26
Расход воды на ГВС	28,47	29,54	35,70	33,07	37,09	28,47
<b>ТЭЦ ФЭИ</b>						
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	62,33	62,33	62,33	62,33	62,33	62,33
нормативные утечки теплоносителя в сетях	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68
сверхнормативный расход воды	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
Расход воды на ГВС	48,19	48,19	48,19	48,19	48,19	48,19
<b>Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина</b>						
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	15,89	15,89	15,89	15,89	15,89	15,89
нормативные утечки теплоносителя в сетях	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
сверхнормативный расход воды	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0	0
<b>Котельная АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»</b>						
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	9,68	9,68	9,68	9,68	9,68	9,68
нормативные утечки теплоносителя в сетях	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
сверхнормативный расход воды	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0	0
<b>Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»</b>						
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05
нормативные утечки теплоносителя в сетях	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
сверхнормативный расход воды	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Расход воды на ГВС	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17

**Таблица 63 - Баланс производительности водоподготовительных установок (далее - ВПУ) в системе теплоснабжения**

Параметр	Единицы измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (план)
<b>АО «РИР»</b>							
Производительность ВПУ	т/ч	740	740	740	740	740	740
Срок службы	лет	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	7	7	7	7	7	7

Параметр	Единицы измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (план)
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	12100	12100	12100	12100	12100	12100
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	366,61	375,71	340,09	329,85	302,23	302,23
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	295,87	295,71	286,81	277,88	272,15	275,86
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	18,61	23,38	14,48	0	16,23	16,23
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	277,26	272,33	272,33	277,88	255,92	259,63
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	433,00	439,00	499,00	509,00	514,00	514,00
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	444,13	444,29	453,19	462,12	467,85	464,14
Доля резерва	%	60%	60%	61%	62%	63%	63%
Обнинская ГТУ ТЭЦ							
Производительность ВПУ	т/ч	29	29	29	29	29	29
Срок службы	лет	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	63	63	63	63	63	63
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	6,07	6,37	6,47	6,61	7,24	7,54
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	11,40	11,94	11,97	12,04	12,10	12,10
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	3,98	4,47	4,47	4,47	4,51	4,51
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,50	1,55	1,58	1,65	1,67	1,67
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	48,59	50,99	51,79	52,89	57,94	60,29
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	17,60	17,06	17,03	16,96	16,90	16,90
Доля резерва	%	61%	59%	59%	58%	58%	58%
ТЭЦ ФЭИ							
Производительность ВПУ	т/ч	190	190	190	190	190	190
Срок службы	лет	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	15,04	15,04	15,04	15,04	15,26	15,26
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	62,33	62,33	62,33	62,33	62,33	62,33

Параметр	Единицы измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (план)
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	48,19	48,19	48,19	48,19	48,19	48,19
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	120,32	120,32	120,32	120,32	122,10	122,10
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	127,67	127,67	127,67	127,67	127,67	127,67
Доля резерва	%	67%	67%	67%	67%	67%	67%
Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина							
Производительность ВПУ	т/ч	50	50	50	50	50	50
Срок службы	лет						
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	25	25	25	25	25	25
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	13,57	13,57	13,57	13,57	13,57	13,57
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
Доля резерва	%	91%	91%	91%	91%	91%	91%
Котельная АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»							
Производительность ВПУ	т/ч	40	40	40	40	40	40
Срок службы	лет	4	5	6	7	8	9
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	100	100	100	100	100	100
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	8,39	8,39	8,39	8,39	8,39	8,39

Параметр	Единицы измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (план)
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	32,65	32,65	32,65	32,65	32,65	32,65
Доля резерва	%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»							
Производительность ВПУ	т/ч	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Срок службы	лет	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	100	100	100	100	100	100
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	5	5	5	5	5	5
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	18,71	18,71	18,71	18,71	18,71	18,71
Доля резерва	%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
Котельная ООО «Технология НГ»							
Производительность ВПУ	т/ч	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Срок службы	лет	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	нд	нд	нд	нд	нд	нд
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	нд	нд	нд	нд	нд	нд
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Доля резерва	%	нд	нд	нд	нд	нд	нд

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

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения представлены в Главе 6 Обосновывающих материалов.

## **7.3. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Норматив аварийной подпитки имеет в виду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов теплосети. Именно эта подпитка и называется аварийной подпиткой.

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 теплового источника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения приведены в таблице 46.

Существующие системы ХВО котельных на территории городского округа обеспечивают подпитку тепловых сетей в соответствии с требованиями норм.



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

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

Основным видом топлива для ТЭЦ и котельных является природный газ.

Газоснабжение источников тепловой энергии, расположенных в административных границах города Обнинска, от трех газораспределительных станций, находящихся на балансе ПАО «Газпром»:

ГРС «Обнинск-1» («Комсомольская»);

ГРС «Обнинск-2» («Белкино»);

ГРС «Карпово».

Качество газа на трех ГРС не различается между собой и соответствует требованиям ГОСТ. Калорийность газа в последние годы возрастает.

Поставку природного газа осуществляет АО «Газпром распределение Обнинск».

Резервным видом топлива для ТЭЦ ФЭИ и Городской Котельной является топочный мазут. Также на ГТУ ТЭЦ в качестве резервного топлива используется дизель.

Информация по видам топлива, используемого на источниках тепловой энергии, и его объемах потребления представлены в таблицах 64-65 для ТЭЦ, в таблице 72 для котельных.

**Таблица 64 - Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год, ккал/м3	Приход, тыс.м	Расход на производство, тыс.м	Расход на сторону, тыс.м
Обнинская ГТУ ТЭЦ				
2021	8234	33 497	33 497	0
2022	8301	28 357	28 357	0
2023	8154	24 178	24 178	0
2024	8350	23 548	23 548	0
ТЭЦ ФЭИ				
2021	нд	нд	нд	нд
2022	нд	нд	нд	нд
2023	нд	нд	нд	нд
2024	8333,95	25372,8	25372,8	-

**Таблица 65 - Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Год	Дизель				
	Калорийность средняя за год, ккал/кг	Влажность, средняя за год, %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
Обнинская ГТУ ТЭЦ					
2020	-	-	0	0	50,985
2021	-	-	0	0	50,985
2022	-	-	0	0	50,985
2023	-	-	0	30,312	20,673
2024	-	-	0	11,307	9,366

Данные о потреблении различных видов топлива на производство тепловой энергии на ТЭЦ и потреблении топлива на производство тепловой энергии на котельных города представлены в таблицах ниже.

**Таблица 66 - Топливный баланс системы теплоснабжения**

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс.м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/н м³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурального	условного		
Обнинская ГТУ ТЭЦ							
2024							
Газ	0,00	23 627,71	23 627,71	23 627,71	28 081,31	0,00	8350
дизель	0,02	-	0,01	0,01	-	0,009	нд
Итого	0,02	23 627,71	23 627,72	23 627,72	28 081,31	0,009	
2023							
Газ	0,00	24 177,00	24 177,0	24 177,0	28 733,0	0,00	8154
дизель	0,05	-	0,03	0,03	-	0,02	нд
Итого	0,00	24 177,00	24 177,03	24 177,03	28 733,0	0,02	
2022							
Газ	0,00	28 356,00	28 356,00	28 356,00	33 494,00	0,00	8301
дизель	0,05	-	-	-	-	0,05	нд
Итого	0,05	28 356,00	28 356,00	28 356,00	33 494,00	0,05	
2021							
Газ	0,00	33 490,00	33 490,00	33 490,00	37 683,85	0,00	8234
дизель	0,05	-	-	-	-	0,05	нд
Итого	0,05	33 490,00	33 490,00	33 490,00	37 683,85	0,05	
2020							
Газ	0,00	24 267,00	24 267,00	24 267,00	28 660,46	0,00	нд
дизель	0,05	-	-	-	-	0,05	нд
Итого	0,05	24 267,00	24 267,00	24 267,00	28 660,46	0,05	
АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского							
2024							
Газ	0	25372,800	25372,800	25372,800	30207,954	0	н/д
мазут	1750,87	0	0	0	0	1750,87	
Итого	1750,87	25372,800	25372,800	25372,800	30207,954	1750,87	н/д
2023							
Газ	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
мазут	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Итого	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
2022							
Газ	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
мазут	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Итого	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
2021							
Газ	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
мазут	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Итого	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
2020							
Газ	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
мазут	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс.м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/н м³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурального	условного		
Итого	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд

**Таблица 67 - Установленный топливный режим котельных**

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/н м³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	Всего, в т. условного топлива		
Котельная Коммунальный пр. 21						
2020		117709,6	117709,6	137938,4		8203
2021		134827,9	134827,9	157836,4		8196
2022		125993,6	125993,6	148987,9		8278
2023		120440,7	120440,7	143276,8		8327
2024		116846,4	116846,4	138808,2		8316
2024 (мазут)	5018,953	24,71	24,71	34,972	4994,243	9907
АО «ОНПП «Технология» им. А.Г.Ромашина»						
2020		6054,04	6054,04	7083,22		8190
2021		6800,24	6800,24	7956,28		8190
2022		6536,10	6536,10	7712,59		8260
2023		6163,78	6163,78	7273,25		8260
2024		5985,20	5985,20	6516,41		7621
Котельная АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»						
2020	-	5472,47	5472,47	62198,81	-	7600
2021	-	6760,45	6760,45	7679,87	-	7600
2022	-	6307,04	6307,04	7164,79	-	7600
2023	-	5646,14	5646,14	6414,01	-	7600
2024	-	5077,91	5077,91	5768,51	-	7600
Котельная НИЦ «Курчатовский институт»- «ВНИИРАЭ»						
2020			2529,937	2884		7980
2021			2764,532	3190		8077
2022			2473,397	2819		7978
2023			2193,493	2610		8329
2024			2180,930	2476		7947

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

Информация об объемах нормативных запасах резервного топлива на источниках централизованного теплоснабжения города представлена в таблице 68.

**Таблица 68 - Информация нормативных запасах резервного топлива на источниках теплоснабжения**

№ п/п	Наименование ТСО	Наименование источника	Резервное топливо	Норматив общего запаса топлива (ОНЗТ), тонн	в том числе	
					неснижаемый запас (ННЗТ), тонн	эксплуатационный запас (НЭЗТ), тонн
1	ПАО "Калужская сбытовая компания"	ГТУ-ТЭЦ	дизельное топливо	37	37	
2	АО «РИР»	Городская котельная	мазут	4307	2731	1576
3	АО "ГНЦ РФ ФЭИ"	ТЭЦ ФЭИ	мазут	1750,87	1750,87	н.д.
4	АО "НИФХИ"	НИФХИ	нет	-	-	-
5	АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина»	ОНПП	мазут	0	0	0
6	НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»	ВНИИРАЭ	нет	-	-	-

### 8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Физико-химические показатели основного топлива ТЭЦ и котельных должны соответствовать требованиям ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально- бытового назначения. Технические условия».

Технические требования к топливу приведены в таблице 69.

**Таблица 69 – Технические требования к топливу**

№п/п	Наименование показателя	Норма	Метод испытания
1	Теплота сгорания низшая, МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> ), при 20 °С - 101,325 кПа, не менее	31,8 (7600)	ГОСТ 27193-86
			ГОСТ 22667-82*
			ГОСТ 10062-75
2	Область значений числа Воббе (высшего), МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	41,2-54,5 (9850-13000)	ГОСТ 22667-82*
3	Допустимое отклонение числа Воббе от номинального значения, %, не более	±5	---
4	Массовая концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,02	ГОСТ 22387.2-97
5	Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,036	ГОСТ 22387.2-97
6	Объемная доля кислорода, %, не более	1,0	ГОСТ 22387.3-77* ГОСТ 23781-87*
7	Масса механических примесей в 1 м <sup>3</sup> , г, не более	0,001	ГОСТ 22387.4-77*
8	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе, балл, не менее	3	ГОСТ 22387.5-77*

Природный газ поставляется из единого источника. Средняя теплотворная способность топлива приведена в п. 8.1.

### 8.4. Описание использования местных видов топлива

На централизованных источниках тепловой энергии г. Обнинска местные виды топлива не используются.

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

Информация о калорийности используемого топлива представлена в разделах 8.1-8.3. Основным видом топлива для источников теплоснабжения г. Обнинск является природный газ. Также в незначительных количествах используется мазут (доля мазута на Городской Котельной составляет 0,02%).

**8.6. Описание преобладающего в поселении, муниципальном округе, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем городском округе**

Ограничения количества и качества поставляемого топлива для источников централизованного теплоснабжения МО ГО «город Обнинск» не выявлены.

**8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, муниципального округа, городского округа**

С развитием инфраструктуры г. Обнинска предполагается увеличение потребления природного газа населением и теплоснабжающими организациями.

**8.8. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменений в топливных балансах источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не происходило. Раздел обновлен по фактическим данным базового года.

## **Часть 9. Надежность теплоснабжения**

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

### **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**

Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Обнинска основывается на Методических указаниях по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, утвержденных Приказом Министерства регионального развития РФ 26.07.13 г. №310 «Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения».

Методические указания содержат методики расчета показателей надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов, в документе приведены практические рекомендации по классификации систем теплоснабжения поселений, городских округов по условиям обеспечения надежности на:

- высоконадежные;
- надежные;
- малонадежные;
- ненадежные.

Методические указания предназначены для использования инженерно-техническими работниками теплоэнергетических предприятий, персоналом органов государственного энергетического надзора и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации при проведении оценки надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов.

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций.

Показатели надежности системы теплоснабжения подразделяются на:

- показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии ( $K_v$ );
- показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии ( $K_t$ );
- показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии ( $K_э$ );
- показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей ( $K_б$ );
- показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройств перемычек ( $K_p$ );
- показатель технического состояния тепловых сетей, характеризуемый наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов ( $K_с$ );

- показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения ( $K_{отк.те}$ );
- показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ( $K_{нед}$ );
- показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения (итоговый показатель) ( $K_{гот}$ );
- показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом ( $K_{п}$ );
- показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием ( $K_{м}$ );
- показатель наличия основных материально-технических ресурсов ( $K_{тр}$ );
- показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ ( $K_{ист}$ ).

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов  $n_{от}$  [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепловой энергии  $Q_{ав}/Q_{расч}$ , где  $Q_{ав}$  – аварийный недоотпуск тепловой энергии за год [Гкал],  $Q_{расч}$  – расчетный отпуск тепловой энергии системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии. Методика расчета приведена в Приказе от 26 июля 2013 г. №310 «Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения».

### **Результаты оценки надёжности системы теплоснабжения муниципального образования**

Результаты оценки надёжности систем теплоснабжения представлены в таблице 70.

По существующему положению теплоэнергетический комплекс г. Обнинска следует оценить как надежный, а готовность систем и оперативного персонала к безаварийному теплоснабжению, как удовлетворительную.

Таблица 70- Показатели надежности и готовности энергосистем г. Обнинска к безаварийному теплоснабжению

№ п/п	Наименование теплоисточника	$K_{\text{э}}$	$K_{\text{в}}$	$K_{\text{т}}$	$K_{\text{б}}$	$K_{\text{р}}$	$K_{\text{с}}$	$K_{\text{отк.тс}}$	$K_{\text{отк.ит}}$	$K_{\text{нед}}$	$K_{\text{п}}$	$K_{\text{м}}$	$K_{\text{тр}}$	$K_{\text{ист}}$	$K_{\text{зот}}$	Категория готовности	Оценка надежности теплоисточников	$K_{\text{тс}}$	Оценка надежности тепловых сетей	Общая оценка надежности систем теплоснабжения города
1	Котельная по адресу: Коммунальный пр., 21	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	0,13	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,88	надежная	надежная
2	ТЭЦ ФГУП «ГНЦ РФ- ФЭИ»	1,0	0,6	1,0	1,0	1,0	0,15	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,79	надежная	надежная
3	ГТУ ТЭЦ №1	1,0	0,6	0,5	1,0	0,7	0,01	1,0	1,0	0,2	1,0	1,0	1,0	1,0	0,85	удовлетворительная	надежная	0,78	надежная	надежная
4	Котельная АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина	0,6	0,6	1,0	1,0	0,3	0,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,72	малонадежная	малонадежная
5	Котельная АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова»	0,6	0,6	1,0	1,0	0,2	0,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,70	малонадежная	малонадежная
6	Котельная НИЦ «Курчатовский институт» - «ВНИИРАЭ»	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,70	малонадежная	малонадежная
7	Котельная ООО «УК «Остов Эксплуатация»	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,87	надежная	надежная
		0,71	0,66	0,79	1,00	0,51	0,18	0,89	0,94	0,89	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	удовлетворительная	надежная	0,78	надежная	надежная



## 9.2. Анализ аварийных отключений потребителей

Статистический анализ отключений потребителей от централизованного теплоснабжения представлен в разделе 3.9 Главы 1. С 1996 г. прослеживается тренд увеличения числа отказов тепловых сетей ввиду их старения.

Интенсивность отказов на сетях АО «РИР» (до 16.03.2023 г. МП «Теплоснабжение») за последний год составила 0,77 шт./ (км·год), что является не просто удовлетворительным, а достаточно хорошим показателем при сравнении с численными значениями для других городов. Поскольку наибольшая часть тепловых сетей проложена до 1989 г., для дальнейшего снижения числа отказов необходимо поддерживать на высоком уровне темпы переключений тепловых сетей.

**Таблица 71- - Показатели повреждаемости системы теплоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации**

№ п/п	Показатель	2020	2021	2022	2023	2024
АО «РИР»						
1	Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1 км/год, в том числе:	0,77	1,05	0,83	0,69	0,77
	в отопительный период, 1/км/оп	0,09	0,2	0,17	0,12	0,06
	в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,68	0,85	0,66	0,57	0,71
2	Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
	в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
	в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	-	-	-	-	-
3	Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-
4	Всего повреждений в тепловых сетях, 1/км/год	0,77	1,05	0,83	0,69	0,77

## 9.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

В соответствии с п. 2.10 Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001:

*«2.10. Авариями в тепловых сетях считаются:*

*2.10.1. Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов».*

Аварийных ситуаций в системе теплоснабжения Обнинска за расчетный период не возникало.

Анализ времени восстановления работоспособного состояния тепловых сетей представлен в разделе 3.10.

#### 9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения на территории городского округа отсутствуют. Показатель надежности удовлетворяет требованиям п. 6.26 СП124.13330.2012.

### Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

#### 10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

В соответствии с Постановлением Правительства от 22.02.2012 г. № 154, настоящий раздел содержит описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, установленными в Постановлении Правительства РФ от 05.07.2013 г. № 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

Сведения приведены по теплоснабжающим/теплосетевым организациям г. Обнинска и содержат данные, сформированные службами ТСО и опубликованные на сайте Министерства конкурентной политики Калужской области (МКП КО).

Техничко-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения представлены в таблицах ниже.

**Таблица 72 - Техничко-экономические показатели источника тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации**

Параметр	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024
ПАО «Калужская сбытовая компания»						
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	63,43	85,93	85,28	79,38	85,75
С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	63,43	85,93	85,28	79,38	85,75
в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде	тыс. Гкал	63,43	85,93	85,28	79,38	85,75
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	4 641,16	4 805,91	4 962,43	5 207,58	16 476,17
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	24 801,96	29 559,52	29 563,47	45 178,02	43 971,32
Расходы на	тыс. руб.	51 124,79	57 498,91	158 852,57	94 956,77	95 173,34

Параметр	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024
приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя						
Прибыль	тыс. руб.		1 916,87	2 095,46	3 050,80	3 550,65
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	85 648,05	96 010,20	197 261,93	151 691,17	159 171,48
АО «РИР»						
Покупка тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	38,43	42,33	41,85	41,9	43,15
С коллекторов источника в тепловые сети:	тыс. Гкал	38,43	42,33	41,85	41,9	43,15
в паре	тыс. Гкал					
в горячей воде	тыс. Гкал	38,43	42,33	41,85	41,9	43,15
Потери тепловой энергии в тепловой сети (нормативные)	тыс. Гкал					
то же в %	%					
Отпуск (полезный отпуск) из тепловой сети	тыс. Гкал	814,58	893,92	892,12	855,28	823,65
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	190 713,57	206 277,55	234 655,36	202 637,83	293 055,00
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	144 206,67	155 061,90	192 728,68	44 683,66	119 863,00
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	808 284,48	944 038,58	937 033,09	659 749,79	1 039 147,19
Прибыль	тыс. руб.	-22 317,81	-17 414,65	-2 883,08	-41 137,87	-
Выплаты из прибыли	тыс. руб.		11 508,39	33 263,95	40 396,32	37 026,00
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	1 120 886,91	1 299 471,77	1 394 798,01	906 329,74	1 489 091,19

**Таблица 73 - Технико-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации**

Параметр	Ед. измерения	2020	2021	2022	2023	2024
ПАО «Калужская сбытовая компания»						
Покупка тепловой энергии на компенсацию потерь тепловой энергии при передаче, всего, в том числе:	тыс.Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Покупка теплоносителя на компенсацию потерь теплоносителя при передаче, всего, в том числе:	тыс. тонн	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери тепловой энергии в тепловой сети (нормативные)	тыс.Гкал	3,3	3,3	3,3	11,7	11,7
то же в %	%					

Параметр	Ед. измерения	2020	2021	2022	2023	2024
Потери теплоносителя в тепловой сети (нормативные)	тыс. тонн	25,3	25,3	35,701	35,701	35,701
то же в %						
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети	тыс.Гкал	55,733	74,036	74,245	69,116	74,628
Отпуск теплоносителя из тепловой сети	тыс. тонн	36,768	41,230	43,569	41,317	41,85
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг)	тыс.руб.					
Внереализационные расходы	тыс.руб.					
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения (в том числе затраты на социальные нужды, прочие расходы из прибыли)	тыс.руб.					
Налог на прибыль	тыс.руб.					
Необходимая валовая выручка без предпринимательской прибыли	тыс.руб.					
Предпринимательская прибыль	тыс.руб.		1 916,87	2 095,46	3 050,80	3 550,65
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс.руб.	85 648,05	96 010,20	197 261,93	151 691,17	159 171,

**Таблица 74 - Технико-экономические показатели в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации**

N	Наименование показателя	Един. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
ПАО «Калужская сбытовая компания»							
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс.Гкал	63,43	85,93	85,28	79,38	85,75
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс.Гкал	53,09	72,67	58,73	37,21	40,23
3	Покупная тепловая энергия	тыс.Гкал	0	0	0	0	0
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал	2,52	3,61	3,34	3,11	3,25
5	Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс.Гкал	60,91	82,32	81,94	76,27	82,50
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс.Гкал	3,3	3,3	3,3	11,7	11,7
	То же в %	%					
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс.Гкал	59,87	60,91	82,32	81,94	76,27
8	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	4 641,16	4805,91	4962,43	5207,58	16476,17
9	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	24 801,96	29559,52	29563,47	45178,02	43971,32
10	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	51 124,79	57498,91	158852,57	94956,77	95173,34
11	Прибыль	тыс.руб.	0,00	1 916,87	2 095,46	3 050,80	3 550,65
12	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс.руб.	85648,05	96010,20	197261,93	151691,17	159171,48

**10.2. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций актуализированы по фактическим данным базового года.

## **Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения**

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения" главы 1 содержит:

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

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

в) описание платы за подключение к системе теплоснабжения;

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

**11.1. Описание динамики 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 организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения городского округа, по данным Управления по тарифам и ценовой политике Орловской области, приведена в таблицах ниже.

**Таблица 75 - Тарифы на теплоноситель в виде горячей воды для потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации (без НДС), руб./м<sup>3</sup>**

<b>N ЕТО</b>	<b>Наименование ЕТО</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
1	АО «РИР»	17,38	17,73	18,29	20,13	21,93
2	ПАО «Калужская сбытовая компания»	17,15	17,79	18,08	20,99	25,27
3	АО "ГНЦ РФ ФЭИ"	28,79	28,33	28,96	31,41	34,23
4	АО "НИФХИ"	-	-	-	-	-
5	АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина»	-	-	-	-	-
6	НИЦ «Курчатовский институт» - "ВНИИРАЭ"	-	-	-	-	-
7	ООО «Технология НГ»	-	-	-	-	-

**Таблица 76 - Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации (без НДС), руб./Гкал**

N ЕТО	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	АО «РИР»	-	-	-	-	-
2	ПАО «Калужская сбытовая компания»	<i>услуга не оказывается</i>				
3	АО "ГНЦ РФ ФЭИ"	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
4	АО "НИФХИ"	-	-	-	-	-
5	АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина»	-	-	-	-	-
6	НИЦ «Курчатовский институт» - "ВНИИРАЭ"	-	-	-	-	-
7	ООО «Технология НГ»	-	-	-	-	-

**Таблица 77 - Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации (без НДС), руб./Гкал**

N ЕТО	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	АО «РИР»	1442,56	1486,01	1607,02	1708,11	1808,92
2	ПАО «Калужская сбытовая компания»	1557,77	1 644,98	1 694,34	1938,97	2 192,82
3	АО "ГНЦ РФ ФЭИ"	1368,17	1411,69	1461,09	1640,58	1830,38
4	АО "НИФХИ"					1735,3
5	АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина»	1209,8/ 1277,42	1277,42/ 1315,74	1315,74/ 1552,53	1552,53	1552,53/ 1714,42
6	НИЦ «Курчатовский институт» - "ВНИИРАЭ"	-	-	-	-	2166,23
7	ООО «Технология НГ»	-	-	-	-	2336,92

**Таблица 78 - Средневзвешенные тарифы на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) (без НДС), руб./м3**

N ЕТО	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	АО «РИР»					
	<i>Компонент тепловая энергия</i>	1442,56	1486,01	1607,02	1708,11	1808,92
	<i>Компонент теплоноситель</i>	17,38	17,73	18,29	20,13	21,93
2	ПАО «Калужская сбытовая компания»	-	-	-	-	-
	<i>Компонент тепловая энергия</i>	1557,77	1 644,98	1 694,34	1938,97	2 192,82
	<i>Компонент теплоноситель</i>					
3	АО "ГНЦ РФ ФЭИ"	н/д	н/д	н/д	н/д	145,8
4	АО "НИФХИ"	-	-	-	-	-
5	АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина»	-	-	-	-	-
6	НИЦ «Курчатовский институт» - "ВНИИРАЭ"	-	-	-	-	-
7	ООО «Технология НГ»	-	-	-	-	-

**Таблица 79 - Средневзвешенные тарифы на подключение потребителей с тепловой мощностью от 0,1 до 1,5 Гкал/ч» (без НДС), руб./Гкал/**

N ЕТО	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	АО «РИР»	9682,963	9914,524	11066,326	11580,816	14373,041

## 11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Для утверждения тарифа на тепловую энергию производится экспертная оценка предложений об установлении тарифа на тепловую энергию. В тариф входят такие показатели как: выработка тепловой энергии, собственные нужды источника тепла, потери тепловой энергии, отпуск тепловой энергии, закупка топлива и прочих материалов на нужды предприятия, плата за электроэнергию, холодное водоснабжение, оплата труда работникам предприятия, арендные расходы и налоговые сборы и прочее. На основании вышеперечисленного формируется цена тарифа на тепловую энергию

**Таблица 80 - Структура тарифов на тепловую энергию (услуги по передаче тепловой энергии) в г. Обнинске на 2024 г.**

№ п/п	Наименование показателя	АО «РИР»
1	Объемы тепловой энергии	
1.1.	Выработка тепловой энергии	100,0%
1.2.	Отпуск с коллекторов	100,0%
1.3.	Полезный отпуск тепла потребителям	100,0%
2.	Расчет тарифа	
2.1.	Операционные расходы	29,67%
2.1.1.	Материалы на эксплуатацию (соль+спирт+прочее)	2,60%
2.1.2.	Затраты на текущий и капитальный ремонт	3,83%
2.1.3.	Оплата труда	18,55%
2.1.4.	Услуги производственного характера	4,04%
2.1.5.	Прочие операционные расходы	0,60%
2.1.6.	Расходы на служебные командировки	0,01%
2.1.7.	Расходы на обучение персонала	0,04%
2.1.8.	Цеховые расходы	0,00%
2.1.9.	Общексплуатационные расходы	0,00%
2.2.	Неподконтрольные расходы	4%
2.2.1.	Налоги	3,74%
2.2.2.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	0,15%
2.2.3.	Отчисления в фонд оплаты труда	0,42%
2.2.4.	Амортизация основных производственных фондов	0,41%
2.2.5.	Арендная плата	0,66%
2.2.6.	Прочие неподконтрольные расходы	0,08%
2.2.7.	Внереализационные расходы	0,04%
2.2.8.	Недополученный доход	1,97%
2.3.	Расходы на энергоресурсы	66,59%
2.3.1.	Расход воды, руб.	1,40%
2.3.2.	Расход натурального топлива газа, руб.	51,61%
2.3.3.	Расход э/энергии	8,86%
2.3.4.	Покупная тепловая энергия	4,73%
2.4.	Итого себестоимость	
2.5.	Необходимая валовая выручка	100,00%

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

На 2025 г. плата за подключение к системе теплоснабжения в г. Обнинске регулирующим органом была установлена для АО «РИР». (Таблица 81)

**Таблица 81 - Плата за подключение в расчете на единицу мощности в г. Обнинске на 2025 г. (без НДС), тыс. руб./Гкал/ч**

№ п/п	Наименование	Значение
<b>- плата при подключении нагрузки более 0,1 Гкал/ч и менее 1,5 Гкал/ч</b>		
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	11 927,995
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1)	1 068,201
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2)	-
4	Налог на прибыль	4 332,065
	<i>реквизиты документов</i>	Приказ МКП КО от 16.12.2024 №325-РК

### 11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Обнинске в период 2020-2024 г. регулирующим органом не установлена.

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

Ценовые зоны теплоснабжения – населенные пункты, которые по решению местной власти перешли на метод «альтернативной котельной», то есть те, где цены на тепловую энергию для потребителей ограничены предельным уровнем.

Для отнесения к ценовым зонам теплоснабжения муниципалитеты должны соответствовать следующим критериям (ч.1 ст. 23.3. 190-ФЗ):

утверждена схема теплоснабжения;

совместное обращение власти муниципалитета и ЕТО в Правительство об отнесении к ценовой зоне;

согласие губернатора на отнесение к ценовой зоне.

Город Обнинск не относится к ценовым зонам теплоснабжения. Динамика уровня цен на тепловую энергию приведена в разделе 11.1.



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

Город Обнинск не относится к ценовым зонам теплоснабжения. Динамика уровней цен на тепловую энергию приведена в разделе 11.1

**11.7. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации не зафиксировано.

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

### **12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Из комплекса существующих проблем организации качественного теплоснабжения на территории г. Обнинска можно выделить следующее:

1) Для Обнинской ГТУ ТЭЦ: необходимость замены дымовых труб на установленных водогрейных котлах RSM-35000 для вывода их на номинальную мощность в целях компенсации приростов перспективных нагрузок.

### **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 комплекса существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения на территории г. Обнинска можно выделить следующие:

1) Значительная протяженность тепловых сетей, выработавших свой ресурс, влекущая за собой значительные тепловые потери и невозможность обеспечения требуемых параметров теплоносителя у конечного потребителя;

2) Износ оборудования котельных

В разделе 2.5 показано, что наибольший срок службы имеет основное оборудование ведомственных котельных. Срок службы основного оборудования ТЭЦ ФЭИ превышает 52 (37,5 с учетом КР) года, НИФХИ – 52 (49) года, АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина» - 37 лет, ВНИИРАЭ – 41 год.

Оборудование данных котельных морально устарело, физически изношено и требует замены. Т.к. данные котельные являются ведомственными источниками, решение о необходимости их модернизации или замещении принимает собственник исходя из собственных планов развития. Существенные ограничения на планы модернизации накладывает наличие внешних потребителей и наличие статуса ТСО. Данный статус предусматривает согласование инвестиционных программ и ограничение тарифа на тепловую энергию.

В рамках схемы теплоснабжения целесообразно рассматривать варианты отключения внешних потребителей от таких котельных (в первую очередь, населения и бюджетных организаций) со снятием статуса ТСО после реализации отключения. Отключаемые потребители должны переводиться на альтернативные источники централизованного теплоснабжения или индивидуальное теплоснабжение.

### 12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

#### **Неравномерность плотности тепловых нагрузок в зоне действия городской котельной АО «РИР» и ТЭЦ ФЭИ**

Качество и себестоимость централизованного теплоснабжения имеют корреляционную зависимость от плотности нагрузок в зоне централизованного теплоснабжения. Плотность нагрузок – отношение подключенной нагрузки к площади зоны централизованного теплоснабжения. Со снижением плотности нагрузок возрастает себестоимость транспорта тепловой энергии от источника до потребителей.

Для плотности нагрузок менее 0,2 (Гкал/ч)/га, обычно, централизованное теплоснабжение нецелесообразно, т.к. его себестоимость выше стоимости индивидуального теплоснабжения.

Для плотности нагрузок 0,55 (Гкал/ч)/га и более нецелесообразно применение индивидуального теплоснабжения, т.к. его себестоимость становится выше централизованного.

В зоне централизованного теплоснабжения от городской котельной АО «РИР» могут быть выделены пять областей с различной плотностью нагрузок:

- Микрорайон «Мирный» имеет плотность тепловых нагрузок менее 0,25 (Гкал/ч)/га. Жилой фонд в микрорайоне представлен 2-х этажными жилыми домами. Централизованное горячее водоснабжение у большинства потребителей микрорайона отсутствует. Исключение составляют здания школы-пансионата «Дубравушка». Плотность нагрузок менее 0,25 (Гкал/ч)/га недостаточна для экономически целесообразной модернизации СЦТ в рассматриваемой зоне (т.е. мероприятия по реконструкции ТС будут некупаемыми). В случае сохранения существующего жилого фонда в перспективе следует рассматривать варианты перехода к индивидуальному (поквартирному) теплоснабжению.

- Микрорайоны №№ 1- 11 имеют плотность нагрузок порядка 0,25-0,35 (Гкал/ч)/га. Жилая застройка в данных микрорайонах представлена как 2-х этажными деревянными домами, так и 3-х этажными кирпичными домами 50-х годов постройки. Централизованное горячее водоснабжение у большинства потребителей отсутствует. Жилые дома в большинстве случаев оборудованы газовыми настенными водонагревателями. В районе ведется точечная многоэтажная застройка на свободных территориях. В градостроительной политике города должен отдаваться приоритет реновации существующей застройки данных микрорайонов. Строительство многоэтажных жилых домов в рассматриваемой зоне позволит повысить плотность нагрузок, а, следовательно, снизить себестоимость транспорта тепловой энергии.

- Микрорайоны №№ 14-17, 20, 21, 23, 25 имеют плотность нагрузок порядка 0,35-0,45 (Гкал/ч)/га. Данная застройка представлена кирпичными 4-х этажными домами 60-х годов постройки. Централизованное горячее водоснабжение у большинства потребителей в данных микрорайонах отсутствует. Жилые дома оборудованы газовыми настенными водонагревателями. При данной плотности целесообразно вести точечную застройку на месте пустующих производственных и прочих объектов.

- Микрорайоны №№ 27, 29 имеют плотность нагрузок порядка 0,45-0,55 (Гкал/ч)/га. Данная застройка представлена преимущественно панельными 5-и этажными домами. Большинство потребителей данных микрорайонов имеют централизованное горячее водоснабжение, что повышает число часов использования установленной мощности. При

данной плотности целесообразно вести точечную застройку на месте пустующих производственных и прочих объектов.

- Микрорайоны 32, 35, 38, 39, 40, 40а, 50, 51, 51а, 52, 55 имеют плотность нагрузок более 0,55 (Гкал/ч)/га. Застройка представлена преимущественно многоэтажными кирпичными и панельными домами, имеющими централизованное ГВС. Для данных микрорайонов характерна минимальная себестоимость транспорта тепловой энергии. Централизованное теплоснабжение данных районов наиболее эффективно.

Южная часть города имеет существенно меньшую плотность тепловых нагрузок, что обуславливает более высокую себестоимость транспорта тепловой энергии.

Наименьшую плотность тепловых нагрузок имеют микрорайон «Мирный» и районы «Старого города». Теплоснабжение большинства потребителей в этих микрорайонах осуществляется от ТЭЦ ФЭИ. В связи с планируемым выводом из эксплуатации ТЭЦ ФЭИ и отключением внешних потребителей целесообразно рассматривать варианты перевода потребителей на индивидуальное (поквартирное) теплоснабжение. Переключение потребителей на существующие источники может рассматриваться как вынужденная мера.

#### **Наличие статуса ТСО и внешних потребителей у ведомственных источников**

Как было показано в разделе 2, 4 источника являются ведомственными котельными.

Как следует из определения, к ведомственным источникам относятся котельные основной задача которых является обеспечение тепловой энергией в виде пара и/или горячей воды технологических и прочих нужд Предприятия. Теплоснабжение для таких организаций не является основной деятельностью. Наличие внешних потребителей тепловой энергии от таких котельных приводит к необходимости получения статуса ТСО для эксплуатирующей организации, утверждения тарифов и согласования инвестиционных программ.

Необходимость утверждения тарифов часто приводит к невозможности осуществления модернизации источника, т.к. объем необходимых инвестиций превышает предельно допустимый уровень при индексации тарифа.

В перспективе планируется рассмотреть варианты отказа от централизованного теплоснабжения внешних потребителей с переводом последних на альтернативные источники централизованного или индивидуального теплоснабжения. После прекращения теплоснабжения внешних потребителей с ведомственных организаций может быть снят статус ТСО.

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

Анализ технических характеристик существующей газораспределительной сети г. Обнинска показал, что два существующих крупных источника подачи газа в городскую сеть ГРС «Обнинское-1» и ГРС «Обнинское-2» в настоящее время не могут быть закольцованы между собой в общую газораспределительную сеть высокого давления 2-ой категории. Это обусловлено тем, что выходной газопровод из ГРС «Обнинское-1» 1952г укладки Ду 350 мм и часть газораспределительной сети высокого давления 2-ой категории Ду 250 мм запроектированы и построены на рабочее давление  $\leq 0,5$  МПа. Таким образом, в эксплуатации находятся две независимые подсистемы высокого давления, работающие на разные категории давлений.

На основании вышеизложенного, с целью обеспечения надежной подачи газа существующим и перспективным потребителям города от двух независимых источников (ГРС

«Обнинское-1», ГРС «Обнинское-2»), целесообразно выполнить закольцовку рассматриваемых подсистем высокого давления 2-ой категории в единую сеть, путем замены участков газопровода проектным давлением  $\leq 0,5$  МПа на газопровод с рабочим давлением  $\leq 0,6$  МПа. Протяженность газовых сетей требующих перекладки ориентировочно составит около 3-х км.

Также следует отметить тот факт, что газораспределительная станция «Карпова», расположенная в восточной части города Обнинска, не закольцована по выходным газопроводам с ГРС «Обнинск-1» и ГРС «Обнинск-2». Она является единственным источником подачи природного газа для ряда крупных существующих предприятий, таких как НИИФХИ им. Карпова; АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина» и поселка Обнинское.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не выявлены.