

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

СОГЛАСОВАНО

Проректор по научной работе  
ФГАОУ ВО «СПбПУ»

\_\_\_\_\_ Д.Ю. Райчук

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.

УТВЕРЖДАЮ

Глава Администрации МО  
Сосновоборский городской округ

\_\_\_\_\_ В.И. Голиков

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ СОСНОВОБОРСКИЙ ГОРОДСКОЙ  
ОКРУГ НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА**

Заведующий НИЛ «ПТЭ»

Заместитель заведующего НИЛ «ПТЭ»

Ведущий специалист НИЛ «ПТЭ»

\_\_\_\_\_ О.В. Деревянко

\_\_\_\_\_ Т.В. Черенева

\_\_\_\_\_ А.А. Себелев

Санкт-Петербург  
2014

## Содержание

Термины, условные обозначения и сокращения.....	8
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	10
1.1 Функциональная структура организации теплоснабжения.....	10
1.1.1. Описание эксплуатационных зон теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	10
1.1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями .....	15
1.1.3. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения .....	15
1.2. Источники тепловой энергии.....	17
1.2.1. Общие положения .....	17
1.2.2. Ленинградская АЭС.....	17
1.2.2.1. Структура основного оборудования.....	17
1.2.2.2. Установленная тепловая и электрическая мощность. Ограничения тепловой мощности .....	19
1.2.2.4. Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды. Параметры тепловой мощности нетто.....	19
1.2.2.5. Ресурс основного оборудования.....	19
1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой энергии. Структура теплофикационных установок	20
1.2.2.7. Регулирование отпуска тепловой энергии от ЛАЭС .....	22
1.2.2.8. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети.....	22
1.2.2.9. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств .....	24
1.2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования .....	24
1.2.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Ленинградской АЭС.....	24
1.2.3. Городская котельная СМУП «ТСП» .....	25
1.2.3.1. Структура основного оборудования городской котельной. Установленная и располагаемая мощность котельной.....	25
1.2.3.2. Величина потребления тепловой энергии на собственные нужды .....	25
1.2.3.3. Ресурс основного оборудования .....	26
1.2.3.4. Схема выдачи тепловой энергии городской котельной .....	26
1.2.3.5. Регулирование отпуска тепловой энергии от городской котельной .....	28
1.2.3.6. Среднегодовая загрузка оборудования городской котельной .....	28
1.2.3.7. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети.....	28
1.2.3.8. Статистика отказов основного оборудования .....	29
1.2.3.9. Предписания надзорных органов по запрещению эксплуатации оборудования городской котельной .....	29
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	30
1.3.1. Общие положения .....	30
1.3.2. Общая характеристика тепловых сетей Сосновоборского городского округа ...	30
1.3.3. Характеристики тепловых камер, павильонов и арматуры.....	35
1.3.4. Регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети.....	35
1.3.5. Гидравлические режимы работы тепловых сетей.....	35
1.3.6. Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей .....	37
1.3.7. Диагностика и ремонты тепловых сетей.....	38
1.3.8. Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя .....	38
1.3.9. Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям .....	39

1.3.10.	Наличие приборов коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя....	41
1.3.11.	Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов и насосных станций..	44
1.3.12.	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления .....	44
1.3.13.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети .....	44
1.4.	Зоны теплоснабжения источников тепловой энергии в системах теплоснабжения...	45
1.4.1.	Описание зон теплоснабжения источников тепловой энергии.....	45
1.4.2.	Определение эффективного радиуса теплоснабжения .....	46
1.5.	Тепловые нагрузки в зонах действия источников.....	48
1.5.1.	Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в расчетных элементах территориального деления .....	48
1.5.2.	Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников .....	50
1.5.3.	Тепловые нагрузки крупных промышленных потребителей, подключенных к системе центрального теплоснабжения.....	50
1.5.4.	Описание условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	51
1.5.5.	Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	51
1.6.	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	54
1.6.1.	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности .....	54
1.6.2.	Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и влияние дефицитов на качество теплоснабжения.....	57
1.6.3.	Резервы тепловой мощности источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	57
1.6.4.	Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии .....	57
1.7.	Балансы теплоносителя .....	58
1.7.1.	Общие положения .....	58
1.7.2.	Балансы теплоносителя .....	59
1.8.	Топливные балансы источников тепловой энергии.....	60
1.8.1.	Описание видов и количества топлива .....	60
1.8.2.	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями .....	63
1.8.3.	Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки .....	64
1.8.4.	Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха .....	64
1.9.	Надежность теплоснабжения .....	65
1.9.1.	Общие положения .....	65
1.9.2.	Методика расчета надежности теплоснабжения .....	65
1.9.2.1.	Расчет надежности нерезервируемых участков тепловой сети .....	66
1.9.2.2.	Расчет надежности резервируемых участков тепловой сети .....	69
1.9.3.	Результаты расчетов надежности теплоснабжения .....	69
1.9.4.	Анализ аварийных отключений потребителей.....	77

1.9.5.	Анализ времени восстановления теплоснабжения после аварийных отключений .....	78
1.10.	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	79
1.10.1.	Общие положения .....	79
1.10.2.	Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» ....	80
1.10.3.	ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» .....	84
1.10.4.	Сосновоборское муниципальное унитарное предприятие «Теплоснабжающее предприятие» (СМУП «ТСП») .....	87
1.10.5.	ООО «Гранд» .....	90
1.10.6.	Общие показатели производства и передачи тепловой энергии теплоснабжающими и теплосетевыми организациями .....	90
1.11.	Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения .....	92
1.11.1.	Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) .....	92
1.11.2.	Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения .....	94
1.11.2.1.	Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» .....	94
1.11.3.	ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» .....	96
1.11.4.	СМУП «ТСП» .....	99
1.11.3.	Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности .....	102
1.11.4.	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально-значимых категорий потребителей .....	102
1.12.	Описание существующих технических и технологических проблем .....	103
1.12.1.	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения .....	103
1.12.1.1.	Гидравлические режимы .....	103
1.12.2.	Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения .....	103
1.12.3.	Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения .....	104
1.12.4.	Отсутствие приборов учета .....	104
1.12.5.	Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения .....	105
	Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения .....	106
2.1.	Общие положения .....	106
2.2.	Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения .....	107
2.3.	Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства по типам .....	107
2.3.1.	Прогноз перспективной застройки на период до 2018г .....	107
2.3.2.	Прогноз перспективной застройки на период до 2028гг. ....	109
2.3.3.	Сводный прогноз перспективной застройки .....	110
2.4.	Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение .....	112
2.5.	Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов .....	113

2.6. Прогнозы увеличения расчетных тепловых нагрузок потребителей в расчетных элементах территориального деления.....	113
2.7. Прогнозы увеличения расчетных тепловых нагрузок потребителей в зонах действия источников тепловой энергии.....	115
2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию.....	115
2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми могут быть заключены свободные долгосрочные договоры теплоснабжения .....	116
Глава 3. Электронная модель схемы теплоснабжения Сосновоборского городского округа .....	118
3.1. Общие положения .....	118
3.2. Методические основы теплогидравлических расчетов .....	118
3.2.1. Поверочный теплогидравлический расчет системы теплоснабжения .....	118
3.2.2. Наладочный теплогидравлический расчет системы теплоснабжения .....	119
3.2.3. Конструкторский теплогидравлический расчет системы теплоснабжения.....	120
3.2.4. Пьезометрический график.....	120
3.3. Электронная модель, описывающая существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	121
3.4. Электронные модели, описывающие перспективное положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	121
Глава 4. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов существующей располагаемой тепловой мощности .....	123
4.1. Общие положения .....	123
4.2. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2028г. с выделением этапов в 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019-2023, 2024-2028 гг. ....	124
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах .....	127
5.1. Общие положения .....	127
5.2. Перспективные объемы теплоносителя для источников тепловой энергии .....	128
5.3. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети .....	129
5.4. Аварийные режимы подпитки тепловой сети .....	132
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	134
6.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления .....	134
6.2. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок .....	135
6.3. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	137
6.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок .....	138

6.5.	Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.....	138
6.6.	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.....	139
6.7.	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах малоэтажной жилой застройки.....	140
6.8.	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах.....	141
6.9.	Обоснование организации теплоснабжения локальными котельными .....	141
6.10.	Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии .....	142
	Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них .....	143
7.1.	Консервативный вариант развития.....	144
7.1.1.	Мероприятия по тепловым сетям .....	144
7.1.2.	Мероприятия по сооружениям на тепловых сетях.....	145
7.1.2.1.	Мероприятия по реконструкции насосной станции, здание 716.....	145
7.1.2.2.	Мероприятия по замене секционирующей арматуры.....	145
7.1.2.3.	Мероприятия по установке защит от превышения давления и регуляторов перепада давления .....	146
7.1.3.	Мероприятия по потребителям тепловой энергии.....	149
7.1.3.1.	Мероприятия по переводу потребителей на температурный график с расчетной температурой -24°С.....	149
7.1.3.2.	Мероприятия по переводу потребителей на закрытую схему ГВС .....	149
7.1.3.3.	Мероприятия по установке у потребителей узлов учета тепловой энергии .	149
7.1.3.4.	Мероприятия по установке у потребителей балансировочных клапанов .....	149
7.2.	Перспективный вариант развития .....	150
7.2.1.	Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения и перспективных приростов тепловой нагрузки .....	150
7.2.2.	Мероприятия по строительству новых тепловых сетей .....	151
7.2.2.1.	Северный и Северо-Западный планировочные районы .....	151
7.2.2.2.	Северо-Восточный планировочный район .....	156
7.2.2.4.	Восточный и Южный промышленные планировочные районы.....	159
7.2.3.	Мероприятия по потребителям тепловой энергии.....	160
7.2.3.1.	Мероприятия по установке АИТП .....	160
7.2.3.2.	Мероприятия по созданию АИИС УЭ .....	164
	Глава 8. Перспективные топливные балансы.....	165
8.1.	Расчеты перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов по каждому источнику тепловой энергии .....	165
8.2.	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива .....	165
	Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения .....	166
9.1.	Обоснование перспективных показателей, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии.....	166
9.2.	Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии.....	167
9.3.	Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепловой энергии в результате нарушений в подаче тепловой энергии .....	168

9.4. Обоснование перспективных показателей, определяемых средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.....	170
Глава 10. Обоснование инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.....	171
10. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии; тепловых сетей и сооружений на них .....	171
10.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии.....	171
10.2. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции тепловых сетей и сооружений на них .....	174
10.2.1. Консервативный вариант.....	174
10.2.2. Перспективный вариант .....	179
10.3. Оценка необходимых капиталовложений в мероприятия, проводимые при установке узлов учета тепловой энергии.....	203
10.4. Оценка необходимых капиталовложений в мероприятия, проводимые при переводе на закрытую систему теплоснабжения.....	205
10.5. Оценка суммарных финансовых потребностей.....	208
10.5.1. Консервативный вариант.....	208
10.5.2. Перспективный вариант .....	210
10.6. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности .....	212
10.7. Расчеты эффективности инвестиций.....	213
10.8. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.....	215
Глава 11. Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации .....	217
11.1. Общие положения .....	217
11.2. Определение существующих изолированных зон действия энергоисточников в системе теплоснабжения Сосновоборского городского округа.....	217
11.3. Определение изолированных зон действия энергоисточников планируемых к вводу в эксплуатацию в соответствии со схемой теплоснабжения .....	218
11.4. Выводы.....	220
11.5. Предложения по присвоению статуса единой теплоснабжающей организации...222	222

## Термины, условные обозначения и сокращения

Термин/сокращение	Трактовка термина/сокращения
АИИС УЭ	автоматизированная информационно-измерительная система учёта энергоресурсов
АИТП	Автоматизированный индивидуальный тепловой пункт
АЭС	атомная электростанция
БДВ	баки декарбонизированной воды
БОВ	блок очистки воздуха
БТС	бойлеры теплоснабжения
БРТ	бойлерная районного теплоснабжения
ВБР	вероятность безотказной работы (системы теплоснабжения)
ВД	вакуумные деаэраторы
ВПУ	водоподготовительная установка
Вывод БРТ 1	магистральные трубопроводы тепловой сети в сторону промзоны и города Сосновый Бор
Вывод БРТ 2	магистральные трубопроводы тепловой сети в сторону действующей ЛАЭС 1-2, ФГУП «НИТИ им. А. П. Александрова» и площадки строящейся ЛАЭС 2
ГВС	горячее водоснабжение
ГРС	газораспределительная станция
ГЦН	главный циркуляционный насос
Д	декарбонизаторы
КИУМ	коэффициент использования установленной мощности
КИПиА	контрольно-измерительная приборы и автоматика
ЛАЭС	Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская атомная станция
МО	Муниципальное образование
НВ	вакуумные насосы
НДВ	насосы декарбонизированной воды
НПКВ	насосы промконтурной воды
НСВ1, НСВ2	сетевые насосы 1 и 2 ступеней
ОАО	открытое акционерное общество
ПБ	промежуточный бак



<b>Термин/сокращение</b>	<b>Трактовка термина/сокращения</b>
ПСВ	подогреватели сетевой воды
РБМК	реактор большой мощности, канальный
СМУП «ТСП»	Сосновоборское муниципальное унитарное предприятие «Теплоснабжающее предприятие»
СН	собственные нужды
СНиП	строительные нормы и правила
ТГ	турбогенератор
ТВЭЛ	тепловыделяющий элемент
ТСВ	теплообменник сетевой воды
ТФУ	теплофикационная установка
ТЭП	техничко-экономические показатели
ХВО	химводоочистка
Энергосбережение	реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объёма используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объёма произведённой продукции, выполненных работ, оказанных услуг);
ЯЭУ	ядерная энергетическая установка
«промзона -1»	потребители тепловой энергии и теплоносителя, подключенные к магистральному трубопроводу тепловой сети Ду 1000, на участке от БРТ до зданий 716, 720
«промзона -2»	потребители тепловой энергии и теплоносителя, подключенные к магистральному трубопроводу тепловой сети Ду 800, на участке от БРТ до сооружения 129

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

## **1.1 Функциональная структура организации теплоснабжения**

### **1.1.1. Описание эксплуатационных зон теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

Функциональная структура теплоснабжения Сосновоборского городского округа представляет собой разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и ее транспорт конечным потребителям.

Генерация тепловой энергии происходит на мощностях:

- Ленинградской атомной станции (ЛАЭС), филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом»;
- Котельной СМУП «Теплоснабжающее предприятие» (СМУП «ТСП»);
- Котельной ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова».

Передача тепловой энергии потребителям осуществляется:

- по сетям, находящимся в собственности / хозяйственном ведении теплогенерирующих организаций;
- по сетям ООО «Гранд» с покупкой тепловой энергии у СМУП «ТСП»;
- по собственным (абонентским) сетям;
- по бесхозным тепловым сетям.

Потребителями тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения являются объекты многоэтажной, малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, общественные здания и промышленные потребители тепловой энергии.

Система теплоснабжения открытая. Горячая вода на нужды горячего водоснабжения (ГВС) поставляется Ленинградской АЭС и котельной СМУП «ТСП».

По состоянию на 2014 год на территории Сосновоборского городского округа для обеспечения централизованного теплоснабжения функционирует 2 котельных и 1 источник комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – Ленинградская АЭС.

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская атомная электростанция является базовым источником тепловой энергии для потребителей Сосновоборского городского округа. Установленная тепловая мощность ЛАЭС составляет 600 Гкал/час, располагаемая тепловая мощность – 540 Гкал/час.

Тепловая энергия, выработанная в реакторах, до поступления потребителям, проходит через турбину, пароводяные теплообменники, промежуточный контур,

водоводяные теплообменники бойлерной районного теплоснабжения (БРТ), коллектор тепловой сети, многокольцевую тепловую сеть.

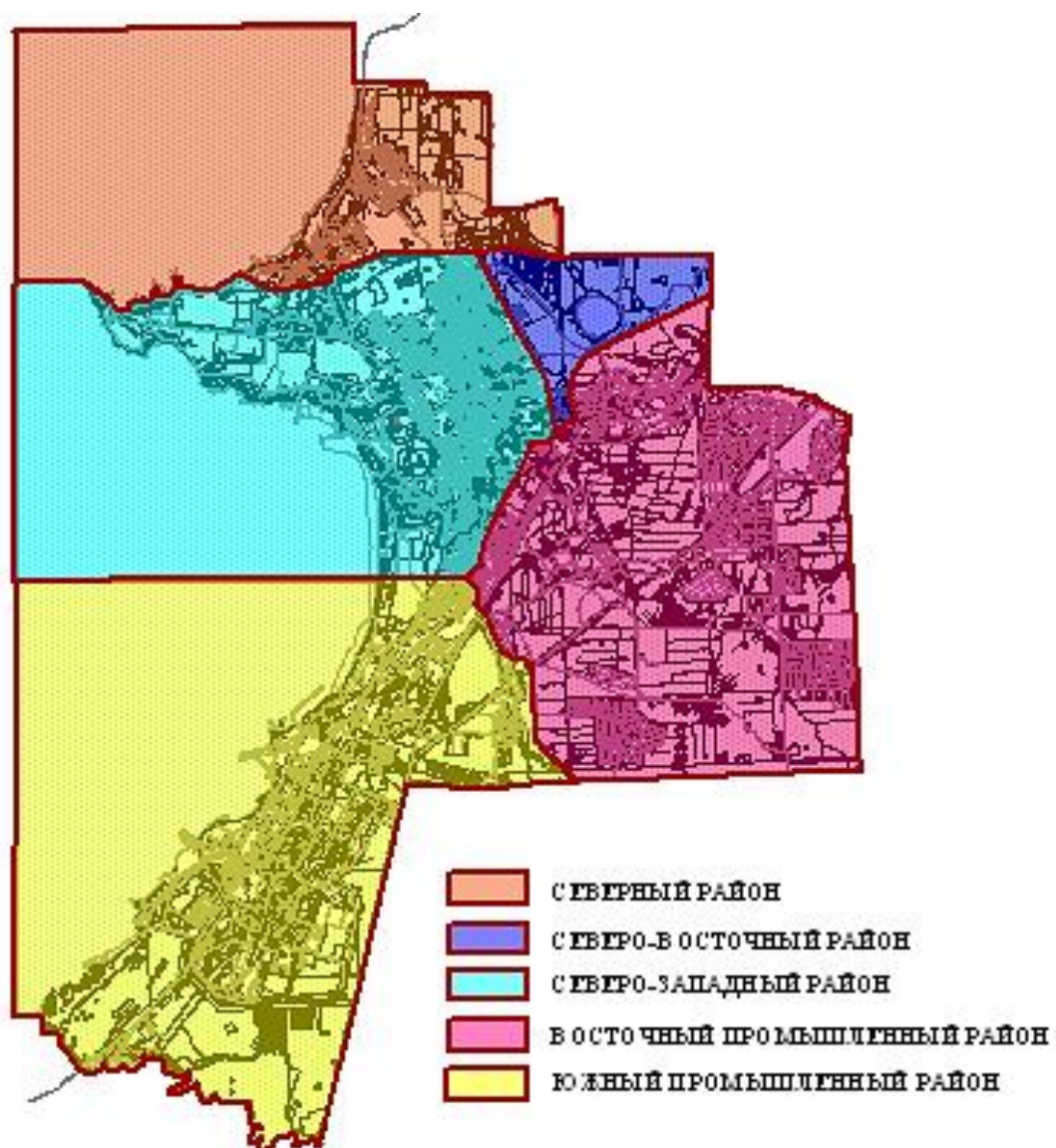
Теплоснабжение потребителей городской зоны и промзоны-1 осуществляется от двух источников тепла: бойлерной районного теплоснабжения (базовый источник) и городской котельной СМУП «ТСП» (резервно-пиковый источник теплоснабжения), работающих на общую тепловую сеть. Теплоснабжение потребителей площадки Ленинградской АЭС и промзоны-2 осуществляется от бойлерной районного теплоснабжения.

Котельная СМУП «ТСП» включается в параллельную работу с БРТ в пиковом режиме и в периоды ремонта энергоблоков ЛАЭС. Кроме того, паровая часть котельной круглогодично обеспечивает паром питательные деаэраторы, мазутное хозяйство №1, а также 30 суток в году – сетевой деаэратор. Располагаемая мощность котельной составляет 97,9 Гкал/час.

ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» осуществляет транзитную поставку своим субабонентам тепловой энергии, приобретаемой у Ленинградской АЭС. Котельная ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» производит тепловую энергию для собственных технологических нужд, а также на нужды горячего водоснабжения субабонентов на периоды останова БРТ ЛАЭС.

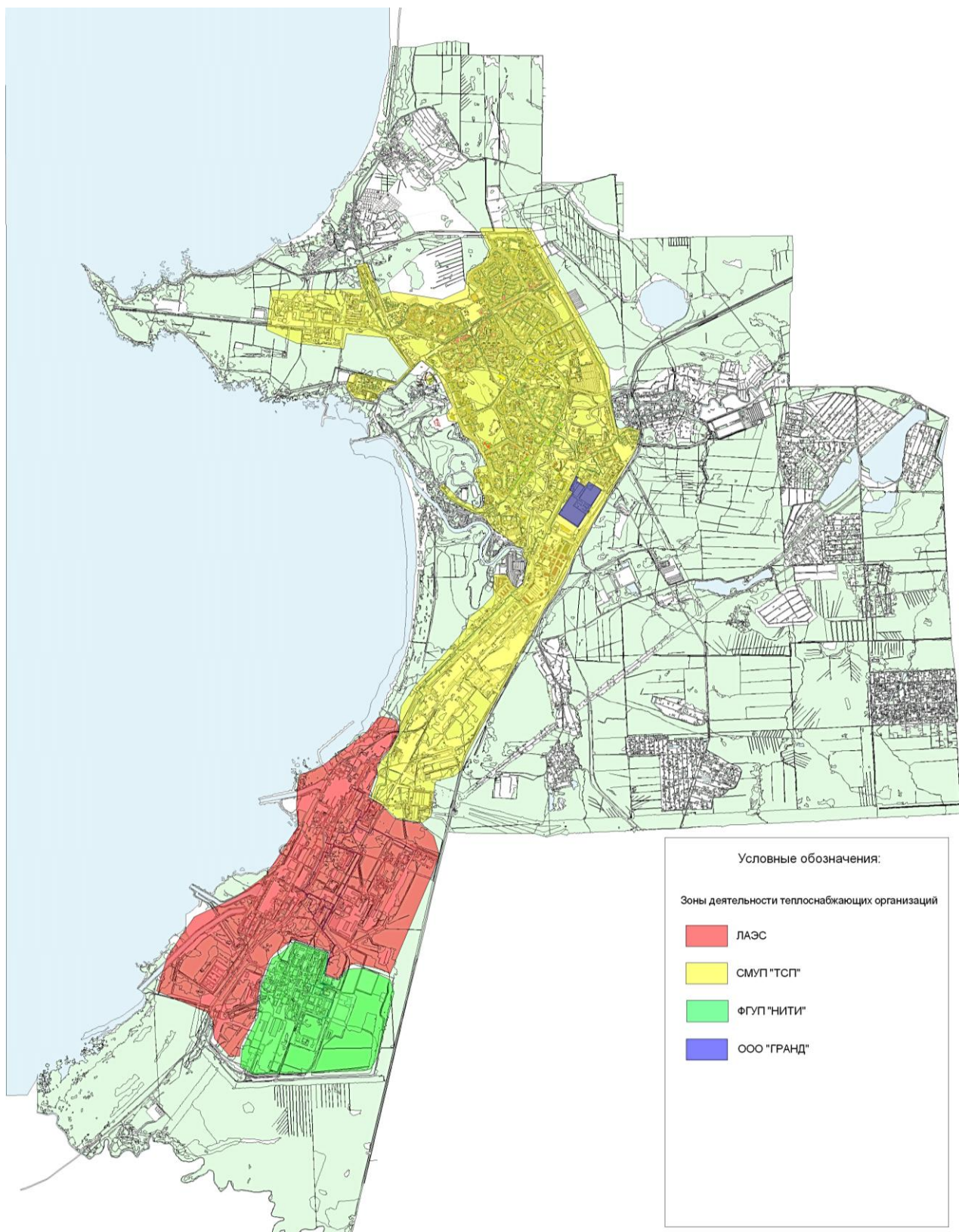
В качестве топлива на ЛАЭС используется оксид урана  $UO_2$ , который включен в состав 18 стержневых ТВЭЛов, входящих, в свою очередь, в состав тепловыделяющих сборок. В качестве основного топлива на котельной СМУП «ТСП» используется природный горючий газ, на котельной ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» – дизельное топливо.

В качестве расчетных элементов территориального деления, согласно положениям Генерального плана, были приняты планировочные районы, границы которых представлены на рисунке 1.1.1.



*Рисунок 1.1.1. Расчетные элементы территориального деления – планировочные районы*

Зоны деятельности теплоснабжающих компаний представлены на рисунке 1.1.2.



*Рисунок 1.1.2. Зоны деятельности теплоснабжающих компаний*

Ленинградская АЭС обеспечивает теплоснабжение промышленных потребителей Восточного и Южного планировочных районов.

СМУП «ТСП» обеспечивает теплоснабжение объектов многоэтажной, малоэтажной, индивидуальной жилой застройки, общественных зданий и промышленных потребителей Северного, Северо-западного, Восточного и Южного планировочных районов.

По тепловым сетям ООО «Гранд» осуществляется транспорт теплоносителя к промышленным потребителям тепловой энергии, расположенным в Восточном планировочном районе.

Структурная схема теплоснабжения Сосновоборского городского округа представлена на рисунке 1.1.3.

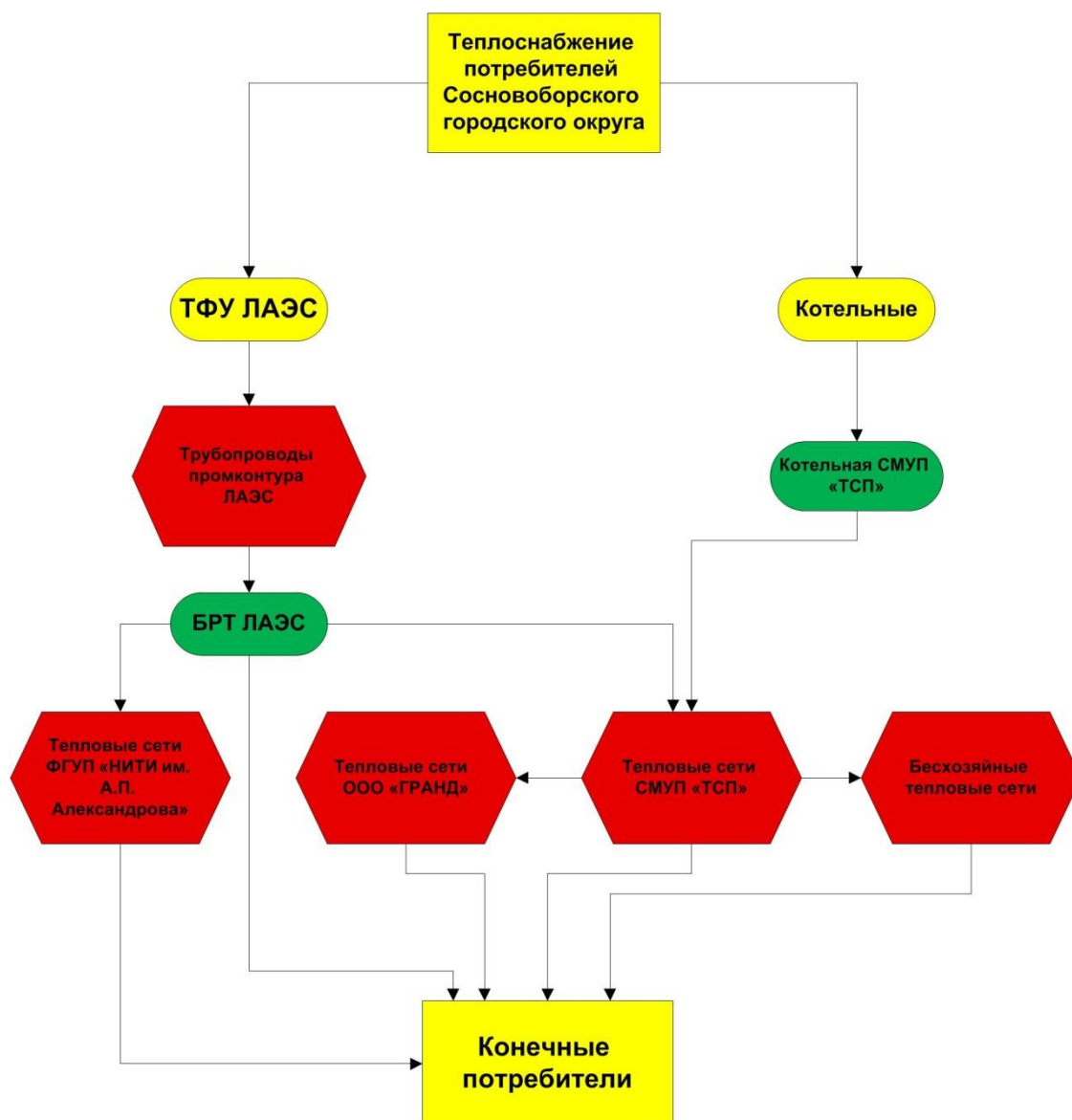


Рисунок 1.1.3. Структура теплоснабжения Сосновоборского городского округа

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» владеет на праве собственности:

- Ленинградской атомной станцией;
- Бойлерной районного теплоснабжения;
- Тепловыми сетями промконтура от ЛАЭС до БРТ и промзоны-2.

СМУП «ТСП» владеет на праве хозяйственного ведения:

- Городской котельной;
- Магистральными и распределительными тепловыми сетями по границам балансовой принадлежности.

ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» владеет на праве хозяйственного ведения:

- Котельной;
- Тепловыми сетями по границам балансовой принадлежности.

ООО «Гранд» владеет на праве собственности тепловыми сетями по границам балансовой принадлежности.

### **1.1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями**

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская АЭС является теплоснабжающей и теплосетевой организацией, осуществляющей продажу тепловой энергии СМУП «ТСП», ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» и промышленным потребителям промзоны-2.

СМУП «ТСП» является теплоснабжающей и теплосетевой организацией, заключающей договоры на покупку теплоносителя у филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская АЭС и осуществляющей последующую перепродажу тепловой энергии конечным потребителям, а также теплосетевой организации ООО «Гранд». Объем тепловой энергии, купленной СМУП «ТСП» у ЛАЭС в 2013 году, составил 630550 Гкал.

ООО «Гранд» является теплосетевой организацией, заключающей договоры на покупку теплоносителя у СМУП «ТСП» и осуществляющей последующую перепродажу тепловой энергии конечным потребителям, имеющим на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, технологически присоединенные в установленном порядке к тепловым сетям ООО «Гранд». В 2013 году ООО «Гранд» была осуществлена покупка тепловой энергии от СМУП «ТСП» в размере 3457 Гкал.

ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» также заключает договоры на покупку теплоносителя с филиалом ОАО «Концерн Росэнергоатом» для покрытия собственных нужд и перепродажи тепловой энергии субабонентам. Объем тепловой энергии, купленной ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» у ЛАЭС в 2013 году, составил 68247 Гкал.

### **1.1.3. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения**

Ряд кварталов жилой застройки является зонами индивидуального теплоснабжения. Это зоны малоэтажной жилой застройки, не присоединенные к системам

централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение осуществляется от индивидуальных источников тепловой энергии.



## **1.2. Источники тепловой энергии**

### **1.2.1. Общие положения**

Функциональная структура теплоснабжения Сосновоборского городского округа была описана ранее в разделе 1 настоящей Главы. Генерация тепловой энергии на нужды теплоснабжения потребителей городского округа осуществляется Ленинградской АЭС, котельная СМУП «ТСП» работает в резервно-пиковом режиме, котельная ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» работает на обеспечение технологических нужд предприятия.

Установленная тепловая мощность ЛАЭС в горячей воде составляет 600 Гкал/час, располагаемая – 540 Гкал/час, установленная электрическая мощность – 4000 МВт. Установленная тепловая мощность городской котельной СМУП «ТСП» составляет 97,9 Гкал/час. Таким образом, суммарная установленная мощность источников тепловой энергии Сосновоборского городского округа на 2014г. составляет 697,9 Гкал/час, суммарная располагаемая – 637,9 Гкал/час.

Общая подключенная нагрузка потребителей системы централизованного теплоснабжения на 2014г. составляет 403,4 Гкал/час. Система теплоснабжения городского округа открытая, водоразбор на нужды горячего водоснабжения потребителей осуществляется непосредственно из тепловой сети.

### **1.2.2. Ленинградская АЭС**

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

Источник комбинированной выработки электрической и тепловой мощности Ленинградская АЭС осуществляет поставку тепловой энергии и теплоносителя потребителям городской зоны и промышленным потребителям.

Температурный график теплосети в сторону города и промзоны-1 (по выводу БРТ-1) в соответствии с проектом – 150/70°C (со срезкой на 130°C), фактический температурный график по состоянию на 2014г. – 165/70°C. Структура основного оборудования ЛАЭС приведена в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1. Состав основного оборудования Ленинградской АЭС

Энергоблок	Тип реактора	Тип турбины	Станционный номер турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	Установленная электрическая мощность, МВт
Энергоблок №1	РБМК-1000	К-500-65/3000	№1	1973	90	1000
		К-500-65/3000	№2		75	
Энергоблок №2	РБМК-1000	К-500-65/3000	№3	1975	75	1000
		К-500-65/3000	№4		75	
Энергоблок №3	РБМК-1000	К-500-65/3000	№5	1979	-	1000
		К-500-65/3000	№6		75	
Энергоблок №4	РБМК-1000	К-500-65/3000	№7	1981	75	1000
		К-500-65/3000	№8		75	

#### **1.2.2.2. Установленная тепловая и электрическая мощность. Ограничения тепловой мощности**

Установленная тепловая мощность ЛАЭС составляет 600 Гкал/час, электрическая мощность – 4000 МВт. Располагаемая тепловая мощность ЛАЭС составляет 540 Гкал/час. БТС-3 турбоагрегата №3 демонтирован, БТС-1 турбоагрегата №1 реконструирован с увеличением тепловой мощности с 75 до 90 Гкал/час. Ограничения тепловой и электрической мощности ЛАЭС связаны с особым режимом эксплуатации первого и второго энергоблоков.

На протяжении последних 7 лет наблюдались колебания располагаемой тепловой мощности ЛАЭС в связи с работами по продлению ресурса энергоблоков станции.

#### **1.2.2.4. Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды. Параметры тепловой мощности нетто**

Под собственными нуждами источника понимают затраты произведенной тепловой энергии на поддержание работоспособности различных агрегатов источника тепловой энергии и отопление и горячее водоснабжение производственных зданий источника тепловой энергии. Данные о выработке, потреблении тепловой энергии на собственные нужды и отпуске тепловой энергии потребителям в 2009 – 2013гг. приведены в таблице 1.2.2.

*Таблица 1.2.2. Динамика расхода вырабатываемой т/э на собственные нужды ЛАЭС*

	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Производство тепловой энергии, Гкал	823174	862994	792949	846006	820271
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	137094	170219	141993	165649	115957
Расход э/э на производство т/э, тыс. кВт·ч	-	-	25237,9	25579,3	24586,9
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	686080	692775	650956	680357	704314

Наиболее крупными потребителями тепловой энергии площадки ЛАЭС являются здания 1-й и 2-й очередей ЛАЭС (здания 401 и 601 соответственно). Тепловая нагрузка этих зданий составляет 31,84 Гкал/час для здания 401 и 64,60 Гкал/час для здания 601.

#### **1.2.2.5. Ресурс основного оборудования**

Проектный ресурс реакторов РБМК-1000 составляет 30 лет. Энергоблоки №1 и №2 ЛАЭС были введены в эксплуатацию в 1973 и 1975гг., энергоблоки №3 и №4 – в 1979 и 1981гг. На ЛАЭС в период с конца 90-х гг вплоть до 2010г. последовательно велись работы по модернизации и продлению срока службы энергоблоков. По результатам этих работ ресурс энергоблока №1 был продлен до 2018г., энергоблока №2 – до 2020г., энергоблоков №3 и №4 – до 2025г.

### 1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой энергии. Структура теплофикационных установок

Теплоснабжение промышленных потребителей и потребителей городской зоны осуществляется от бойлерной районного теплоснабжения (БРТ, зд. 700). БРТ имеет два вывода – БРТ-1 и БРТ-2 (рисунок 1.2.1). От вывода БРТ-1 осуществляется отпуск тепловой энергии по тепломагистрали 2ДУ1000 потребителям Промзоны 1 и, далее, через городской коллектор (зд. 720) – потребителям городской зоны. От вывода БРТ-2 осуществляется отпуск тепловой энергии по тепломагистрали 2ДУ800 потребителям Промзоны 2 (ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова», ОАО «ЦКБМ», ЛАЭС-2 и др.).

Основное оборудование БРТ представлено в составе:

- блоки подогревателей сетевой воды ПСВ – 4 шт;
- насосы промконтурной воды НПКВ (тип ЦНСА-700-1400) 1 очереди – 5 шт.;
- насосы промконтурной воды НПКВ (тип ЦНСА-700-1400) 2 очереди – 5 шт.;
- сетевые насосы 1-й ступени НСТ 1 (тип КсВ-2200-100) – 5 шт.;
- сетевые насосы 2-й ступени НСВ2 (тип СЭ-2500-60-11) – 4 шт., в схему работы БРТ не включены;
- оборудование установки подпитки промконтра 1 очереди (номинальной производительностью 50 м<sup>3</sup>/час);
- оборудование установки подпитки промконтра 2 очереди (номинальной производительностью 50 м<sup>3</sup>/час);
- оборудование деаэрационно-подпиточной установки (номинальной производительностью 1200 м<sup>3</sup>/час);
- баки-аккумуляторы (V=2000 м<sup>3</sup>) – 2 шт.

На цели теплоснабжения используется тепловая энергия пара нерегулируемых отборов турбин 1-й и 2-й очередей ЛАЭС, расположенных в зданиях 401 и 601. От 1-й и 2-й очередей ЛАЭС тепло передается на БРТ посредством промежуточных контуров ПК-1 и ПК-2 соответственно. Промконтур БРТ предназначен для передачи тепла от нерегулируемых отборов турбин через БТС зданий 401, 601 сетевой воде ПСВ здания 700. Наличие промконтра в схеме теплоснабжения вызвано необходимостью обеспечения радиационной безопасности.

ПК-1 и ПК-2 представляют собой замкнутый контур, по которому циркулирует вода промконтра. Циркуляция теплоносителя в ПК создается насосами промконтурной воды НПКВ. В зданиях 401 и 601 ЛАЭС расположены бойлеры БТС, которые обогреваются паром от нерегулируемых отборов турбогенераторов. На каждый турбоагрегат приходится по 4 бойлера БТС.

В систему подогрева сетевой воды БРТ входят: трубопроводы сетевой воды, запорная и регулирующая арматура; 4 блока подогревателей сетевой воды (ПСВ) типа ТС-800; 5 сетевых насосов типа 7НСТ-11-15, предназначенных для обеспечения циркуляции сетевой воды через ПСВ и в трубопроводах теплосети. В каждый блок ПСВ входит по 4 теплообменника, включенных в работу последовательно.

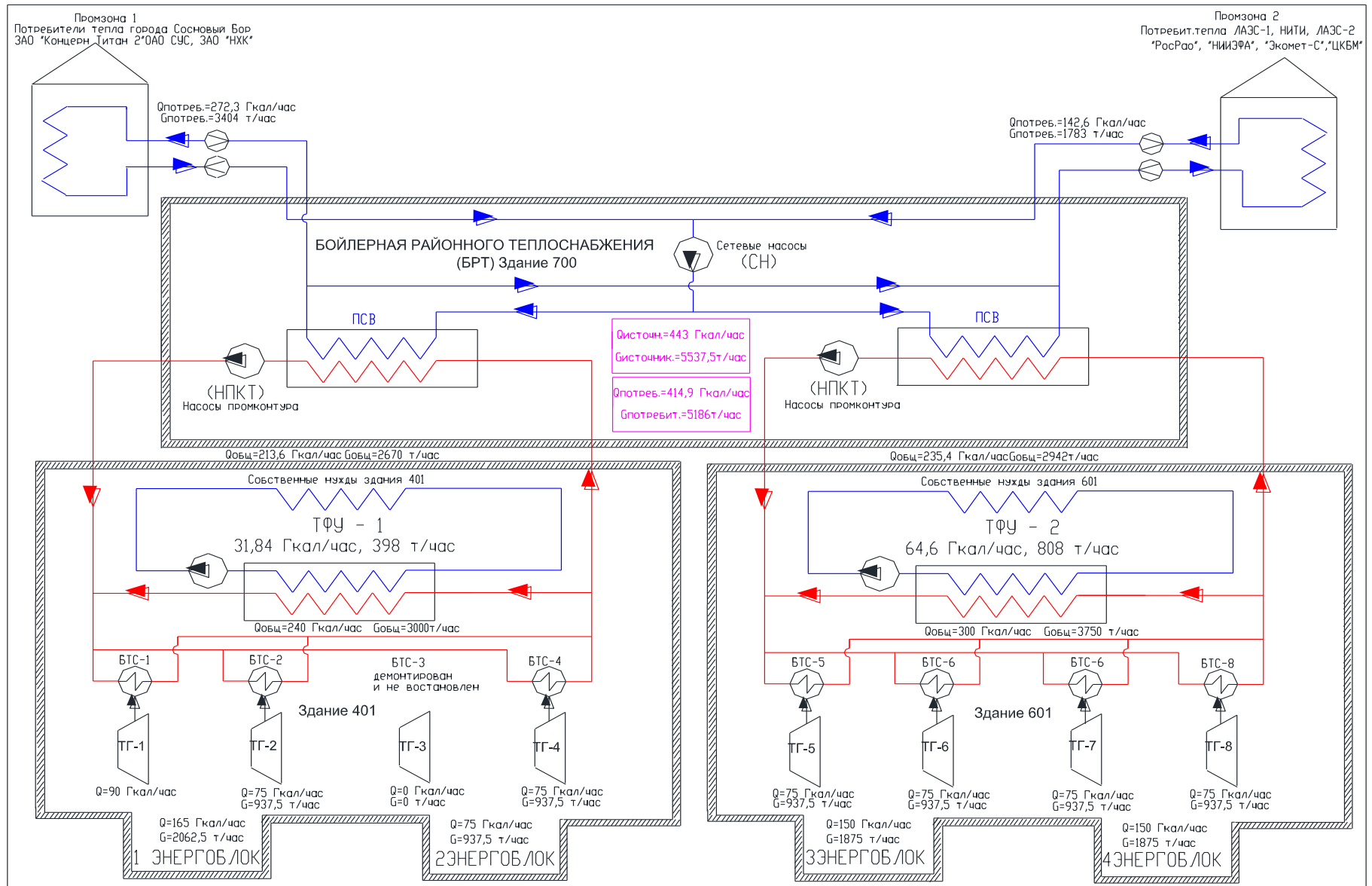


Рисунок 1.2.1. Принципиальная схема подачи тепловой энергии от ЛАЭС в сеть

### **1.2.2.7. Регулирование отпуска тепловой энергии от ЛАЭС**

Основной задачей регулирования отпуска тепловой энергии в системах теплоснабжения является обеспечение надежного теплоснабжения потребителей,.

Регулирование отпуска тепла в течение отопительного сезона осуществляется в бойлерных 1-й и 2-й очередей ЛАЭС регуляторами температуры промконтурной воды по температуре сетевой воды в подающем трубопроводе в соответствии с температурой наружного воздуха, согласно заданию теплоснабжающей организации СМУП «ТСП». Температурный график теплосети в сторону города и промзоны-1 (по выводу БРТ-1) в соответствии с проектом  $-150/70^{\circ}\text{C}$  (со срезкой на  $130^{\circ}\text{C}$  фактический температурный график по состоянию на 2014г. –  $165/70^{\circ}\text{C}$  (рисунок 1.2.2). На котельной СМУП «ТСП» перед подачей тепловой энергии в сети городской зоны осуществляется понижение температуры в подающем трубопроводе путем подмеса обратной сетевой воды.

Регулирование температуры по выводам БРТ-1 и БРТ-2 осуществляется за счет перераспределения потоков сетевой воды по группам теплообменников ПСВ путем дросселирования потока теплоносителя, либо за счет перепуска части сетевой воды помимо теплообменников, а также за счет изменения циркуляции промконтурной воды.

### **1.2.2.8. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети**

По состоянию на 2014г. на БРТ ЛАЭС установлены три коммерческих узла учета выработанной тепловой энергии. В настоящее время оба узла учета принадлежат ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Кроме того, к концу 2014г. у потребителей промплощадки ЛАЭС-1 будут смонтированы 123 узла учета тепловой энергии и 61 автоматизированный тепловой пункт с погодным регулированием и учетом графика работы потребителей.

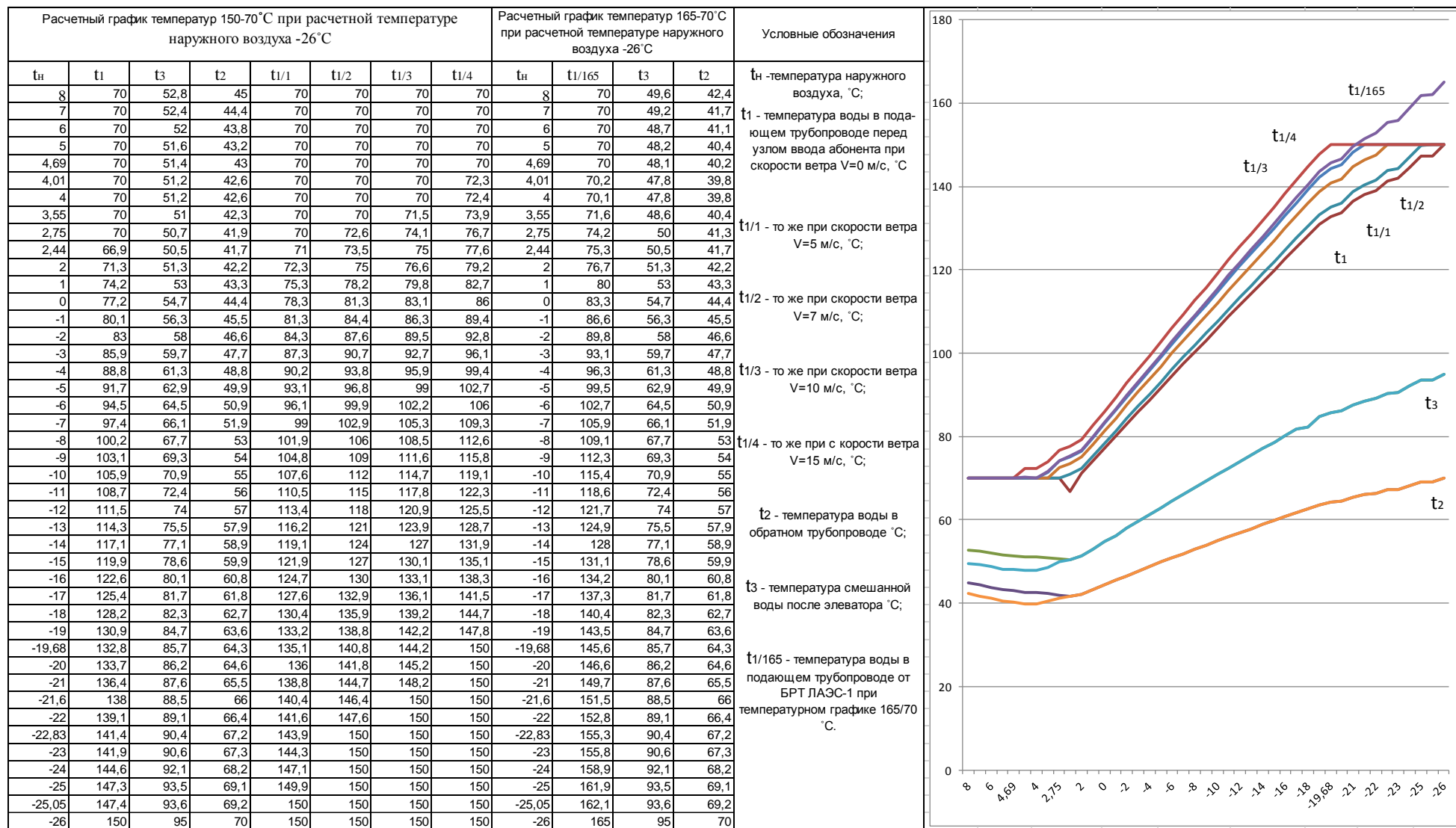


Рисунок 1.2.2. Температурный график качественного регулирования отпуска тепловой энергии от ЛАЭС

### **1.2.2.9. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств**

Для подпитки тепловых сетей используется хозяйственно-питьевая вода. Подготовка подпиточной воды осуществляется на деаэрационно-подпиточной установке, размещенной в здании БРТ. Вода насосами сетевой воды НСВ, подается к теплообменникам сетевой воды ТСВ, где температура исходной воды повышается до 35°C и направляется на химическую очистку. Нагрев исходной воды в теплообменниках производится деаэрированной водой с температурой 45°C. Химически очищенная вода после химической очистки поступает на декарбонизаторы Д, где освобождается от CO<sub>2</sub> и сливается в баки декарбонизированной воды БДВ. Производительность одного декарбонизатора 550 м<sup>3</sup>/час. Из баков БДВ вода подается насосами декарбонизированной воды НДВ в вакуумные деаэратеры. Температура деаэрации составляет 45°C при абсолютном давлении 0,098 ата. В качестве греющего потока принята сетевая вода после подогревателей ПСВ. Вакуум поддерживается вакуумными насосами НВ. Деаэрированная вода поступает в промежуточный бак ПБ, откуда подается насосами НДВ в теплообменники, где охлаждается до температуры 25°C и далее поступает на всас подпиточных насосов НПВ и в баки-аккумуляторы.

Подпитка тепловой сети осуществляется насосами НПВ, с помощью регулятора поддерживающего давление в нейтральной точке на перемычке между коллектором обратной сетевой воды и коллектором сетевой воды после ПСВ. Давление в нейтральной точке принято 5,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Срок эксплуатации баков-аккумуляторов составляет около 30 лет, техническое состояние – удовлетворительное. Необходима реконструкция баков-аккумуляторов.

### **1.2.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования**

По состоянию на 2014г. сведений об отказах оборудования Ленинградской АЭС нет.

### **1.2.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Ленинградской АЭС**

По состоянию на 2014г. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Ленинградской АЭС отсутствуют.



### 1.2.3. Городская котельная СМУП «ТСП»

Городская котельная СМУП «ТСП» по состоянию на 2014г. находится в резервно-пиковом режиме по отношению к Ленинградской АЭС. В здании котельной происходит снижение температуры в подающем трубопроводе перед подачей теплоносителя в сети городской зоны за счет подмеса обратной сетевой воды.

#### 1.2.3.1. Структура основного оборудования городской котельной. Установленная и располагаемая мощность котельной

Перечень основного оборудования городской котельной СМУП «ТСП» и его характеристики приведены в таблице 1.2.3.

Таблица 1.2.3. Перечень основного оборудования городской котельной СМУП «ТСП»

Тип котла	Станционный номер котла	Установленная тепловая мощность, Гкал/час (т/ч)	Вид топлива	Год ввода в эксплуатацию	Средний КПД котла, %
ДКВР-10/13	№2	10 т/ч	Основное – газ, резервное – мазут	1967	91,68
ДКВР-10/13	№3	10 т/ч		1967	93,27
ПТВМ-50	№3	50 Гкал/час		1975	92,50
ПТВМ-50	№4	50 Гкал/час		1975	92,50
Novotherm 58-150	-	50 Гкал/час		-	-
Novotherm 58-150	-	50 Гкал/час		-	-

По состоянию на 2014г. располагаемая мощность городской котельной составляет 97,9 Гкал/час в горячей воде и 13 Гкал/час в паре. Котлы Novotherm 58-150 суммарной установленной тепловой мощностью 100 Гкал/час находятся в стадии проведения пуско-наладочных работ.

#### 1.2.3.2. Величина потребления тепловой энергии на собственные нужды

Динамика производства и потребления тепловой энергии и теплоносителя на собственные нужды городской котельной приведена в таблице 1.2.4. Собственные нужды в паре покрываются паровыми котлами ДКВР-10/13. Как видно из таблицы 1.2.4, средняя величина собственных нужд городской котельной в горячей воде составляет, в среднем, 25%.

Таблица 1.2.4. Динамика потребления тепловой энергии на собственные нужды городской котельной

	2011	2012	2013
Производство тепловой энергии, Гкал	32382	35321	22013
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	8721	7374	6173
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	23661	27947	15840

### 1.2.3.3. Ресурс основного оборудования

Данные о годе ввода в эксплуатацию основного оборудования городской котельной приведены выше в таблице 1.2.3. Исходя из СО153-34.17.469-2003, нормативный срок службы паровых водотрубных котлов составляет 24 года, водогрейных котлов всех типов – 16 лет.

Данные о дате последнего освидетельствования котлов и годе продления ресурса приведены ниже в таблице 1.2.5.

Таблица 1.2.5. Сведения о продлении ресурса основного оборудования городской котельной

Наименование оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования	Год продления ресурса
ДКВР 10/13 №2	1968	2012	2016, Давление снижено до 12кг/см <sup>2</sup>
ДКВР 10/13 №3	1968	2012	2016, Давление снижено до 10,5 кг/см <sup>2</sup>
Котел водогрейный ПТВМ-50 №3	1975	2014	2018
Котел водогрейный ПТВМ-50 №4	1975	2011	2023

### 1.2.3.4. Схема выдачи тепловой энергии городской котельной

Принципиальная схема городской котельной СМУП «ТСП» приведена на рисунке 1.2.3.

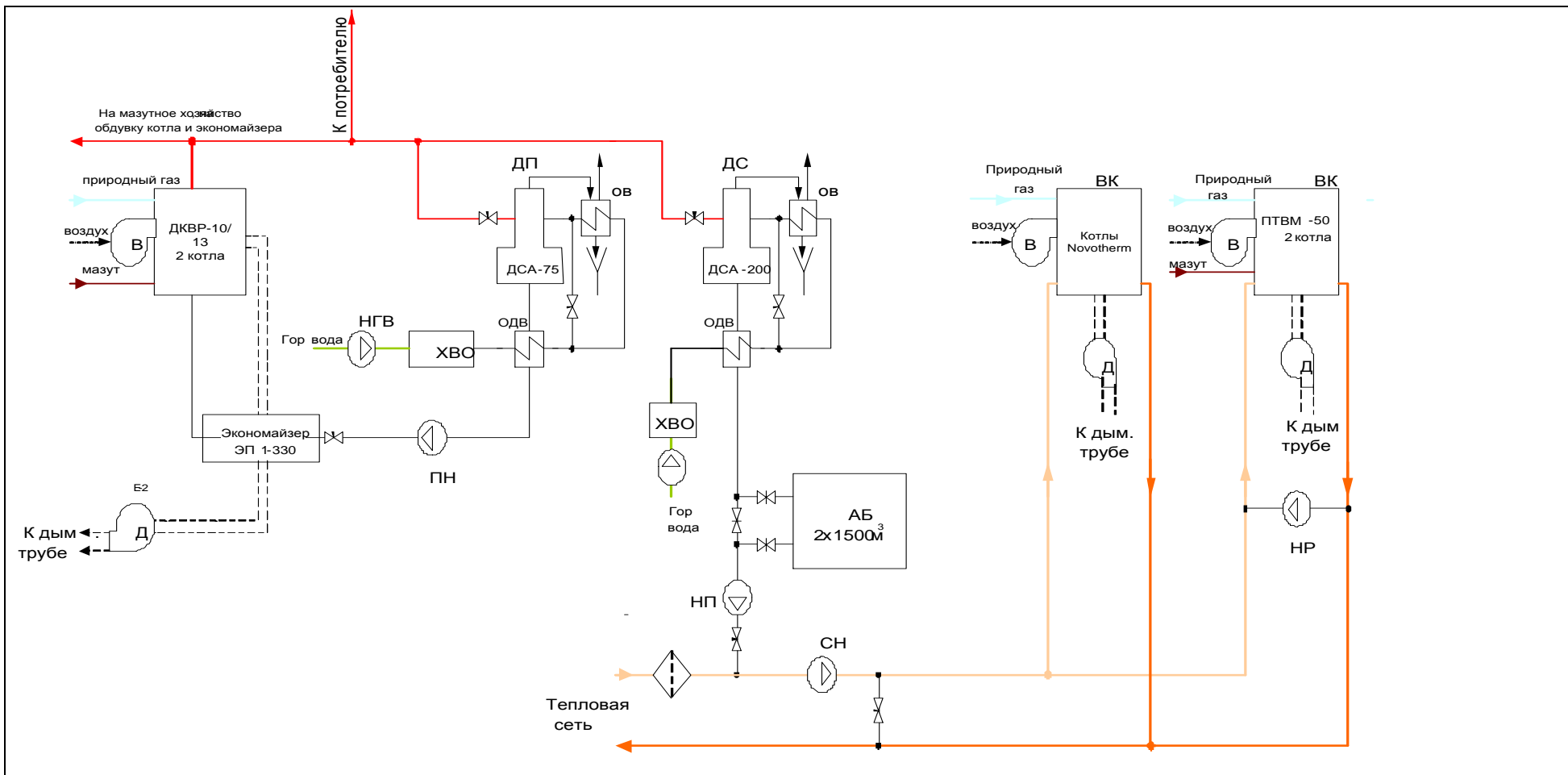


Рисунок 1.2.3. Принципиальная схема городской котельной

### 1.2.3.5. Регулирование отпуска тепловой энергии от городской котельной

В здании городской котельной СМУП «ТСП» перед подачей тепловой энергии в сети городской зоны осуществляется понижение температуры в подающем трубопроводе путем подмеса обратной сетевой воды. Температурный график подачи тепловой энергии в сети городской зоны – 150/70°С (рисунок 1.2.2).

### 1.2.3.6. Среднегодовая загрузка оборудования городской котельной

Данные о среднегодовой загрузке оборудования городской котельной приведены на рисунке 1.2.4.

Большая наработка котлов ДКВР-10/13 №2 и ПТВМ-50 №4 связана с большим остаточным ресурсом по сравнению с котлами ДКВР-10/13 №3 и ПТВМ-50 №3.

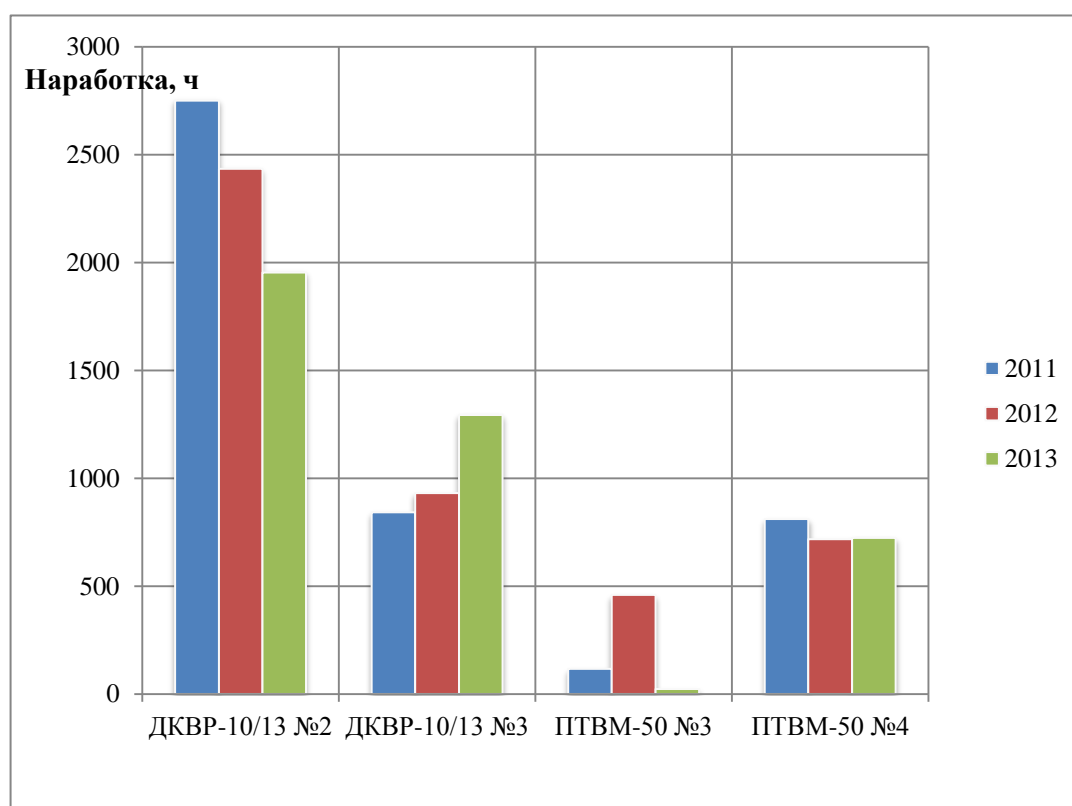


Рисунок 1.2.4. Нарботка основного оборудования городской котельной

### 1.2.3.7. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети

В собственности СМУП «ТСП» находится многоканальный коммерческий узел учета тепловой энергии, поступающей от коллекторов здания 720 в городскую зону по двум тепломагистралям «Город-1» и «Город-2».

### 1.2.3.8. Статистика отказов основного оборудования

Данные о статистике отказов оборудования городской котельной СМУП «ТСП» за последние 6 лет представлены на рисунке 1.2.5. Все отказы были связаны с отключением подачи электрической энергии.

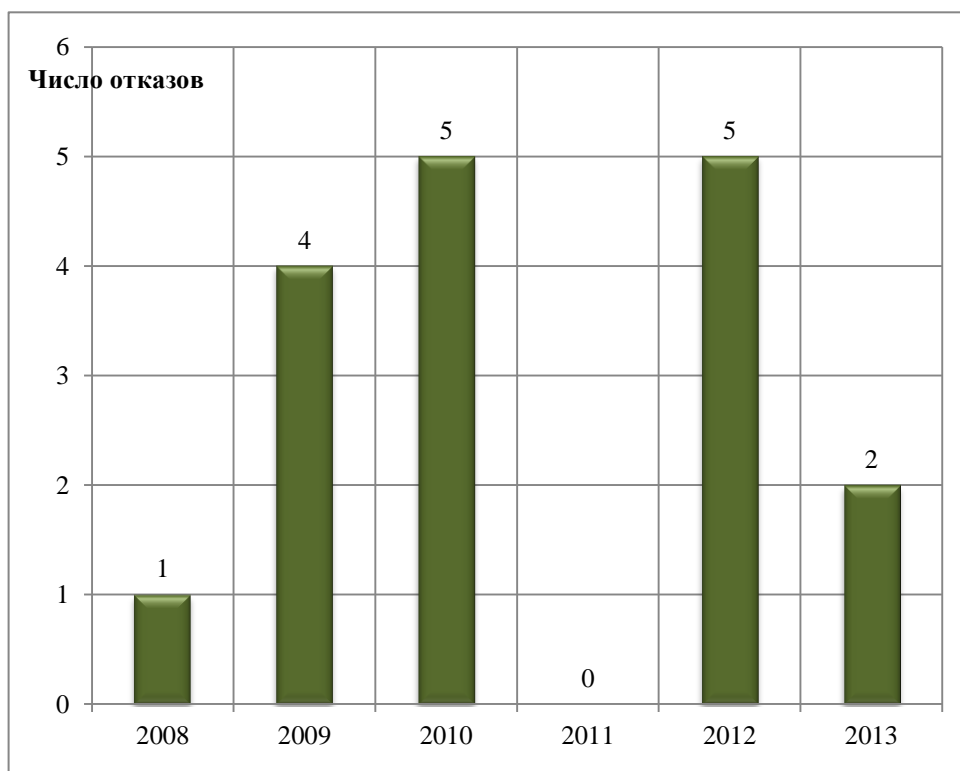


Рисунок 1.2.5. Статистика отказов оборудования городской котельной

### 1.2.3.9. Предписания надзорных органов по запрещению эксплуатации оборудования городской котельной

По состоянию на 2014г. предписания надзорных органов по запрещению эксплуатации парового котла ДКВР-10/13 №1 и водогрейных котлов ТВГМ-30, ПТВМ-30м-4, КВГМ-100 выполнены путем снятия их с учета и вывода из эксплуатации.

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

### **1.3.1. Общие положения**

Система теплоснабжения Сосновоборского городского округа характеризуется высокой степенью централизации. На нужды централизованного теплоснабжения работает два крупных источника тепловой энергии:

- Ленинградская АЭС;
- Котельная СМУП «ТСП».

Для централизованного теплоснабжения городского округа используются температурные графики 165/70°C и 150/70°C.

Теплоснабжение потребителей системы централизованного теплоснабжения осуществляется преимущественно по зависимой схеме с элеваторным подключением, в меньшей степени распространены ИТП.

Горячее водоснабжение потребителей Сосновоборского городского округа осуществляется по открытой схеме.

### **1.3.2. Общая характеристика тепловых сетей Сосновоборского городского округа**

Транспорт теплоносителя от БРТ ЛАЭС до коллектора городской котельной (здание 720) осуществляется по двухтрубной тепловой магистрали ДУ1000 длиной 6850 м. Отпуск тепловой энергии в тепломагистраль БРТ – здание 720 осуществляется по температурному графику 165/70°C.

Для тепломагистрали БРТ – здание 720 применена надземная прокладка, изоляция выполнена из минеральной ваты, в качестве покрывного слоя использована стеклоткань. На теплотрассе установлено 38 неподвижных опор, 26 П-образных компенсатора. Число отводов (поворотов на 90°) составляет 32.

Граница балансовой принадлежности между ЛАЭС и СМУП «ТСП» проходит по периметру ограждения бойлерной районного теплоснабжения. На границе балансовой принадлежности между ЛАЭС и СМУП «ТСП» смонтирован коммерческий узел учета отпусков тепловой энергии. Коммерческий узел учета тепловой энергии находится на балансе ЛАЭС.

Теплотрасса секционирована на три участка по подающему и обратному трубопроводам запорными задвижками, расположенными в павильонах 2, 3 и в здании 720.

Транспорт тепловой энергии потребителям городской зоны осуществляется по температурному графику 150/70°C по двум тепломагистралям «Город-1» и «Город-2» ДУ700 и двухтрубным распределительным сетям.

Прокладка распределительных тепловых сетей в Сосновоборском городском округе осуществлена в надземном и подземном виде. Тепловая изоляция выполнена из пенополиуретана (ППУ) и минеральной ваты. Для повышения надежности и возможности резервирования теплоснабжения потребителей Сосновоборского городского округа предусмотрена закольцованность распределительных сетей.

Общая протяженность тепловых сетей Сосновоборского городского округа по состоянию на июнь 2014г. равняется 104,336 км, из них 85,62 км находится на балансе СМУП «ТСП», 2,2 км тепловых сетей находятся на балансе ЛАЭС. Распределение протяженности тепловых сетей Сосновоборского городского округа по условному диаметру приведено на рисунке 1.3.1 и в таблице 1.3.1.

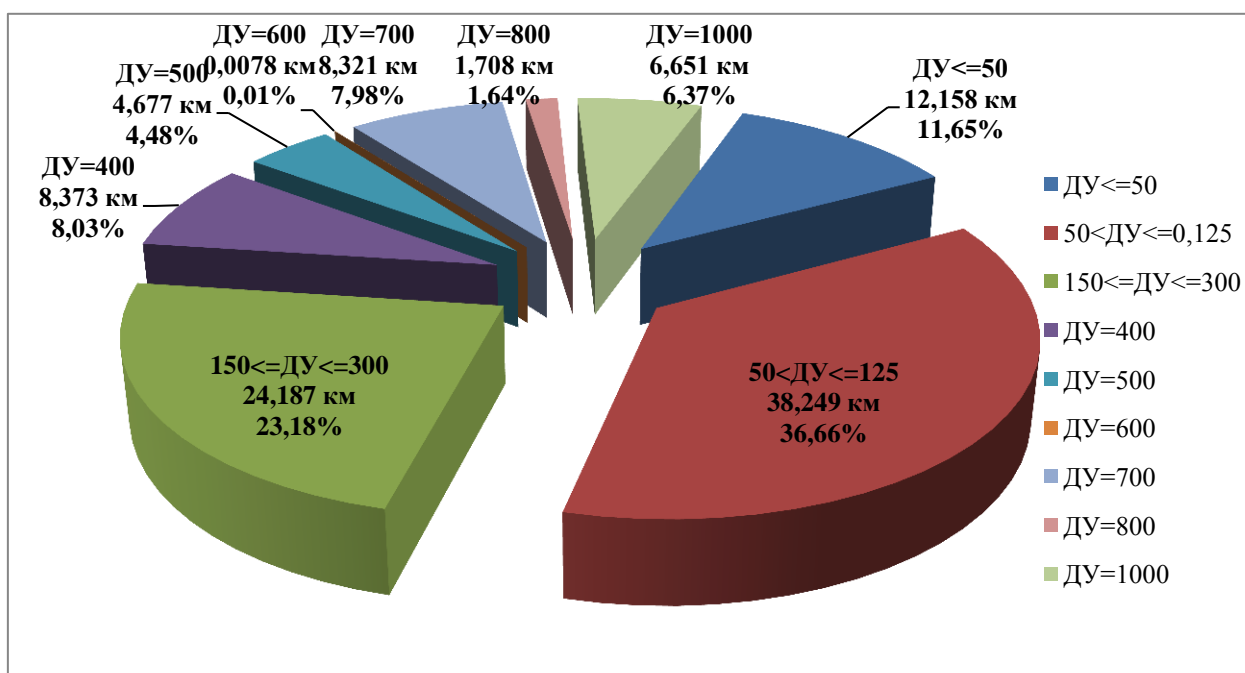


Рисунок 1.3.1. Распределение протяженности тепловых сетей Сосновоборского городского округа по условному диаметру

Таблица 1.3.1. Классификация трубопроводов тепловых сетей системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа

Классификационная группа	Протяженность, км	Процент от общей протяженности сетей
Очень малые распределительные ДУ <= 50	12,16	11,65%
Малые распределительные 50 < ДУ <= 125	38,25	36,66%
Квартальные 150 < ДУ <= 300	24,19	23,18%
Распределительные 400 <= ДУ <= 600	13,06	12,52%
Крупные распределительные и магистральные 700 <= ДУ <= 800	10,03	9,61%
Магистральные ДУ 1000	6,65	6,37%
<b>Суммарно</b>	<b>104,33</b>	<b>-</b>

Тепловые сети Сосновоборского городского округа находятся в разных долях на балансе теплоснабжающих организаций.

Протяженность бесхозных сетей в городской черте на момент разработки схемы теплоснабжения составляет около 550 м, что составляет 0,51% от протяженности всех тепловых сетей Сосновоборского городского округа.

В соответствии с Постановлением Администрации муниципального образования Сосновоборский городской округ Ленинградской области от 15.10.2013 г. № 2583, в связи с обращением ОАО «Северное управление строительства» от 03.06.2013 (Исх. №01-20/1294), являвшегося владельцем инженерных сетей, расположенных в промзоне Сосновоборского городского округа, принимая во внимание информацию Территориального Управления Федерального агентства по управлению государственным имуществом в Ленинградской области от 04.07.2013 (Исх. №01-6071) и от 18.07.2013 (Исх. №01-6565) об отсутствии объектов в реестре федерального имущества, КУМИ проводятся работы по приемке, постановке на кадастровый учет, проведению государственной регистрации права собственности, выполняется рыночная оценка на следующие бесхозные объекты:

- Наружная теплосеть к РММ от ТП 4 до Т, проходящая от базы УЭК до базы УМ;
- Теплосеть от КПЖ до ПАВ.2, проходящая от УЭС до ОАО «РРК» (часть теплосети недействующая от УЭС до ОАО «МСУ-90»).

После проведения оценки рыночной стоимости данные объекты будут закреплены на праве хозяйственного ведения за СМУП «ТСП». На период оформления наружной теплосети к РММ от ТП 4 до Т, проходящей от базы УЭК до базы УМ и теплосети от КПЖ до ПАВ.2, проходящей от УЭС до ОАО «РРК» до момента передачи данных объектов в хозяйственное ведение, их техническое обслуживание осуществляет СМУП «ТСП».

В соответствии с Постановлением Администрации муниципального образования Сосновоборский городской округ Ленинградской области от 17.09.2013 г. № 2333, в связи с тем, что не представляется возможным установить собственника тепловой сети от ТК-69, ТК-70 до объектов по ул. Комсомольской, д.32, 28, 26, 32а, принимая во внимание информацию СМУП «ТСП» от 07.06.2010 (Исх.№ 02-08-10/90 о тепловых сетях, отсутствующих на балансе предприятия, КУМИ проводятся работы по постановке на кадастровый учет, проведению государственной регистрации права собственности, выполняется рыночная оценка на следующие бесхозные объекты:

- Тепловая сеть от ТК-69, ТК-70 до объектов по ул. Комсомольской, д. 32, 28, 26, 32а, состоящей из участков, указанных в таблице 100.

После проведения оценки рыночной стоимости данные объекты будут закреплены на праве хозяйственного ведения за СМУП «ТСП». На период оформления тепловой сети от ТК-69, ТК-70 до объектов по ул. Комсомольской, д. 32, 28, 26, 32а, состоящей из



участков, до момента передачи данных объектов в хозяйственное ведение, их техническое обслуживание осуществляет СМУП «ТСП».

Таблица 1.3.2. Характеристики участков бесхозяйных тепловых сетей

№п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
1	ТК-69	ТК-19/П	12	0,1	0,1
2	ТК-19/П	т/узла зд. № 32 по ул. Комсомольская (ООО «ФАП Профи»)	10	0,1	0,1
3	ТК-70/П	ТК-16/П	42,5	0,1	0,1
4	ТК-16/П	ТК-14/П	31	0,1	0,108
5	ТК-14/П	ТК-23/П	13,7	0,1	0,108
6	ТК-23/П	ТК-24/П	9	0,1	0,108
7	ТК-24/П	ТК-13/П	24	0,1	0,108
8	ТК-13/П	т/узла зд. № 28 по ул. Комсомольская (городская баня)	10	0,1	0,108
9	ТК-13/П	Т-12/П	24	0,08	0,08
10	ТК-12/П	т/узел № 1 зд. № 26 по ул. Комсомольская	35	0,1	0,1
11	ТК-12/П	т/узел № 2 зд. № 26 по ул. Комсомольская	26,5	0,1	0,1
12	т/узла № 1 зд. № 26	т/узел зд. № 23а (рынок) по ул. Комсомольская	147,1	0,08	0,08
13	т/узел зд. № 23а по ул. Комсомольская (рынок)	т/узел здания мастерской СМУП ЖКО «Комфорт»	44	0,05	0,05
14	ТП-4 (база УЭК)	база УМ	-	-	-
15	КПЖ	пав. 2 ОАО "РРК"	-	-	-
16	ТК-69, ТК-70	Комсомольская, д.32, 28, 26, 32а (13 участков ТСП)	-	0,4	0,4

Таким образом, на момент разработки схемы теплоснабжения в отношении бесхозяйных сетей происходит процесс их передачи в хозяйственное ведение СМУП «ТСП».

Подробно структура транспортировки тепловой энергии от источников тепловой энергии до конечных потребителей была представлена ранее в Части 1 «Функциональная структура организации теплоснабжения» настоящей Главы.

Характеристики тепловых сетей Сосновоборского городского округа приведены ниже в таблице 1.3.3. Материальные и удельные материальные характеристики тепловых

сетей следует рассматривать для двух условных систем теплоснабжения: системы БРТ-промзона-2 и системы БРТ-город (рисунок 1.2.1). Система БРТ-город включает магистральную сеть БРТ-здание 720 и все распределительные и квартальные сети города. Система БРТ-промзона-2 охватывает потребителей Южного планировочного района, кроме потребителей, подключенных к системе БРТ-город.

Материальные и удельные материальные характеристики тепловых Сосновоборского городского округа приведены ниже в таблице 1.3.4.

Таблица 1.3.3. Общая характеристика тепловых сетей Сосновоборского городского округа

Протяженность сетей, м	Тип прокладки сетей, %		Срок службы тепловых сетей, %			
	Надземная	Подземная	менее 10 лет	от 10 до 16 лет	от 16 до 25 лет	более 25 лет
104334,26	26,54	73,46	8,34	11,92	18,38	61,37

Таблица 1.3.4. Материальная и удельная материальная характеристики тепловых сетей Сосновоборского городского округа

Материальная х-ка БРТ-промзона, м <sup>2</sup>	Материальная х-ка БРТ-город, м <sup>2</sup>	Подключенная нагрузка БРТ-промзона, Гкал/час	Подключенная нагрузка БРТ-город, Гкал/час	Удельная мат. х-ка БРТ-промзона-2, м <sup>2</sup> ·час/Гкал	Удельная мат. х-ка БРТ-город, м <sup>2</sup> ·час/Гкал
10401,30	46343,49	218,35	312,81	47,64	148,15

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать системы транспортировки теплоносителя, отличающиеся масштабом теплофицируемого района, является удельная материальная характеристика тепловой сети:

$$\mu = \frac{M}{Q_{\text{сумм}}^p} \left[ \frac{\text{м}^2}{\text{Гкал/ч}} \right], \quad (1.3.1)$$

где  $Q_{\text{сумм}}^p$  - присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч,  $M$  – материальная характеристика сети, равная:

$$M = \sum_{i=1}^{i=n} d_i \cdot l_i, \quad (1.3.2)$$

где  $d_i$  – диаметр  $i$ -го участка трубопровода тепловых сетей, м;  $l_i$  – протяжённость  $i$ -го участка трубопровода тепловых сетей, м.

По этому показателю можно оценить эффективность централизованного теплоснабжения и установить зону эффективного теплоснабжения, которая при изоляции

из минеральной ваты определяется показателем удельной материальной характеристики до  $100 \frac{\text{м}^2}{\text{Гкал/час}}$ , а зона предельной эффективности – до  $200 \frac{\text{м}^2}{\text{Гкал/час}}$ . Применение трубопроводов в ППУ изоляции увеличивает зону предельной эффективности до  $300 \frac{\text{м}^2}{\text{Гкал/час}}$ .

Как видно из значений удельных материальных характеристик, система БРТ-промзона-2 работает с низкой степенью загрузки.

Для системы БРТ-город значение удельной материальной характеристики приближается к значениям порядка 150, что свидетельствует о большой протяженности и разветвленности сетей. Такое значение удельной характеристики выдвигает высокие требования к качеству изоляционного покрытия трубопроводов для уменьшения тепловых потерь.

### **1.3.3. Характеристики тепловых камер, павильонов и арматуры**

Павильоны на магистральных тепловых сетях Сосновоборского городского округа выполнены из бетонных блоков, кирпича, железных листов.

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены в подземном исполнении из бетонных блоков.

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях используются стальные задвижки.

### **1.3.4. Регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети**

Отпуск тепловой энергии в тепловые сети от источников тепловой энергии производится в соответствии с утвержденными температурными графиками, описанными в Части 2 «Источники тепловой энергии» настоящей Главы.

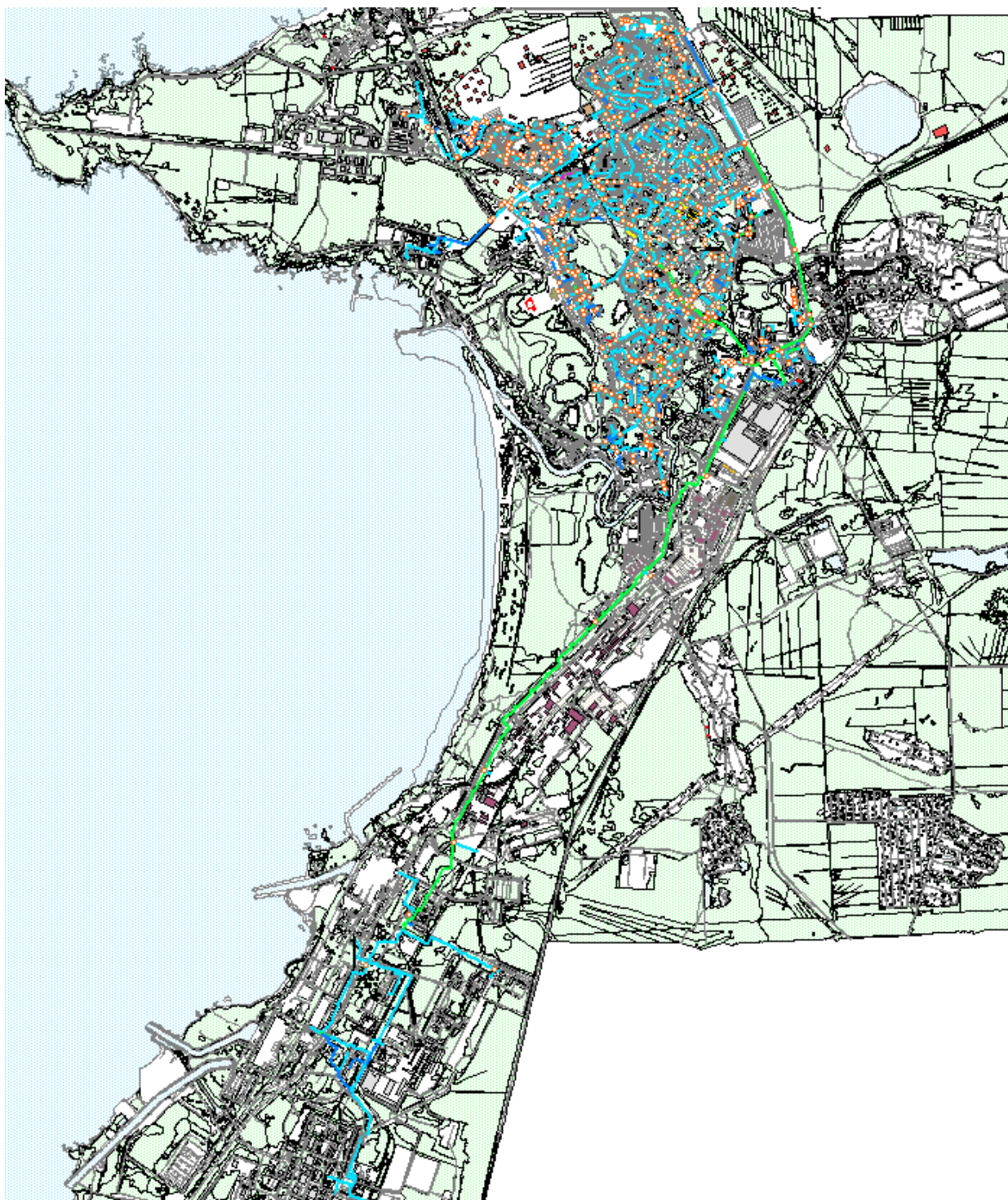
ЛАЭС осуществляет отпуск тепловой энергии по выводу БРТ-1 по температурному графику 165/70°C, по выводу БРТ-2 – по температурному графику 150/70°C. Гидравлический режим по состоянию на 2014г. в подающем/обратном трубопроводе составляет 8,0/2,0 кгс/см<sup>2</sup> за счет реализации мероприятий по снижению потребления теплоносителя на собственные нужды.

В здании котельной происходит снижение температуры в подающем трубопроводе перед подачей теплоносителя в сети городской зоны за счет подмеса обратной сетевой воды.

### **1.3.5. Гидравлические режимы работы тепловых сетей**

Расчеты теплогидравлических режимов работы тепловых сетей от источников тепловой энергии Сосновоборского городского округа были проведены в программном комплексе Zulu 7.0 на базе построенной расчетной модели системы теплоснабжения.

Результаты расчетов представлены в электронной модели системы теплоснабжения и в графическом виде – на рисунке 1.3.2.



*Рисунок 1.3.2. Скорости тепловых сетей Сосновоборского городского округа (синий и голубой – ниже 0,6 м/с, зеленый – до 1,2 м/с)*

Результаты проведенных расчетов указывают на нехватку располагаемого напора на БРТ ЛАЭС. Анализ скоростей в тепловых сетях (рисунок 1.3.2) показывает, что гидравлический режим тепловых сетей, в целом, близок к оптимальному, сети имеют достаточный запас пропускной способности. В этой связи нехватка располагаемого

напора на БРТ вызвана значительной удаленностью потребителей городской зоны и отсутствием повысительных насосных станций по пути следования теплоносителя.

### 1.3.6. Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей

Статистика числа инцидентов на тепловых сетях СМУП «ТСП» за 2009 – 2014гг. приведена на рисунке 1.3.3. Учтены аварийные ситуации на тепловых сетях ДУ32 – ДУ700.

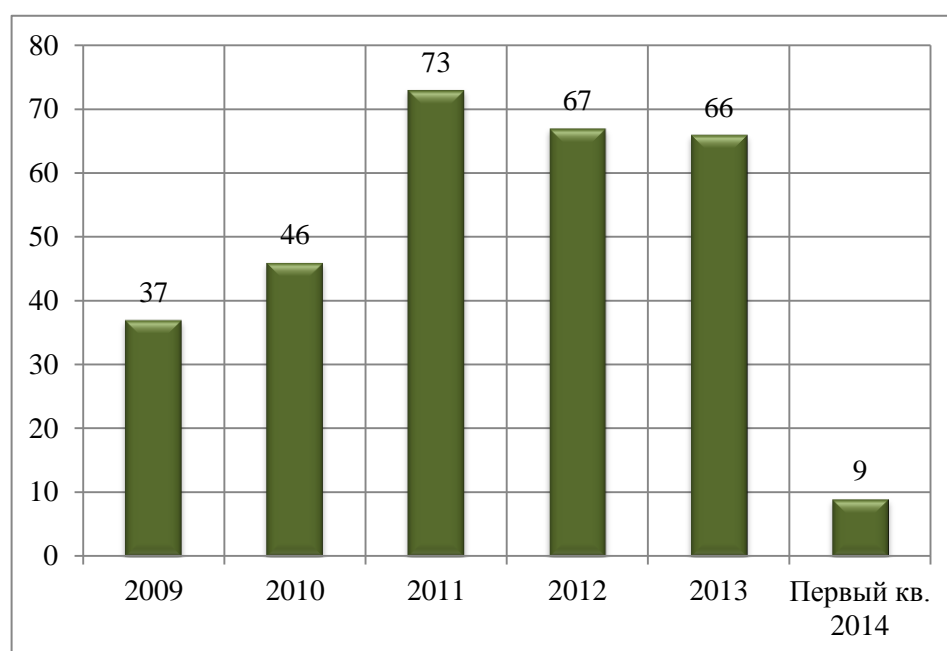


Рисунок 1.3.3. Статистика числа инцидентов на тепловых сетях СМУП «ТСП» за 2009-2014гг.

Статистика отказов с детализацией по годам и диаметрам приведена на рисунке 1.3.4. Учтены аварийные ситуации на тепловых сетях ДУ32 – ДУ700.

Как видно, наибольшее число отказов наблюдается на сетях ДУ50, что влечет локальные отключения потребителей. Вместе с тем, число инцидентов на крупных распределительных/магистральных сетях ДУ700 достигает 6 в год, что эквивалентно примерно 1 отказу на километр сетей в двухтрубном исчислении в год. Расчеты надежности теплоснабжения приводятся в разделе 9 «Надежность теплоснабжения» текущей Главы.

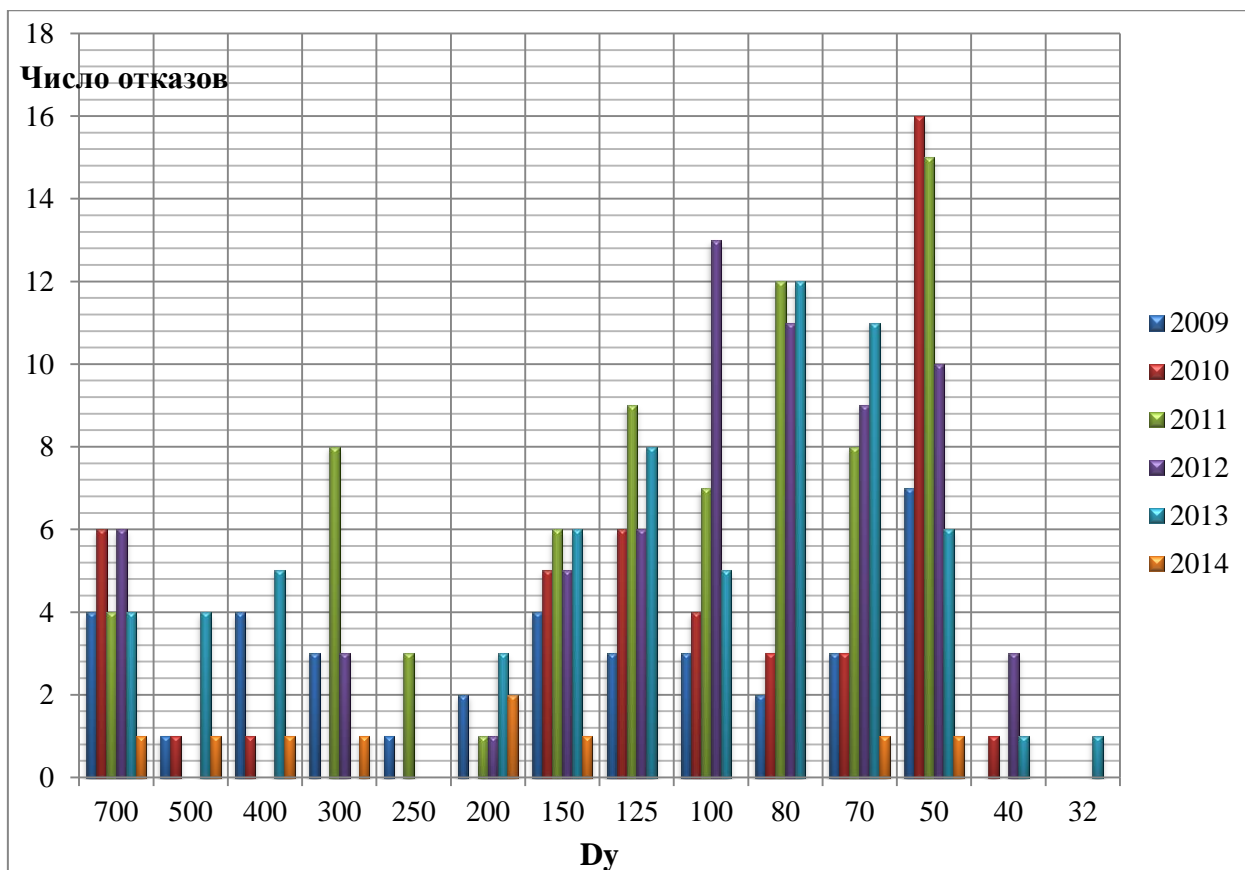


Рисунок 1.3.4. Статистика числа инцидентов на тепловых сетях СМУП «ТСП»

### 1.3.7. Диагностика и ремонты тепловых сетей

Контроль работы городских тепловых сетей ведется аварийно-диспетчерской службой СМУП «ТСП». Служба производит мониторинг состояния, аварийные и плановые ремонты тепловых сетей городского округа.

Аварийно-диспетчерская служба принимает оперативные решения самостоятельно и осуществляет взаимосвязь с другими службами города.

В качестве основного метода диагностики тепловых сетей в Сосновоборском городском округе должны проводиться испытания на плотность и прочность тепловых сетей. Эти испытания должны проводиться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и другими нормативными документами.

### 1.3.8. Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

В связи с тем, что более чем у 70% потребителей отсутствуют приборы учета тепловой энергии, измерение фактических тепловых потерь не представляется возможным.

Нормативные потери тепловой энергии в сетях СМУП «ТСП» были рассчитаны самой организацией, а затем повторно рассчитывались экспертной организацией ООО «СЭТ» с выдачей экспертного заключения «Заключение по результатам экспертизы материалов, обосновывающих значение норматива технологических потерь при передаче тепловой энергии по сетям СМУП «ТСП» на 2010 год».

Проведенные поверочные расчеты технологических потерь тепловой энергии в сетях СМУП «ТСП» показали:

- Отпуск в тепловую сеть составил 848 490 Гкал.
- Нормативные технологические потери теплоносителя с утечкой (0,25% от среднегодовой емкости тепловой сети) составили 384095 м<sup>3</sup>/год.
- Нормативные технологические потери тепловой энергии с утечкой теплоносителя составили 18100,2 Гкал или 2,1% от отпуска в сеть.
- Нормативные технологические потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов составили 121956,72 Гкал/год или 14,4 % от отпуска в сеть.
- Затраты тепловой энергии на технологические нужды составили 1231,12 Гкал в год, затраты теплоносителя 41037,5 м<sup>3</sup> в год.
- Общие нормативные потери тепловой энергии составили 141287,86 Гкал/год или 16,65% от отпуска в сеть.

Нормативные потери тепловой энергии с утечкой теплоносителя, а также затраты тепловой энергии на технологические нужды находятся в нормированных пределах и не являются завышенными.

Потери тепловой энергии через изоляцию достаточно велики, что связано с неудовлетворительным состоянием изоляции тепловых сетей и более высокой, по сравнению с проектной, температурой теплоносителя в подающем трубопроводе.

### **1.3.9. Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям**

Система теплоснабжения Сосновоборского городского округа открытая. Водоразбор на нужды ГВС производится непосредственно из водяных тепловых сетей.

Подключение потребителей тепловой энергии произведено, преимущественно, по зависимой схеме, с использованием или без использования элеваторных узлов в зависимости от расчетной температуры теплоносителя для потребителей. В системе централизованного теплоснабжения на некоторых объектах установлены индивидуальные тепловые пункты (ИТП).

Схемы подключения потребителей тепловой энергии, реализованные в системе теплоснабжения городского округа, в соответствии с перечнем схем программного модуля Zulu Thermo приводятся на рисунках 1.3.5 – 1.3.8.

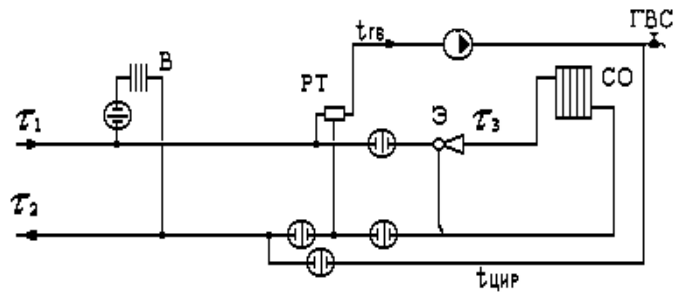


Рисунок 1.3.5. Схема подключения №2

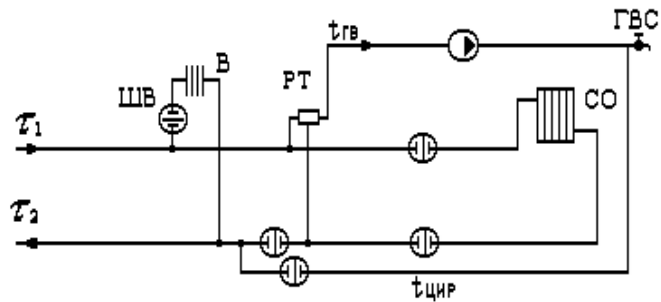


Рисунок 1.3.6. Схема подключения №4

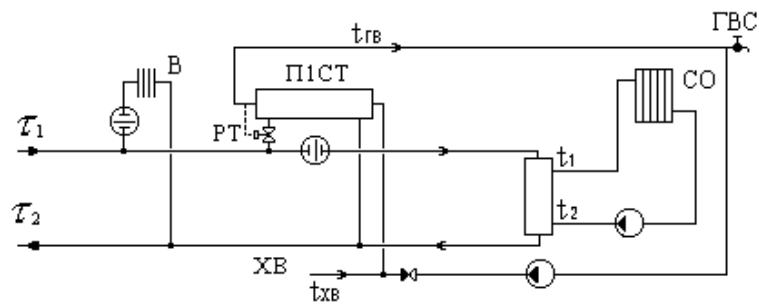


Рисунок 1.3.7. Схема подключения №20

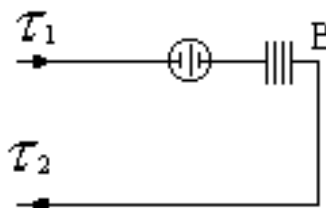


Рисунок 1.3.8. Схема подключения №25

Схема подключения №2 является наиболее распространенной на территории городского округа. Используется для подключения потребителей жилой застройки, общественных зданий и других потребителей, имеющих ограничения по температуре теплоносителя. Схема подключения №4 используется для подключения промышленных потребителей тепловой энергии, для которых допустима температура теплоносителя



150<sup>0</sup>С и выше. Схема подключения №20 с независимым подключением системы отопления потребителя и водоподогревателями мало распространена в системе теплоснабжения Сосновоборского городского округа. Схема подключения №25 используется при наличии тепловой нагрузки только на вентиляцию.

### 1.3.10. Наличие приборов коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя

Установка узлов учета у потребителей Сосновоборского городского округа определяется требованиями федерального законодательства и спецификой договорных отношений между теплоснабжающими организациями. На момент разработки схемы теплоснабжения только 68 потребителей жилищного сектора оборудованы узлами учета тепловой энергии (таблица 1.3.5). Требуется установка еще 430 приборов учета тепловой энергии.

Таблица 1.3.5. Перечень приборов учета, установленных у потребителей жилищного сектора

№п/п	Адрес многоквартирного дома	Управляющая компания	Марка прибора учета	Кол-во узлов	Примечание
1	ул. Парковая д. 9	ООО «Титанжилком»	Теплоком ВКТ-7	1	до 28.06.2016г.
2	ул. Парковая, д. 20	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.
3	ул. Парковая, д. 32а	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.
4	ул. Парковая, д. 42	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.
5	ул. Парковая, д. 52	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.
6	ул. Парковая, д. 60	ООО «Титанжилком»	ВЗЛЕТ ТСРВ-031	1	снят в ремонт
7	ул. Парковая, д. 62	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.
8	ул. Парковая, д. 70	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.
9	ул. Машиностроителей, 4	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	2	до 21.10.2014г., не работают рас-ходомеры на ГВС
10	ул. Мира, д. 5	ТСЖ «Рассвет»	Теплоком ВКТ-7	1	до 22.11.2014г.
11	ул. Мира, д. 3	ТСЖ «Рассвет»	Теплоком ВКТ-7	1	до 27.10.2014г.
12	ул. Молодежная, д. 7	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.12.2014г.
13	ул. Молодежная, д. 26	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.
14	ул. Молодежная, д. 72	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.
15	ул. Молодежная, д. 74	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.

№п/п	Адрес многоквартирного дома	Управляющая компания	Марка прибора учета	Кол-во узлов	Примечание
16	ул. Молодежная, д. 76	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.
17	ул. Молодежная, д. 78	ООО «Титанжилком»	ВЗЛЕТ ТСРВ-032	1	до 12.05.2015г.
18	Липовский пр., д. 1	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.
19	Липовский пр., д.5а	ЗАО «АЭН»	Теплоком ВКТ-7	1	до 12.11.2014г.
20	ул. Комсомольская, д.13	ТСЖ «Форвард»	Теплоком ВКТ-7	1	до 29.11.2014г.
21	ул. Солнечная, д. 3	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.12.2014г.
22	ул. Солнечная, д.5	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.12.2014г.
23	ул. Ленинградская, д.6ба	ООО «Социум-Строй»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 02.02.2015г.
24	ул. Молодежная, д.9	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 18.12.2016г.
25	ул. Солнечная, д.26	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.12.2014г.
26	ул. Солнечная, д.33	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.12.2014г.
27	ул. Парковая, д.17	доверенность Вилков	НПП ЭЛЕКОМ СПТ-942.05	1	до 24.09.2016г.
28	ул. Космонавтов, д. 16	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.12.2014г. отсутствуют пломбы
29	ул. Космонавтов, д.18	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.12.2014г.
30	ул. Космонавтов, д. 26	неизвестно (был «Комфорт»)	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 15.08.2015г.
31	ул. Малая Земля, д. 12	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.12.2014г.
32	ул. Малая Земля, д. 14	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.12.2014г.
33	ул. Сибирская, д. 14	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.12.2014г.
34	ул. Сибирская, д. 16	СМУП ЖКО «Комфорт»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.12.2014г.
35	ул. Ленинградская, д.30	ООО «Социум-Строй»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	4	до 02.02.2015г.
36	ул. Ленинградская, д. 32	ООО «Социум-Строй»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 02.02.2015г.
37	ул. Ленинградская, д. 34	ООО «Социум-Строй»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 02.02.2015г.
38	ул. Ленинградская, д. 36	ООО «Социум-Строй»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	3	до 02.02.2015г.
39	ул. Ленинградская, д. 38	ООО «Социум-Строй»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 02.02.2015г.
40	ул. Ленинградская, д. 40	ООО «Социум-Строй»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 02.02.2015г.
41	ул. Ленинградская, д. 48	ООО «Социум-Строй»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 02.02.2015г.
42	ул. Ленинградская, д. 58	ООО «Социум-Строй»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 02.02.2015г.
43	ул. Ленинградская, д. 50	Непосредственное управление	ВЗЛЕТ ТСРВ-032	1	до 14.12.2016г.

№п/п	Адрес многоквартирного дома	Управляющая компания	Марка прибора учета	Кол-во узлов	Примечание
44	ул. Ленинградская, д. 70	ООО «Титанжилком»	ВЗЛЕТ ТСРВ-032	3	до 29.06.2016г.
45	пр. Героев, д. 66	ООО «Социум-Строй»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 02.02.2015г.
46	ул. Пионерская, д.2	ООО «Титанжилком»	Теплоком ВКТ-7	1	до 19.06.2016г.
47	ул. Пионерская, д. 4	ООО «Титанжилком»	Теплоком ВКТ-7	2	до 18.06.2016г.
48	ул. Ленинградская, д. 72	Непосредственное управление	ВЗЛЕТ ТСРВ-031	1	до 10.09.2014г.
49	ул. Комсомольская, д. 20	ООО «Социум-Строй»	ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1	до 27.09.2016г.
50	Пр. Героев, д.17	ООО «Титанжилком»	Теплоком ВКТ-7	1	до 15.11.2014г.
51	ул. Молодежная, д. 86	ООО «Титанжилком»	Теплоком ВКТ-7	1	
52	ул. Петра Великого, 4	ООО «Ай-Си»	Теплоком ВКТ-7	1	до 10.11.2014
53	ул. Петра Великого, 8	ООО «Ай-Си»	Теплоком ВКТ-7	1	до 10.01.2015
54	ул. Солнечная, д. 57 (три корпуса)	ЗАО «АЭН»	Логика СПТ 943.1	3	
55	ТУ1, Пионерская (Лит1)	новые дома	Теплоком ВКТ-7	1	
56	ТУ1, Пионерская (Лит2)	новые дома	Теплоком ВКТ-7	1	
57	ТУ2, Пионерская (Лит1)	новые дома	Теплоком ВКТ-7	1	
				<b>68</b>	из них 3 не работают

Тенденция к увеличению степени оснащённости потребителей тепловой энергии приборами учётами в последние годы положительная. Бюджетные потребители и общественные здания полностью осуществляют расчеты по приборам учёта тепловой энергии. Промышленные предприятия и организации на территории Южного планировочного района и г. Сосновый Бор оборудованы приборами учёта тепловой энергии (таблица 1.3.6).

Таблица 1.3.6. Список потребителей тепловой энергии СМУП «ТСП», имеющих приборы учёта

п/п	Предприятие, организация	Адрес	Наличие прибора учёта
1	ОАО «МСУ-90»	Копорское шоссе, 70	теплосчетчик МТ200DS
2	ЗАО «Промцентр»	Копорское шоссе, 68	2 теплосчетчика: МТ200DS и ТСРВ-010
3	ОАО «СЭМ»	Копорское шоссе, 64	теплосчетчик МТ200DS
4	ФГУП ССМУ «Ленатомэнергострой»		теплосчетчик МТ200DS
5	ОАО «УПП»	Копорское шоссе, 56	теплосчетчик ВКТ-7-04
6	ЗАО «НПФ «Бентам»	Копорское шоссе, 56	теплосчетчик ВКТ-7
7	ОАО «СУС УЭС»		2 теплосчетчика: ТСРВ-020 и ТСРВ-010

п/п	Предприятие, организация	Адрес	Наличие прибора учета
8	ОАО «УАТ»	Копорское шоссе, 30	теплосчетчик ТСПВ 20
9	ООО «Сосновоборская продуктовая компания»	Копорское шоссе, 24	теплосчетчик ТСПВ-032
10	ЗАО «Балткабель»	Копорское шоссе, 26 корп. 1,2,3	теплосчетчик ВКТ-7
11	ООО «Беккдорин»	Копорское шоссе, 26 корп.5	теплосчетчик ВКТ-7-04
12	ЗАО «Астиаг»	Вокзальный проезд, 1	теплосчетчик МТ200DS
13	ЗАО «Балтпак»	Вокзальный проезд, 1	прибор (предъявляем по расчетной нагрузке)
14	ООО «Базис-мет»	Вокзальный проезд, 4	теплосчетчик СПГ-941.11
15	СМУП «Спецавтотранс»	Копорское шоссе, 25	2 теплосчетчика: МТ200DS и ТСПВ-030
16	ООО «Профешнл-тулз»	Копорское шоссе, 27	теплосчетчик МТ200DS
17	ООО «Энергокомплекс»		расчет по приборам субабонентов (10) и расчетным нагрузкам (3)
18	ЗАО «НХК-Север»	Мира, 1	2 теплосчетчика: ТСПВ-010 и ТСПВ-20
19	ООО «Галера»	Мира, 1	2 теплосчетчика ТСПВ-01Х и ТСПВ-20
20	ООО «Невопласт»		теплосчетчик ВКТ-7
21	ООО «СТИЛ КРАФТ»		теплосчетчик ТСПВ-010

Расчеты между теплоснабжающими организациями осуществляются по головным приборам учета.

### **1.3.11. Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов и насосных станций**

На момент разработки схемы теплоснабжения Сосновоборского городского округа действующих насосных станций и ЦТП в системе централизованного теплоснабжения не выявлено.

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

По состоянию на 2014г. на тепловых сетях Сосновоборского городского округа устройства защит тепловых сетей от превышения давления отсутствуют.

### **1.3.13. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети**

По состоянию на 2014г. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей теплоснабжающим организациям Сосновоборского городского округа не выдавались.

## 1.4. Зоны теплоснабжения источников тепловой энергии в системах теплоснабжения

### 1.4.1. Описание зон теплоснабжения источников тепловой энергии

В Сосновоборском городском округе преобладает централизованное отопление и горячее водоснабжение. Потребителями тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения являются объекты многоэтажной и малоэтажной жилой застройки, общественные здания и промышленные предприятия. Зоны действия источников тепловой энергии Сосновоборского городского округа представлены на рисунке 1.4.1.

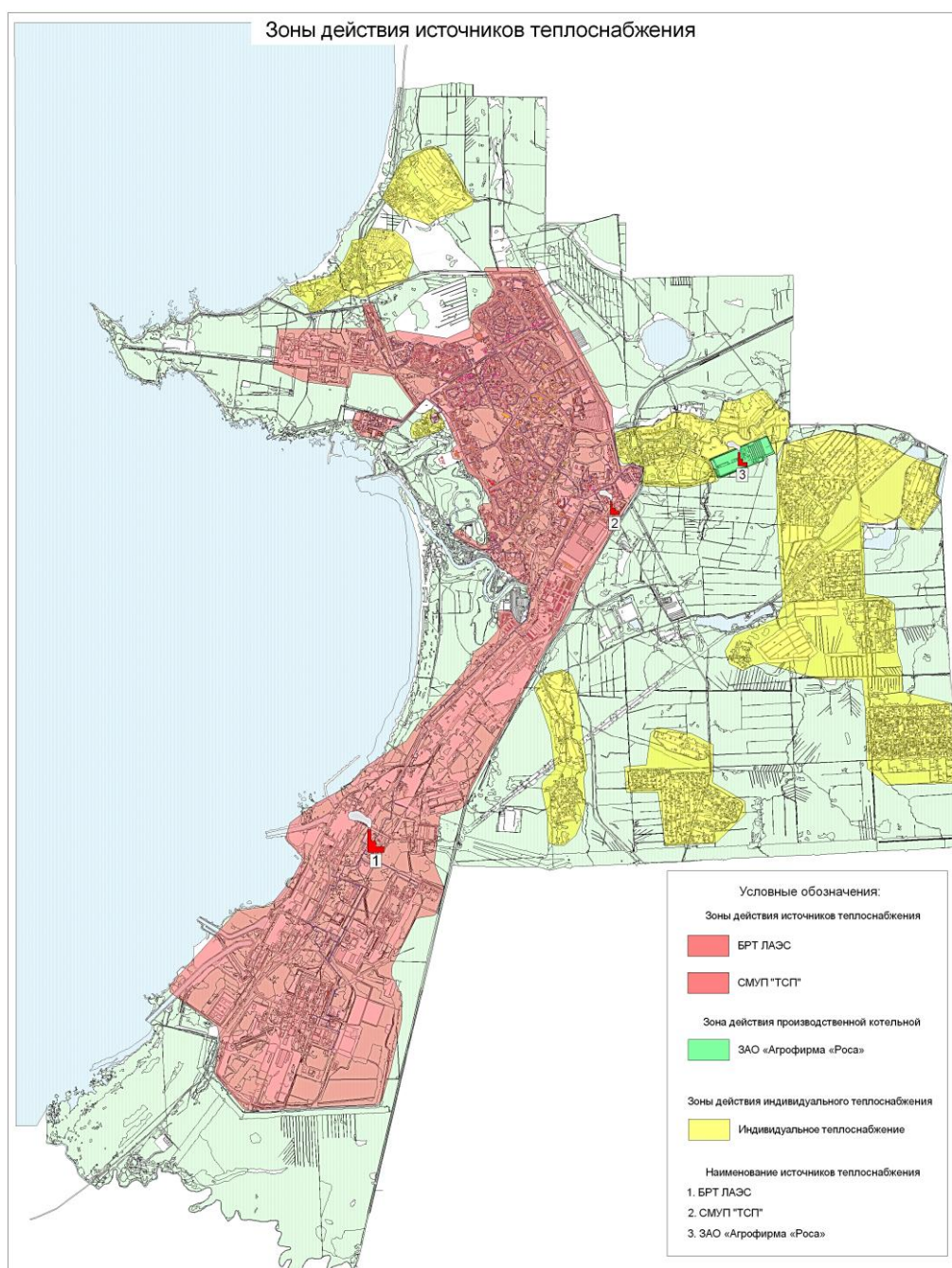


Рисунок 1.4.1. Зоны действия источников тепловой энергии Сосновоборского городского округа

## 1.4.2. Определение эффективного радиуса теплоснабжения

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

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

В основу расчета были заложены следующие соотношения, отражающие связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения:

$$S = b + \frac{30 \times 10^8 \cdot \varphi}{R^2 \cdot \Pi} + \frac{95 \times R^{0,86} \cdot B^{0,26} \cdot s}{\Pi^{0,62} \cdot H^{0,19} \cdot \Delta\tau^{0,38}}, \quad (1.4.1)$$

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

$H$  – потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м.вод. ст.;

$b$  – эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч;

$s$  – удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м<sup>2</sup>;

$B$  – среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км<sup>2</sup>;

$\Pi$  – теплоплотность района, Гкал/час · км<sup>2</sup>;

$\Delta\tau$  – расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

$\varphi$  – поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ и 1 для котельных.

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

$$R_3 = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s}\right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,13}. \quad (1.4.2)$$

Расчет эффективного радиуса целесообразно проводить на параметры Ленинградской АЭС ввиду ее ведущей роли в системе теплоснабжения Сосновоборского

городского округа и текущего режима работы котельной СМУП «ТСП», направленного на стабилизацию гидравлического режима в системе теплоснабжения. Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения приведены в таблице 1.4.1.

Таблица 1.4.1. Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения

Наименование источника	Площадь теплоснабжения, км <sup>2</sup>	Число абонентов в зоне действия котельной	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/час	В- среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения	П - теплоплотность района, Гкал/км <sup>2</sup>	Δt - расчетный перепад температур теплоносителя	Радиус эффективного теплоснабжения, км
Ленинградская АЭС	19,132	950	403,4	49,655	21,085	95	9,518
Котельная СМУП «ТСП»						80	

По текущему положению, теплопотребляющие установки, подключенные к системе централизованного теплоснабжения и горячего водоснабжения, находятся в радиусе 8 км от основного источника теплоснабжения – Ленинградской АЭС. Анализ данных, приведенных в таблице 1.4.1, позволяет сделать вывод о том, что все потребители, подключенные к системе теплоснабжения, находятся в радиусе эффективного теплоснабжения источника.

## 1.5. Тепловые нагрузки в зонах действия источников

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

В соответствии с данными строительной климатологии, на протяжении более 20 лет для Сосновоборского городского округа расчетная температура наружного воздуха составляла  $-26^{\circ}\text{C}$ ; продолжительность отопительного сезона – 220 дней. Тепловая нагрузка потребителей по состоянию на текущий момент предоставлена для расчетной температуры  $-26^{\circ}\text{C}$ .

По актуализированным данным, представленным в СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», для Сосновоборского городского округа, расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС на территории города изменилась и составляет  $-24^{\circ}\text{C}$ ; средняя температура отопительного сезона составляет  $-1,8^{\circ}\text{C}$ ; продолжительность отопительного сезона также изменилась и составляет 213 дней. По состоянию на конец 2014г. теплоснабжающими организациями не проведена соответствующая корректировка температурных графиков и переналадка тепловых узлов потребителей. По приблизительным подсчетам, это приводит к перерасходу тепловой энергии в размере 6% и соответствующим «перетокам» потребителей.

Тепловые нагрузки потребителей приводятся в расчетных элементах территориального деления городского округа. Общая тепловая нагрузка потребителей Сосновоборского городского округа, подключенных к системе централизованного теплоснабжения, составляет 403,4 Гкал/час.

Распределение тепловых нагрузок потребителей по планировочным районам приводится в таблице 1.5.1.

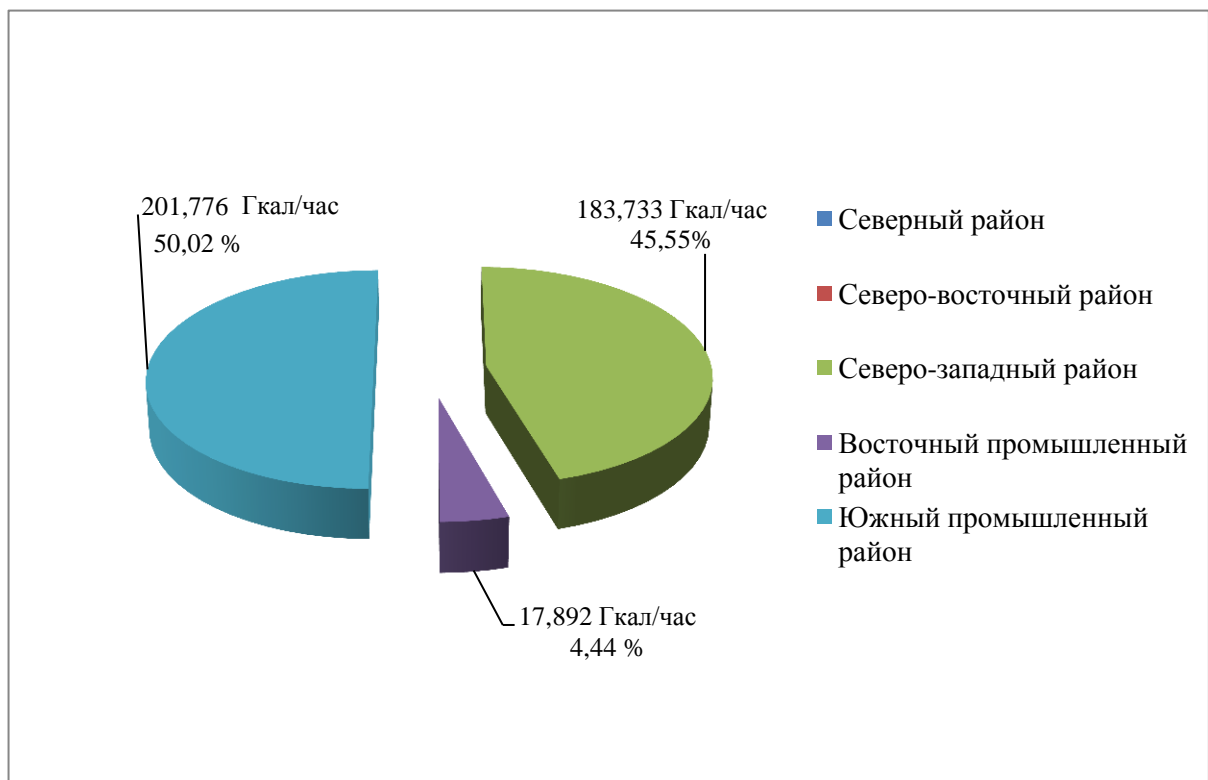
Таблица 1.5.1. Тепловые нагрузки потребителей в расчетных элементах территориального деления

Планировочный район	Источники	Тепловая нагрузка, Гкал/час
Северный район	БРТ Ленинградской АЭС	0
	Котельная СМУП "Теплоснабжающее предприятие"	
Северо-восточный район	БРТ Ленинградской АЭС	0
	Котельная СМУП "Теплоснабжающее предприятие"	
Северо-западный район	БРТ Ленинградской АЭС	183,733



Планировочный район	Источники	Тепловая нагрузка, Гкал/час
	Котельная СМУП "Теплоснабжающее предприятие"	
Восточный промышленный район	БРТ Ленинградской АЭС	17,892
	Котельная СМУП "Теплоснабжающее предприятие"	
Южный промышленный район	БРТ Ленинградской АЭС	201,776
	Котельная СМУП "Теплоснабжающее предприятие"	
<b>Суммарная расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час</b>		<b>403,400</b>

Распределение тепловых нагрузок потребителей по планировочным районам также приведено на рисунке 1.5.1.



*Рисунок 1.5.1. Распределение тепловых нагрузок потребителей по планировочным районам*

Основная часть расчетной тепловой нагрузки потребителей приходится на Южный и Северо-Западный планировочные районы. В Северо-Западном районе сконцентрирована основная инфраструктура города и существенно преобладает многоэтажная жилая застройка.

Северный и Северо-Восточный планировочные районы не имеют потребителей, подключенных к системе централизованного теплоснабжения. Это связано с тем, что основным типом застройки в Северном планировочном районе является индивидуальная

застройка, а Северно-Восточный планировочный район является неосвоенной территорией.

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

Общая расчетная тепловая нагрузка потребителей, подключенных к теплогенерирующим мощностям БРТ Ленинградской АЭС и котельной СМУП «ТСП» составляет 403,4 Гкал/час.

Значение расчетной тепловой нагрузки теплоснабжающих организаций представлено в таблице 1.5.2.

*Таблица 1.5.2. Расчетные нагрузки в зонах действия источников*

Наименование теплоснабжающей компании	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час
БРТ Ленинградской АЭС	403,4
Котельной СМУП "Теплоснабжающее предприятие"	

### **1.5.3. Тепловые нагрузки крупных промышленных потребителей, подключенных к системе центрального теплоснабжения**

Тепловая нагрузка крупных промышленных потребителей города, подключенных к ЛАЭС, оценивается на уровне 259,6 Гкал/ч. Подключенные нагрузки крупных промышленных потребителей представлены в таблице 1.5.3.

*Таблица 1.5.3. Тепловые нагрузки крупных промышленных предприятий*

Предприятие	Тепловая нагрузка, Гкал/час
ЛАЭС (на собственные нужды)	151,94
ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова»	40,90
ФГУП «РосРАО»	15,70
ЛАЭС-2 (строящаяся)	14,00
ОАО «НИИ ОЭП»	10,20
ФГУП «РИАН»	8,00
ЗАО «Экомет-С»	7,00
ОАО «УАТ»	6,36
ФГУП «ЦКБМ»	5,50

#### **1.5.4. Описание условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах Сосновоборского городского округа в соответствии с предоставленными исходными данными не используются.

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

Постановлением Правительства Ленинградской области от 11.02.2013 №25 (ред. от 28.06.2013) «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по электроснабжению, холодному и горячему водоснабжению, водоотведению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета» установлены нормативы потребления коммунальных услуг для граждан. В таблицах 1.5.4 и 1.5.5 приводятся установленные нормативы потребления холодной воды и тепловой энергии на горячее водоснабжение, а так же нормативы потребления коммунальных услуг населением на отопление.

*Таблица 1.5.4. Нормативы потребления тепловой энергии*

№ п/п	Классификационные группы МКД и жилых домов	Норматив потребления тепловой энергии, Гкал/м <sup>2</sup> общей площади жилых помещений в месяц
1	Дома постройки до 1945 года	0,0207
2	Дома постройки до 1946 – 1970 годов	0,0173
3	Дома постройки до 1971 – 1999 годов	0,0166
4	Дома постройки после 1999 года	0,0099

В соответствии с Постановлением Правительства Ленинградской области от 30.05.2014 года № 201 нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению утратили силу со дня официального опубликования (03.06.2014 года), нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению продолжают действовать. В примечании к постановлению отмечается следующее:

1. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению установлены в соответствии с требованиями к качеству коммунальных услуг, предусмотренными законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

2. При определении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению учтены конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома: материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих

конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных коммуникаций и оборудования, а также количество этажей и год постройки многоквартирного дома (до и после 1999 года).

3. В норматив отопления включен расход тепловой энергии исходя из расчета расхода на 1 м<sup>2</sup> площади жилых помещений для обеспечения температурного режима жилых помещений, содержания общего имущества многоквартирного дома с учетом требований к качеству данной коммунальной услуги.

4. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению распространяются на общежития (коммунальные квартиры).

Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению установлен без привязки к конкретному городу, тем более – к конкретному объекту, в нормативах не учтены осенне-весенние «перетопы», возникающие в связи с использованием в Сосновоборском городском округе открытой схемы теплоснабжения. Нормативы на отопление для домов годов постройки после 1999 года ниже в 1,68 раза нормативов для домов постройки 1971-1999 годов и в 1,75 раза домов, построенных после 1946 года. Более низкие нормативы установлены в соответствии с требованиями к качеству коммунальных услуг, учитывающими использование при новом строительстве энергосберегающих технологий, в том числе наличие в индивидуальных тепловых пунктах (ИТП) автоматики с погодным регулированием. В связи с тем, что зачастую автоматика с погодным регулированием либо отсутствует, либо не работает, жители оплачивают тепловую энергию по заниженному нормативу. В результате у теплоснабжающей организации растут убытки, так как отпущенный энергоресурс не оплачен.

Таблица 1.5.5. Нормативы потребления коммунальных услуг

N п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления		
		холодная вода	горячая вода	водоотведение
1	Дома с централизованным горячим водоснабжением, оборудованные:			
1.1	ваннами от 1650 до 1700 мм, умывальниками, душами, мойками	4,90	4,61	9,51
1.2	ваннами от 1500 до 1550 мм, умывальниками, душами, мойками	4,83	4,53	9,36
1.3	сидячими ваннами (1200 мм), душами, умывальниками, мойками	4,77	4,45	9,22
1.4	умывальниками, душами, мойками, без ванны	4,11	3,64	7,75
1.5	умывальниками, мойками, имеющими ванну без душа	2,58	1,76	4,33
1.6	умывальниками, мойками, без централизованной канализации	2,05	1,11	3,16
2	Дома с водонагревателями, оборудованные:			

N п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления		
		холодная вода	горячая вода	водоотведение
2.1	ваннами от 1650 до 1700 мм, умывальниками, душами, мойками	9,51	-	9,51
2.2	ваннами от 1500 до 1550 мм, умывальниками, душами, мойками	9,36	-	9,36
2.3	сидячими ваннами (1200 мм), душами, умывальниками, мойками	9,22	-	9,22
2.4	умывальниками, душами, мойками, без ванны	7,75	-	7,75
3	Дома, оборудованные ваннами, водопроводом, канализацией и водонагревателями на твердом топливе	6,18	-	6,18
4	Дома без ванн, с водопроводом, канализацией и газоснабжением	5,23	-	5,23
5	Дома без ванн, с водопроводом и канализацией	4,28	-	4,28
6	Дома с водопользованием из уличных водозаборных колонок	1,30	-	1,30
7	Общежития с общими душевыми	1,89	1,75	3,64
8	Общежития с душами при всех жилых комнатах	2,22	2,06	4,28

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

В рамках работ по разработке перспективной схемы теплоснабжения муниципального образования Сосновоборский городской округ на период до 2028г. на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей, данных по располагаемым мощностям и собственным нуждам энергоисточников, а также данных о потерях тепловой энергии в сетях были разработаны балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.

### **1.6.1. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности**

Источник тепловой энергии, находящийся на балансе ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова», работает на обеспечение технологических нужд предприятия. Организация является потребителем Ленинградской АЭС, ввиду чего в настоящих балансах данный источник не рассмотрен.

При анализе Отчетов об эффективности тепловой экономичности работы атомной станции (Форма № 3-ТЭК (АС)) за 2006 – 2010 годы выявлена следующая статистика работы энергоблоков ЛАЭС с учетом вывода в плановые и неплановые ремонты (анализировались полные месяцы с октября по апрель): 77,53% времени отопительного периода в работе находятся три энергоблока из четырёх, 20,38% времени в работе находятся все энергоблоки АЭС, 2,09% - 2 энергоблока. Настоящие балансы разработаны с учетом статистики работы энергоблоков ЛАЭС и приведены в таблице 1.6.1.

Таблица 1.6.1. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки

Наименование источника	Суммарная подключенная нагрузка, Гкал/час	Потери тепловой энергии в сетях, % от отпуска в сеть	Отпуск т/э в сеть, необходимый для покрытия нагрузки, Гкал/час	Собственные нужды источников, Гкал/час	Располагаемая мощность источника, Гкал/час	Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/час		Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности, % от суммарной располагаемой мощности источников
БРТ Ленинградской АЭС - 1	403,400	16,650	470,566	151,940	540,000	при работе 4 блоков АЭС	14,219	2,229
Котельная СМУП "Теплоснабжающее предприятие"						при работе 3 блоков АЭС	-150,781	-31,884
						при работе 2 блоков АЭС	-300,781	-93,150

Из анализа баланса тепловой мощности и тепловой нагрузки следует, что для случая работы всех 4 энергоблоков ЛАЭС (20,38% времени) суммарный резерв тепловой мощности по Сосновоборскому городскому округу составляет 14,219 Гкал/час или 2,229% от располагаемой мощности источников.

При работе 3 энергоблоков ЛАЭС (77,53% времени) в системе теплоснабжения наблюдается дефицит располагаемой тепловой мощности в размере 150,781 Гкал/час или 31,884% от располагаемой мощности источников.

При работе 2 энергоблоков ЛАЭС (2,09% времени) в системе теплоснабжения наблюдается дефицит располагаемой тепловой мощности в размере 300,781 Гкал/час или 93,150% от располагаемой мощности источников.

Таким образом, небольшой резерв тепловой мощности в системе теплоснабжения наблюдается лишь в случае работы всех 4 энергоблоков ЛАЭС (20,38% времени). Во всех остальных случаях наблюдается дефицит располагаемой тепловой мощности в размере 30% и более.

Распределение располагаемой тепловой мощности по составляющим для случая работы 3 энергоблоков ЛАЭС (77,53% времени) приведено на рисунке 1.6.1.

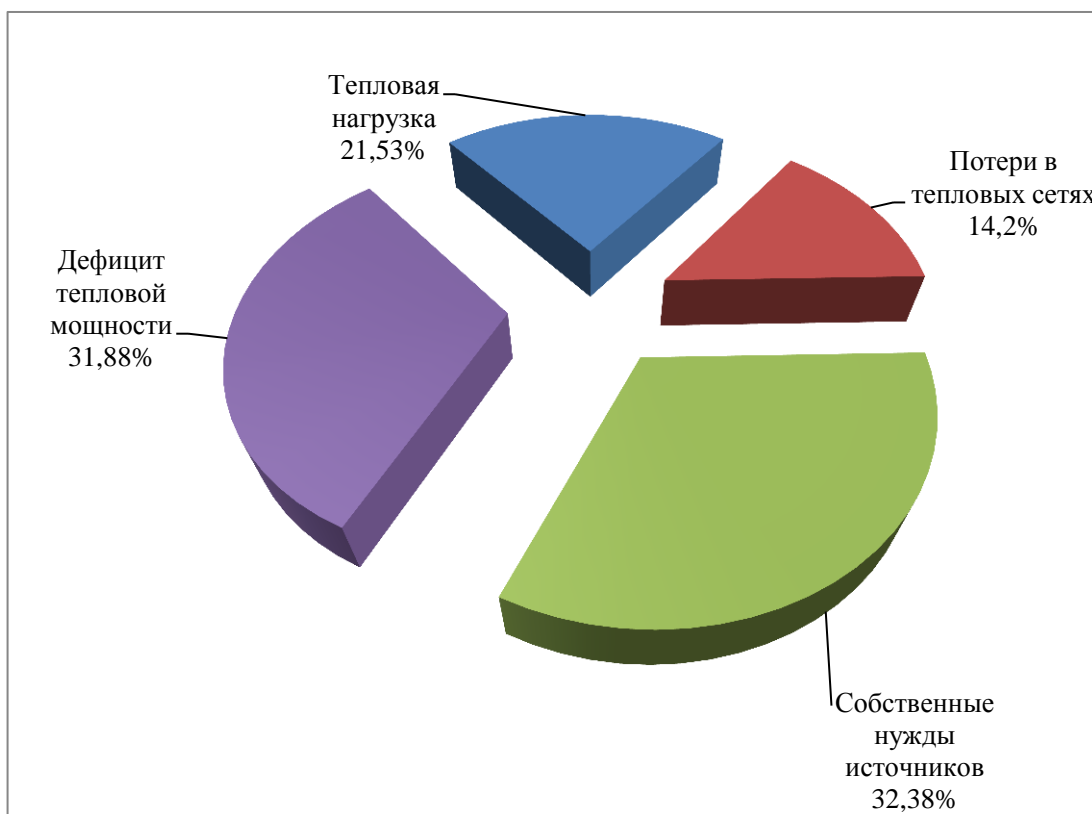


Рисунок 1.6.1. Распределение располагаемой тепловой мощности источников для случая работы 3 энергоблоков ЛАЭС



### **1.6.2. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и влияние дефицитов на качество теплоснабжения**

Дефициты тепловой мощности приводят к ухудшению качества теплоснабжения потребителей при расчетных температурах наружного воздуха и близких к ним, т.е. происходит «недотоп» потребителей, подключенных к источникам тепловой энергии, работающих с дефицитом тепловой мощности.

В случае отключения от системы теплоснабжения одного или двух энергоблоков ЛАЭС возникают дефициты располагаемой тепловой мощности в размере 30 и более процентов. Анализ статистики работы энергоблоков ЛАЭС показывает, что большую часть времени (77,53% времени) в работе находятся 3 из 4 энергоблоков ЛАЭС, что приводит к появлению дефицита располагаемой тепловой мощности в размере 150,781 Гкал/час или 31,884% от располагаемой мощности источников при расчетных и близких к расчетным температурах наружного воздуха.

Причина появления столь значительного дефицита состоит в недостаточной располагаемой мощности городской котельной, являющейся резервно-пиковым источником тепловой энергии.

### **1.6.3. Резервы тепловой мощности источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Суммарные резервы тепловой мощности источников Сосновоборского городского округа составляют 14,219 Гкал/час при работе всех 4 энергоблоков ЛАЭС (20,38% времени).

### **1.6.4. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии**

Подробное описание гидравлических режимов и проблем, возникающих при передаче тепловой энергии, представлено в Части 3 «Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты» настоящей Главы.

## 1.7. Балансы теплоносителя

### 1.7.1. Общие положения

Тепловая сеть Сосновоборского городского округа имеет два контура:

- промконтур БРТ, предназначенный для передачи тепла нерегулируемых отборов турбин через БТС зданий 401 и 601 сетевой воде в теплообменниках БРТ;
- тепловая сеть от БРТ до потребителей тепловой энергии.

Каждый из контуров имеет свою систему водоподготовки. Производительность оборудования системы химводоподготовки промконтура БРТ полностью удовлетворяет требованиям СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Ввиду небольшой протяженности контура и малой величины утечек (нормативная величина утечки не должна превышать 5 м<sup>3</sup>/ч) балансы теплоносителя для промконтура БРТ не приводятся.

Балансы теплоносителя для тепловой сети от БРТ до потребителей тепловой энергии рассчитаны с учетом требований п. 6.17 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» к нормативному объему подпитки для открытых систем теплоснабжения и производительности существующих водоподготовительных установок (ВПУ), расположенных на котельной СМУП «ТСП» и БРТ Ленинградской АЭС, осуществляющих подпитку тепловой сети.

Нормативы качества химически-очищенной воды приведены в таблице 1.7.1.

Таблица 1.7.1. Усредненные показатели качества воды

Показатель качества	Исходная вода	Подпиточная вода для водогрейных котлов	Подпиточная вода для паровых котлов
Мутность, мг/кг	1,0	1,0	1,5
Солесодержание, мг/кг	185	-	120
Общая жесткость, мг-экв/кг	4,5	1,2	0,015
Кальциевая жесткость, мг-экв/кг	2,8	-	-
Щелочность, мг-экв/кг	2,9	-	-
Карбонатный индекс, (мг-экв/кг) <sup>2</sup>	-	1,5	-
Содержание железа, мкг/кг	250	250	300
Содержание кислорода, мкг/кг	-	30	30
Содержание углекислого газа, мкг/кг	-	отсутствие	отсутствие
Значение pH при 25°C	6,5-7,5	7,0-8,5	8,5-10,5
Содержание нефтепродуктов, мкг/кг	-	1000	3000
Карбонатная жесткость, мг-экв/кг	-	0,4	-

Анализ данных, приведенных в таблице 1.7.1, позволяет сделать вывод о соответствии показателей качества воды требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01.

## 1.7.2. Балансы теплоносителя

Балансы производительности ВПУ источников тепловой энергии и нормативной подпитки тепловой сети представлены в таблице 1.7.2.

Таблица 1.7.2. Баланс производительности ВПУ источников и нормативной подпитки тепловой сети

Наименование источника	Объем тепловых сетей, м <sup>3</sup>	Нормативный объем подпитки, м <sup>3</sup> /час	Производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /час	Резерв(+)/ дефицит(-) ВПУ, м <sup>3</sup> /час	Доля резерва производительности ВПУ, %
БРТ Ленинградской АЭС	24560,069	601,784	1200,000	1198,216	66,568
Котельная СМУП «ТСП»			600,000		

Анализ данных, приведенных в таблице 1.7.2, показывает, что на источниках тепловой энергии Сосновоборского городского округа наблюдаются значительные резервы производительности ВПУ (66,568%).

## 1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии

### 1.8.1. Описание видов и количества топлива

Топливом для реакторов РБМК-1000 Ленинградской АЭС является оксид урана  $UO_2$ , который включен в состав 18 стержневых ТВЭЛов, входящих, в свою очередь, в состав тепловыделяющих сборок. Топливопотребление за 2013г. в пересчете на килограммы условного топлива приведено в таблице 1.8.1.

Таблица 1.8.1. Потребление топлива ЛАЭС-1 за 2013г.

Объем тепловой энергии, Гкал	704314,6
Удельн. расход у.т., кг у.т./ Гкал	0,0001
Расход условного топлива, кг у.т.	70,431

Основным видом топлива для котельной ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» до 2013г. являлся мазут; в настоящее время – дизельное топливо. Динамика топливопотребления за период 2011 – 2013гг. приведена на рисунке 1.8.1.

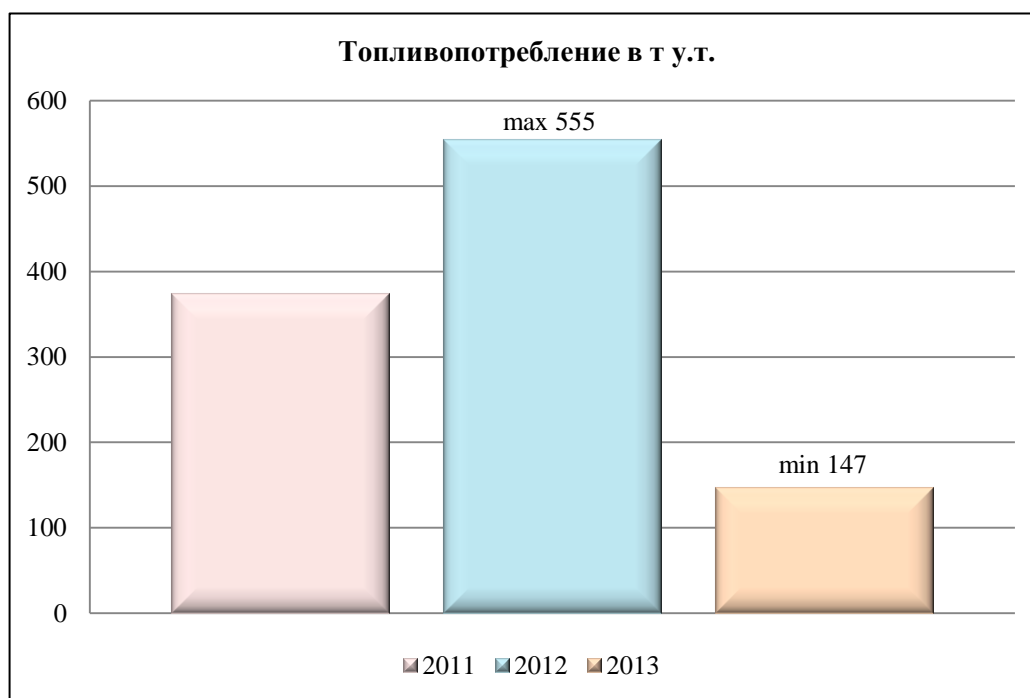


Рисунок 1.8.1. Динамика изменения расхода топлива на котельной ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова»

В течение рассматриваемого периода в структурном балансе топливопотребления произошли значительные изменения: в 2011г. доля мазута составляла 93,46% от общего топливопотребления, доля дизельного топлива – 6,54%; в 2012 г. доля мазута составила уже 72,47%, а доля дизельного топлива – 27,53%; в 2013г. доля дизельного топлива

составила 100%. Основные характеристики мазута, согласно ГОСТ 10585-99, приведены в таблице 1.8.2.

Таблица 1.8.2. Характеристики мазута (ГОСТ 10585-99)

Показатели	Марка топлива			
	Ф-5	Ф-12	40	100
<b>1. Вязкость при 50°C, не более:</b>				
условная, °ВУ	5,0	12,0	-	-
соответствующая ей кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	36,2	89,0	-	-
<b>2. Вязкость при 80°C, не более:</b>				
условная, °ВУ	-	-	8,0	16,0
соответствующая ей кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	-	-	59,0	118,0
<b>3. Вязкость при 100°C, не более</b>				
условная, °ВУ	-	-	-	6,8
соответствующая ей кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	-	-	-	50,0
<b>4. Динамическая вязкость при 0°C, Па · с, не более</b>				
	2,7	-	-	-
<b>5. Зольность, %, не более, для мазута:</b>				
малозольного	-	-	0,04	0,05
зольного	0,05	0,10	0,12	0,14
<b>6. Массовая доля механических примесей, %, не более:</b>				
	0,10	0,12	0,5	1,0
<b>7. Массовая доля воды, %, не более:</b>				
	0,3	0,3	1,0	1,0
<b>8. Содержание водорастворимых кислот и щелочей</b>				
	отсутст.			
<b>9. Массовая доля серы, %, не более, для мазута видов:</b>				
I	-	-	0,5	0,5
II	1,0	0,6	1,0	1,0
III	-	-	1,5	1,5
IV	2,0	-	2,0	2,0
V	-	-	2,5	2,5
VI	-	-	3,0	3,0
VII	-	-	3,5	3,5
<b>10. Коксуемость, %, не более</b>				
	6,0	6,0	-	-
<b>11. Содержание сероводорода</b>				
	отсутств ие	-	-	-
<b>12. Температура вспышки, °С, не ниже:</b>				
в закрытом тигле	80	90	-	-
в открытом тигле	-	-	90	110
<b>13. Температура застывания, °С, не выше</b>				
	-5	-8	10;25*	25;42*
<b>14. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (не браковочная), кДж/кг, не менее, для мазута видов:</b>				

Показатели	Марка топлива			
	Ф-5	Ф-12	40	100
I, II, III и IV	41454	41454	40740	40530
V, VI и VII	-	-	39900	39900
<b>15. Плотность при 20°C, кг/м<sup>3</sup>, не более</b>	955	960	Не нормируется. Определение обязательно	
<b>* Для мазута из высокопарафинистых нефтей</b>				
<b>Примечания.</b> - В I и IV кварталах в мазутах марок 40 и 100 допускается температура вспышки в открытом тигле не ниже 65°C, в закрытом тигле - не ниже 50°C с указанием значения показателя в договорах и контрактах. Такие мазуты не предназначены для судовых и энергетических установок. - Мазуты марок 40 и 100, изготовленные из высокопарафинистых нефтей, не предназначены для судовых котельных установок. - Показатель 15 для мазута марок 40 и 100 определяется для осуществления приемосдаточных операций.				

Основным видом топлива для котельной СМУП «ТСП» является природный газ. Динамика топливопотребления за период 2011 – 2013 гг. приведена на рисунке 1.8.2.

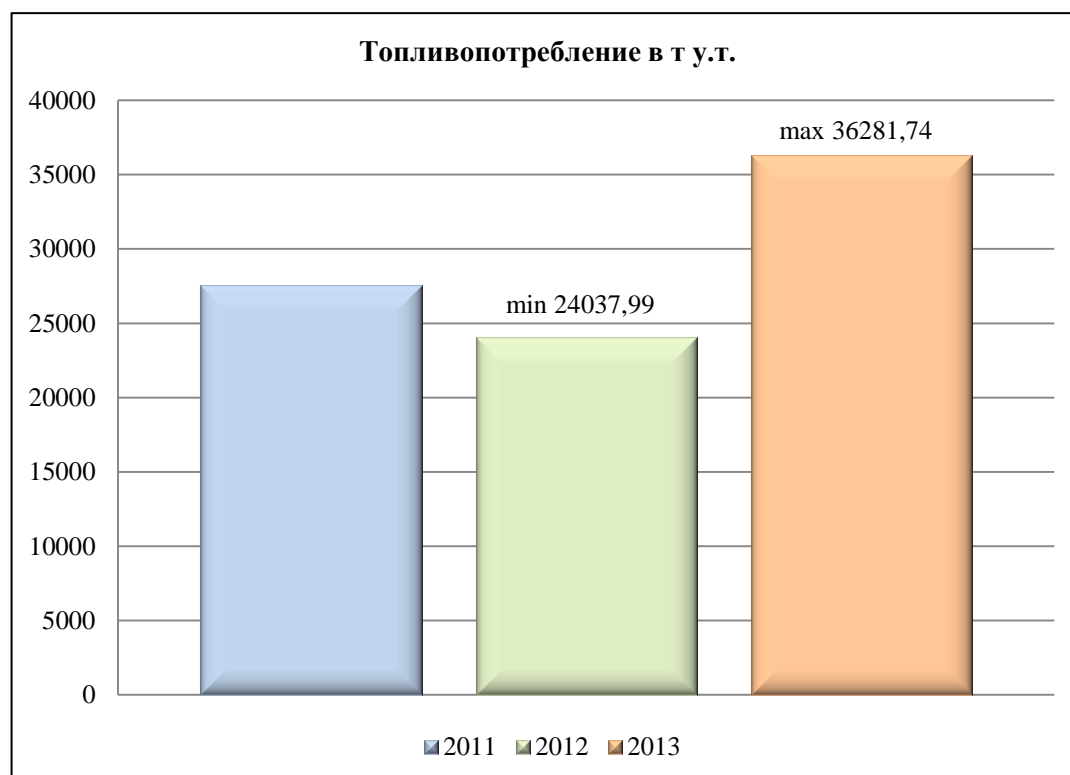


Рисунок 1.8.2. Динамика изменения расхода топлива на котельной СМУП «ТСП»

В течение рассматриваемого периода в структурном балансе топливопотребления изменений не произошло: доля природного газа в общем топливопотреблении составляет 100%.

Основные характеристики поставляемого на котельную природного газа приведены в таблице 1.8.3.

Таблица 1.8.3. Характеристики поставляемого на котельную СМУП «ТСП» природного газа

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норм. значение по ГОСТ 5542	Среднемес. показатель
1	Теплота сгорания низшая при 25°С и 101,325 кПа	МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,8 (7600)	33,84 (8083)
2	Число Воббе высшее	МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	ГОСТ 31369-2008	41,2-54,5 (9850-13000)	49,63 (11854)
3	Молярная доля кислорода	%	ГОСТ 31371.7-2008	не более 1,0	0,0061
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,02	менее 0,0001
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,036	менее 0,0002
6	Масса механических примесей в 1 м <sup>3</sup>	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отс.
7	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-77	не менее 3	не определяетс я
8	Температура точки росы газа во влаге	°С	ГОСТ 20060-83	ниже температуры газа	-30,7
9	Температура газа	°С	-	-	+6,9
10	Молярная доля азота	%	ГОСТ 31371.7-2008	-	0,74
11	Молярная доля углекислого газа	%	ГОСТ 31371.7-2008	-	0,095
12	Плотность газа при 20°С и 101,325 кПа	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 17310-02, ГОСТ 31369-2008	-	0,689 0,5719

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

Резервное и аварийное топливо на Ленинградской АЭС не предусмотрено. Создание резерва топлива на АЭС не регламентируется нормативными требованиями.

В качестве резервного топлива на котельной ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» на настоящий момент используется мазут. Объемы запасов топлива выдерживаются в соответствии с нормативными требованиями.

В качестве резервного топлива на котельной СМУП «ТСП» используется топочный мазут VII вида зольной марки М-100. Общий нормативный запас топлива составляет 713,33 т. мазута, что составляет трехдневный нормативный запас аварийного топлива.

### **1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки**

Основные характеристики поставляемого горючего природного газа приведены в таблице 8.1.3. Характеристики мазута приведены в таблице 8.1.2.

### **1.8.4. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха**

Статистика и анализ поставки топлива в зависимости от температуры наружного воздуха на Ленинградской АЭС и котельной ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» не ведется.

Поставка природного газа, как основного вида топлива для котельной СМУП «ТСП», осуществляется по магистральному газопроводу Грязовец-Ленинград, Белоусово-Ленинград, Конная Лахта, Ленинград-Выборг-Госграница. Поставщиком топлива является ООО «Газпром Газораспределение». Пропускная способность газопровода удовлетворяет потребности в топливе при работе котельной на мощности не более 100 Гкал/час, в связи с чем работа на полную располагаемую мощность после завершения пуско-наладочных работ на котлах Novotherm 58-150 невозможна.



## 1.9. Надежность теплоснабжения

### 1.9.1. Общие положения

Под надежностью системы теплоснабжения понимают способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения. Основным критерием надежности теплоснабжения является вероятность безотказной работы системы  $P$  (далее – ВБР) – способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже  $+12^{\circ}\text{C}$ , в промышленных зданиях – ниже  $+8^{\circ}\text{C}$ , более числа раз, установленного нормативами.

В соответствии с положениями РД-7-ВЭП «Расчет систем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности» в случае отказа системы теплоснабжения допускается снижение подачи тепловой энергии потребителям второй и третьей категорий Сосновоборского городского округа не более чем на 15% (таблица 1.9.1).

*Таблица 1.9.1. Допустимое снижение подачи тепловой энергии потребителям второй и третьей категорий*

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t_0^{\circ}\text{C}$				
	-10	-20	-30	-40	-50
Допустимое снижение подачи тепла в % до	78	84	87	89	91

Расчет надежности теплоснабжения Сосновоборского городского округа выполнен в соответствии с методическими указаниями, приведенными в приложении №9 к Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, утвержденным приказом Министерства регионального развития Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимый показатель ВБР для тепловых сетей следует принимать равным 0,9.

### 1.9.2. Методика расчета надежности теплоснабжения

Показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии, определяются интенсивностью (частотой) отказов участков тепловой сети  $\lambda$ . Под интенсивностью отказов понимается число отказов за год, отнесенное к единице (1 км или 1 м) протяженности тепловых сетей.

### 1.9.2.1. Расчет надежности нерезервируемых участков тепловой сети

На первом этапе определяется путь передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя. Поскольку число конечных потребителей для Сосновоборского городского округа достаточно велико, для каждого источника тепловой энергии устанавливается наиболее удаленный потребитель, для которого производится расчет надежности теплоснабжения. Такое допущение справедливо, поскольку надежность теплоснабжения наиболее удаленных потребителей зависит от надежности наибольшего количества участков тепловой сети, следовательно, является наименьшей для данной системы теплоснабжения.

На следующем этапе устанавливается перечень расчетных участков, составляющих путь передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя. Под расчетным участком понимается участок тепловой сети, ограниченный с той и другой стороны секционирующими задвижками. Для каждого расчетного участка устанавливается протяженность, диаметр и год ввода в эксплуатацию.

На основе статистической обработки данных об отказах тепловых сетей вычисляется интенсивность устойчивых отказов  $\lambda_0$ , являющая собой некоторую константу участка тепловой сети в зависимости от его срока службы. Для определения величины  $\lambda_0$  будем пользоваться эмпирической зависимостью, предложенной Е.Я. Соколовым<sup>1</sup>:

$$\lambda_0 = 0,0001 \exp(-2,8D_v), \left[ \frac{1}{\text{м} \cdot \text{год}} \right] \quad (1.9.1)$$

Далее для каждого участка определяется интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации по зависимости, близкой к распределению Вейбулла:

$$\lambda = \lambda_0(0,1\tau)^{\alpha-1}, \left[ \frac{1}{\text{м} \cdot \text{год}} \right] \quad (1.9.2)$$

где  $\tau$  – срок эксплуатации участка;  $\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5e^{(\tau/20)} & \text{при } \tau > 17 \end{cases}$ .

На основе статистической обработки данных о времени, затрачиваемом на ремонт аварийных участков тепловых сетей, вводится зависимость времени восстановления участка от его диаметра. Анализ данных о времени, затрачиваемом в Сосновоборском городском округе на ремонт тепловых сетей, приведен на рисунке 1.9.1.

---

<sup>1</sup>Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.

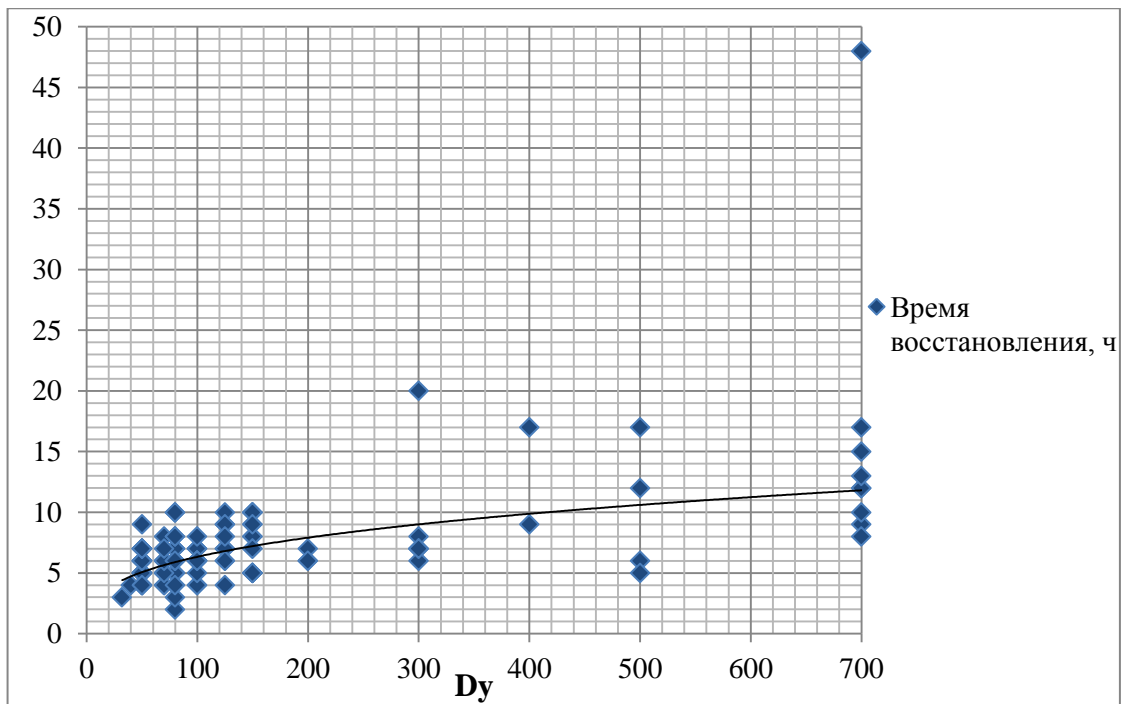


Рисунок 1.9.1. Статистика распределения времени, затрачиваемого на ремонт тепловых сетей

Для аппроксимации времени, затрачиваемого на ремонт, воспользуемся эмпирической зависимостью, предложенной Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a[1 + (b + cl_{c3})D_y^{1,2}], \quad [\text{ч}] \quad (1.9.3)$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – эмпирические коэффициенты, зависящие от типа прокладки трубопровода, способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ;  $l_{c3}$  – расстояние между секционирующими задвижками;  $D_y$  – условный диаметр трубопровода.

Далее на основе данных СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» о повторяемости температур для Сосновоборского городского округа вычисляется время снижения температуры в отапливаемых помещениях до  $+12^\circ\text{C}$  (до  $+8^\circ\text{C}$  в промышленных зданиях) в случае аварии на тепловых сетях:

$$z = \beta \ln \left( \frac{t_b - t_n}{t_{кр} - t_n} \right), \quad [\text{ч}] \quad (1.9.4)$$

где  $t_n$  – температура наружного воздуха;  $t_b$  – температура внутри помещения на момент аварии (принимается равной  $18^\circ\text{C}$ );  $t_{кр}$  – температура порога отказа теплоснабжения ( $+12^\circ\text{C}$ );  $\beta$  – коэффициент аккумуляции жилого здания.

Отказом участка будет считаться событие, в результате которого время восстановления теплоснабжения превысит время снижения температуры до критической отметки  $+12^\circ\text{C}$ . Результаты расчета времени снижения температуры представлены в таблице 1.9.2.

Таблица 1.9.2. Время снижения температуры в отапливаемых помещениях

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12°С
-26	9	7,64
-24	26	8,03
-22	44	8,45
-20	53	8,93
-18	61	9,46
-16	79	10,05
-14	123	10,73
-12	140	11,51
-10	193	12,41
-8	219	13,46
-6	321	14,71
-4	381	16,22
-2	448	18,08
0	597	20,43
2	876	23,51
4	719	27,73
6	535	33,89
8	456	43,94

Для каждой градации температуры наружного воздуха вычисляется относительная доля отказов и поток отказов участка:

$$\bar{r}_{i,j} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{(z_p)_i}\right) \cdot \frac{T_j}{T_{от}}; \quad (1.9.5)$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \cdot \sum_{j=1}^m \bar{r}_{i,j}, \quad (1.9.6)$$

где  $i$  – индекс, соответствующий участку во всей цепи до конечного потребителя;  $j$  – индекс, соответствующий градации температуры наружного воздуха;  $T_j$  – повторяемость градации температуры наружного воздуха;  $T_{от}$  – продолжительность отопительного периода (для Сосновоборского городского округа продолжительность отопительного периода составляет 5112 ч);  $\bar{r}_{i,j}$  – относительная доля отказов участка;  $\bar{\omega}_i$  – поток отказов участка.

На последнем этапе определяется ВБР участка:

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i). \quad (1.9.7)$$

ВБР всей расчетной цепи от источника тепловой энергии до конечного потребителя для не резервируемого пути определяется как произведение ВБР всех последовательных участков, входящих в ее состав:

$$P = \prod_{i=1}^N p_i. \quad (1.9.8)$$

Вероятность отказа участка и всей расчетной цепи в этом случае определяются следующим образом:

$$q_i = 1 - p_i; \quad (1.9.9)$$

$$Q = 1 - \prod_{i=1}^N p_i. \quad (1.9.10)$$

### 1.9.2.2. Расчет надежности резервируемых участков тепловой сети

При расчете надежности резервируемых участков на первом этапе, так же, как и для не резервируемых участков, выделяется путь от источника тепловой энергии до конечного потребителя. Далее выполняется структурный анализ тепловой сети, позволяющий выделить все пути, по которым можно осуществить передачу теплоносителя от источника до выделенного потребителя.

Путь от источника тепловой энергии до выделенного потребителя представляется как последовательно-параллельная или параллельно-последовательная расчетная цепь. Расчет ВБР последовательных (нерезервированных) участков тепловой сети производится в соответствии с приведенной выше методикой. Для резервированного участка, как для набора параллельных друг другу последовательных участков тепловой сети, показатели надежности которых определены в соответствии с приведенной выше методикой, устанавливается вероятность отказа:

$$q_k = \prod_{l=1}^m q_{k,l}. \quad (1.9.11)$$

Зная вероятность отказа резервируемого участка, находим ВБР резервируемого участка:

$$p_k = 1 - \prod_{l=1}^m q_{k,l}. \quad (1.9.12)$$

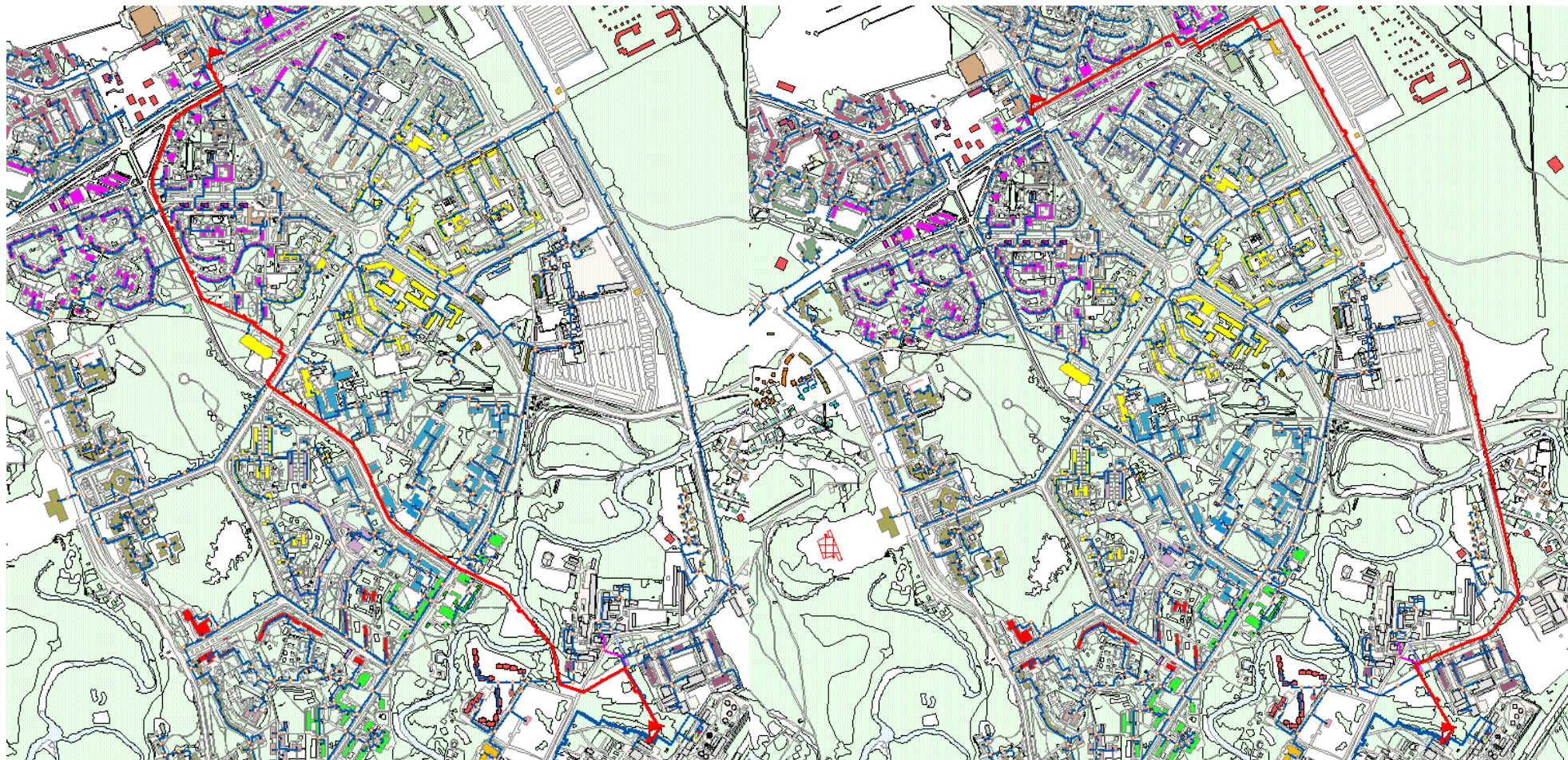
### 1.9.3. Результаты расчетов надежности теплоснабжения

В настоящем разделе приводятся описания выбранных расчетных путей и расчет надежности теплоснабжения потребителей от Ленинградской АЭС на 2014 год.

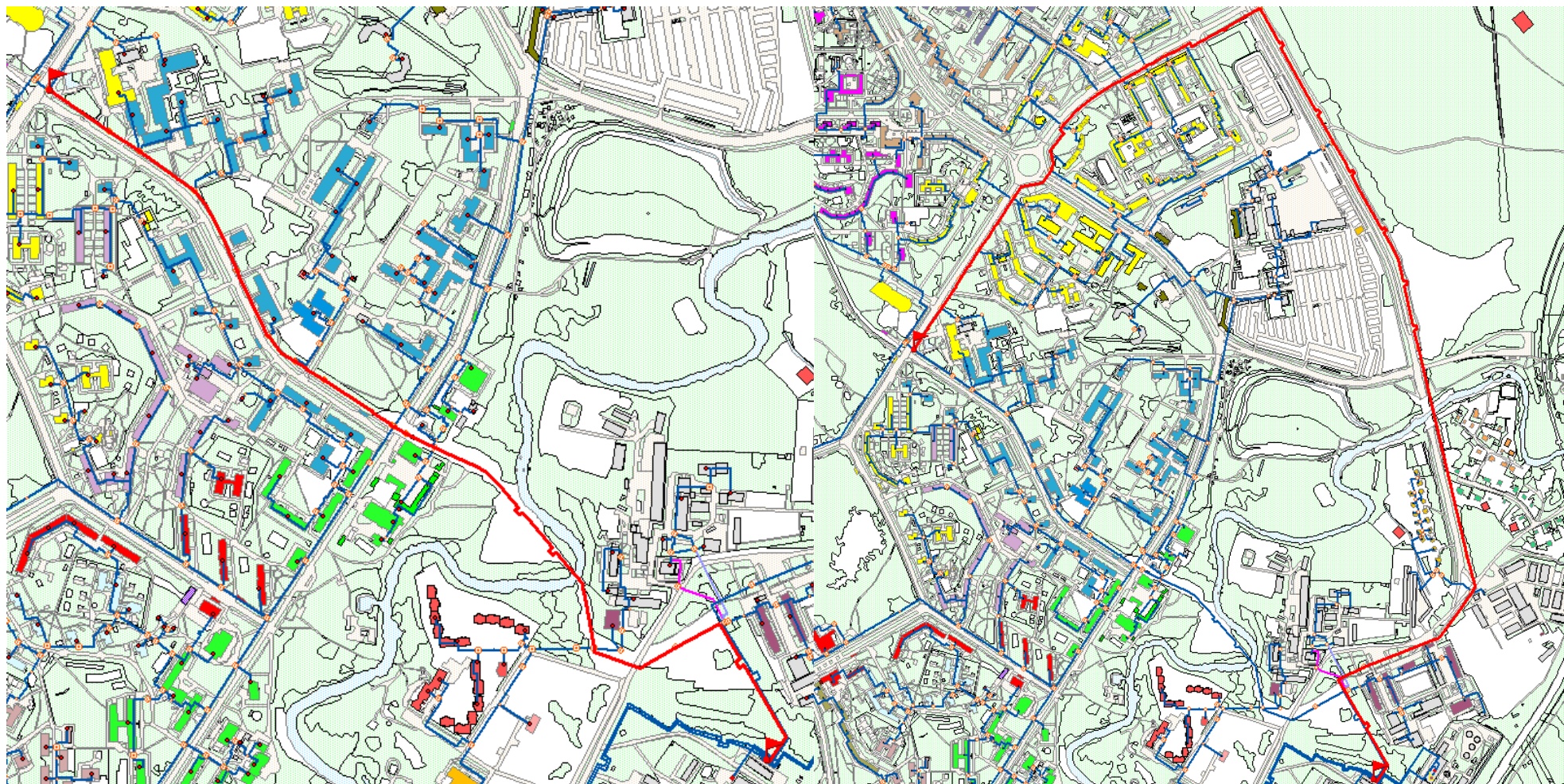
Теплоснабжение потребителей Сосновоборского городского осуществляется от БРТ ЛАЭС, городская котельная СМУП «ТСП» является резервно-пиковым источником. Система городских тепломагистралей и квартальных сетей закольцованная, тепломагистраль от БРТ до коллектора перед городской котельной (зд. 720) длиной более 5 км нерезервируемая.

В качестве расчетного пути для определения надежности теплоснабжения потребителей Сосновоборского городского округа был выбран путь от БРТ до ТК-40. Этот путь включает нерезервируемый участок от БРТ до здания 720, а также два

резервируемых участка от здания 720 до ТК-20 и от ТК-20 до ТК-40 по тепломагистралям «Город-1» и «Город-2». Трассировка расчетного пути в городской зоне от здания 720 до ТК-40 приведена на рисунках 1.9.2 – 1.9.4. Результаты расчета надежности приведены в таблице 1.9.3 и в графическом виде на рисунке 1.9.5.

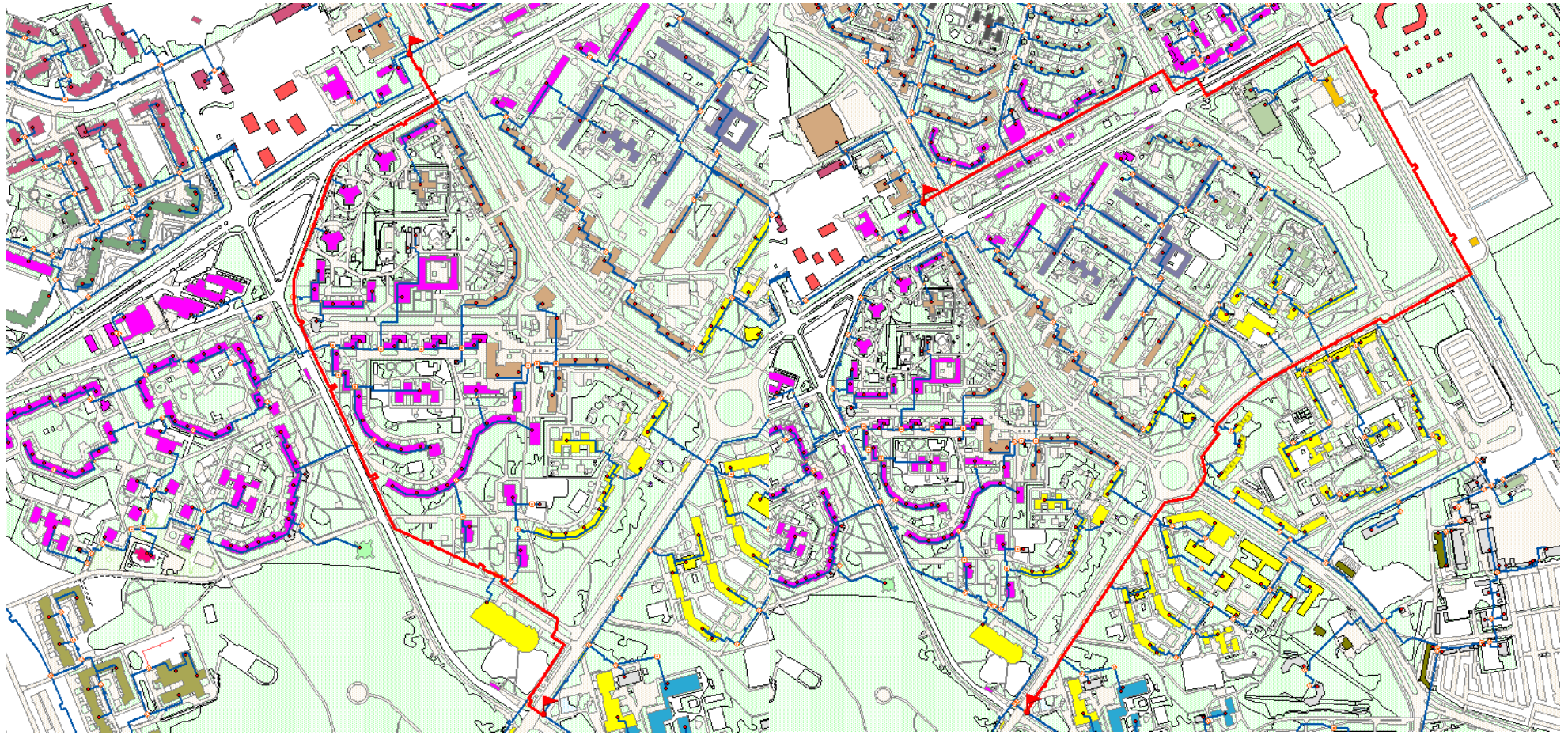


*Рисунок 1.9.2. Трассировка расчетного пути в городской зоне от здания 720 до ТК-40 по тепломагистралям «Город-1» (слева) и «Город-2»*



*Рисунок 1.9.3. Трассировка основного резервированного участка №1 от здания 720 до ТК-20 (по т/м «Город-1», слева) и основного резервирующего участка №1 (по т/м «Город-2»)*





*Рисунок 1.9.4. Трассировка основного резервированного участка №2 от ТК-20 до ТК-40 (по т/м «Город-1», слева) и основного резервирующего участка №2 (по т/м «Город-2»)*

Таблица 1.9.3. Результаты расчета надежности теплоснабжения

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки сети	$\lambda$ , 1/м/год	Zp, ч	Относительная доля отказов тепловой сети	Поток отказов тепловой сети	ВБР
<b>БРТ ЛАЭС - зд. 720</b>												
1	Запорная арматура в БРТ	Пав-2 (Промзона)	1541,2	1	1	Надземная	1988	0,00003510	14,59	0,03962052	0,0021433	0,99785899
2	Пав-2 (Промзона)	Пав-3 (Промзона)	1855,92	1	1	Надземная	1988	0,00003510	16,37	0,06159487	0,0040124	0,99599559
3	Пав-3 (Промзона)	Врезка на Пав "УАТ"	662,48	1	1	Надземная	1988	0,00003510	9,80	0,00372597	8,664E-05	0,99991336
4	Врезка на Пав "УАТ"	Врезка на НИЭФА	1224	1	1	Надземная	1988	0,00003510	12,89	0,02301629	0,0009888	0,99901166
5	Врезка на НИЭФА	Запорная арматура в Зд.720	1344,12	1	1	Надземная	1988	0,00003510	13,55	0,02890255	0,0013636	0,99863735
											ВБР	0,99144202
											ВО	0,00855798
<b>Магистралы "Город-1", "Город-2" (зд. 720 - ТК-40)</b>												
<b>Основной резервированный участок №1 (зд. 720 - ТК-20 по магистрали "Город-1")</b>												
1	Запорная арматура в Зд.720	ТК-1	282	0,7	0,7	Надземная	1988	0,00008130	13,02	0,02412989	0,0005532	0,99944691
2	ТК-1	ТК-2	84,5	0,7	0,7	Подземная канальная	1988	0,00008130	7,37	0	0	1
3	ТК-2	ТК-3	155,9	0,7	0,7	Подземная канальная	1998	0,00002254	7,67	5,9356E-06	2,086E-08	0,99999998
4	ТК-3	Пав. 3	513,51	0,7	0,7	Надземная	1998	0,00002254	13,02	0,02412989	0,0002793	0,99972078
5	Пав. 3	ТК-4	12	0,7	0,7	Подземная канальная	1998	0,00002254	7,06	0	0	1
6	ТК-4	переход	25,95	0,7	0,7	Подземная канальная	1998	0,00002254	7,12	0	0	1
7	переход	ТК-5а	5	0,5	0,5	Подземная канальная	1988	0,00014234	6,85	0	0	1
8	ТК-5а	ТК-16	374,84	0,5	0,5	Подземная канальная	1971	0,01291535	7,90	5,5632E-05	0,0002693	0,99973071
9	ТК-16	ТК-20	446,67	0,5	0,5	Подземная канальная	1992	0,00008060	8,10	0,00014344	5,164E-06	0,99999484
											ВБР	0,9988936
											ВО	0,0011064

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки сети	$\lambda$ , 1/м/год	Zp, ч	Относительная доля отказов тепловой сети	Поток отказов тепловой сети	ВБР	
<b>Основной резервирующий участок №1 (зд. 720 - ТК-20 по магистрали "Город-2")</b>													
1	Запорная арматура в Зд.720	ТК-72	393,77	0,7	0,7	Надземная	1988	0,00008130	13,02	0,02412989	0,0007725	0,99922778	
2	ТК-72	Пав. 7	441,76	0,7	0,7	Подземная канальная	1985	0,00013627	8,88	0,00111206	6,695E-05	0,99993306	
3	Пав. 7	Пав. 5	1091,46	0,7	0,7	Надземная	1985	0,00013627	13,02	0,02412989	0,003589	0,99641743	
4	Пав. 5	ТК-47	232	0,3	0,3	Подземная канальная	1987	0,00029320	7,04	0	0	1	
5	ТК-47	ТК-49	132	0,3	0,3	Подземная канальная	1975	0,00515700	6,89	0	0	1	
6	ТК-49	ТК-54	405,22	0,3	0,3	Подземная канальная	1984	0,00050623	7,31	0	0	1	
7	ТК-54	ТК-20	630,51	0,3	0,3	Подземная канальная	1972	0,01513465	7,65	1,8051E-06	1,723E-05	0,99998277	
											ВБР	0,99556417	
											ВО	0,00443583	
											ВБР уч. №1		0,99999509
											ВО уч. №1		4,9078E-06
<b>Основной резервированный участок №2 (ТК-20 - ТК-40 по магистрали "Город-1")</b>													
1	ТК-20	ТК-94	30,61	0,4	0,4	Подземная канальная	1990	0,00013956	6,83	0	0	1	
2	ТК-94	ТК-80	354	0,4	0,4	Подземная канальная	1975	0,00389757	7,53	0	0	1	
3	ТК-80	ТК-82	426	0,4	0,4	Подземная канальная	1975	0,00389757	7,68	8,8053E-06	1,462E-05	0,99998538	
4	ТК-82	ТК-87	532,56	0,3	0,3	Подземная канальная	1977	0,00276709	7,50	0	0	1	
5	ТК-87	ТК-40	99	0,3	0,3	Подземная канальная	1978	0,00207926	6,84	0	0	1	
											ВБР	0,99998538	
											ВО	1,462E-05	
<b>Основной резервирующий участок №1 (ТК-20 - ТК-40 по магистрали "Город-2")</b>													
1	Пав. 5	ТК-62	11	0,7	0,7	Подземная канальная	1985	0,00013627	7,06	0	0	1	
2	ТК-62	ТК-46	557,3	0,7	0,7	Надземная	1985	0,00013627	13,02	0,02412989	0,0018325	0,99816913	
3	ТК-46	Пав. 4	95	0,7	0,7	Подземная канальная	1985	0,00013627	7,41	0	0	1	
4	Пав. 4	ТК-45	270	0,7	0,7	Подземная	1985	0,00013627	8,15	0,00018246	6,714E-06	0,99999329	

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки сети	$\lambda$ , 1/м/год	Zp, ч	Относительная доля отказов тепловой сети	Поток отказов тепловой сети	ВБР
						канальная						
5	ТК-45	ТК-42	508,31	0,7	0,7	Подземная канальная	1983	0,00020244	9,16	0,00179711	0,0001849	0,99981509
8	ТК-42	ТК-40	199	0,7	0,7	Подземная канальная	1978	0,00067842	7,85	4,544E-05	6,135E-06	0,99999387
											ВБР	0,99797174
											ВО	0,00202826
											ВБР уч. №2	0,99999997
											ВО уч. №2	2,9653E-08
											ВБР зд. 720 - ТК-40	0,99999506
											ВО зд. 720 - ТК-40	4,9375E-06
											ВБР БРТ - ТК-40	0,99143713
											ВО БРТ - ТК-40	0,00856287

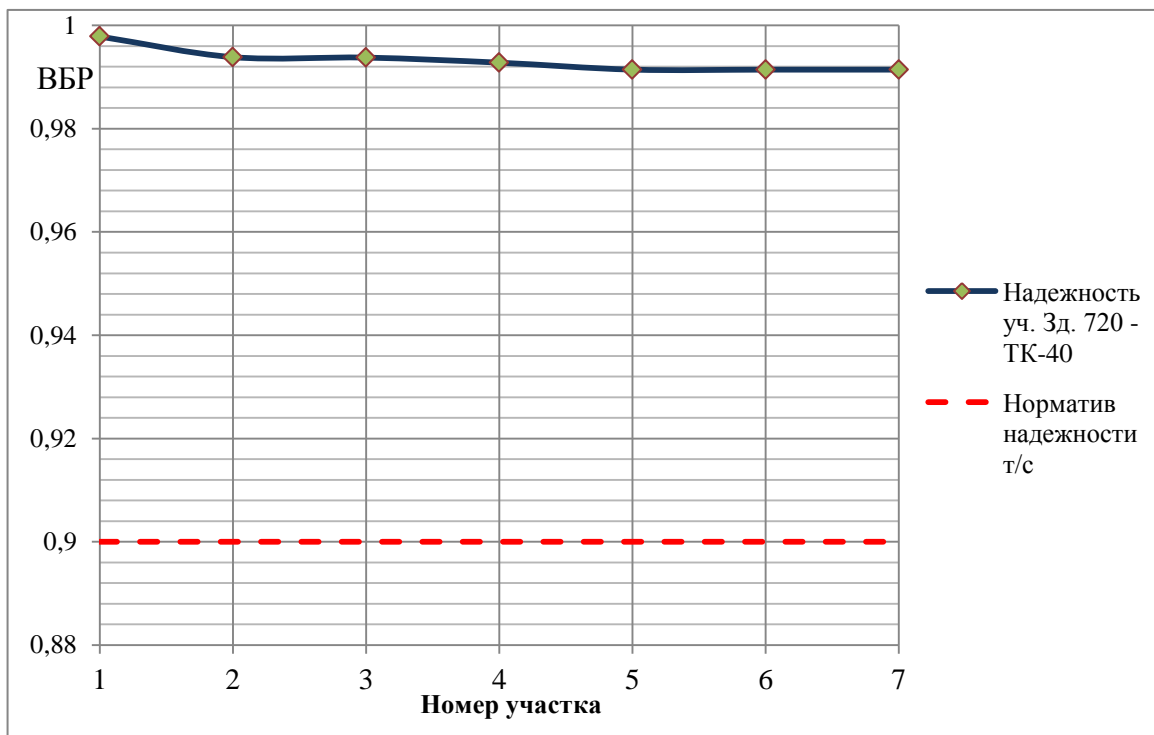


Рисунок 1.9.5. Результаты расчета надежности теплоснабжения Сосновоборского городского округа

Как видно из полученных результатов, по состоянию на 2014г. условия надежного теплоснабжения потребителей Сосновоборского городского округа соблюдаются.

#### 1.9.4. Анализ аварийных отключений потребителей

Статистика инцидентов на тепловых сетях СМУП «ТСП» приведена на рисунке 1.9.6.

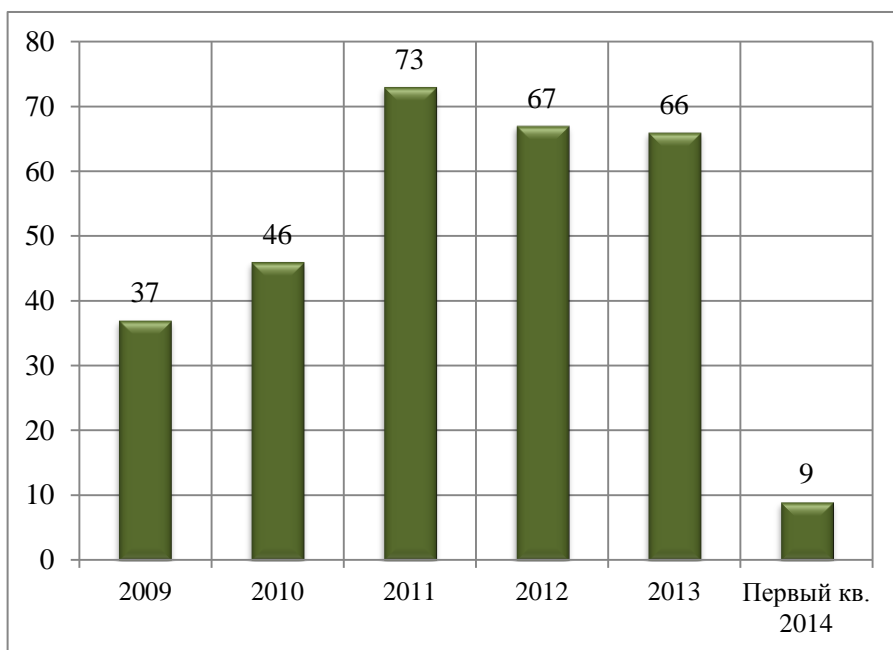


Рисунок 1.9.6. Статистика отказов на тепловых сетях СМУП «ТСП»

Анализ рисунка 1.9.6 показывает, что в период с 2011 по 2013гг. аварийность на тепловых сетях СМУП «ТСП» находилась на высоком уровне. Стоит отметить, что в последнее время на сетях СМУП «ТСП» в отопительный период регулярно происходит не менее 5 аварий на тепломагистралях ДУ300 – ДУ700. Так, 05.11.2013г. произошла серьезная авария на тепломагистрали «Город-2» 2ДУ700, приведшая к снижению параметров теплоносителя для 7 жилых микрорайонов. Ликвидация аварии заняла 2-е суток.

Высокий уровень аварийности на тепловых сетях СМУП «ТСП» связан с большим количеством тепловых сетей со сроком службы, превышающим нормативный.

#### **1.9.5. Анализ времени восстановления теплоснабжения после аварийных отключений**

По предоставленным исходным данным среднее время восстановления теплоснабжения после аварийных отключений не превышает 24 часов.

## **1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

### **1.10.1. Общие положения**

В соответствии с п. 19 Постановления Правительства Российской Федерации от 05.07.2013г. №570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования» информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации должна содержать следующие сведения:

- 1) о выручке от регулируемого вида деятельности (тыс. рублей) с разбивкой по видам деятельности;
- 2) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);
- 3) о чистой прибыли, полученной от регулируемого вида деятельности, с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации (тыс. рублей);
- 4) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки (тыс. рублей);
- 5) о валовой прибыли (убытках) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);
- 6) о годовой бухгалтерской отчетности, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемой организацией, выручка от регулируемой деятельности которой превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год);
- 7) об установленной тепловой мощности объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии (Гкал/ч);
- 8) о тепловой нагрузке по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (Гкал/ч);
- 9) об объеме вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал);
- 10) об объеме приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал);
- 11) об объеме тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе определенном по приборам учета и расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг) (тыс. Гкал);

- 12) о нормативах технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом (Ккал/ч·мес.);
- 13) о фактическом объеме потерь при передаче тепловой энергии (тыс. Гкал);
- 14) о среднесписочной численности административно-управленческого персонала (человек);
- 15) об удельном расходе условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности (кг у. т./Гкал);
- 16) об удельном расходе электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. кВт·ч/Гкал);
- 17) об удельном расходе холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (м<sup>3</sup>/Гкал).

### **1.10.2. Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция»**

Ленинградская атомная станция является филиалом Открытого акционерного общества «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (ОАО «Концерн Росэнергоатом»).

ЛАЭС включает в себя четыре энергоблока. Электрическая мощность одного энергоблока – 1000 МВт, тепловая – 3200 МВт. Проектная выработка составляет 28 млрд кВт·ч в год. На собственные нужды станция потребляет около 8% от производимой электроэнергии. Проектный ресурс каждого энергоблока составляет 30 лет, но в результате широкомасштабной модернизации сроки эксплуатации в соответствии с полученными лицензиями Ростехнадзора продлены на 15 лет для каждого из четырех энергоблоков: 1-го энергоблока – до 2018 года, 2-го энергоблока – до 2020 года, 3-го и 4-го энергоблоков – до 2025 года.

Ленинградская АЭС – крупнейший производитель электрической энергии на Северо-Западе России. Станция обеспечивает более 50% энергопотребления Санкт-Петербурга и Ленинградской области. В топливно-энергетическом балансе всего Северо-Западного региона на долю Ленинградской АЭС приходится около 28%.

ЛАЭС является основным поставщиком тепловой энергии для населения и промышленных предприятий Сосновоборского городского округа.

В августе 2007 года начато строительство ЛАЭС-2. Замещающие мощности с водородными энергетическими реакторами усовершенствованного типа (ВВЭР)



установленной мощностью 1200 МВт каждый сменяют существующие энергоблоки ЛАЭС с реакторами РБМК.

Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности, включая структуру основных производственных затрат филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» за 2013 год представлены в таблице 1.10.1.

*Таблица 1.10.1. Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности Филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» за 2013 год*

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	Значение
1	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс. руб	163 963,81
1.1	Производство тепловой энергии	тыс. руб	163 963,81
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб	226 298,95
2.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб	0,00
2.2	Расходы на топливо	тыс. руб	48 302,87
2.2.1	Объем	ед.	1,00
2.2.2	Стоимость за единицу объема	тыс. руб	48 302,87
2.2.3	Стоимость доставки	тыс. руб	0,00
2.2.4	Способ приобретения	х	прямые договора без торгов
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб	1 457,38
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	2,46
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	24 586,90
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб	0,00
2.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб	4 177,60
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб	41 050,12
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб	12 119,01
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб	2 387,01
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб	591,74
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб	68 594,13
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб	37,26
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс. руб	0,00
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб	0,00
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб	0,00
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс. руб	3 021,12
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб	17,64
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб	414,85

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	Значение
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс. руб	16 646,16
2.14.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс. руб	27 914,55
2.15.1	Работы (услуги) производственного характера	тыс. руб	1 686,79
2.15.2	Сырье и материалы	тыс. руб	5 151,17
2.15.3	Расходы на обращение ОЯТ	тыс. руб	272,34
2.15.4	Расходы на обращение с РАО	тыс. руб	1 386,86
2.15.5	Страхование работников	тыс. руб	2 626,38
2.15.6	Платежи за загрязнение окружающей среды	тыс. руб	15,98
2.15.7	Страхование имущества и ответственности	тыс. руб	6 439,00
2.15.8	Услуги по охране	тыс. руб	920,25
2.15.9	Командировочные расходы	тыс. руб	297,34
2.15.10	Обеспечение нормальных условий труда и ТБ	тыс. руб	4 176,58
2.15.11	Перевозка персонала к месту работы и обратно	тыс. руб	509,21
2.15.12	Подготовка и переподготовка кадров	тыс. руб	345,83
2.15.13	Представительские расходы	тыс. руб	0,11
2.15.14	Расходы на связь	тыс. руб	67,23
2.15.15	Другие прочие расходы	тыс. руб	3 505,82
2.15.16	Госпошлина	тыс. руб	2,32
2.15.17	Плата за водопользование	тыс. руб	471,47
2.15.18	Покупная тепловая энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб	39,87
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб	-62 335,00
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб	0,00
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс. руб	0,00
5	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс. руб	0,00
5.1	За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс. руб	0,00
6	Стоимость переоценки основных фондов	тыс. руб	0,00
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	549,00
8	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	87,86
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	820,2711

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	Значение
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	704,3146
10.1	Определенном по приборам учета	тыс. Гкал	704,3146
10.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00
11	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес.	0,00
12	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	55,00
14	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	3,00
15	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг усл. топл./Гкал	0,0001
16	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс кВт·ч/Гкал	0,03
17	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	м <sup>3</sup> /Гкал	3,60

По результатам работы Ленинградской АЭС за 2013 год фактические убытки от деятельности по производству тепловой энергии составили 62,3 млн. руб., то есть для безубыточной работы выручка от реализации тепловой энергии должна быть выше на 38%, для получения прибыли по указанному виду деятельности тариф должен вырасти более чем на 40%.

На основании аналитической записки к обоснованию тарифов, основная проблема, выявленная в процессе тарифного регулирования – это сдерживание региональным регулятором тарифов на отпуск тепловой энергии в пределах индекса роста, установленного ФСТ России, что не покрывает затрат на производство тепловой энергии.

Основными причинами роста расходов на производство тепловой энергии по Ленинградской АЭС являются:

- Рост коэффициента отнесения затрат на теплоэнергию, рассчитываемого пропорционально доле тепловой энергии в общем объеме, направляемой как на производство электрической энергии, так и отпускаемой непосредственно для целей теплоснабжения, в связи со снижением производства электрической энергии по причине проведения работ по восстановлению ресурсных характеристик на энергоблоках ЛАЭС;

- Увеличение амортизационных отчислений в связи с введением новых объектов (ККХОЯТ и РАО) и проведением работ по модернизации действующих энергоблоков в рамках долгосрочной инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом».

### **1.10.3. ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова»**

К основной деятельности Института относится комплексная отработка и испытания новых конструкторских, технологических и технических решений перспективных судовых ядерных энергетических установок (ЯЭУ), АЭС и других объектов атомной энергетики (ОАЭ), их частей и систем.

Осуществление указанной деятельности реализуется по следующим научно-техническим направлениям:

- эксплуатация и проведение комплексных испытаний стендовых ЯЭУ;
- выработка решений и рекомендаций по созданию новых ЯЭУ, модернизации ЯЭУ и установок-прототипов по результатам их испытаний;
- комплексное расчетно-экспериментальное обоснование безопасности АЭС;
- проектирование, создание и эксплуатация автоматизированных систем научных исследований (АСНИ) ЯЭУ, обеспечивающих сбор, анализ и хранение экспериментальной информации;
- проектирование и создание автоматизированных систем управления технологическими процессами и информационной поддержки, расчетно-моделирующих комплексов и тренажерных систем для подготовки персонала и исследования эксплуатационных и аварийных режимов установок ядерной энергетики и других производств;
- расчетно-экспериментальные исследования по нейтронной физике, теплофизике, нестационарным и аварийным процессам;
- проведение научных, опытно-конструкторских и экспериментальных исследований по химии и радиохимии, водно-химическим и газовым режимам технологических сред, дозиметрии и радиационной защите, дезактивации оборудования ЯЭУ и других объектов атомной энергетики;
- проектирование и создание программно-технических средств химического, радиационного, радиохимического контроля технологических сред, газоаэрозольных выбросов и водных сбросов ОАЭ;
- проектирование и разработка гибких химических и радиохимических технологий, воднохимического и газового режимов проектируемых, действующих и реконструируемых АЭС и других объектов атомной энергетики, создание и использование технологий обращения с радиоактивными отходами;
- конструирование измерительных преобразователей (первичных и промежуточных) и приборов теплоэнергетических, механических и электрических параметров для систем контроля, управления и диагностирования ОАЭ, а также

технических средств и методов метрологического обеспечения испытаний, аттестации, калибровки, поверки и наладки измерительных каналов систем ОАЭ;

– разработка методов, технологии и средств проведения диагностики и контроля ТВЭЛ, других элементов активных зон, их хранения и перегрузки;

– отработка навыков управления персоналом объектов ядерной энергетики на стендах-прототипах, тренажерах и моделирующих комплексах.

Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» по оказанию услуг в сфере производства, передачи и сбыта тепловой энергии за 2013 год приведены в таблице 1.10.2.

Таблица 1.10.2. Техничко-экономические плановые и отчетные показатели работы ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» за 2013 год (по регулируемому виду деятельности – производство и передача тепловой энергии)

№п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	(2013 год), утв. ЛенРТК	План (2013 год) утв-ый ЛенРТК (в доле на сторонних потребителей)	Отчет (2013 год)	% выполнения
1.	Собственная выработка теплоэнергии	тыс. Гкал	0,531		0,911	0,00%
2.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	0,480		0,420	0,00%
3.	Покупная тепловая энергия (НИТИ + сторонние)	тыс. Гкал	89,728		68,247	76,06%
4.	Отпуск тепловой энергии в сеть (НИТИ+ сторонние)	тыс. Гкал	90,208		68,667	76,12%
5.	Потери в сети	тыс. Гкал	7,216		5,373	74,46%
6.	Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	82,992		63,294	76,27%
6.1.	В том числе сторонним потребителям	тыс. Гкал	27,63		15,720	56,91%
7.	<b>Затраты по производству, всего</b>	<b>тыс. руб.</b>		<b>13 194,0</b>	<b>9 332,23</b>	<b>70,73%</b>
	в том числе:		-	-	-	-
7.1.	топливо на технологические цели	тыс. руб.	1170,54	389,6	1 120,84	287,67%
7.2.	услуги производственного характера	тыс. руб.	595,82	198,3	297,16	149,84%
7.3.	ремонтные работы, всего	тыс. руб.	-	-	607,87	-
	в том числе:		-	-	-	-
7.3.1.	услуги подрядных организаций	тыс. руб.	-	-	30,26	-
7.3.2.	заработная плата ремонтных рабочих с учетом страховых платежей	тыс. руб.	-	-	566,60	-
7.3.3.	вспомогательные материалы для ремонтных работ	тыс. руб.	-	-	10,98	-
7.4.	заработная плата производственных рабочих	тыс. руб.	7629,07	2 539,4	1 938,66	76,34%
7.5.	отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2303,97	766,9	530,61	69,19%
7.6.	амортизационные отчисления	тыс. руб.	1635,98	544,6	408,15	74,95%
7.7.	покупка теплоэнергии	тыс. руб.	21743,63	7 237,7	3 585,54	49,54%
7.8.	общехозяйственные расходы, относимые на регулируемую деятельность (на товарную ТЭ), всего	тыс. руб.		1455,27	787,06	54,08%
	в том числе:		-	-	-	-
7.8.1.	заработная плата АУП	тыс. руб.		582,1	355,52	61,07%
7.8.2.	отчисления на социальные нужды	тыс. руб.		174,6	82,64	47,32%
7.8.3.	арендная плата	тыс. руб.		-	-	-
7.8.4.	прочие общехоз. расходы	тыс. руб.		698,5	698,5	49,90%
7.9.	прочие расходы	тыс. руб.	186,9	62,2	56,33	30,14%
8.	<b>Затраты по передаче тепловой энергии</b>	<b>тыс. руб.</b>		<b>2 669,1</b>	<b>2 275,84</b>	<b>85,27%</b>
8.1.	услуги производственного характера	тыс. руб.	-	-	121,38	-
8.2.	ремонтные работы, всего	тыс. руб.	-	-	248,28	-
	в том числе:		-	-	-	-
8.2.1.	услуги подрядных организаций	тыс. руб.	-	-	12,36	-
8.2.2.	заработная плата ремонтных рабочих с учетом страховых платежей	тыс. руб.	-	-	231,47	-
8.2.3.	вспомогательные материалы для ремонтных работ	тыс. руб.	-	-	4,50	-
8.3.	заработная плата производственных рабочих	тыс. руб.	3047,07	1 014,26	774,31	76,34%

№п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	(2013 год), утв. ЛенРТК	План (2013 год) утв-ый ЛенРТК (в доле на сторонних потребителей)	Отчет (2013 год)	% выполнения
8.4.	отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	920,22	306,31	211,93	69,19%
8.5.	амортизационные отчисления	тыс. руб.	2607,88	868,07	650,63	74,95%
8.6.	общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	454,57		454,57	454,57
8.6.1.	заработная плата АУП	тыс. руб.	186,37		113,83	61,07%
8.6.2.	отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	55,91		26,46	47,32%
8.6.3.	арендная плата	тыс. руб.	-		-	-
8.6.4.	прочие общехоз. расходы	тыс. руб.	212,28		105,92	49,90%
8.7.	прочие расходы	тыс. руб.	77,86	25,92	23,47	90,56%
<b>9.</b>	<b>Итого затраты по производству и передаче тепловой энергии</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>15 863,11</b>		<b>11 608,07</b>	<b>73,18%</b>
<b>10.</b>	<b>Реализация продукции (услуг)</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>17 738,12</b>		<b>10 071,86</b>	<b>56,78%</b>
11.	Прибыль от реализации продукции (услуг)	тыс. руб.	-		-1 536,21	
	кроме того расходы из прибыли на развитие производства и соц. выплаты	тыс. руб.	-	-	-79,20	-
	налоги, сборы, платежи		-	-	-115,42	-
<b>12.</b>	<b>Итого прибыль за отчетный период</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>-</b>		<b>-1730,83</b>	
	Убыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования 2012 год (справочно)	тыс. руб.	-	-	11768,55	
	частичное возмещение ЛенРТК убытка, полученного в 2011 году (справочно)	тыс. руб.		-	1 875,00	
	<b>СПРАВОЧНО:</b>		-	-	-	-
1.	Расход условного топлива на производство тепловой энергии	т.у.т.	-	-	147,0	-
	в том числе: газ	т.у.т.	-	-	-	-
		т.у.т.	-	-	-	-
		т.у.т.	-		-	-
	диз.топливо	т.у.т.	83,74		147,0	-
	то же в натуральном выражении		-	-	-	-
	газ	тыс. куб. м	-	-	-	-
		т	-	-	-	-
		т	-	-	-	-
	диз.топливо	т	59,01		101,07	-
2.	Удельный расход условного топлива на производство теплоэнергии, всего	кг/Гкал	157,69		161,30	-
6.	Цена: газ	руб./тыс. куб.м.	-		-	-
		руб./т	-		-	-
		руб./т	-		-	-
	диз.топливо	руб./т	19 835,10		23 459,00	
7.	Заработная плата производственного персонала (по регулируемым видам деятельности)	тыс. руб.	3 553,7		2987,34	84,06%
8.	Заработная плата общехозяйственного персонала (по регулируемым видам деятельности)	тыс. руб.	768,5		469,34	61,07%
9.	Численность производственного персонала, всего	чел.	2 068,0		2068,0	-
	в том числе по регулируемым видам деятельности, без учета вакансий:		6,5		5,04	-
	производство электроэнергии	чел.	-		-	-
	передача электроэнергии	чел.	-		-	-
	производство теплоэнергии	чел.	6,5		5,04	-
	передача теплоэнергии	чел.	-		-	-
10.	Численность общехозяйственного персонала, всего	чел.	-	-	-	-
	в том числе по регулируемым видам деятельности:		-	-	-	-
	производство электроэнергии	чел.	-	-	-	-
	передача электроэнергии	чел.	-	-	-	-
	производство теплоэнергии	чел.	-	-	-	-
	передача теплоэнергии	чел.	-	-	-	-
11.	Средняя заработная плата на 1 человека в месяц	руб.	45 560,21		49 348,06	108,39%
12.	Выручка от реализации продукции, работ и услуг,	тыс. руб.	17 738,12		10 071,86	56,78%

№п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	(2013 год), утв. ЛенРТК	План (2013 год) утв-ый ЛенРТК (в доле на сторонних потребителей)	Отчет (2013 год)	% выполнения
13.	Себестоимость реализации продукции, работ и услуг, всего	тыс. руб.	15 863,11		11608,07	63,11
12.	Общехозяйственные расходы, всего	тыс.руб.	1 909,84		1 909,84	54,08%
	в том числе:					
	<i>заработная плата АУП</i>	<i>тыс. руб.</i>	768,48		469,34	61,07%
	<i>отчисления на социальные нужды</i>	<i>тыс. руб.</i>	230,54		109,10	47,32%
	<i>арендная плата</i>	<i>тыс. руб.</i>	-		-	-
	<i>прочие общехоз. расходы</i>	<i>тыс. руб.</i>	910,81		454,47	49,90%

Деятельность по производству и передаче тепловой энергии для ФГУП НИТИ им. А.П. Александрова в 2013 году принесла убытки в размере 11,8 млн. руб. в связи с невыполнением заявок строящейся ЛАЭС-2 на потребление тепловой энергии. Установление тарифов методом индексации не позволяет компенсировать образовавшиеся убытки в полном объеме в следующем периоде регулирования тарифа. Убыток покрывается прибылью от основных видов деятельности Института.

#### **1.10.4. Сосновоборское муниципальное унитарное предприятие «Теплоснабжающее предприятие» (СМУП «ТСП»)**

Сосновоборское муниципальное унитарное предприятие «Теплоснабжающее предприятие» осуществляет свою деятельность в соответствии с Уставом, зарегистрированным от 27 января 2004 г. на основании Постановления администрации муниципального образования Сосновоборский городской округ Ленинградской области о преобразовании ФГУДП «ТСП» № 1210 от 31.12.2003 г.

Основной производственной деятельностью СМУП «ТСП» является выработка распределение и транспортирование тепловой энергии в виде пара и горячей воды на нужды Муниципального Образования Сосновоборского городского округа коммунально-бытового комплекса и промышленной зоны, обеспечение работоспособности котельной и тепловых сетей, находящихся на балансе предприятия.

Производственные и административные объекты предприятия располагаются в пределах административных границах МО Сосновоборский городской округ Ленинградской области общей площадью 5,2 га.

СМУП «ТСП» осуществляет эксплуатацию котельного оборудования и тепловых сетей на основании Распоряжения администрации муниципального образования «Сосновоборский городской округ» о закреплении за предприятием имущества на праве хозяйственного ведения переданного на баланс предприятия № б/н от 27.01.2004г и № 57-р от 29.10.2004г.

Предприятие работает в резервно-пиковом режиме параллельно с Бойлерной районного теплоснабжения Ленинградской атомной станции, производит, распределяет и

транспортирует тепловую энергию в виде горячей воды для нужд отопления, вентиляции и ГВС населения и промышленных предприятий Сосновоборского городского округа. Суммарный отпуск тепловой энергии потребителям Сосновоборского городского округа за 2010 год составил 627553 Гкал. Для обеспечения тепловой энергией в резервно-пиковом режиме работы предприятия установлены два водогрейных котла марки ПТВМ-50 и два паровых котла марки ДКВР 10/13.

Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности, включая структуру основных производственных затрат, СМУП «ТСП» в сфере производства, и передачи и сбыта тепловой энергии за 2013 год приведены в таблице 1.10.3.

Таблица 1.10.3. Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности СМУП «ТСП» за 2013 год

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение	
1	Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)	х	производство (некомбинированная выработка)+передача+сбыт	
2	Выручка от регулируемой деятельности, всего	тыс. руб.	276 160,87	
2.1	горячее водоснабжение	тыс. руб.	68 490,81	
2.2	тепловая энергия на отопление	тыс. руб.	207 670,06	
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс. руб.	283 093,59	
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	148 096,56	
3.2	Расходы на топливо	тыс. руб.	12 944,28	
3.2.1	газ природный	Стоимость	тыс. руб.	4,3662
		Объем	тыс. м куб.	2 964,628
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	4,3662
		Способ приобретения	х	газопровод
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс. руб.	6 913,64	
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч	руб.	3,04949	
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	2 267,15	
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	5 906,60	
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	320,44	
3.6.1	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	31 004,07	
3.6.2	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	9 179,30	
3.7.1	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс. руб.	14 003,20	
3.7.2	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	4,03	



№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
3.8	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс. руб.	3 432,56
3.8.1	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	-
3.8.2	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	-
3.9	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс. руб.	36 064,43
3.9.1	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	19 045,23
3.9.2	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	5 508,50
3.10	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	9 613,41
3.11	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	3 236,47
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-6 932,72
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	-
5.1	В том числе чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс. руб.	-
6	Изменение стоимости основных фондов	тыс. руб.	-9 870,00
6.1	В том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	-9 870,00
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	113,00
8	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	240,56
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	22,014
9.1	Справочно: объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал	4,16
10	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	630,55
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	538,16
11.1	По приборам учета	тыс. Гкал	176,51
11.2	По нормативам потребления	тыс. Гкал	361,65
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	15,70
13	Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс. Гкал	75,20
14	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	25,74
15	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	131,48
16	Количество теплоэлектростанций	ед.	0
17	Количество тепловых станций и котельных	ед.	1
18	Количество тепловых пунктов	ед.	10
19	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
20	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	331,90
21	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	221,70
22	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб. м/Гкал	9,92

Деятельность по производству и передаче тепловой энергии для СМУП «ТСП» в 2013 году принесла убытки в размере 6932,72 тыс. руб. в связи с ограничением роста тарифов (метод индексации) и принятием тарифа для населения с НДС в размере 619,05 руб./Гкал, то есть ниже экономически обоснованного тарифа 774, 60 руб./Гкал на 20%.

#### 1.10.5. ООО «Гранд»

Общество с ограниченной ответственностью «Гранд» осуществляет передачу тепловой энергии и теплоносителя от СМУП «ТСП» потребителям, имеющим на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, технологически присоединенные в установленном порядке к тепловым сетям ООО «Гранд». Объектом ООО «Гранд» на передачу тепловой энергии является ООО «Энергокомплекс». В 2013 году ООО «Гранд» была осуществлена покупка тепловой энергии от СМУП «ТСП» в размере 3457 Гкал.

#### 1.10.6. Общие показатели производства и передачи тепловой энергии теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Из приведенных данных следует, что основной объем потребности в тепловой энергии в Сосновоборском городском округе покрывается тепловой энергией, вырабатываемой филиалом ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция». Доля тепловой энергии, вырабатываемой Ленинградской АЭС, составила в 2013 году 97,28% от общего объема вырабатываемой тепловой энергии и 97,47% от общего объема отпускаемой источниками теплоэнергии, баланс производства и отпуска тепловой энергии представлен в таблице 1.10.4.

Таблица 1.10.4. Баланс производства и отпуска тепловой энергии по Сосновоборскому городскому округу в 2013 году

Наименование предприятия	ЛАЭС		НИТИ им. А.П. Александрова		СМУП "ТСП"		Итого	
	тыс. Гкал	%	тыс. Гкал	%	тыс. Гкал	%	тыс. Гкал	%
Объем вырабатываемой тепловой энергии	820,271	97,28	0,911	0,11	22,014	2,61	843,1961	100,00
Технологические нужды и (по ЛАЭС) хозяйственные нужды	115,957	96,14	0,491	0,41	4,16	3,45	120,6075	100,00

Наименование предприятия	ЛАЭС		НИТИ им. А.П. Александрова		СМУП "ТСП"		Итого	
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям от источников тепловой энергии	704,315	97,47	0,42	0,06	17,854	2,47	722,5886	100,00

СМУП «ТСП» является основной теплосетевой организацией, транспортирующей тепловую энергию по тепловым сетям, доля отпускаемой потребителям тепловой энергии СМУП «ТСП» составила в 2013 году более 95%. Баланс отпускаемой теплоэнергии потребителям представлен в таблице 1.10.5.

Таблица 1.10.5. Баланс отпускаемой тепловой энергии по Сосновоборскому городскому округу в 2013 году

Наименование предприятия	ЛАЭС		«НИТИ им. А.П. Александрова»		СМУП «ТСП»		ООО «Гранд»		Итого	
	тыс. Гкал	%	тыс. Гкал	%	тыс. Гкал	%	тыс. Гкал	%	тыс. Гкал	%
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	704,31	-	0,42	-	17,854	-	-	-	722,589	-
в т.ч. отпуск потребителям	9,2924	-	-	-	-	-	-	-	9,29243	-
в т.ч. отпуск для передачи тепловой энергии СМУП "ТСП"	695,02	-	-	-	-	-	-	-	0	-
Покупная теплоэнергия	-	-	68,247	-	630,5841	-	-	-	698,831	-
в т.ч. от ЛАЭС	-	-	68,247	-	626,7752	-	-	-	695,022	-
в т.ч. от НИТИ	-	-	-	-	3,80897	-	-	-	-	-
Потери в сетях	-	-	5,373	-	75,2	-	-	-	80,573	-
Полезный отпуск тепловой энергии	-	-	63,294	-	573,2381	-	-	-	636,532	-
в т.ч. на хозяйственные нужды	-	-	47,574	-	35,07914	-	-	-	82,6531	-
в т.ч. сторонним потребителям	9,2924	-	15,720	-	538,159	-	-	-	553,879	-
Покупная теплоэнергия	-	-	-	-	-	-	3,457	-	-	-
в т.ч. от СМУП "ТСП"	-	-	-	-	-	-	3,457	-	-	-
Полезный отпуск тепловой энергии сторонним потребителям с учетом продажи теплоэнергии перепродавцам	9,2924	1,66	11,911	2,13	534,7019	95,59	3,457	0,62	559,362	100,00

## **1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения**

### **1.11.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов)**

Тарифы на тепловую энергию организаций, оказывающих услуги теплоснабжения в Муниципальном образовании Сосновоборский городской округ устанавливаются Комитетом по тарифам и ценовой политике при Правительстве Ленинградской области. Тарифы на тепловую энергию, установленные для теплосетевых и теплоснабжающих организаций Сосновоборского городского округа, представлены в таблице 1.11.1.

Тарифы на тепловую энергию, отпускаемую потребителям Муниципального образования Сосновоборский городской округ, колеблются от 259 руб/Гкал у Филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» до 801,14 руб/Гкал у ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова». Наименьший тариф на тепловую энергию у Филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» объясняется тем, что тепловая энергия вырабатывается в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Графически динамика тарифов на тепловую энергию в горячей воде за 2011 – 2014гг. представлена на рисунке 1.11.1. Из представленных данных в динамике за 4 года можно проследить изменение одноставочного тарифа на тепловую энергию. Утверждение тарифов на горячую воду началось с 2013 года для СМУП «ТСП», с 2014 года – для Филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» и ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова». С 2011 по 2014 годы одноставочный тариф на тепловую энергию вырос для Филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» на 25%, для ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» – на 55%, для СМУП «ТСП» – на 53%. Тариф на тепловую энергию Филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» остается одним из самых низких тарифов по Ленинградской области за счет отнесения части расходов на производство электрической энергии.

Таблица 1.11.1 Динамика изменения тарифов на тепловую энергию и горячую воду, установленных для теплосетевых и теплоснабжающих организаций Сосновоборского Муниципального округа

Теплоснабжающая, теплосетевая организация	Вид продукции	2011 год	2012 год			2013 год		2014 год	
		01.01.11-31.12.2011	01.01.12-30.06.2012	01.07.12-31.08.2012	01.09.12-31.12.2012	01.01.13-30.06.2013	01.07.2013-31.12.2013	01.01.14-30.06.2014	01.07.2014-31.12.2014
Филиал ОАО "Концерн Росэнергоатом" "Ленинградская атомная станция"	тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	202,22	202,22	214,35	224,00	224,00	248,64	248,64	259,08
	тариф на горячую воду (компонент на теплоноситель), руб./куб. м	-	-	-	-	-	-	23,25	23,25
ФГУП НИТИ им. А.П. Александрова	тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	516,00	516,00	546,96	564,56	564,56	773,31	773,31	801,14
	тариф на горячую воду (компонент на тепловую энергию), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	330,55	358,26
	тариф на горячую воду (компонент на теплоноситель), руб./куб. м	-	-	-	-	-	-	26,56	27,51
СМУП "ТСП"	тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	442,1	442,1	455,37	466,33	466,33	656,44	656,44	678,07
	тариф на горячую воду (компонент на тепловую энергию), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	220,19	224,81
	тариф на горячую воду (компонент на теплоноситель), руб./куб. м	-	-	-	-	30,32	39,38	26,17	27,19
ООО "Гранд"	тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	-	-	-	-	640,61	910,06	910,06	925,59

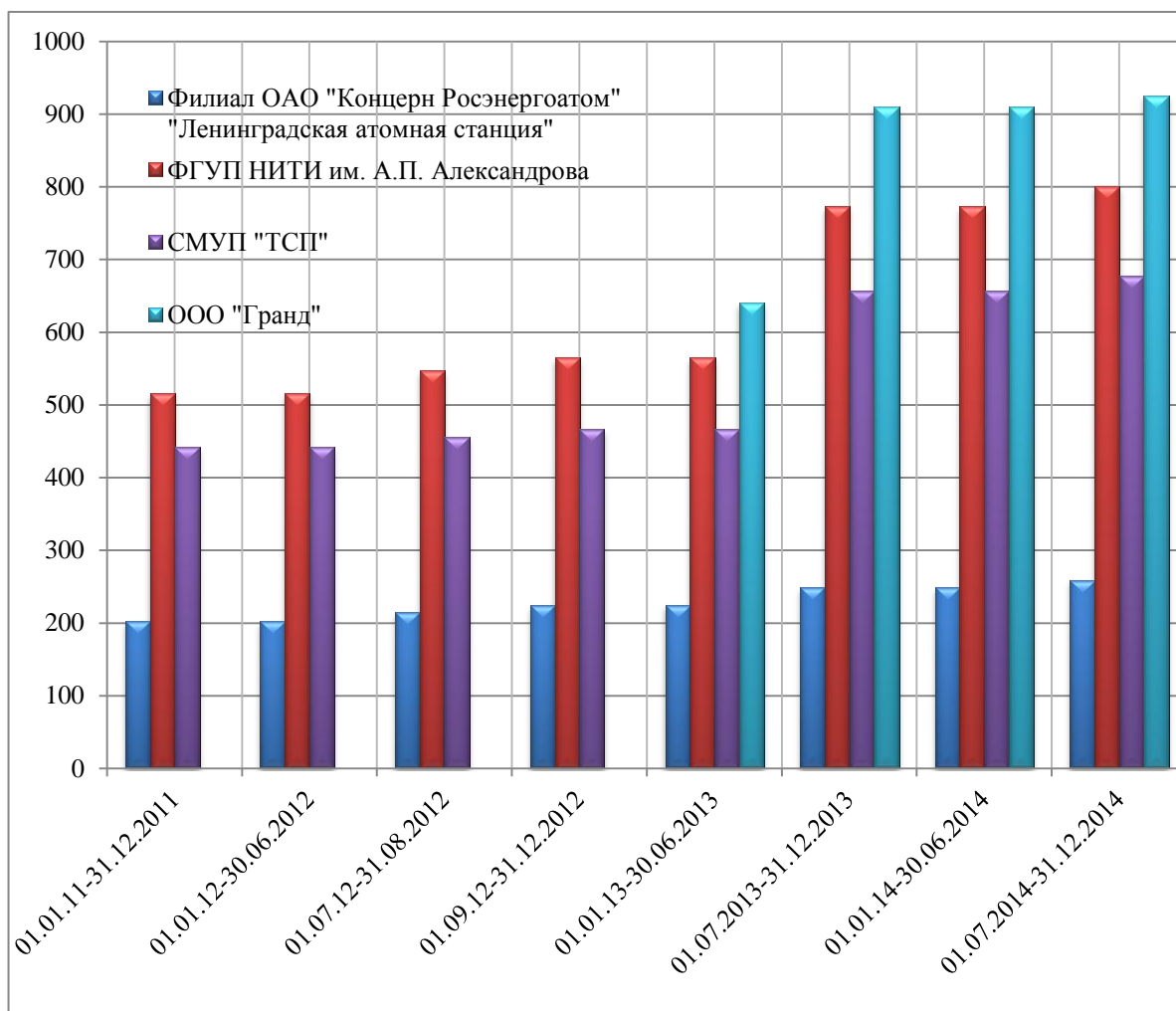


Рисунок 1.11.1 Динамика роста цен на тепловую энергию теплоснабжающих и теплосетевых организаций Сосновоборского Муниципального округа

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

### 1.11.2.1. Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция»

Структура себестоимости тепловой энергии, отпущенной Филиалом ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» в 2013г., представлена в таблице 1.11.2 и на рисунке 1.11.2.

Таблица 1.11.2. Структура себестоимости тепловой энергии, отпущенной Филиалом ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» в 2013г.

Расходы на производство тепловой энергии	Затраты на производство, тыс. руб.	Удельные затраты на выработку 1 Гкал, руб./Гкал	Удельные затраты на отпуск 1 Гкал, руб./Гкал	Удельные затраты, %
<b>Выработка теплоэнергии, Гкал</b>	820271,1			
<b>Объем реализации тепловой энергии, Гкал</b>	704314,6			
Материалы (химреагенты, используемые в технологическом процессе)	4 177,60	5,09	5,93	1,8%
Топливо	48 302,87	58,89	68,58	21,3%
Электроэнергия	1 457,38	1,78	2,07	0,6%
Амортизация оборудования	68 594,13	83,62	97,39	30,3%
Аренда имущества	37,26	0,05	0,05	0,0%
Зарплата производственных рабочих	41 050,12	50,04	58,28	18,1%
Страховые взносы	12 119,01	14,77	17,21	5,4%
Прочие прямые расходы	27 914,55	34,03	39,63	12,3%
Ремонтные работы	16 646,16	20,29	23,63	7,4%
Общехозяйственные расходы	5 999,87	7,31	8,52	2,7%
<b>Итого себестоимость</b>	<b>226 298,95</b>	<b>275,88</b>	<b>321,30</b>	<b>100,0%</b>

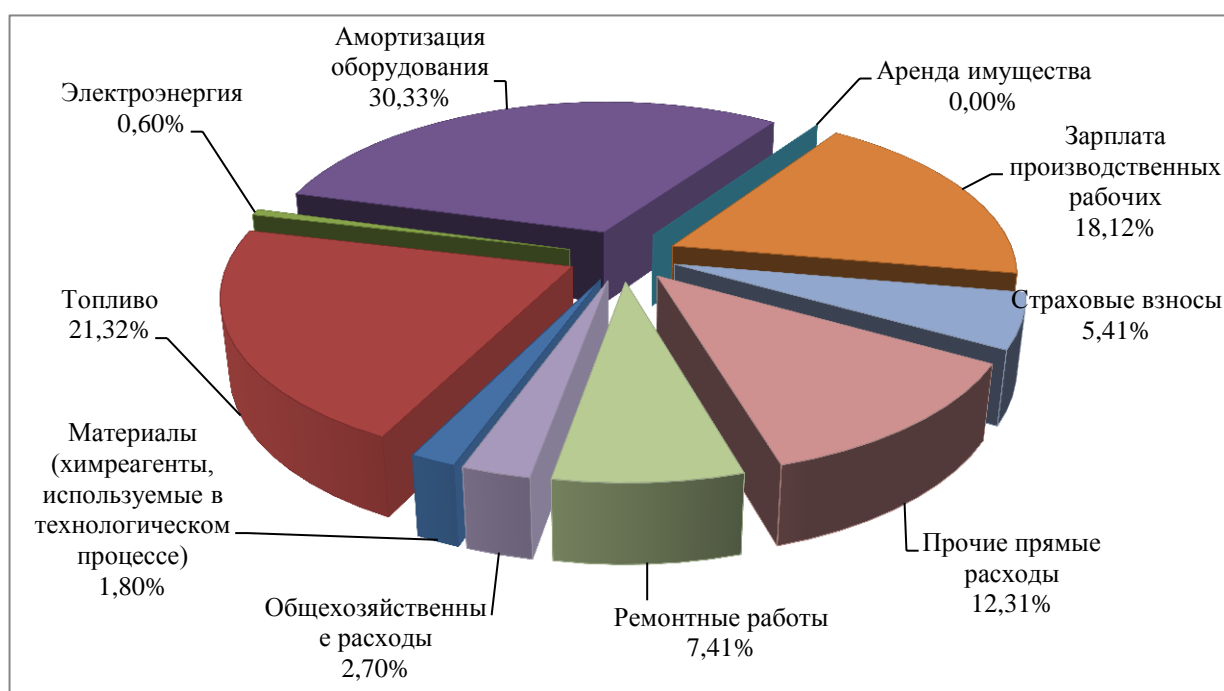


Рисунок 1.11.2. Структура себестоимости тепловой энергии, отпущенной Филиалом ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» в 2013 году

### 1.11.3. ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова»

Структура себестоимости тепловой энергии, отпущенной ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» в 2013 году, представлена в таблице 1.11.3 и на рисунке 1.11.3. Плановые показатели по себестоимости производства и транспортировки тепловой энергии ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» в 2014 году приведены в таблице 1.11.4 и на рисунке 1.11.4.

Таблица 1.11.3. Структура себестоимости тепловой энергии, отпущенной ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» в 2013 году

Расходы на производство и транспортировку тепловой энергии	Затраты на производство, тыс. руб.	Удельные затраты на выработку 1 Гкал, руб./Гкал	Затраты на транспортировку, тыс. руб.	Удельные затраты на отпуск 1 Гкал, руб./Гкал	Всего затраты, тыс. руб.	Удельные затраты на отпуск 1 Гкал, руб./Гкал	Удельные затраты, %
<b>Выработка теплоэнергии, Гкал</b>	<b>911</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Объем реализации тепловой энергии, Гкал</b>	<b>63294</b>	-	-	-	-	-	-
Услуги производственного характера	297,16	326,19	121,38	1,92	418,54	6,61	3,6%
Топливо	1120,84	1230,34	0,00	0,00	1120,84	17,71	9,7%
Электроэнергия	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Вода и стоки	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Амортизация оборудования	408,15	448,02	650,63	10,28	1058,78	16,73	9,1%
Зарплата производственных рабочих	1938,66	2128,06	774,31	12,23	2712,97	42,86	23,4%
Страховые взносы	530,61	582,45	211,93	3,35	742,54	11,73	6,4%
Прочие прямые расходы	56,33	61,83	23,47	0,37	79,80	1,26	0,7%
Покупная теплоэнергия	3585,54			0,00	3585,54	56,65	30,9%
Ремонтные работы	607,87	667,26	248,28	3,92	856,15	13,53	7,4%
Общехозяйственные расходы	787,07	863,96	245,84	3,88	1032,91	16,32	8,9%
<b>Итого себестоимость производства и транспортировки теплоэнергии</b>	<b>9332,23</b>	<b>6308,11</b>	<b>2275,84</b>	<b>35,96</b>	<b>11608,07</b>	<b>183,40</b>	<b>100,0%</b>



Таблица 1.11.4. Структура себестоимости тепловой энергии, отпущенной ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» в 2014 году

Расходы на производство и транспортировку тепловой энергии:	Затраты на производство, тыс. руб.	Удельные затраты на выработку 1 Гкал, руб./Гкал	Затраты на транспортировку, тыс. руб.	Удельные затраты на отпуск 1 Гкал, руб./Гкал	Всего затраты, тыс. руб.	Удельные затраты на отпуск 1 Гкал, руб./Гкал	Удельные затраты, %
Выработка теплоэнергии, Гкал	1190	-	-	-	-	-	-
Объем реализации тепловой энергии, Гкал	91810	-	-	-	-	-	-
Материалы (химводоподготовка)	151,81	127,57	0,00	0,00	151,81	1,65	0,2%
Топливо	4093,70	3440,08		0,00	4093,70	44,59	5,9%
Электроэнергия	172,20	144,71	0,00	0,00	172,20	1,88	0,2%
Вода и стоки	86,78	72,92	390,74	4,26	477,52	5,20	0,7%
Амортизация оборудования	1635,98	1374,77	2607,88	28,41	4243,86	46,22	6,1%
Зарплата производственных рабочих	13442,41	11296,14	5228,92	56,95	18671,33	203,37	26,7%
Страховые взносы	4059,61	3411,44	1579,13	17,20	5638,74	61,42	8,1%
Прочие прямые расходы	6301,63	5295,49	2450,63	26,69	8752,26	95,33	12,5%
Покупная теплоэнергия	25945,71			0,00	25945,71	282,60	37,1%
Общехозяйственные расходы	974,72	819,09	745,88	8,12	1720,60	18,74	2,5%
Итого себестоимость производства и транспортировки теплоэнергии	56864,55	25982,22	13003,18	141,63	69867,73	761,00	100,0%

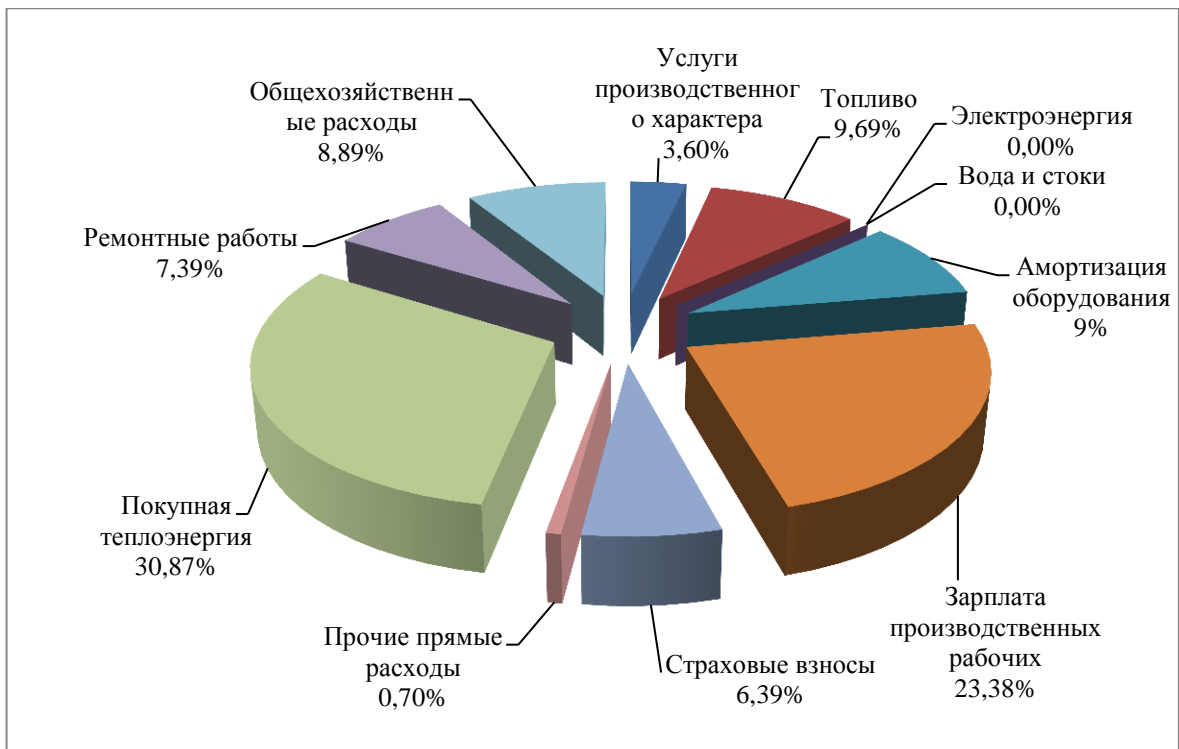


Рисунок 1.11.3. Структура себестоимости производства и транспортировки тепловой энергии ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» в 2013 году



Рисунок 1.11.4. Структура себестоимости производства и транспортировки тепловой энергии ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» в 2014 году

#### 1.11.4. СМУП «ТСП»

Структура себестоимости тепловой энергии, отпущенной СМУП «ТСП» в 2013 году, представлена в таблице 1.11.5 и на рисунке 1.11.5. Плановые показатели по себестоимости производства и транспортировки тепловой энергии СМУП «ТСП» в 2014 году приведены в таблице 1.11.6 и на рисунке 1.11.6.

Таблица 1.11.5. Структура себестоимости производства и транспортировки тепловой энергии СМУП «ТСП» в 2013 году

Расходы на производство и транспортировку тепловой энергии:	Затраты на производство, тыс. руб.	Удельные затраты на выработку 1 Гкал, руб./Гкал	Затраты на транспортировку, тыс. руб.	удельные затраты на отпуск 1 Гкал, руб./Гкал	Всего затраты, тыс. руб.	удельные затраты на отпуск 1 Гкал, руб./Гкал	Удельные затраты, %
<b>Выработка теплоэнергии, Гкал</b>	<b>22013,00</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Объем реализации тепловой энергии, Гкал</b>	-	-	<b>538159,02</b>	-	<b>538159,02</b>	-	-
Материалы	669,34	30,41	1220,84	2,27	1890,18	3,51	0,7%
Топливо	12944,43	588,04		0,00	12944,43	24,05	4,6%
Электроэнергия	6913,64	314,07	1,52	0,00	6915,16	12,85	2,4%
Вода и стоки	1030,81	46,83	5228,75	9,72	6259,56	11,63	2,2%
Амортизация оборудования	756,42	34,36	13246,78	24,61	14003,20	26,02	4,9%
Зарплата производственных рабочих	18969,45	861,74	12034,62	22,36	31004,07	57,61	10,9%
Страховые взносы	5663,23	257,27	3516,07	6,53	9179,30	17,06	3,2%
Прочие прямые расходы	2417,02	109,80	2753,28	5,12	5170,30	9,61	1,8%
Ремонтные работы	5211,45	236,74	2095,40	3,89	7306,85	13,58	2,6%
Цеховые расходы	2342,28	106,40	1143,77	2,13	3486,05	6,48	1,2%
Покупная теплоэнергия	148126,03			0,00	148126,03	275,25	52,3%
Общехозяйственные расходы	30333,81	1378,00	6825,11	12,68	37158,92	69,05	13,1%
<b>Итого себестоимость производства и транспортировки теплоэнергии</b>	<b>235377,91</b>	<b>3963,65</b>	<b>48066,14</b>	<b>89,32</b>	<b>283444,05</b>	<b>526,69</b>	<b>100,0%</b>

Таблица 1.11.6. Структура себестоимости производства и транспортировки тепловой энергии СМУП «ТСП» в 2014 году

Расходы на производство и транспортировку тепловой энергии:	Затраты на производство, тыс. руб.	Удельные затраты на выработку у 1 Гкал, руб./Гкал	Затраты на транспортировку, тыс. руб.	Удельные затраты на отпуск 1 Гкал, руб./Гкал	Всего затраты на отпуск 1 Гкал, тыс. руб.	Удельные затраты на отпуск 1 Гкал, руб./Гкал	Удельные затраты, %
Выработка теплоэнергии, Гкал	<b>169519,64</b>	-	-	-	-	-	-
Объем реализации тепловой энергии, Гкал	-	-	<b>590809,64</b>	-	<b>590809,64</b>	-	-
Материалы	1600,00	9,44	1620,84	2,74	3220,84	5,45	0,8%
Топливо	110589,17	652,37		0,00	110589,2	187,18	27,7%
Электроэнергия	19304,66	113,88		0,00	19304,66	32,67	4,8%
Вода на технологические нужды, стоки	3079,89	18,17	6671,73	11,29	9751,62	16,51	2,4%
Амортизация оборудования	651,93	3,85	12967,14	21,95	13619,07	23,05	3,4%
Зарплата производственных рабочих	22346,40	131,82	12324,90	20,86	34671,30	58,68	8,7%
Страховые взносы	6748,61	39,81	3722,12	6,30	10470,73	17,72	2,6%
Прочие прямые расходы	3427,21	20,22	2812,12	4,76	6239,33	10,56	1,6%
Ремонтные работы	5252,54	30,98	6498,45	11,00	11750,99	19,89	2,9%
Цеховые расходы	2570,93	15,17	1349,99	2,28	3920,92	6,64	1,0%
Покупная теплоэнергия и покупка теплоносителя	85248,77		50245,20	85,04	135493,97	229,34	34,0%
Общехозяйственные расходы	27738,68	163,63	11888,00	20,12	39626,68	67,07	9,9%
Итого себестоимость производства и транспортировки теплоэнергии	288558,79	1199,33	110100,49	186,36	398659,28	674,77	100,0%

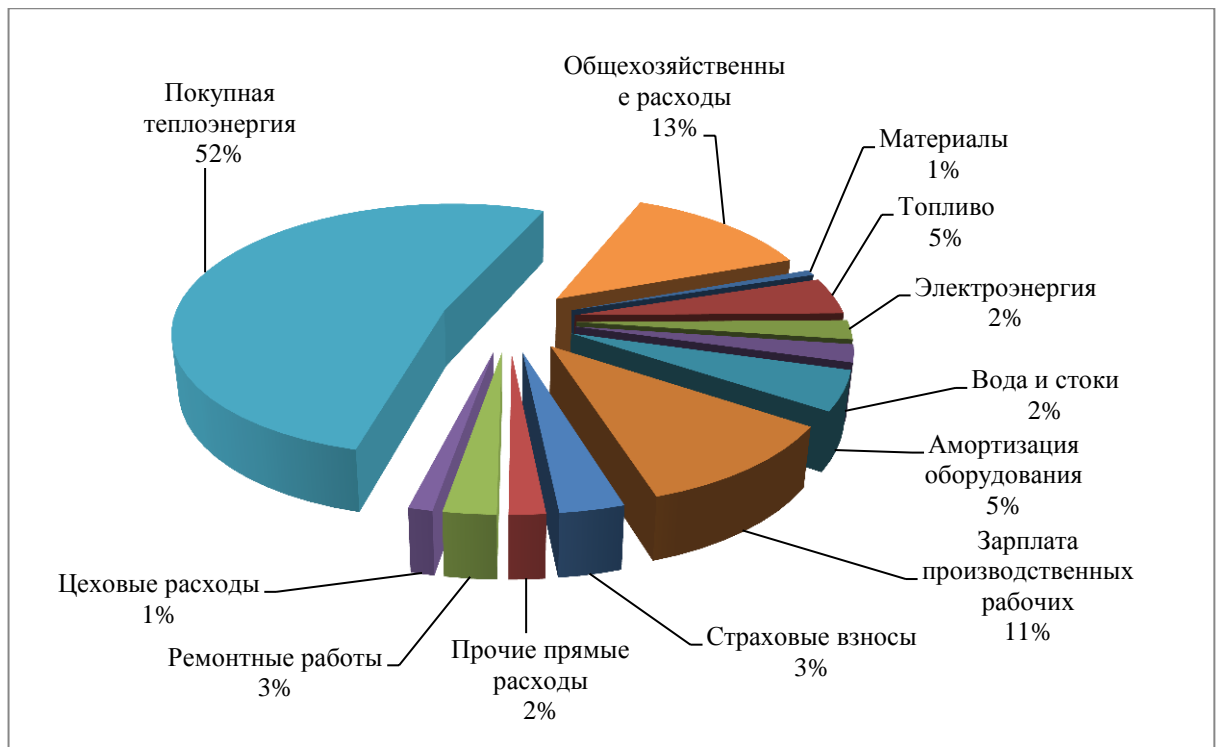


Рисунок 1.11.5. Структура себестоимости производства и транспортировки тепловой энергии СМУП «ТСП» в 2013 году

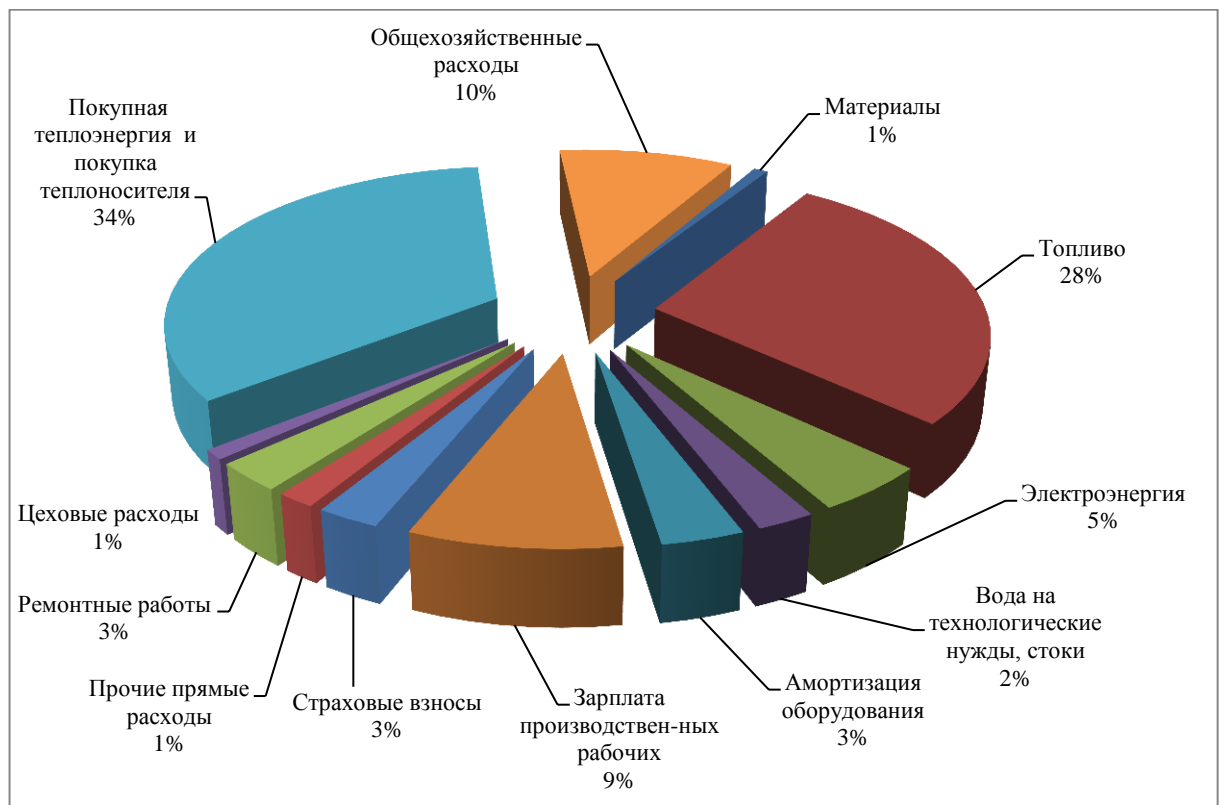


Рисунок 1.11.6. Структура себестоимости производства и транспортировки тепловой энергии СМУП «ТСП» в 2014 году

Из представленной информации о структурах тарифов следует, что себестоимость производства тепловой энергии у Филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом»

«Ленинградская атомная станция» составила в 2013 году 275,88 руб./Гкал, у ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» – 6308,11 руб./Гкал, у СМУП «ТСП» – 3963,65 руб./Гкал. Высокий уровень себестоимости по «ФГУП НИТИ им. А.П. Александрова» объясняется приоритетом максимального отпуска теплоты с предприятия комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (Ленинградской АЭС) и резервно-пиковым режимом работы городской котельной. На 2014 год производственная программа утверждалась в условиях останова первого энергоблока на Ленинградской АЭС, поэтому для СМУП «ТСП» плановая себестоимость снизилась до 1199,33 руб./Гкал при режиме постоянной работы котлов. В действительности, к 2014г. первый энергоблок уже был введен в работу, и котельная СМУП «ТСП» продолжает работать в резервно-пиковом режиме.

### **1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности**

В 2010 году СМУП «ТСП» была разработана инвестпрограмма по реконструкции системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа на среднесрочный перспективный период 2010 – 2017гг., утвержденная председателем Комитета по энергетическому комплексу и ЖКХ и председателем ЛенРТК. В соответствии с программой, приказом ЛенРТК от 02.12.2011 г. № 171-п СМУП «ТСП» была установлена ставка платы за подключение к системе теплоснабжения СМУП «ТСП» в размере 8709,33 тыс. руб. за Гкал/час (без НДС). Приказ об установлении платы за подключение был отменен приказом ЛенРТК от 31.10.2012 г. № 132-п.

В период действия платы за подключение СМУП «ТСП» были заключены договоры с потребителями на подключение, которые в процессе исполнения оказались убыточными.

### **1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально-значимых категорий потребителей**

По предприятиям Сосновоборского городского округа плата по поддержанию резервной тепловой мощности не устанавливалась.

## **1.12. Описание существующих технических и технологических проблем**

### **1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения**

#### **1.12.1.1. Гидравлические режимы**

В существующей системе теплоснабжения Сосновоборского сложилась проблема, связанная с завышением давления в обратном трубопроводе. Это является следствием особенностей рельефа городского округа и приводит к невозможности стабилизации гидравлического режима тепловой сети в условиях отсутствия функционирующих подкачивающих насосных станций.

С одной стороны, отпуск тепловой энергии по действующему температурному графику 165/70°С, принятому в связи с невозможностью обеспечения достаточного расхода теплоносителя в системе теплоснабжения, приводит к более высокой, по сравнению с проектной, температуре теплоносителя в подающем трубопроводе, несоответствию текущего гидравлического режима проектному и, как следствие, повышению потерь тепловой энергии через изоляцию.

С другой стороны, система теплоснабжения Сосновоборского городского округа характеризуется большим количеством промышленных потребителей, подключенных к сетям централизованного отопления. Большая разветвленность внутриплощадочных тепловых сетей таких потребителей, частые случаи разрегулированности этих сетей, а также колебания подключенной нагрузки промышленных потребителей вследствие включения/отключения новых внутриплощадочных объектов приводят к постоянному изменению гидравлического режима тепловой сети в целом. Разрегулированность внутриплощадочных сетей промышленных потребителей зачастую приводит к нарушению оптимального гидравлического режима всей тепловой сети.

В связи с указанными проблемами с гидравлическим режимом тепловой сети целесообразным является режимная наладка крупных промышленных потребителей и возвращение к проектному температурному графику отпуска тепловой энергии 150/70°С.

### **1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения**

Согласно требованиям п.5.5 СП 124.13330.20212 «Тепловые сети», при авариях в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться 100% подача тепловой энергии потребителям первой категории и 86% подача потребителям второй и третьей категории. На настоящий момент суммарная тепловая нагрузка данных потребителей составляет 240,217 Гкал/час.

В случае аварии на Ленинградской АЭС, основным источником теплоснабжения городского округа становится котельная СМУП «ТСП», располагаемая тепловая мощность которой на настоящий момент составляет 97,9 Гкал/час, что является недостаточным для покрытия указанной тепловой нагрузки.

Кроме того, специфика работы энергоблоков ЛАЭС показывает, что 77,53% всего времени в работе находятся только 3 энергоблока из 4. При приближении температуры наружного воздуха к расчетным значениям это приводит к появлению более чем 30% дефицита располагаемой тепловой мощности. В этой связи, для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей тепловой энергии необходимо завершение пуско-наладочных работ на котельной СМУП «ТСП», что позволит повысить располагаемую тепловую мощность котельной до 197,9 Гкал/час.

Существующие проблемы в сфере надежности теплоснабжения потребителей Сосновоборского городского округа, касающиеся надежности и безопасности функционирования тепловых сетей, подробно описаны в Части 9 «Надежность теплоснабжения» Главы 1 «Текущее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения».

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

Поставка природного газа, как основного вида топлива для котельной СМУП «ТСП», осуществляется по магистральному газопроводу Грязовец-Ленинград, Белоусово-Ленинград, Конная Лахта, Ленинград-Выборг-Госграница. Поставщиком топлива является ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

Пропускная способность газораспределительной станции ГРС «Сосновый Бор», в соответствии со Схемой газоснабжения куста потребителей от ГРС «Сосновый Бор» №11667-СХ удовлетворяет потребности в топливе при работе котельной на мощности не более 100 Гкал/час, в связи с чем работа на полную располагаемую мощность после завершения пуско-наладочных работ на котлах Novotherm 58-150 невозможна. Требуется реконструкция ГРС «Сосновый Бор» с увеличением ее пропускной способности.

### **1.12.4. Отсутствие приборов учета**

По состоянию на момент разработки Схемы теплоснабжения на значительной части абонентских вводов отсутствуют приборы учета тепловой энергии. В этой связи отсутствует возможность точного учета отпущенной потребителям тепловой энергии и, как следствие, отсутствует возможность точного определения величины потерь в квартальных тепловых сетях.



Ввиду вышесказанного необходима установка приборов учета тепловой энергии с последующей оценкой фактических тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечкой теплоносителя.

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

В настоящий момент первый и второй энергоблоки Ленинградской АЭС работают в особом режиме до окончания срока эксплуатации, связанного с вводом в работу Ленинградской АЭС-2.

Предписания надзорных органов, связанные с запрещением эксплуатации ряда котлоагрегатов городской котельной, выполнены; проведена реконструкция городской котельной.

## **Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения**

### **2.1. Общие положения**

Настоящая Схема теплоснабжения предусматривает анализ двух вариантов развития Сосновоборского городского округа в расчетный период до 2028г. – консервативный и перспективный варианты.

При развитии городского округа по консервативному варианту предполагается отсутствие ввода новых объектов капитального строительства. Предполагается ввод Ленинградской АЭС-2 (ЛАЭС-2) в качестве замещающего источника электрической и тепловой энергии для выводимой из эксплуатации ЛАЭС. Кроме того, в соблюдение требований п.9 ст.29 ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010г., консервативным вариантом предусматривается перевод потребителей на систему теплоснабжения закрытого типа. Перевод всех потребителей на горячее водоснабжение по закрытой схеме планируется осуществить в период с 2015 по 2019гг.

В связи с тем, что консервативный вариант предусматривает отсутствие изменения тепловой нагрузки со стороны промышленных объектов и объектов жилого сектора, в настоящей Главе он не рассматривается.

Перспективный вариант развития Сосновоборского городского округа, в отличие от консервативного варианта, подразумевает наличие перспективной застройки городского округа в соответствии с положениями Генерального плана. Остальные положения перспективного варианта развития по отношению к консервативному остаются без изменений.

Прогноз перспективной застройки в Сосновоборском городском округе на период до 2028г. определялся в соответствии с:

- Данными по планируемым к постройке объектам в соответствии с Генеральным планом Сосновоборского городского округа.
- Проектами межевания территории.

Прогноз приростов тепловой нагрузки в Сосновоборском городском округе на период до 2028г. определялся в соответствии с:

- Данными по планируемым к постройке объектам в соответствии с Генеральным планом Сосновоборского городского округа.
- Проектами межевания территории.

## **2.2. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения**

Для оценки перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения использовались данные текущего потребления тепловой энергии, представленные в Части 5 «Тепловые нагрузки потребителей в зонах действия источников» Главы 1 «Текущее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения». Общая расчетная тепловая нагрузка потребителей Сосновоборского городского округа на 2014г. составляет 403,4 Гкал/час.

## **2.3. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства по типам**

### **2.3.1. Прогноз перспективной застройки на период до 2018г.**

В период с 2014 до 2018гг. в Сосновоборском городском округе прогнозируется прирост фондов строительных площадей:

- жилищного на уровне 312,5 тыс. м<sup>2</sup>;
- общественного на уровне 1,0 тыс. м<sup>2</sup>.

Суммарный ввод строительных площадей оценивается как 313,5 тыс. м<sup>2</sup>. В делении по расчетным элементам территориального деления площади перспективной застройки составят:

- Северный район – 58,13 тыс. м<sup>2</sup>, 18,54%.
- Северо-Восточный район – 56,25 тыс. м<sup>2</sup>, 17,94%.
- Северо-Западный район – 199,13 тыс. м<sup>2</sup>, 63,52%.
- Восточный промышленный район – 0,00 тыс. м<sup>2</sup>, 0,00%.
- Южный промышленный район – 0,00 тыс. м<sup>2</sup>, 0,00%.

Прирост фондов строительных площадей по планировочным районам представлен на рисунке 2.3.1.

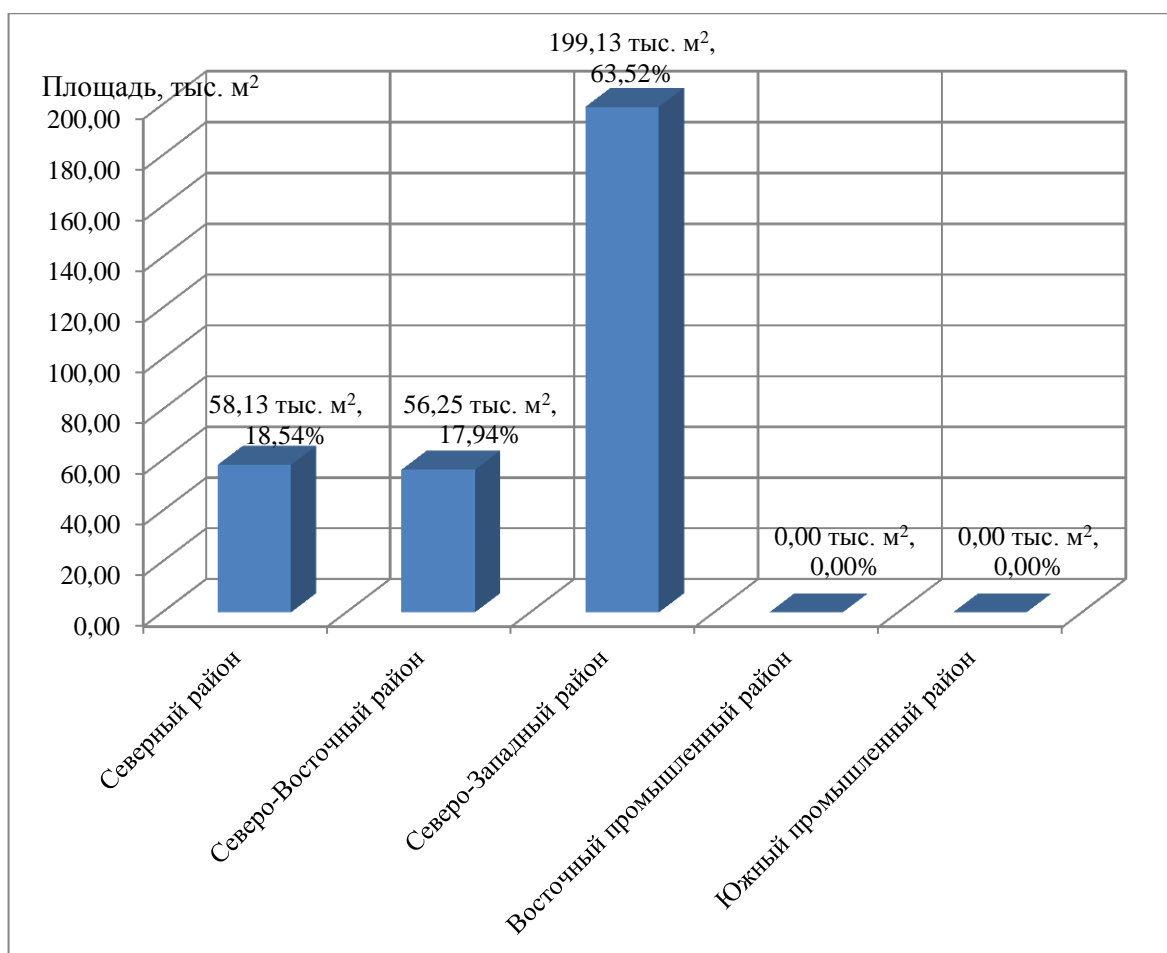


Рисунок 2.3.1. Площади перспективной застройки по планировочным районам на период до 2018г.

Ввод строительных фондов по планировочным районам представлен в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1. Ввод строительных фондов в период до 2018г. по планировочным районам

Застраиваемый район и тип застройки	Площадь застраиваемого объекта тыс. м²
<b>Северный район</b>	<b>58,13</b>
Жилая застройка	58,13
Общественные постройки	0,00
<b>Северо-восточный район</b>	<b>56,25</b>
Жилая застройка	56,25
Общественные постройки	0,00
<b>Северо-Западный район</b>	<b>199,13</b>
Жилая застройка	198,13
Общественные постройки	1,00
<b>Восточный промышленный район</b>	<b>0,00</b>
Жилая застройка	0,00
Общественные постройки	0,00
<b>Южный промышленный район</b>	<b>0,00</b>
Жилая застройка	0,00
Общественные постройки	0,00
<b>ВСЕГО</b>	<b>313,50</b>

### 2.3.2. Прогноз перспективной застройки на период до 2028гг.

В период с 2019 до 2028гг. в Сосновоборском городском округе прогнозируется прирост фондов строительных площадей:

- жилищного на уровне 887,50 тыс. м<sup>2</sup>;
- общественного на уровне 192,15 тыс. м<sup>2</sup>.

Суммарный ввод строительных площадей оценивается как 1079,65 тыс. м<sup>2</sup>. В делении по расчетным элементам территориального деления площади перспективной застройки составят:

- Северный район – 440,88 тыс. м<sup>2</sup>, 40,84%.
- Северо-Восточный район – 187,79 тыс. м<sup>2</sup>, 17,39%.
- Северо-Западный район – 350,99 тыс. м<sup>2</sup>, 32,51%.
- Восточный промышленный район – 98,50 тыс. м<sup>2</sup>, 9,12%.
- Южный промышленный район – 1,50 тыс. м<sup>2</sup>, 0,14%.

Прирост фондов строительных площадей по планировочным районам представлен на рисунке 2.3.2.

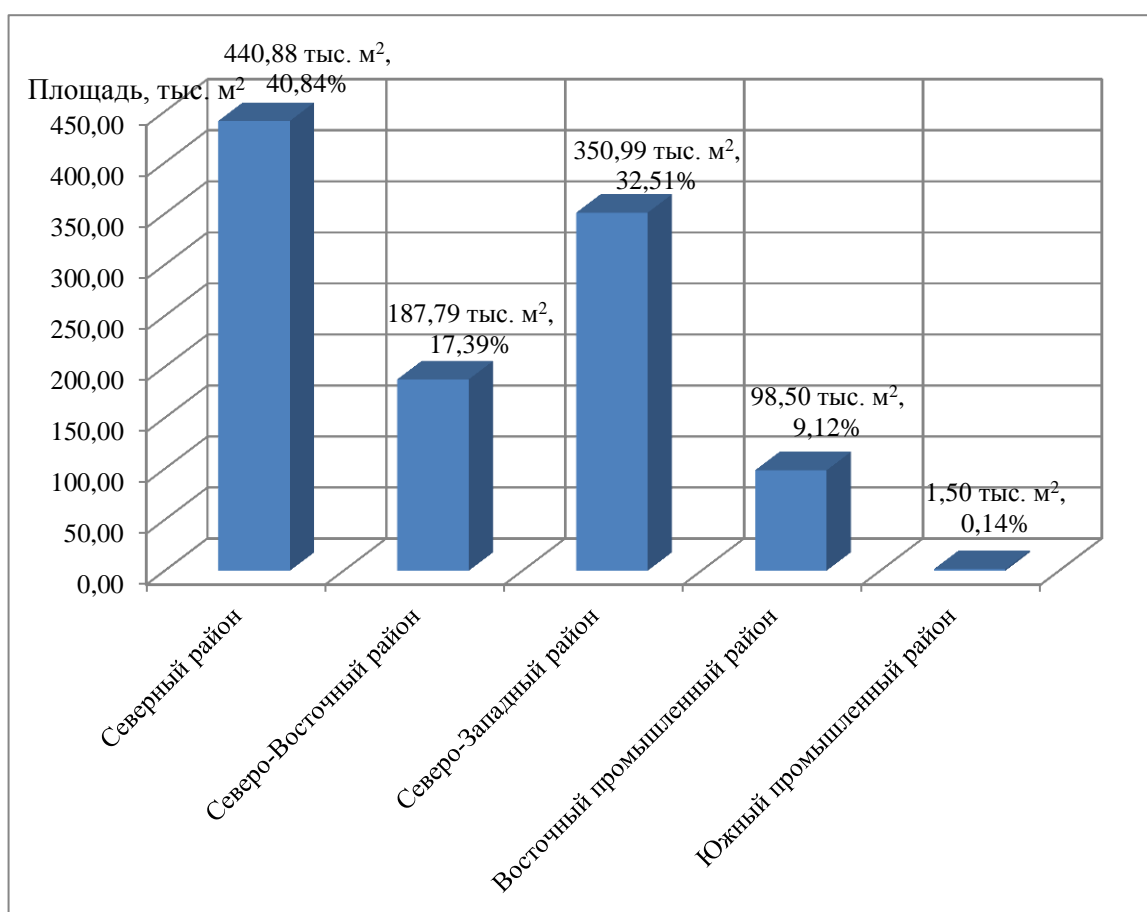


Рисунок 2.3.2. Площади перспективной застройки по планировочным районам на период с 2019 до 2028гг.

Ввод строительных фондов по планировочным районам представлен в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2. Ввод строительных фондов в период с 2019 до 2028гг. по планировочным районам

Застраиваемый район и тип застройки	Площадь застраиваемого объекта тыс. м <sup>2</sup>
<b>Северный район</b>	<b>440,88</b>
Жилая застройка	420,88
Общественные постройки	20,00
<b>Северо-восточный район</b>	<b>187,79</b>
Жилая застройка	159,75
Общественные постройки	28,04
<b>Северо-Западный район</b>	<b>350,99</b>
Жилая застройка	208,88
Общественные постройки	142,11
<b>Восточный промышленный район</b>	<b>98,50</b>
Жилая застройка	98,00
Общественные постройки	0,50
<b>Южный промышленный район</b>	<b>1,50</b>
Жилая застройка	0,00
Общественные постройки	1,50
<b>ВСЕГО</b>	<b>1079,65</b>

### 2.3.3. Сводный прогноз перспективной застройки

В период с 2014 до 2028гг. в Сосновоборском городском округе прогнозируется прирост фондов строительных площадей:

- жилищного на уровне 1200,00 тыс. м<sup>2</sup>;
- общественного на уровне 193,15 тыс. м<sup>2</sup>;

Суммарный ввод строительных площадей оценивается как 1393,15 тыс. м<sup>2</sup>. Данных по приросту площадей промышленных предприятий на расчетный период не предоставлено. В течение расчетного периода планируется ввод в эксплуатацию Ленинградской АЭС-2.

В делении по расчетным элементам территориального деления площади перспективной застройки составят:

- Северный район – 499,00 тыс. м<sup>2</sup>, 35,82%;
- Северо-Восточный район – 244,04 тыс. м<sup>2</sup>, 17,52%;
- Северо-Западный район – 550,11 тыс. м<sup>2</sup>, 39,49%;
- Восточный промышленный район – 98,50 тыс. м<sup>2</sup>, 7,07%;
- Южный промышленный район – 1,50 тыс. м<sup>2</sup>, 0,11%;

Прирост фондов строительных площадей по планировочным районам представлен на рисунке 2.3.3.

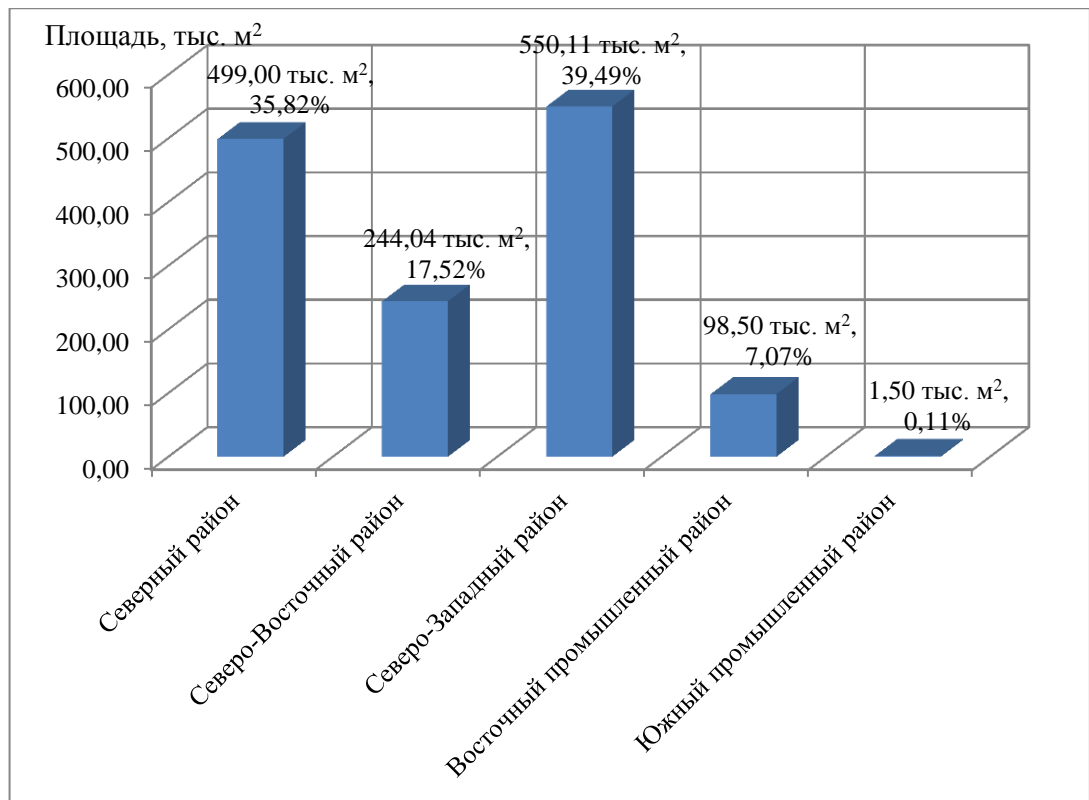


Рисунок 2.3.3. Площади перспективной застройки по планировочным районам на период 2014 – 2028гг.

Сводный прогноз перспективной застройки представлен на рисунке 2.3.4.

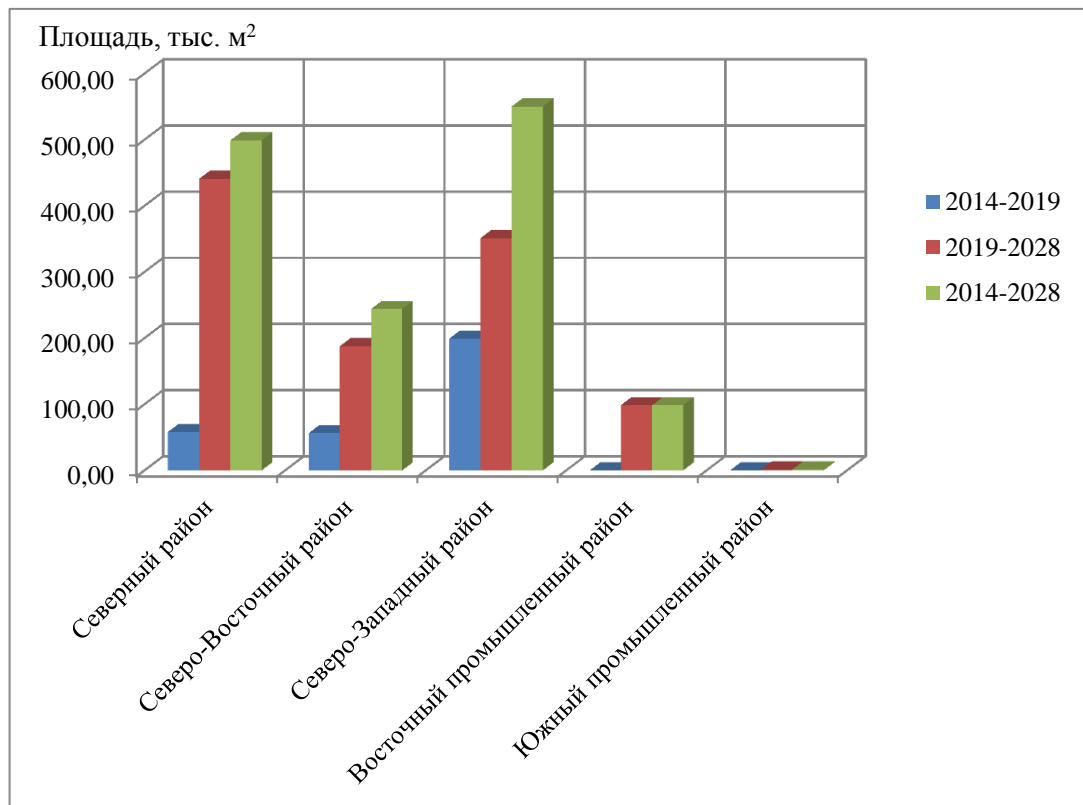


Рисунок 2.3.4. Сводный прогноз перспективной застройки по планировочным районам на период 2014 – 2028гг.

Наиболее крупными зонами перспективной застройки являются Северный и Северо-Западный районы, где прогнозируется застройка многоэтажными и среднеэтажными жилыми домами.

Ввод строительных фондов по планировочным районам представлен в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3. Ввод строительных фондов в период с 2014 до 2028гг. по планировочным районам

Планировочный район	Площадь	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2028
<b>Северный район</b>	тыс. м <sup>2</sup>	23,25	11,63	11,63	11,63	11,63	218,25	211,00
Жилая застройка	тыс. м <sup>2</sup>	23,25	11,63	11,63	11,63	11,63	216,25	193,00
Общественные постройки	тыс. м <sup>2</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	18,00
<b>Северо-Восточный район</b>	тыс. м <sup>2</sup>	22,50	11,25	11,25	11,25	11,25	110,98	65,55
Жилая застройка	тыс. м <sup>2</sup>	22,50	11,25	11,25	11,25	11,25	85,50	63,00
Общественные постройки	тыс. м <sup>2</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,48	2,55
<b>Северо-Западный район</b>	тыс. м <sup>2</sup>	79,25	39,63	39,63	40,63	50,63	207,90	92,46
Жилая застройка	тыс. м <sup>2</sup>	79,25	39,63	39,63	39,63	39,63	124,25	45,00
Общественные постройки	тыс. м <sup>2</sup>	0,00	0,00	0,00	1,00	11,00	83,65	47,46
<b>Восточный промышленный район</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,50	49,00
Жилая застройка	тыс. м <sup>2</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,00	49,00
Общественные постройки	тыс. м <sup>2</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00
<b>Южный промышленный район</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50
Жилая застройка	тыс. м <sup>2</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные постройки	тыс. м <sup>2</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50
<b>ВСЕГО</b>	тыс. м <sup>2</sup>	125,00	62,50	62,50	63,50	73,50	586,63	419,51
Жилая застройка	тыс. м <sup>2</sup>	125,00	62,50	62,50	62,50	62,50	475,00	350,00
Общественные постройки	тыс. м <sup>2</sup>	0,00	0,00	0,00	1,00	11,00	111,63	69,51

## 2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Удельные показатели максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилых домов, (Вт/м<sup>2</sup>) установлены в соответствии со СНиП 124.13330.2012 «Тепловые сети», Приложение В.

Данные удельные показатели на 1 м<sup>2</sup> общей площади пересчитаны в удельные расходы тепловой энергии на отопление. Удельные расходы тепловой энергии на отопление по состоянию на начало 2014 года для города Сосновый Бор составляют



42,13 Ккал/(ч·м<sup>2</sup>) для многоэтажных и среднеэтажных жилых домов и 62,77 Ккал/(ч·м<sup>2</sup>) для индивидуальных жилых домов.

Приведенные показатели удельного энергопотребления являются прогнозируемыми на весь расчетный период до 2028г., поскольку в соответствии с положениями Генерального плана снижения удельных показателей энергопотребления на нужды отопления и горячего водоснабжения для Сосновоборского городского округа не предусмотрено.

## **2.5. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов**

Наиболее крупным потребителем на технологические нужды является Ленинградская АЭС.

На период до 2028г., ввиду истечения нормативного срока эксплуатации, планируется поэтапный вывод Ленинградской АЭС и ввод в эксплуатацию Ленинградской АЭС-2. В период действия Схемы теплоснабжения на ЛАЭС прекращается генерация тепловой энергии, станция становится крупным потребителем тепловой энергии. Реализация программ энергосбережения для таких крупных потребителей тепловой энергии, как ЛАЭС и ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова», позволит добиться, как минимум, 15% снижения потребления тепловой энергии этих потребителей.

Составление точного прогноза по приросту тепловых нагрузок промышленных предприятий в условиях значительного количества промышленных потребителей, подключенных к системе централизованного теплоснабжения, представляется затруднительным. В этой связи прогноз прироста тепловой нагрузки промышленных предприятий не приводится.

В Главе 4 «Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов существующей располагаемой тепловой мощности» приводится прогноз максимально возможных величин вновь тепловых нагрузок вновь подключаемых промышленных потребителей.

## **2.6. Прогнозы увеличения расчетных тепловых нагрузок потребителей в расчетных элементах территориального деления**

Прогнозирование перспективных расчетных тепловых нагрузок производилось с применением методических подходов, описанных в разделе 1 «Общие положения» текущей Главы. Прогноз перспективного прироста тепловых нагрузок в горячей воде на срок до 2028г. в расчетных элементах территориального деления представлен в

Приложении 1 «Перечень объектов перспективной застройки». Подключение потребителей перспективной индивидуальной жилой застройки микрорайона «Липово» к существующей системе централизованного теплоснабжения не предусмотрено, поскольку данная застройка находится вне эффективного радиуса теплоснабжения Ленинградской АЭС.

Суммарный прирост расчетной тепловой нагрузки в горячей воде потребителей в период с 2014 по 2028 год составит 93,061 Гкал/час, в том числе:

- 62,744 Гкал/час на нужды отопления и вентиляции;
- 30,317 Гкал/час на нужды ГВС.

В расчетных элементах территориального деления приросты расчетной нагрузки потребителей в горячей воде составят:

- Северный район – 27,970 Гкал/ч, 30,06%;
- Северо-Восточный район – 16,747 Гкал/ч, 16,69%;
- Северо-Западный район – 39,182 Гкал/ч, 42,10%;
- Восточный промышленный район – 9,068 Гкал/ч, 9,04%;
- Южный промышленный район – 0,094 Гкал/ч, 0,09%.

Динамика прироста расчетной нагрузки потребителей в расчетных элементах территориального деления представлена на рисунке 2.6.1.

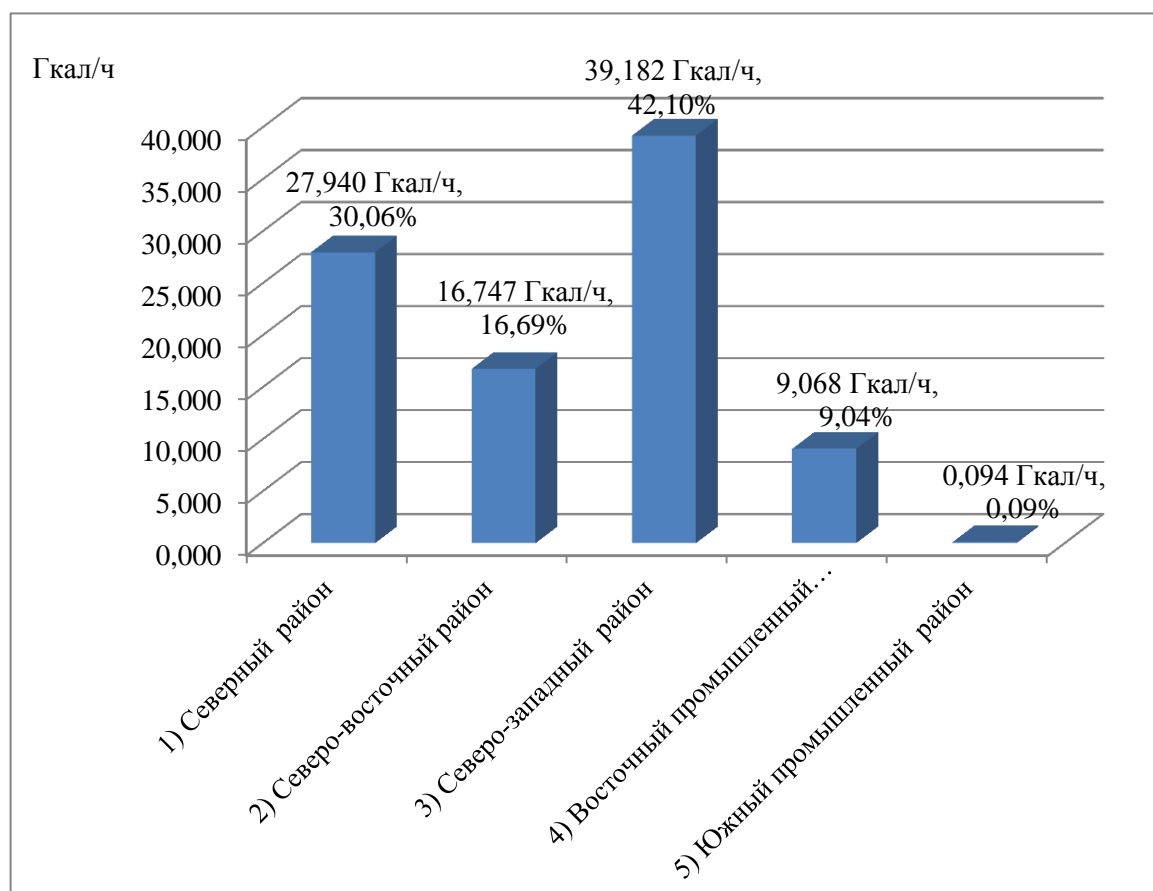


Рисунок 2.6.1. Прирост расчетной тепловой нагрузки в горячей воде по планировочным районам на период 2014 – 2028гг.

## 2.7. Прогнозы увеличения расчетных тепловых нагрузок потребителей в зонах действия источников тепловой энергии

Для обеспечения необходимой тепловой мощностью перспективных потребителей требуется как задействование мощностей текущих источников тепловой энергии, так и строительство новых источников. Подробно обоснование предложений по строительству и реконструкции источников тепловой энергии приводится в Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии».

Распределение приростов расчетной тепловой нагрузки потребителей по зонам действия источников приводится в таблице 2.7.1.

Таблица 2.7.1. Прогнозируемый прирост расчетной тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников до 2028г без учета прироста нагрузки промышленных потребителей

Источник	Суммарный прирост нагрузки, Гкал/час	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2028
Ленинградская АЭС-1	93,061	7,019	3,510	3,510	3,596	5,325	40,269	29,831
Котельная СМУП «ТСП»								
Ленинградская АЭС-2								

## 2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию

Согласно п. 15, Ст. 10, ФЗ №190 «О теплоснабжении»: «Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

При установлении для отдельных категорий потребителей льготных тарифов на тепловую энергию (мощность), теплоноситель, регулирование которых осуществляется в соответствии с настоящим Федеральным законом, повышение тарифов на тепловую энергию (мощность), теплоноситель для других потребителей не допускается.

Расчетная тепловая нагрузка социально значимых потребителей, подключенных к системам теплоснабжения городского округа Сосновый Бор, в рассматриваемом периоде до 2028 года не изменяется.

В рассматриваемом периоде до 2028 года суммарная расчетная тепловая нагрузка социально значимых потребителей составит 11,06 Гкал/час, что составляет 11,02% от суммарного перспективного прироста тепловой нагрузки.

## **2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми могут быть заключены свободные долгосрочные договоры теплоснабжения**

Согласно ст.10 ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010г., поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя потребителям, введенным в эксплуатацию после 1 января 2010 года, могут осуществляться на основании долгосрочных (на срок более чем один год) нерегулируемых договоров теплоснабжения, заключенных в установленном Правительством Российской Федерации порядке между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающими организациями по ценам, определенным соглашением сторон. Государственное регулирование цен (тарифов) в отношении объема тепловой энергии (мощности), теплоносителя, продажа которых осуществляется по таким договорам, не применяется.

Заключение долгосрочных (на срок более чем один год) нерегулируемых договоров теплоснабжения возможно при соблюдении следующих условий:

1) Заключение договоров в отношении тепловой энергии, произведенной источниками тепловой энергии, введенными в эксплуатацию до 1 января 2010 года, не влечет за собой отрицательных тарифных последствий для потребителей, объекты которых введены в эксплуатацию до 1 января 2010 года.

2) Существует технологическая возможность снабжения тепловой энергией (мощностью), теплоносителем от источников тепловой энергии потребителей, которые являются сторонами договоров.

В соответствии с Приказом Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) от 22 февраля 2013 г. №43 «Об утверждении Правил подготовки и предоставления заключения об отсутствии отрицательных тарифных последствий, возникающих в результате заключения долгосрочных договоров теплоснабжения по ценам, определяемым по соглашению сторон», заключение об отсутствии отрицательных тарифных последствий выдается органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).

Таким образом, для всех потребителей, вводимых во время действия настоящей схемы теплоснабжения, могут быть заключены свободные долгосрочные договоры

теплоснабжения при условии соблюдения определяемых ФЗ №190 «О теплоснабжении» требований.

Динамика максимального потребления тепловой энергии потребителями, с которыми могут быть заключены свободные долгосрочные договоры теплоснабжения, представлена в таблице 2.9.1.

*Таблица 2.9.1. Максимально возможное потребление тепловой энергии потребителями, заключившими свободные долгосрочные договоры*

Годовое потребление тепловой энергии в горячей воде, Гкал						
2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2028
17472	26208	34944	43896	57151	157388	231642

## **Глава 3. Электронная модель схемы теплоснабжения Сосновоборского городского округа**

### **3.1. Общие положения**

Электронная модель системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа выполнена в геоинформационной системе (ГИС) Zulu 7.0. Электронная модель содержит модели объектов системы теплоснабжения с топографической привязкой. На электронной модели отмечены все объекты системы теплоснабжения: действующие источники тепловой энергии, источники, находящиеся в резерве, тепловые сети и сооружения на них, потребители тепловой энергии.

Данные о свойствах объектов системы теплоснабжения, их взаимном расположении с учетом геодезической привязки позволяют строить гео-информационную и математические модели системы теплоснабжения городского округа.

Структурной единицей электронной модели является слой. Электронная модель схемы теплоснабжения Сосновоборского городского округа включает в себя следующие слои:

- |                          |                             |
|--------------------------|-----------------------------|
| 1) Гидрография;          | 9) Теплоснабжение 2014;     |
| 2) Зеленые зоны;         | 10) Теплоснабжение 2019_V2; |
| 3) Дорожная сеть;        | 11) Теплоснабжение 2023_V2; |
| 4) Улицы;                | 12) Теплоснабжение 2028_V1; |
| 5) Перспективные здания; | 13) Теплоснабжение 2028_V2; |
| 6) Здания;               |                             |
| 7) Планировочные районы; |                             |
| 8) Relief;               |                             |

### **3.2. Методические основы теплогидравлических расчетов**

#### **3.2.1. Поверочный теплогидравлический расчет системы теплоснабжения**

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике. Моделирование может производиться как для расчетного режима работы системы теплоснабжения, так и для различных аварийных ситуаций.

Исходными данными для расчета являются геометрические характеристики сетей, свойства участков сетей, схемы подключения и расчетные тепловые нагрузки

потребителей, характеристики источника тепловой энергии – температурный график и располагаемый напор.

В результате расчета определяются расходы теплоносителя и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети. При работе нескольких источников на одну сеть определяются фактические расходы теплоносителя, определяемые гидравлическим режимом работы сети и соответствующее распределение между источниками производимой тепловой энергии.

### **3.2.2. Наладочный теплогидравлический расчет системы теплоснабжения**

Целью наладочного расчета является итерационный расчет устройств, определяющих благоприятный гидравлический режим работы системы теплоснабжения. Проведение наладочного расчета обеспечивает подбор режима работы системы теплоснабжения, гарантирующего качественное снабжение потребителей тепловой энергией.

Обеспечение сбалансированности гидравлического режима производится путем регулирования расхода теплоносителя и располагаемого напора на тепловых вводах потребителей. Поиск оптимального гидравлического режима производится путем установки устройств ограничения напора и ограничения расхода: дроссельных шайб и сопел элеваторов.

В результате расчета программными алгоритмами осуществляется подбор диаметров сопел элеваторов, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб.

При проведении расчета в случае нехватки располагаемого напора на источнике можно либо провести расчет существующей системы теплоснабжения и выявить ее недостатки, либо автоматически скорректировать располагаемый напор на источнике для получения оптимального теплогидравлического режима работы тепловой сети.

В результате расчета определяются расходы теплоносителя и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети. При работе нескольких источников на одну сеть определяются фактические расходы теплоносителя, определяемые гидравлическим режимом работы сети и соответствующее распределение производимой тепловой энергии между источниками.

### 3.2.3. Конструкторский теплогидравлический расчет системы теплоснабжения

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

В результате расчета определяются рекомендуемые диаметры тепловых сетей.

### 3.2.4. Пьезометрический график

Одним из основных инструментов анализа результатов расчетов для тепловых сетей является пьезометрический график. Этот график изображает линии изменения давления в узлах сети по выбранному маршруту, например, от источника до одного из потребителей. Переменными при этом являются:

- напор в подающем трубопроводе;
- напор в обратном трубопроводе;
- давление вскипания;
- статический напор.

В таблице под графиком для каждого узла расчетного пути выводятся: наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Пример пьезометрического графика представлен на рисунке 3.2.1.

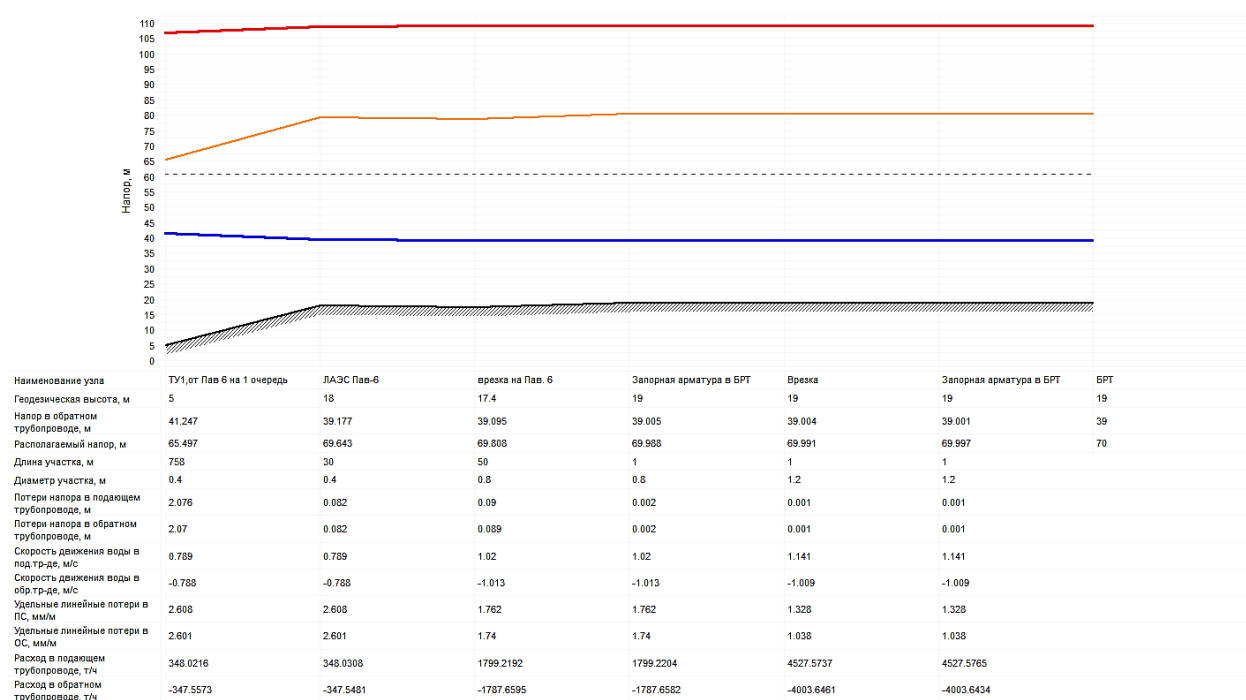


Рисунок 3.2.1. Пример пьезометрического графика



### **3.3. Электронная модель, описывающая существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения**

Электронная модель, описывающая существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения приведена в слое «Теплоснабжение 2014». В результате проведения поверочных расчетов были выявлены технические проблемы в работе системы теплоснабжения. Произведенные наладочные расчеты позволили разработать рекомендации по решению данных проблем. Принятые технические и технологические решения подтверждены проведением повторного поверочного расчета.

Выявленные технические проблемы обеспечения качественного теплоснабжения (недостаток располагаемого напора, высокие значения удельных потерь) и способы их решения описаны в Части 3 «Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты» Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Описание существующих проблем сопровождается пьезометрическими графиками с таблицами параметров теплоносителя по ходу движения.

### **3.4. Электронные модели, описывающие перспективное положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения**

Электронные модели перспективного состояния систем теплоснабжения описывают систему теплоснабжения с динамикой ее развития, обоснованной и описанной в Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения», Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» настоящих Обосновывающих материалов. Электронные модели системы теплоснабжения по состоянию на 2019г., 2023г., 2028г. для перспективного варианта развития городского округа приведены в соответствующих слоях «Теплоснабжение 2019\_B2», «Теплоснабжение 2023\_B2», «Теплоснабжение 2028\_B2». Электронная модель системы теплоснабжения по состоянию на 2028г. для консервативного варианта развития Сосновоборского городского округа приведена в соответствующем слое «Теплоснабжение 2028\_B1».

Положениям Главы 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» соответствуют изменения, касающиеся перспективных потребителей на электронных моделях схемы теплоснабжения. Перспективные потребители тепловой энергии изображены на моделях перспективного состояния системы теплоснабжения в соответствии с перечнем перспективных потребителей, приведенным в таблице 2.3.3 Главы 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».

Потребители смоделированы по расчетной нагрузке или расчетному расходу теплоносителя в соответствии с температурным графиком отпуска источником тепловой энергии.

Положениям Главы 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» соответствуют изменения, касающиеся реорганизации старых и строительства новых источников тепловой энергии на электронной модели перспективного состояния системы теплоснабжения.

Положениям Главы 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» соответствуют изменения:

1 – участков тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности;

2 – участков тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;

3 – участков тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения;

4 – участков тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;

5 – участков тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;

6 – участков тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

7 – участков тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

## **Глава 4. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов существующей располагаемой тепловой мощности**

### **4.1. Общие положения**

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии Сосновоборского городского округа на конец 2013г. – начало 2014гг. представлены в Части 6 «Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии» Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Балансы перспективной располагаемой тепловой мощности и перспективной присоединенной тепловой нагрузки для консервативного варианта развития городского округа основываются на отсутствии прироста тепловой нагрузки, связанном с отсутствием ввода новых объектов капитального строительства. При данном варианте развития учитываются только мероприятия по обеспечению нормативной надежности и бесперебойности теплоснабжения, а также следующие мероприятия по источникам теплоснабжения:

#### 1. Вывод из эксплуатации Ленинградской АЭС

В течение расчетного периода, ввиду истечения нормативного продленного срока эксплуатации реакторов РБМК-1000, настоящая Схема предусматривает поэтапный вывод из эксплуатации реакторных блоков: первого – в 2018 г., второго – в 2020 г., третьего и четвертого – в 2025 г. В конце расчетного периода ЛАЭС-1 будет являться нагрузкой, подключенной к ЛАЭС-2.

#### 2. Ввод в эксплуатацию Ленинградской АЭС-2

В течение расчетного периода планируется ввод в эксплуатацию четырех реакторов ВВЭР 1200/491 Ленинградской АЭС-2. Проектная электрическая мощность каждого энергоблока определена как 1198,8 МВт, теплофикационная – 250 Гкал/час. Таким образом, при подключении четырех энергоблоков к БРТ суммарная располагаемая мощность составит 1000 Гкал/час.

#### 3. Завершение реконструкции котельной СМУП «ТСП»

Для обеспечения надежности и бесперебойности теплоснабжения к 2015г. предлагается завершить пуско-наладочные работы на вновь установленных котлах Novotherm 58-150 с увеличением установленной мощности котельной на 100 Гкал/час.

Балансы перспективной располагаемой тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки для перспективного варианта развития Сосновоборского городского

округа помимо мероприятий, проводимых при консервативном варианте, основываются на увеличении присоединенной тепловой нагрузки. До конца расчетного периода увеличение тепловой нагрузки, связанное с перспективной застройкой, ожидается на уровне 93,061 Гкал/час.

Котельная ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» в обоих вариантах развития городского округа работает на обеспечение технологических нужд предприятия, ввиду чего в балансах тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки не приводится.

#### **4.2. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2028г. с выделением этапов в 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019-2023, 2024-2028 гг.**

Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки для консервативного и перспективного вариантов развития Сосновоборского городского округа приведены в таблицах 4.2.1. и 4.2.2 соответственно. Рассмотрены различные режимы работы энергоблоков вновь вводимой ЛАЭС-2.

Анализ данных таблицы 4.2.1 показывает, что для консервативного варианта развития характерно отсутствие дефицита располагаемой тепловой мощности даже в случае работы двух энергоблоков ЛАЭС-2.

Для перспективного варианта развития городского округа резерв располагаемой тепловой мощности на конец расчетного периода составит 384,835 Гкал/час для случая работы всех энергоблоков ЛАЭС-2 и 134,835 Гкал/час для случая работы 3 энергоблоков ЛАЭС-2. В случае работы 2 энергоблоков ЛАЭС-2 будет наблюдаться дефицит располагаемой тепловой мощности в размере 115,165 Гкал/час.

Полученные данные позволяют сделать вывод о максимально возможных приростах тепловых нагрузок вновь подключаемых промышленных потребителей.

Таблица 4.2.1. Перспективные балансы тепловых мощностей и тепловых нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии для консервативного варианта развития

Параметр	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028
Подключенная нагрузка, Гкал/час	403,400	403,400	403,400	403,400	403,400	403,400	403,400	403,400
Потери в сетях, %	16,650	16,650	16,650	16,650	16,650	16,650	16,650	16,650
Отпуск т/э в сеть, необходимый для покрытия нагрузки, Гкал/час	470,566	470,566	470,566	470,566	470,566	470,566	470,566	470,566
Собственные нужды источников, Гкал/час								
Ленинградская АЭС-1	151,940	151,940	151,940	151,940	151,940	144,343	136,746	121,552
Котельная СМУП "ТСП"	2,375	2,375	4,799	4,799	4,799	4,799	4,799	4,799
Ленинградская АЭС-2	4,000	40,000	40,000	60,000	60,000	80,000	100,000	80,000
Располагаемая мощность источника, Гкал/час								
Ленинградская АЭС-1	540,000	540,000	540,000	540,000	540,000	375,000	300,000	0,000
Котельная СМУП "ТСП"	97,900	97,900	197,900	197,900	197,900	197,900	197,900	197,900
Ленинградская АЭС-2	0,000	0,000	0,000	250,000	250,000	500,000	750,000	1000,000
Суммарная располагаемая мощность источников, Гкал/час	637,900	637,900	737,900	987,900	987,900	1072,900	1247,900	1197,900
Резерв (+)/ Дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/час	9,019	-26,981	70,595	300,595	300,595	373,192	535,789	520,983
Резерв (+)/ Дефицит (-) тепловой мощности при трех работающих блоках ЛАЭС-2, Гкал/час	-	-	-	-	-	-	-	270,983
Резерв (+)/ Дефицит (-) тепловой мощности при двух работающих блоках ЛАЭС-2, Гкал/час	-	-	-	-	-	-	-	20,983

Таблица 4.2.2. Перспективные балансы тепловых мощностей и тепловых нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии для перспективного варианта развития

Параметр	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028
Подключенная нагрузка, Гкал/час	403,400	431,677	435,186	438,895	442,692	448,116	482,792	520,115
Потери в сетях, %	16,650	16,650	16,650	16,650	16,650	16,650	16,650	16,650
Отпуск т/э в сеть, необходимый для покрытия нагрузки, Гкал/час	470,566	503,551	507,645	511,972	516,400	522,727	563,177	606,714
Собственные нужды источников, Гкал/час								
Ленинградская АЭС-1	151,940	151,940	151,940	151,940	151,940	144,343	136,746	121,552
Котельная СМУП "ТСП"	2,375	2,375	4,799	4,799	4,799	4,799	4,799	4,799
Ленинградская АЭС-2	4,000	40,000	40,000	60,000	60,000	80,000	100,000	80,000
Располагаемая мощность источника, Гкал/час								
Ленинградская АЭС-1	540,000	540,000	540,000	540,000	540,000	375,000	300,000	0,000
Котельная СМУП "ТСП"	97,900	97,900	197,900	197,900	197,900	197,900	197,900	197,900
Ленинградская АЭС-2	0,000	0,000	0,000	250,000	250,000	500,000	750,000	1000,000
Суммарная располагаемая мощность источников, Гкал/час	637,900	637,900	737,900	987,900	987,900	1072,900	1247,900	1197,900
Резерв (+)/ Дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/час	9,019	-59,966	33,516	259,189	254,761	321,031	443,178	384,835
Резерв (+)/ Дефицит (-) тепловой мощности при трех работающих блоках ЛАЭС-2, Гкал/час	-	-	-	-	-	-	-	134,835
Резерв (+)/ Дефицит (-) тепловой мощности при двух работающих блоках ЛАЭС-2, Гкал/час	-	-	-	-	-	-	-	-115,165

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

### **5.1. Общие положения**

Балансы производительности водоподготовительных установок (ВПУ) и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей Сосновоборского городского округа на конец 2013 – начало 2014гг. приведены в Части 7 «Балансы теплоносителя» Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Для разработки перспективных балансов производительности ВПУ и потребления теплоносителя необходимо решить следующие задачи:

- установить перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи тепловой энергии от источника до потребителей;
- составить баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети и определить резервы и дефициты производительности ВПУ;
- определить необходимый объем подпитки тепловой сети неподготовленной водой для аварийных режимов работы источников и систем теплоснабжения.

Перспективные балансы теплоносителя разрабатываются для двух вариантов развития городского округа, которые подразумевают проведение следующих мероприятий:

#### *Консервативный вариант развития*

Постепенный переход с открытой на закрытую систему теплоснабжения, что позволит существенно сократить величину подпитки тепловой сети.

Вывод из эксплуатации ЛАЭС и ввод ЛАЭС-2, что обуславливает перекладку части тепловых сетей.

#### *Перспективный вариант развития*

Перспективный вариант развития подразумевает проведение тех же мероприятий, что и при консервативном варианте развития, с дополнительным увеличением объема теплоносителя за счет подключения к системе теплоснабжения новых потребителей тепловой энергии.

## 5.2. Перспективные объемы теплоносителя для источников тепловой энергии

Динамика изменения перспективных объемов теплоносителя, необходимых для передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии до потребителей в течение расчетного периода, приведена на рисунках 5.2.1 и 5.2.2 для консервативного и перспективного вариантов соответственно.

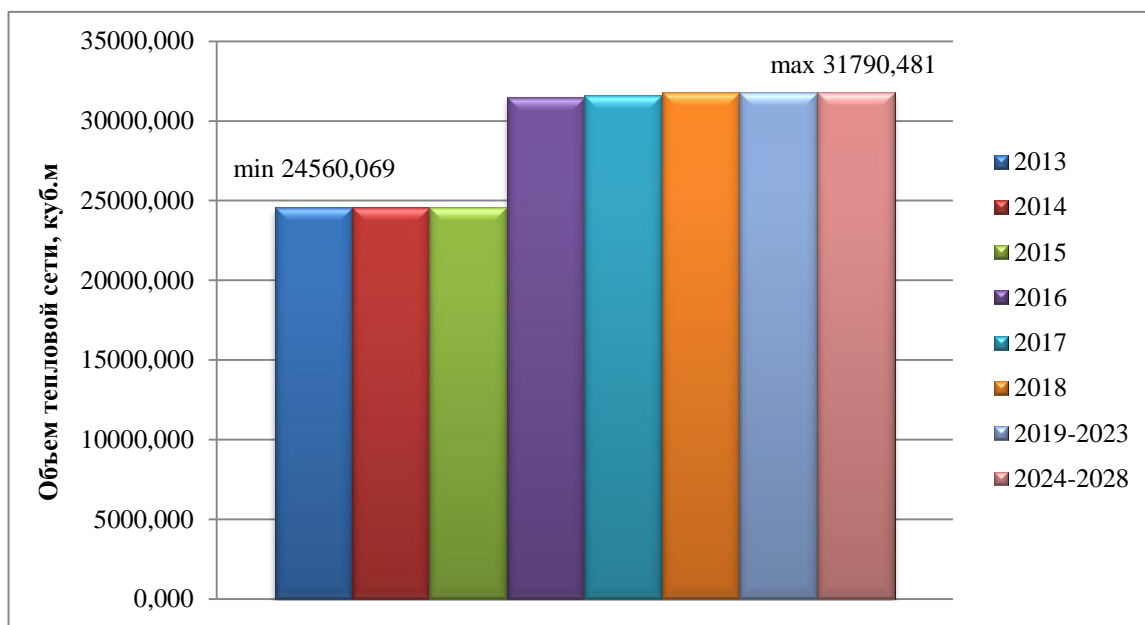


Рисунок 5.2.1. Динамика изменения объема теплоносителя для консервативного варианта развития

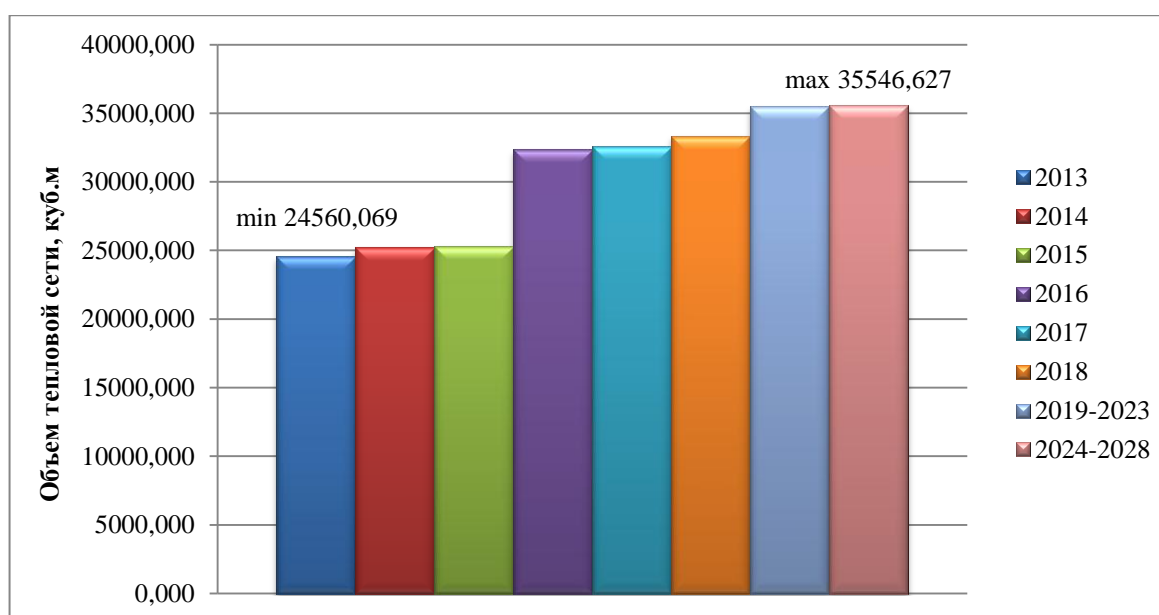


Рисунок 5.2.2. Динамика изменения объема теплоносителя для перспективного варианта развития



Анализ рисунков 5.2.1 и 5.2.2 позволяет сделать следующие выводы:

- В течение рассматриваемого периода с 2014 до 2028гг. в системе теплоснабжения Сосновоборского городского округа наблюдаемый прирост объема теплоносителя составит 29,44% в случае консервативного варианта развития и 44,73% в случае перспективного варианта относительно базового значения в 2013г.
- Наиболее значительный прирост объема теплоносителя, обусловленный реконструкцией и новым строительством тепловых сетей, приходится на 2016г. и по прогнозным оценкам составит 7230,412 м<sup>3</sup> в случае консервативного варианта развития и 10986,558 м<sup>3</sup> – в случае перспективного варианта развития.

### **5.3. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети**

Перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети для консервативного и перспективного вариантов развития городского округа приведены в таблицах 5.3.1 и 5.3.2 соответственно.

Таблица 5.3.1. Перспективные балансы ВПУ и подпитки тепловой сети для консервативного варианта развития Сосновоборского городского округа

Параметр	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028
Объем тепловых сетей, м <sup>3</sup>	24560,069	24560,069	24589,656	31474,880	31630,693	31781,962	31790,481	31790,481
Нормативная утечка согласно СНиП 41-02-2003, м <sup>3</sup> /ч	61,400	61,400	61,474	78,687	79,077	79,455	79,476	79,476
Утечка теплоносителя, связанная с открытой системой ГВС, м <sup>3</sup> /ч	540,384	540,384	459,327	351,250	216,154	81,058	0,000	0,000
Суммарная утечка, м <sup>3</sup> /ч	601,784	601,784	520,801	429,937	295,230	160,513	79,476	79,476
Производительность ВПУ:								
БРТ	1200,000	1200,000	1200,000	1200,000	200,000	200,000	200,000	200,000
Котельная СМУП "ТСП"	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000
Суммарная производительность ВПУ:	1800,000	1800,000	1800,000	1800,000	800,000	800,000	800,000	800,000
Резерв производительности ВПУ м <sup>3</sup> /ч:	1198,216	1198,216	1279,199	1370,063	504,770	639,487	720,524	720,524
Резерв производительности ВПУ в % от производительности:	66,568	66,568	71,067	76,115	63,096	79,936	90,065	90,065

Таблица 5.3.2. Перспективные балансы ВПУ и подпитки тепловой сети для перспективного варианта развития Сосновоборского городского округа

Параметр	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028
Объем тепловых сетей, м <sup>3</sup>	24560,069	25212,908	25330,365	32335,585	32589,922	33356,414	35496,545	35546,627
Нормативная утечка согласно СНиП 41-02-2003, м <sup>3</sup> /ч	61,400	63,032	63,326	80,839	81,475	83,391	88,741	88,867
Утечка теплоносителя, связанная с открытой системой ГВС, м <sup>3</sup> /ч	540,384	540,384	459,327	351,250	216,154	81,058	0,000	0,000
Суммарная утечка, м <sup>3</sup> /ч	601,784	603,417	522,653	432,089	297,629	164,449	88,741	88,867
Производительность ВПУ:								
БРТ	1200,000	1200,000	1200,000	1200,000	200,000	200,000	200,000	200,000
Котельная СМУП "ТСП"	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000
Суммарная производительность ВПУ:	1800,000	1800,000	1800,000	1800,000	800,000	800,000	800,000	800,000
Резерв производительности ВПУ м <sup>3</sup> /ч:	1198,216	1196,583	1277,347	1367,911	502,371	635,551	711,259	711,133
Резерв производительности ВПУ в % от производительности:	66,568	66,477	70,964	75,995	62,796	79,444	88,907	88,892

Анализ данных, приведенных в таблицах 5.3.1 и 5.3.2, позволяет сделать вывод о наличии существенных резервов производительности ВПУ как в случае консервативного, так и в случае перспективного вариантов развития. В первом случае к концу расчетного периода доля резерва ВПУ составит 90,065%, во втором – 88,892%.

#### **5.4. Аварийные режимы подпитки тепловой сети**

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительная 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. Поскольку аварийная подпитка осуществляется химически необработанной водой, в балансе водоподготовительных установок эта величина не участвует. Величины аварийной подпитки приведены в таблицах 5.4.1 и 5.4.2 для консервативного и перспективного вариантов соответственно.

*Таблица 5.4.1. Нормативные объемы аварийной подпитки для консервативного варианта развития*

Дополнительный объем аварийной подпитки м <sup>3</sup> /ч	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028
	491,201	491,201	491,793	629,498	632,614	635,639	635,810	635,810

*Таблица 5.4.2. Нормативные объемы аварийной подпитки для перспективного варианта развития*

Дополнительный объем аварийной подпитки м <sup>3</sup> /ч	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028
	491,201	504,258	506,607	646,712	651,798	667,128	709,931	710,933

Схема аварийного резервирования тепловых сетей в случае возникновения нестационарного гидравлического режима приведена на рисунке 5.4.1.

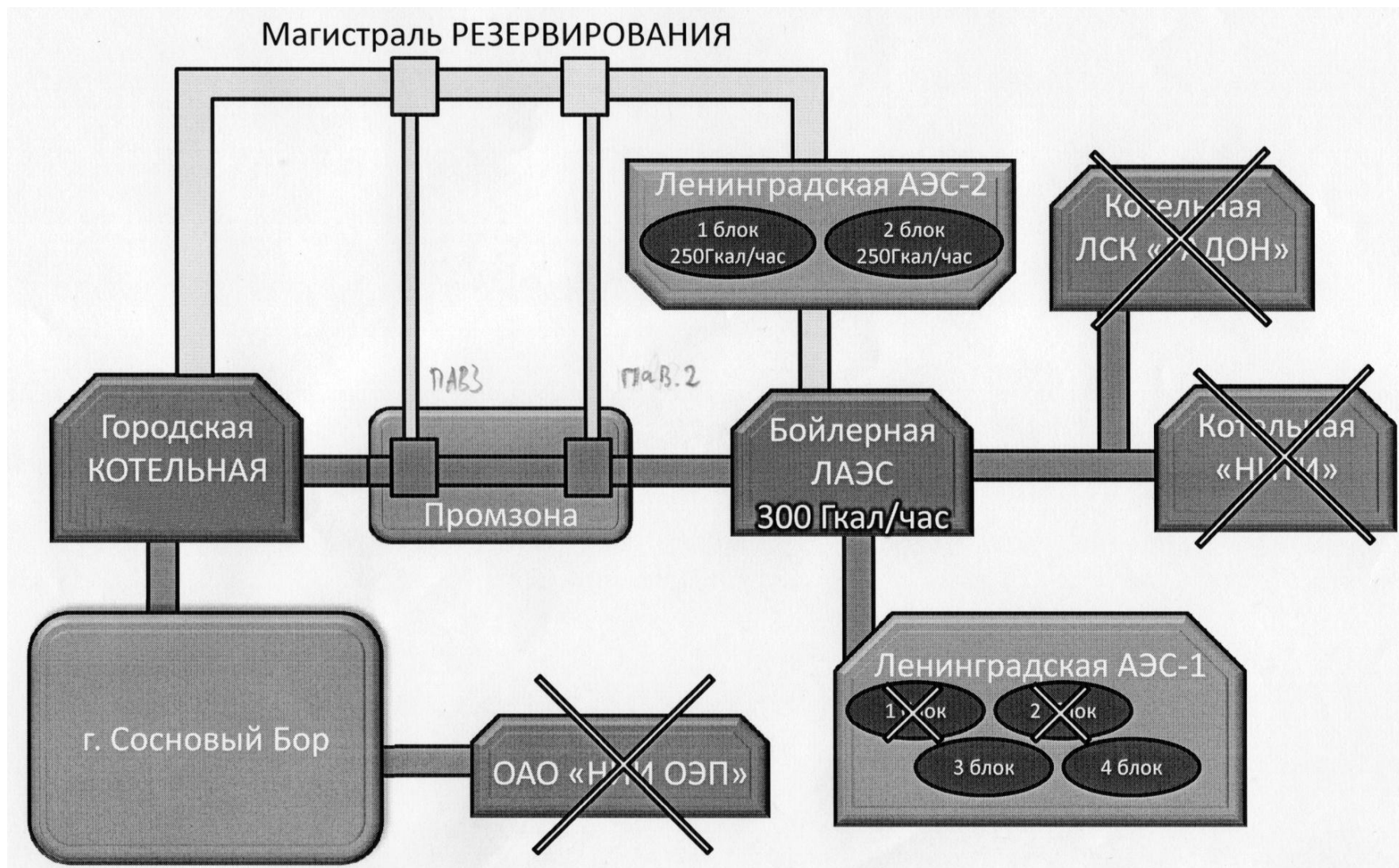


Рисунок 5.4.1. Схема аварийного резервирования тепловых сетей в случае возникновения нестационарного гидравлического режима

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

### **6.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

Потребителями тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения являются потребители многоэтажной, среднеэтажной и малоэтажной жилой застройки, общественные здания, промышленные потребители. Описание систем теплоснабжения приводится в Части 1 «Функциональная структура организации теплоснабжения» Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Для перспективного варианта развития городского округа планируется подключение к системе централизованного теплоснабжения также потребителей индивидуальной малоэтажной застройки Северного, Северо-Западного, Северо-Восточного и Восточного промышленного планировочных районов.

В рассматриваемый период до 2028г. будет наблюдаться прирост тепловой нагрузки, обусловленный подключением к системам теплоснабжения потребителей многоэтажной, среднеэтажной и малоэтажной жилой застройки, а также общественных зданий.

По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде. Под индивидуальным теплоснабжением понимается печное отопление.

Индивидуальный жилищный фонд характеризуется малыми расчетными тепловыми нагрузками и большим числом потребителей, что определяет необходимость строительства тепловых сетей малых диаметров и большой протяженности. Капитальные вложения и расходы на техническое обслуживание тепловых сетей в этом случае велики, сроки окупаемости неприемлемы ввиду малых значений расчетных тепловых нагрузок потребителей. Для консервативного варианта развития Сосновоборского городского округа перевод индивидуального малоэтажного жилищного фонда на централизованное теплоснабжение осуществлять не планируется. Для перспективного варианта развития городского округа планируется осуществить частичный перевод этих потребителей на централизованное теплоснабжение в связи со значительной величиной ожидаемого прироста тепловой нагрузки в районах с малоэтажной индивидуальной жилищной застройкой. В частности, это микрорайоны «Ручьи», «Устьинский», «Старое Калище». Теплоснабжение застраиваемого микрорайона «Липово» будет осуществляться от индивидуальных источников тепловой энергии.

Для консервативного варианта, ввиду указанных выше причин, а также удаленности от действующих в настоящее время источников тепловой энергии, теплоснабжение

потребителей индивидуальной жилищной застройки планируется осуществлять при помощи индивидуальных источников тепловой энергии.

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах Сосновоборского городского округа по состоянию на 2014г. не используются.

Согласно статье 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Обоснование предложений, приведенное в данной Главе, опирается на следующую информацию:

–информацию по перспективным приростам строительных фондов и прогнозу перспективного потребления тепловой энергии, Глава 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»;

–информацию по перспективным балансам тепловой мощности источников и тепловой нагрузки, Глава 4 «Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки»;

–информацию по необходимым мероприятиям по строительству и реконструкции тепловых сетей, Глава 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

Мероприятия, рассмотренные в данной главе, описывают консервативный и перспективный варианты развития Сосновоборского городского округа.

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

В рассматриваемом периоде до 2028г. в Сосновоборском городском округе для консервативного и перспективного вариантов развития предусматривается строительство второго источника тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии – Ленинградской АЭС-2 (ЛАЭС-2). Предполагается строительство ЛАЭС-2 как замещающего источника электрической и тепловой энергии постепенно выводимой из эксплуатации в связи с исчерпанием нормативного срока службы атомных реакторов ЛАЭС. Электрическая мощность каждого из четырех энергоблоков ЛАЭС-2 составит 1198,8 МВт, тепловая – 250 Гкал/час. Таким образом, суммарная электрическая

мощность ЛАЭС-2 после ввода в эксплуатацию всех 4 энергоблоков составит 4795,2 МВт, суммарная тепловая мощность – 1000 Гкал/час. По состоянию на 2014г. строительство ЛАЭС-2 уже находится в активной фазе. Схема территориального размещения площадки ЛАЭС-2 приведена на рисунке 6.2.1.

Настоящая Схема теплоснабжения предусматривает ввод первого энергоблока ЛАЭС-2 в 2016г., второго энергоблока – в 2018г., третьего и четвертого энергоблоков – в 2024 и 2025гг. соответственно. Планируется, что вывод энергоблоков ЛАЭС из эксплуатации будет происходить в 2018, 2020 и 2025гг., что показано на рисунке 6.2.2.



Рисунок 6.2.1. Схема территориального размещения площадки ЛАЭС-2

Отпуск тепловой энергии, как и в сложившейся системе теплоснабжения, предусматривается осуществлять от бойлерной районного теплоснабжения. Трубопровод промконтра 2ДУ1200 будет служить для передачи тепловой энергии от теплофикационных установок ЛАЭС-2 теплообменному оборудованию БРТ.



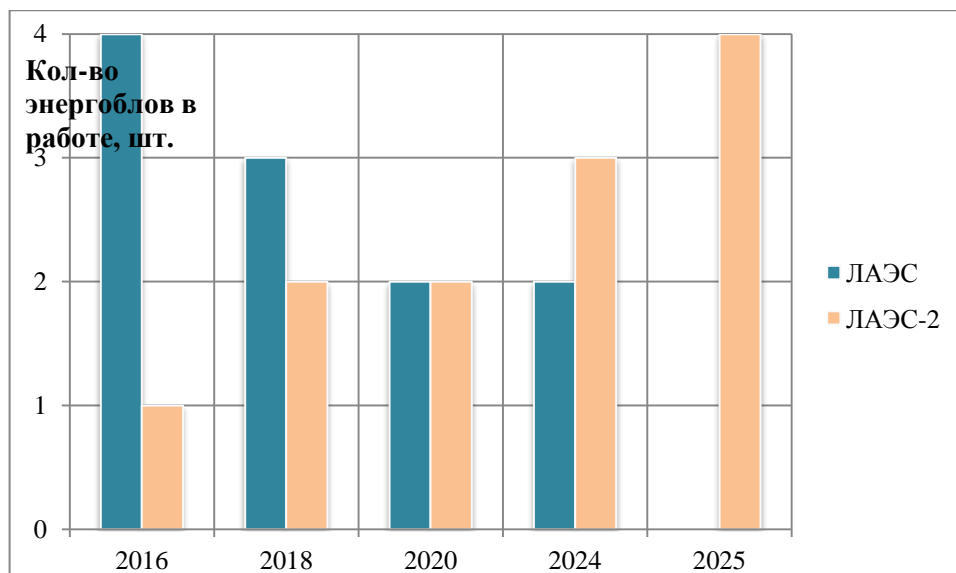


Рисунок 6.2.2. Динамика ввода-вывода энергоблоков ЛАЭС-2 и ЛАЭС

Изменение проектного температурного графика отпуска тепловой энергии от БРТ 150/70°С на график 165/70°С было связано с невозможностью обеспечения необходимого расхода теплоносителя в системе теплоснабжения. Основной причиной этого являлась значительная величина расхода теплоносителя на собственные нужды здания площадки ЛАЭС. Проведенный в настоящее время комплекс мер по снижению расхода теплоносителя на собственные нужды зданий площадки ЛАЭС позволяет перейти к проектному графику отпуска тепловой энергии от БРТ. Снижение температуры в подающем трубопроводе позволит снизить потери тепловой энергии через изоляцию при транспорте тепловой энергии, стабилизировать гидравлический режим в системе тепловых сетей городской зоны, а также снизить тепловую нагрузку на теплообменное оборудование БРТ. В этой связи настоящая Схема предусматривает возвращение к проектному графику отпуска тепловой энергии от БРТ 150/70°С с вводом первого энергоблока ЛАЭС-2 в 2016г.

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

В рассматриваемом периоде до 2028г. настоящей Схемой для консервативного и перспективного вариантов развития предусматривается проведение в реконструкции бойлерной районного теплоснабжения, от которой будет осуществляться отпуск тепловой энергии потребителям Сосновоборского городского округа.

С одной стороны, расширение зоны действия ЛАЭС (ЛАЭС-2) возможно за счет включения насосов второго подъема на БРТ. Данное оборудование было установлено на

БРТ, однако не использовалось на протяжении 30 лет, в связи с чем потребуется реконструкция насосов второго подъема БРТ.

С другой стороны, перевод потребителей на закрытую схему горячего водоснабжения приведет к снижению необходимого объема подпитки тепловой сети. Однако при этом не исключены трудности при реализации данного технического решения. В этой связи настоящая Схема предусматривает при снижении подпитки тепловой сети ниже уровня 1100 м<sup>3</sup>/ч ввод в эксплуатацию новой деаэрационной установки (в 2017г.) в отдельно стоящем здании при сохранении текущей водоподготовительной установки производительностью 1200 м<sup>3</sup>/ч. Производительность новой деаэрационной установки 200 м<sup>3</sup>/ч, установка предусматривается с двумя вакуумными деаэраторами.

Наконец, срок эксплуатации подогревателей сетевой воды и баков-аккумуляторов на БРТ также составляет более 30 лет, техническое состояние – удовлетворительное. В этой связи настоящая Схема предусматривает реконструкцию подогревателей сетевой воды типа ТС-800 и баков-аккумуляторов БРТ объемом 2000 м<sup>3</sup>. Полный перечень мероприятий по реконструкции БРТ приводится в таблице 6.3.1.

*Таблица 6.3.1. Мероприятия по реконструкции БРТ ЛАЭС*

№ п/п	Мероприятие
1.	Реконструкция насосов второго подъема СЭ-2500-60-11, 4 шт.
2.	Реконструкция подогревателей сетевой воды типа ТС-800, 4 шт.
3.	Устройство новой деаэрационной установки производительностью 200 м <sup>3</sup> /ч в отдельно стоящем здании
4.	Капитальный ремонт баков-аккумуляторов V=2000 м <sup>3</sup> , 2 шт.

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

В рассматриваемом периоде до 2028г. в Сосновоборском городском округе проведения реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле не предусмотрено.

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

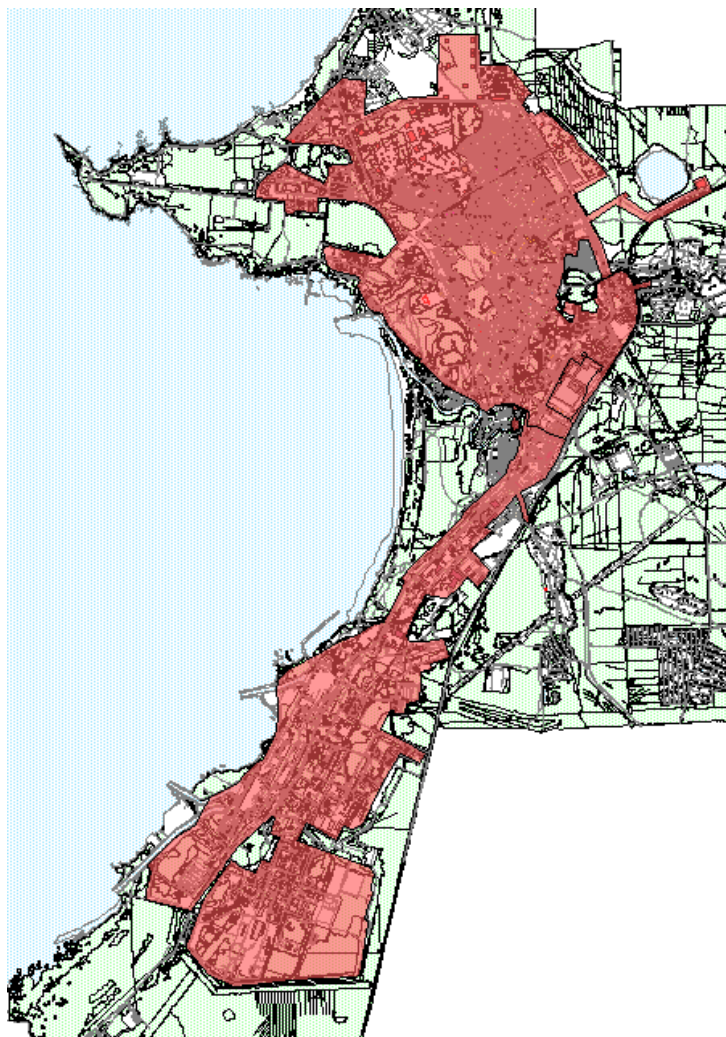
В рассматриваемом периоде до 2028г. в Сосновоборском городском округе для обоих вариантов развития сохраняется резервно-пиковый режим работы для городской котельной СМУП «ТСП».

## **6.6. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии**

Для консервативного варианта развития Сосновоборского городского округа расширения зоны действия источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии не происходит. Вывод энергоблоков ЛАЭС будет сопровождаться вводом энергоблоков ЛАЭС-2. По состоянию на 2025г. ЛАЭС будет полностью выведена из эксплуатации, теплоснабжение потребителей городского округа будет осуществляться за счет тепловой мощности ЛАЭС-2.

Для перспективного варианта развития Сосновоборского городского округа в рассматриваемый период до 2028г. будет происходить расширение совместной зоны действия ЛАЭС и ЛАЭС-2 за счет подключения перспективных потребителей Северного, Северо-Западного, Северо-Восточного, Восточного и Южного промышленных планировочных районов. Суммарный прирост тепловой нагрузки к 2028г. составит 93,061 Гкал/час, из которых 39,182 Гкал/час приходится на Северо-Западный, 27,970 Гкал/час – на Северный, 16,747 Гкал/час – на Северо-Восточный и 9,162 Гкал/час – на Восточный и Южный промышленные планировочные районы. Расширение зоны действия ЛАЭС (ЛАЭС-2) возможно только за счет включения в работу насосов второго подъема на БРТ.

Зона действия ЛАЭС-2 к 2028г. для перспективного варианта развития городского округа приведена на рисунке 6.6.1.



*Рисунок 6.6.1. Перспективная зона действия ЛАЭС-2*

## **6.7. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах малоэтажной жилой застройки**

Обоснование организации индивидуального теплоснабжения для консервативного варианта развития Сосновоборского городского округа приводится в Части 1 «Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления» настоящей Главы.

Для перспективного варианта развития городского округа предусматривается частичная ликвидация индивидуального теплоснабжения в связи со значительными приростами тепловой нагрузки в Северном, Северо-Восточном и Восточном промышленном планировочных районах. Для Северного планировочного района это обусловлено застройкой микрорайонов «Устьинский», «Ручьи» для Северо-Восточного планировочного района – застройкой квартала «Искра», для Восточного промышленного планировочного района – застройкой микрорайона «Старое Калище». Теплоснабжение перспективных потребителей индивидуальной жилой застройки микрорайона «Липово» планируется осуществлять от индивидуальных источников тепловой энергии.

## **6.8. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах**

Объем тепловой энергии, отпускаемой в расчетный период до 2028г. на нужды вновь подключаемых промышленных потребителей, был обоснован ранее в Главе 4 «Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов существующей располагаемой тепловой мощности» в зависимости от режима работы энергоблоков ЛАЭС и ЛАЭС-2.

Подключения промышленных потребителей, имеющих собственные источники тепловой энергии, к генерирующим мощностям ЛАЭС в расчетный период также не планируется.

## **6.9. Обоснование организации теплоснабжения локальными котельными**

По состоянию на 2014г., как указывалось выше, городская котельная СМУП «ТСП» работает в резервно-пиковом режиме. Располагаемая тепловая мощность котельной СМУП «ТСП» по состоянию на 2014г. составляет 97,9 Гкал/час. К 2015г. после проведения пуско-наладочных работ на вновь установленных котлах Novotherm 58-150 располагаемая тепловая мощность котельной составит 197,9 Гкал/час при условии обеспеченности основным видом топлива.

По состоянию на 2014г. эксплуатация котла ПТВМ-50 №3 установленной тепловой мощностью 50 Гкал/час продлена до 2018г., котла ПТВМ-50 №4 – до 2023г. В связи с тем, что износ оборудования котельной приближается к предельной величине, настоящая Схема предусматривает поэтапное проведение реконструкции котельной в период с 2018 по 2021гг. Перечень мероприятий по реконструкции котельной приведен в таблице 6.9.1.

*Таблица 6.9.1. Мероприятия по реконструкции городской котельной СМУП «ТСП»*

<b>№ п/п</b>	<b>Мероприятие</b>
1.	<b>Реконструкция водогрейной части</b>
1.1	Капитальный ремонт котла ПТВМ-50 №3 с реконструкцией горелочных устройств и системы автоматики
1.2	Реконструкция горелочных устройств и системы автоматики котла ПТВМ-50 №4
1.3	Капитальный ремонт баков-аккумуляторов $V=1500 \text{ м}^3$ , 2 шт.
2.	<b>Реконструкция паровой части</b>
2.1	Замена двух паровых котлов ДКВР-10-13 на современные аналоги
3.	Разработка и реализация проекта комплексной системы автоматизации котельной
4.	Разработка проекта и внедрение системы частотного регулирования работы электрооборудования водогрейной части котельной
5.	Реализация проекта установки автоматизированных тепловых пунктов на здания котельной, 2 шт.

## 6.10. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Обоснование перспективных балансов тепловой мощности и подключенной тепловой нагрузки по вновь вводимым и реконструируемым источникам тепловой энергии, обоснование установленного года реконструкции были приведены выше.

Ниже, в таблице 6.10.1 приводится динамика ввода и вывода тепловой мощности по источникам тепловой энергии.

Таблица 6.10.1. Динамика ввода и вывода тепловой мощности по источникам

Источник	Изменение установленной мощности, Гкал/час	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028
Ленинградская АЭС	-540	0	0	0	0	-165	-75	-300
Ленинградская АЭС-2	1000	0	0	250	0	250	0	500
Городская котельная СМУП «ТСП»	100	0	100	0	0	0	0	0

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

В настоящей главе приводятся предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них для двух вариантов развития Сосновоборского городского округа на период до 2028г. При выработке рекомендаций, представленных в настоящей главе, использовались результаты теплогидравлических расчетов, проведенных для перспективной модели теплоснабжения городского округа в программном комплексе Zulu 7.0 и результаты расчетов надежности теплоснабжения на период до 2028г. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них разделены на 8 категорий:

1 – Предложения по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности;

2 – Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;

3 – Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения;

4 – Предложения по строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;

5 – Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;

6 – Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

7 – Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

8 – Предложения по строительству и реконструкции насосных станций.

Для удобства предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них сгруппированы по характеру предлагаемых мероприятий.

## 7.1. Консервативный вариант развития

Реализация консервативного варианта развития Сосновоборского городского округа подразумевает отсутствие перспективной застройки, введение ЛАЭС-2 в качестве замещающего источника электрической и тепловой энергии для выводимой из эксплуатации ЛАЭС, а также перевод всех потребителей тепловой энергии в период с 2015 по 2019гг. на горячее водоснабжение по закрытой схеме.

### 7.1.1. Мероприятия по тепловым сетям

Ввод первого энергоблока ЛАЭС-2 в 2016г. в качестве базового источника тепловой энергии предусматривает строительство тепловой магистрали промконтуров 2ДУ1200 до здания БРТ. В соответствии с расчетами надежности теплоснабжения на период до 2028г., представленными в Главе 9 «Перспективная надежность теплоснабжения», в период с 2020 по 2024гг. необходима замена тепломагистрали 2ДУ1000 протяженностью 6850 м от здания БРТ до здания 720 в связи с исчерпанием ресурса. Кроме того, для повышения надежности тепловой сети от БРТ до городской зоны необходима прокладка резервирующего трубопровода 1ДУ800 протяженностью 6850 м.

Для повышения надежности теплоснабжения микрорайонов городской черты путем резервирования трубопроводов предусмотрено строительство ряда перемычек. Полный перечень мероприятий по тепловым сетям для консервативного варианта приведен в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1. Мероприятия по тепловым сетям для консервативного варианта развития

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
<b>Тепломагистраль от ЛАЭС-2</b>						
2015	2	ТФУ ЛАЭС-2	Уз. ЛАЭС-2	13,08	-	1200
2016	2	Уз. ЛАЭС-2	Врезка БРТ	3037,15	-	1200
2016	2	Уз. ЛАЭС-2	ЛАЭС-2	27,15	-	600
<b>Тепломагистраль от ЛАЭС</b>						
2020-2024, резервная однетрубная магистраль	5	БРТ	Здание 720	6850	-	800
2016-2020	7	БРТ	Здание 720	6850	1000	1000
<b>Тепловые сети городской зоны</b>						
2017	5	ТК-35	ТК-99	590,57	-	400
2017	5	ТК-30/3	ТК-21	154,41	-	150
2017	5	Запорная арматура в Солнечной, 17	ТК-30/3	98,27	100	150
2018	5	ТК-25/2	ТК-26	601,88	-	400
2019	5	ТК-20/9	ТК-45	117,1	-	200



Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
2019	5	Врезка на ТУ1, Молодежная, 15	ТК-20/9	22	80	200
2015	7	ТК-5	ТК-16 (через ТК-98)	380	500	500
2015	7	ТК-42	ТК-64/10	72	250	250
2016	7	ТК-1	ТК-93	458	700	700
2016	7	ТК-66	ТК-64	224	300	300
2017	7	ТК-41	ТК-49/10	54	300	300
2018	7	ТК-42	ТК-40	199	700	700
2018	7	ТК-61/10	Врезка на ТУ2, Машиностроителя й, 6	95	150	150
2018	7	Врезка на ТУ2, Машиностроителя й, 6	ТК-72/10	117	125	125
2019	7	ТК-44	ТК-42	390	700	700

## 7.1.2. Мероприятия по сооружениям на тепловых сетях

### 7.1.2.1. Мероприятия по реконструкции насосной станции, здание 716

В соответствии с положениями Части 3 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» в существующей системе есть проблемы с завышенным давлением в обратном трубопроводе. Это является следствием особенностей рельефа городского округа и приводит к невозможности стабилизации гидравлического режима тепловой сети в условиях отсутствия функционирующих подкачивающих насосных станций.

Для решения этой проблемы необходимо проведение в 2016г. реконструкции подкачивающей насосной станции, здание 716. Настоящей Схемой предусматривается проектирование и организация второго ввода электропитания здания 716, демонтаж установленного оборудования и трубопроводов, закупка оборудования, работ по монтажу технологического оборудования, электроснабжения и системы КИПиА, а также пусконаладочные работы.

### 7.1.2.2. Мероприятия по замене секционирующей арматуры

По состоянию на 2014г. на тепловых сетях СМУП «ТСП» ряд секционирующей арматуры находится в неудовлетворительном состоянии. Консервативный вариант развития городского округа предусматривает восстановление секционирующей арматуры. Перечень необходимых мероприятий приведен в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2. Перечень мероприятий по замене секционирующей арматуры

№ п/п	Наименование мероприятия	Год реализации
1	<b>Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700 в том числе:</b>	2015
	павильон №3 Запорная арматура Ду 700-2 шт.	2021
	павильон №4 Запорная арматура Ду 700 - 2 шт.	2018
	павильон №5 запорная арматура Ду 700 - 2 шт.	2016
	павильон №7 Запорная арматура Ду 700 - 2 шт.	2015
	павильон №8 Запорная арматура Ду 700 - 2 шт. и Ду 500 - 4 шт.	2018-2019
	павильон №9 Запорная арматура Ду 700 - 2 шт.	2017
2	<b>Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000 в том числе:</b>	
	павильон №2 Ду 800 - 2шт, Ду 300 - 4 шт, Ду250 - 6 шт.	2018 – 2019
	павильон №3 Ду 800 - 2 шт., Ду 400 - 6 шт, Ду 300 - 6 шт.	2015 – 2017
	здание 720 Ду 800 - 2 шт, Ду 600 - 4 шт, Ду 500 - 6 шт, Ду 400 - 2 шт	2016 – 2020

### 7.1.2.3. Мероприятия по установке защит от превышения давления и регуляторов перепада давления

По состоянию на 2014г. на тепловых сетях Сосновоборского городского округа отсутствует защита от превышения давления. Опыт эксплуатации показывает, что отсутствие защит от превышения давления дважды за последние 10 лет приводило к аварийным ситуациям на тепловых сетях.

Большая разветвленность внутриплощадочных тепловых сетей крупных промышленных потребителей, частые случаи разрегулированности этих сетей, а также колебания подключенной нагрузки промышленных потребителей вследствие включения/отключения новых внутриплощадочных объектов приводит к постоянному изменению гидравлического режима тепловой сети в целом. Разрегулированность внутриплощадочных сетей промышленных потребителей зачастую приводит к нарушению оптимального гидравлического режима всей тепловой сети. В этой связи предпочтительной является установка на отводах на промышленных потребителей устройств, выравнивающих гидравлический режим в случае его изменения, - регуляторов перепада давления.

Принимая во внимание перечисленные выше факторы, настоящая Схема предусматривает в рамках консервативного варианта установку устройств защиты от превышения давления и регуляторов перепада давления в период с 2015 по 2020гг. Расположение защит и регуляторов на тепловых сетях городского округа, а также предполагаемый год ввода в эксплуатацию приведены в таблице 7.1.3. Схема расположения защит и регуляторов перепада давления приведена на рисунке 7.1.1.

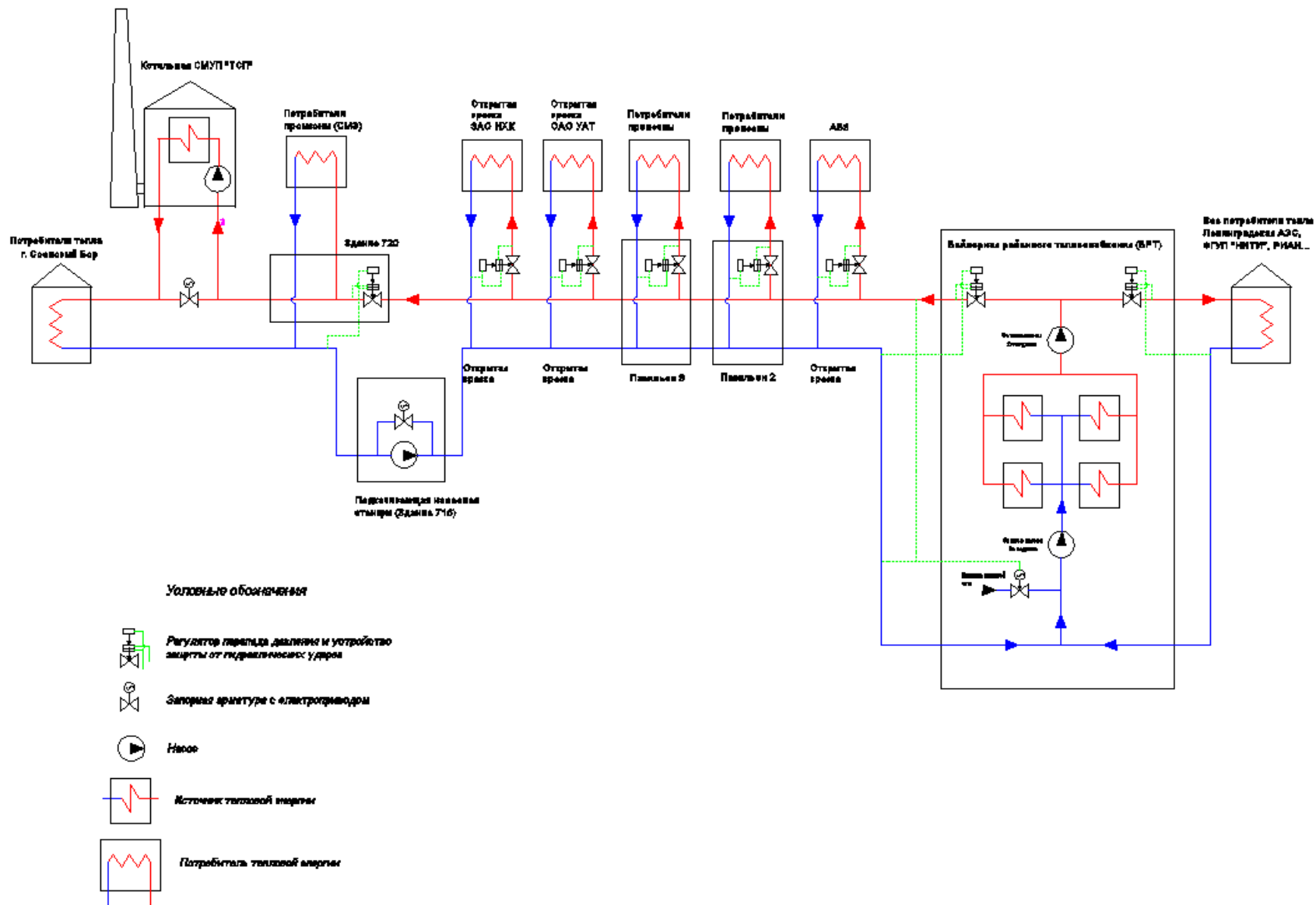


Рисунок 7.1.1. Схема расположения защит от превышения давления и регуляторов перепада давления

Таблица 7.1.3. Точки и год установки защит от превышения давления и регуляторов перепада давления

Место установки	Год установки
Выход БРТ-1	2015
Здание 720	2016
Выход БРТ-2	2017
Павильоны 2, 3	2018
Открытые врезки АБЗ, ОАО "УАТ"	2019
Открытая врезка ЗАО "НХК"	2020

В качестве устройства защиты от превышения давления настоящая Схема предусматривает установку быстродействующих сливных клапанов (БКС) (рисунок 7.1.2). Клапан типа БКС (быстродействующий клапан сливной) является исполнительным устройством гидравлических регуляторов непрямого действия (или электромагнитных соленоидов) и предназначен для защиты наружных тепловых сетей и местных систем теплоснабжения от внезапного повышения давления (гидроударов), возникающих в результате резкого повышения гидравлического сопротивления в трубопроводах в периоды аварийного останова сетевых насосов, закрытия задвижек, клапанов и пр. Защита осуществляется путем слива из трубопровода в дренаж сетевой воды в количестве, обеспечивающем срезки на заданном уровне волны повышенного давления.

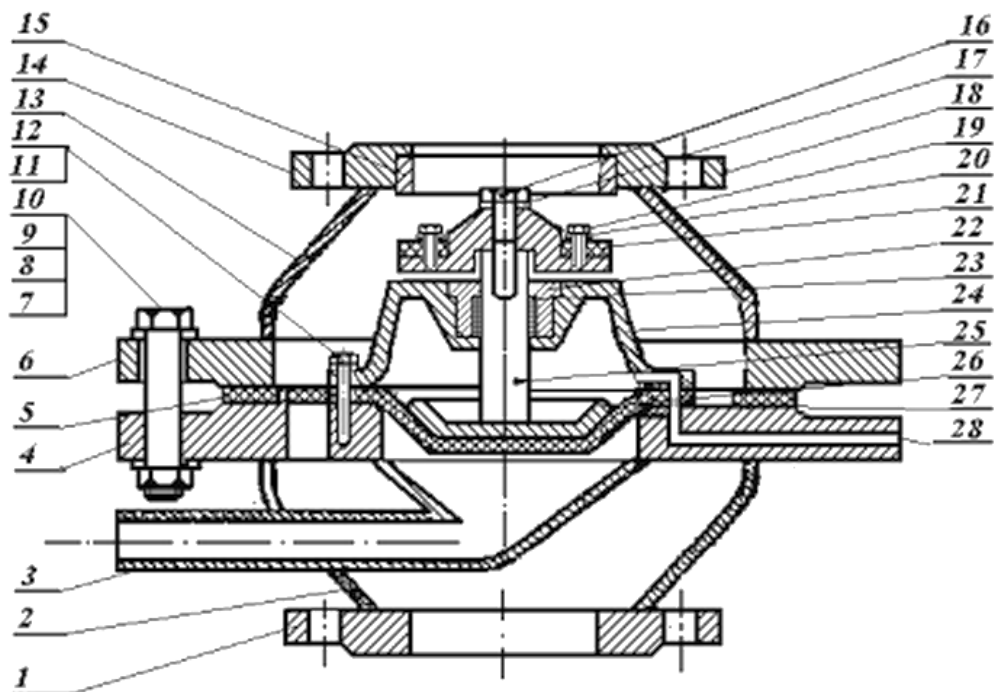


Рисунок 7.1.2. Схема быстродействующего сливного клапана (БКС)

### **7.1.3. Мероприятия по потребителям тепловой энергии**

#### **7.1.3.1. Мероприятия по переводу потребителей на температурный график с расчетной температурой -24°C**

В соответствии с тем, что текущие тепловые нагрузки потребителей рассчитаны на минимальную температуру наружного воздуха -26°C при изменившейся расчетной температуре (-24°C), происходит перерасход тепловой энергии и соответствующие «перетопы» потребителей. Настоящая Схема предусматривает проведение в 2015-2016гг. мероприятий по замене суживающих устройств у потребителей и разработке эксплуатационных режимов тепловой сети при изменении действующего температурного графика.

#### **7.1.3.2. Мероприятия по переводу потребителей на закрытую схему ГВС**

В соблюдение требований п.9 ст.29 ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010г. в консервативный вариант закладывается постепенный перевод системы теплоснабжения на систему закрытого типа с установкой у потребителей индивидуальных водоподогревателей ГВС с регулятором температуры. Перевод на систему закрытого типа предусматривается в период с 2015 по 2019гг. со следующей динамикой: в 2015г. 15% потребителей будут иметь закрытую схему ГВС, в 2016г. – 35%, в 2017г. – 60%, в 2018г. – 85%, в 2019г. – 100%.

#### **7.1.3.3. Мероприятия по установке у потребителей узлов учета тепловой энергии**

В соблюдение требований ст.13 ФЗ №261 «Об энергосбережении» от 10.07.2012г. в консервативный вариант закладывается оснащение всех потребителей тепловой энергии узлами учета тепловой энергии (УУТЭ). Динамика оснащения потребителей приборами учета аналогична динамике перевода потребителей на закрытую схему ГВС.

#### **7.1.3.4. Мероприятия по установке у потребителей балансировочных клапанов**

Ранее была описана проблема системы теплоснабжения городского округа, связанная с недостаточным теплосъемом у потребителей, подводящие трубопроводы которых несопоставимы с подключенной тепловой нагрузкой. Это приводит к завышению температуры обратной сетевой воды и, как следствие, неблагоприятному температурному режиму теплообменного оборудования БРТ. Для предотвращения вывода из строя оборудования БРТ, а также для нормализации температурного режима тепловой сети настоящая Схема предусматривает установку балансировочных клапанов на вводах потребителей тепловой энергии.

## 7.2. Перспективный вариант развития

Мероприятия по тепловым сетям и сооружениям на них, соответствующие перспективному варианту развития Сосновоборского городского округа, включают мероприятия, соответствующие консервативному варианту. При этом предусматривается постепенная замена всех тепловых сетей со сроком службы, превышающим 35 лет.

Помимо мероприятий по поддержанию существующей системы теплоснабжения на уровне, обеспечивающем качественное теплоснабжение потребителей, перспективный вариант подразумевает строительство новых тепловых сетей для обеспечения приростов тепловых нагрузок в соответствии с положениями Главы 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения». Для удобства мероприятия по строительству новых тепловых сетей сгруппированы по планировочным районам.

### 7.2.1. Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения и перспективных приростов тепловой нагрузки

Положения настоящего раздела отвечают положениям раздела 7.1. При этом в настоящий раздел включены мероприятия по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки. Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей без учета реконструкции тепловых сетей, исчерпавших срок службы (категория 7), приведен в таблице 7.2.1. Очередность замены тепловых сетей со сроком службы, превышающим 35 лет, приведена в Приложении 2 «Предложения по замене тепловых сетей, исчерпавших нормативный срок службы».

Таблица 7.2.1. Мероприятия по повышению надежности и пропускной способности тепловых сетей для перспективного варианта развития

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
<b>Тепломагистраль от ЛАЭС-2</b>						
2015	2	ТФУ ЛАЭС-2	Уз. ЛАЭС-2	13,08	-	1200
2016	2	Уз. ЛАЭС-2	Врезка БРТ	3037,15	-	1200
2016	2	Уз. ЛАЭС-2	ЛАЭС-2	27,15	-	600
2016-2024	5	Уз. ЛАЭС-2	Здание 720	9650	-	800
<b>Тепломагистраль от ЛАЭС</b>						
2018	4	БРТ	Врезка на Пав-АБЗ	763,33	1000	1200
2019	4	Врезка на Пав-АБЗ	Пав-2 (Промзона)	777,87	1000	1200
2020	4	Пав-2 (Промзона)	Пав-3 (Промзона)	1855,92	1000	1200
2020-2024, резервная однетрубная магистраль	5	БРТ	Здание 720	6850	-	800

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
2016-2020	7	Пав-3 (Промзона)	Здание 720	3453	1000	1000
<b>Тепловые сети городской зоны</b>						
2016	4	ТК-13/6	ТК-32/6	155	125	150
2016-2020	4	ТК-32/6	ТК-36/6	649	100	150
2017	5	ТК-35	ТК-99	590,57	-	400
2017	5	ТК-30/3	ТК-21	154,41	-	150
2017	5	Запорная арматура в Солнечной, 17	ТК-30/3	98,27	100	150
2018	5	ТК-25/2	ТК-26	601,88	-	400
2019	5	ТК-20/9	ТК-45	117,1	-	200
2019	5	Врезка на ТУ1, Молодежная, 15	ТК-20/9	22	80	200

## 7.2.2. Мероприятия по строительству новых тепловых сетей

### 7.2.2.1. Северный и Северо-Западный планировочные районы

Для обеспечения качественного теплоснабжения потребителей Северного и Северо-Западного при сохранении высокого уровня надежности системы теплоснабжения настоящая схема предусматривает строительство многокольцевой системы трубопроводов в Северо-Западном планировочном районе с диаметрами магистральных трубопроводов ДУ200 – ДУ500, рисунок 7.2.1.

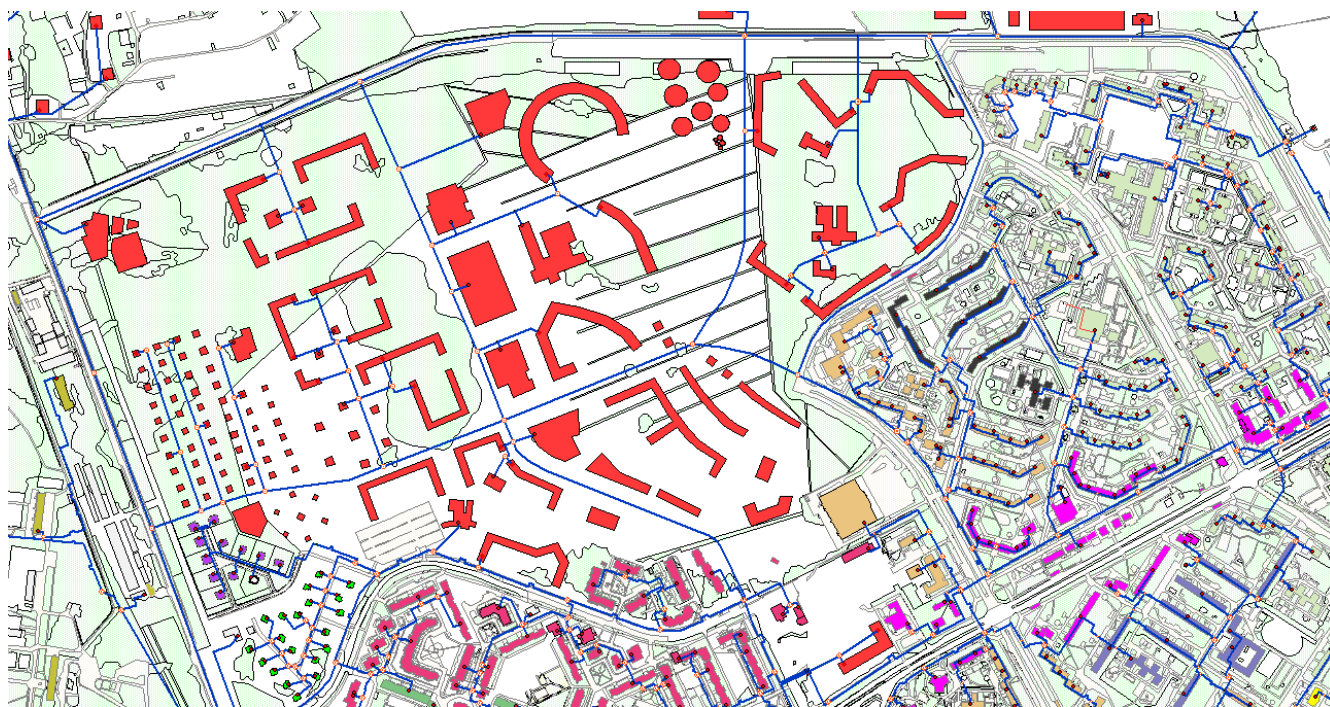


Рисунок 7.2.2. Схема новых тепловых сетей в Северо-Западном планировочном районе

Ориентировочная потребность в трубопроводах различного диаметра при прокладке магистральных и внутриквартальных сетей для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей приведена в таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.2. Ориентировочная потребность в трубопроводах различного диаметра для Северного и Северо-Западного планировочных районов

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
<b>Северный и Северо-Западный районы</b>						
2014	2	Пав. 9	-	613,81	-	500
2014	2	-	-	121,36	-	400
2014	2	-	-	62,09	-	350
2014	2	1/Н	-	416,39	-	300
2014	2	новая ТК 2014	-	292,92	-	250
2014	2	-	-	724,12	-	250
2014	H2014	-	-	623,74	-	200
2014	H2014	-	-	101,3	-	175
2014	H2014	-	-	76,19	-	125
2014	H2014	-	[2014] МЖД 17 мкр.	66,38	-	100
2014	H2014	Новая ТК-2014	новая ТК-2014	52,2	-	80
2014	H2014	Новая ТК-2014	[2014] МЖД 16 мкр	22,2	-	80
2014	H2014	H2014	новая ТК 2014	64,75	-	70
2014	H2014	новая ТК 2014	[2014] МЖД С-ЗР	50,01	-	70
2014	H2014	H2014	[2020] Дос.-разв. центр	27,82	-	70
2014	H2014	новая ТК-2014	[2014] ИЖД С-ЗР	17,2	-	50
2014	2	-	[2014] МЖД СР	47,63	-	40
2015	2	-	-	202,69	-	300
2015	H2015	Новая ТК-2014	Новая ТК-2014	232,41	-	200
2015	H2015	-	-	42,04	-	175
2015	H2015	ТК-88	H2018	530	-	175
2015	H2015	H2018	-	14,89	-	150
2015	H2015	H2018	Новая ТК-2014	42,6	-	125
2015	H2015	-	[2015] МЖД 17 мкр.	52,44	-	80
2015	H2015	новая ТК 2014	[2015] МЖД С-ЗР	52,57	-	50
2015	H2015	Новая ТК-2014	H2015	141,83	-	50
2015	H2015	H2015	[2015] ИЖД С-ЗР	19,35	-	50
2015	H2015	-	[2015] МЖД 16 мкр	7,9	-	50



Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
2015	2	-	[2015] МЖД СР	79,56	-	40
2016	2	-	-	246,62	-	350
2016	2	-	-	195,08	-	300
2016	2	-	-	434,42	-	200
2016	H2016	-	-	170,6	-	150
2016	H2016	H2014	Новая ТК2016	52,92	-	150
2016	H2016	-	H2016	25,57	-	125
2016	H2016	-	[2016] МЖД 17 мкр.	22,33	-	70
2016	H2016	Новая ТК2016	[2016] МЖД С-ЗР	57,98	-	50
2016	H2016	H2015	Новая ТК-2016	159,63	-	50
2016	H2016	Новая ТК-2016	[2016] ИЖД С-ЗР	18,6	-	50
2016	H2016	H2016	[2016] МЖД 16 мкр	18,8	-	50
2016	2	-	-	168,2	-	40
2016	2	-	[2016] МЖД СР	265,88	-	40
2017	2	-	-	134,95	-	350
2017	H2017	Новая ТК-2014	Новая ТК-2014	363,28	-	250
2017	новая сеть 2017	новая ТК 2017	новая ТК 2017	172,47	-	175
2017	H2017	новая ТК 2017	Новая ТК-2014	132,76	-	175
2017	новая сеть 2017	новая ТК 2017	новая ТК 2017	148,51	-	150
2017	H2017	-	-	113,84	-	150
2017	H2017	Новая ТК2016	Новая ТК 2017	54,75	-	150
2017	H2017	-	-	81,84	-	100
2017	H2017	-	[2017] МЖД 17 мкр.	16,25	-	80
2017	новая сеть 2017	-	[2017] МЖД 16 мкр	98,35	-	70
2017	новая сеть 2017	новая ТК 2017	-	40,27	-	70
2017	H2017	Новая ТК 2017	[2017] МЖД С-ЗР	23,18	-	50
2017	H2017	новая ТК-2014	Новая ТК2017	125,7	-	50
2017	H2017	Новая ТК2017	[2017] ИЖД С-ЗР	15,94	-	50
2017	2	-	[2017] МЖД СР	42,28	-	40
2017	новая сеть 2017	-	[2017] Гостиница	14,77	-	40
2018	H2018	ТК-52/10	Новая ТК-2104	206,45	-	300
2018	H2018	Новая ТК-2104	Новая ТК-2014	197,91	-	250
2018	H2018	-	Новая ТК-2104	772,43	-	150

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
2018	H2018	-	[2018] Аквапарк	98,54	-	125
2018	H2018	Новая ТК 2017	-	37,19	-	100
2018	H2018	-	[2018] МЖД 17 мкр.	42,74	-	80
2018	H2018	-	[2018] МЖД 16 мкр	81,35	-	50
2018	H2018	-	[2018] МЖД С-ЗР	46,05	-	50
2018	H2018	Новая ТК-2014	Новая ТК-2018	111,42	-	50
2018	H2018	Новая ТК-2018	[2018] ИЖД С-ЗР	21,11	-	50
2018	H2018	H2018	[2018] Объект розн. торговли	41	-	50
2018	2	-	[2018] МЖД СР	90,93	-	40
2019	H2019	-	новая ТК 2017	116,07	-	175
2019	новая сеть 2019	новая ТК 2017	-	89,98	-	150
2019	новая сеть 2019	новая ТК 2017	-	48,84	-	150
2019	H2019	-	Новая ТК-2014	406,22	-	150
2019	новая сеть 2019	-	[2019] Дос.-разв. центр	24,59	-	100
2019	H2019	-	[2019] МЖД 17 мкр.	28,26	-	80
2019	H2019	Новая ТК-2018	-	191,79	-	50
2019	H2019	-	[2019-2020] ИЖД С-ЗР	19,74	-	50
2020	2	-	-	176,81	-	350
2020	2	-	-	52,97	-	300
2020	2	-	[2024-2028] МЖД СР	352,23	-	300
2020	H2020	-	-	92,16	-	200
2020	H2020	H2016	[2020] д/с на 280 мест	43,29	-	125
2020	H2020	-	[2020] МЖД 17 мкр.	37,13	-	80
2020	H2020	ТК-91	[2020] Амб.-пол. отд.	69,38	-	80
2020	H2020	-	[2019-2020] МЖД 16 мкр	41,34	-	80
2020	H2020	новая ТК 2017	[2020] Объект розн. торговли	159,73	-	70
2020	2	-	[2020] Гостиница	27,31	-	40
2020	H2020	-	[2020] Стадион	34	-	40
2022	2	-	новая ТК 2017	702,47	-	300

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
2022	2	-	-	103,19	-	100
2022	H2022	-	[2021-2023] МЖД мкр. Ручьевск.	32,61	-	100
2022	H2022	-	[2022] д/с на 140 мест	31,67	-	80
2022	H2022	-	[2019-2023] МЖД С-ЗР	54,17	-	70
2022	H2022	-	[2022] Школа на 600 мест	29,23	-	70
2022	H2022	-	-	67,16	-	70
2022	H2022	Новая ТК 2017	новая ТК 2014	92,45	-	50
2022	H2022	Врезка в Пав. 8	НТК 7 мкр	61,59	-	50
2022	H2022	НТК 7 мкр	[2021-2023] МЖД 7 мкр.	17,99	-	50
2023	H2023	Новая ТК 2017	-	22,61	-	100
2023	H2023	-	[2023] д/с на 140 мест	10,88	-	80
2023	H2023	новая ТК 2014	[2023] Баня	30,07	-	50
2023	2	-	[2023] Гостиница	79,62	-	40
2025	2	-	-	149,13	-	200
2025	2	-	[2019-2023] МЖД СР	48,79	-	200
2025	H2025	-	[2025] д/с на 140 мест	8,73	-	70
2025	2	-	[2025] Объект розн. торговли	28,57	-	40
2026	H2026	-	-	72,41	-	175
2026	H2026	-	[2024-2028] МЖД мкр. Ручьевск.	64,63	-	125
2026	H2026	-	[2026] Школа на 600 мест	30,81	-	100
2026	H2026	-	[2026] д/с на 140 мест	68,29	-	70
2026	H2026	НТК 7 мкр	[2024-2028] МЖД 7 мкр.	83,24	-	50
2027	H2027	-	[2027] д/с на 140 мест	17,44	-	70
2027	H2027	-	[2024-2028] МЖД С-ЗР	11,98	-	50
2028	H2028	-	[2028] д/с на 240 мест	30,3	-	100
2028	2	-	[2028] Театр	27,51	-	80
2028	2	-	[2028] Объект розн. торговли	22,65	-	40
<b>мкр. "Ручьи", "Устьинский"</b>						
2014	2	-	-	538,76	-	250
2014	2	-	-	59,46	-	100

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
2014	2	-	[2014] ИЖД мкр. "Ручьи"	15,57	-	50
2015	2	-	-	140,4	-	80
2015	2	-	[2015] ИЖД мкр. "Ручьи"	11,97	-	40
2016	2	-	-	36,54	-	50
2016	2	-	[2016] ИЖД мкр. "Ручьи"	12,23	-	40
2017	2	-	[2017] ИЖД мкр. "Ручьи"	151,22	-	40
2018	2	-	[2018] ИЖД мкр. "Ручьи"	100,68	-	70
2020	2	-	-	68,38	-	50
2020	2	-	[2019-2023] ИЖД мкр. "Ручьи"	55,36	-	50
2021	2	-	-	105,95	-	100
2021	2	-	[2021-2023] ИЖД Устьинский	20,33	-	50
2025	2	-	[2024-2028] ИЖД Устьинский	128,89	-	80
2025	2	-	[2024-2028] ИЖД мкр. "Ручьи"	228,3	-	40

#### 7.2.2.2. Северо-Восточный планировочный район

В соответствии с положениями Главы 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» в период до 2028г. в Северо-Восточном планировочном районе ожидается застройка среднеэтажными и малоэтажными жилыми, а также общественными зданиями. Застройка Северо-Восточного планировочного района включает в себя застройку квартала «Искра». Карта-схема вновь прокладываемых участков тепловых сетей в Северо-Восточном планировочном районе приведена на рисунке 7.2.2, ориентировочная потребность в трубопроводах различного диаметра для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей – в таблице 7.2.3.

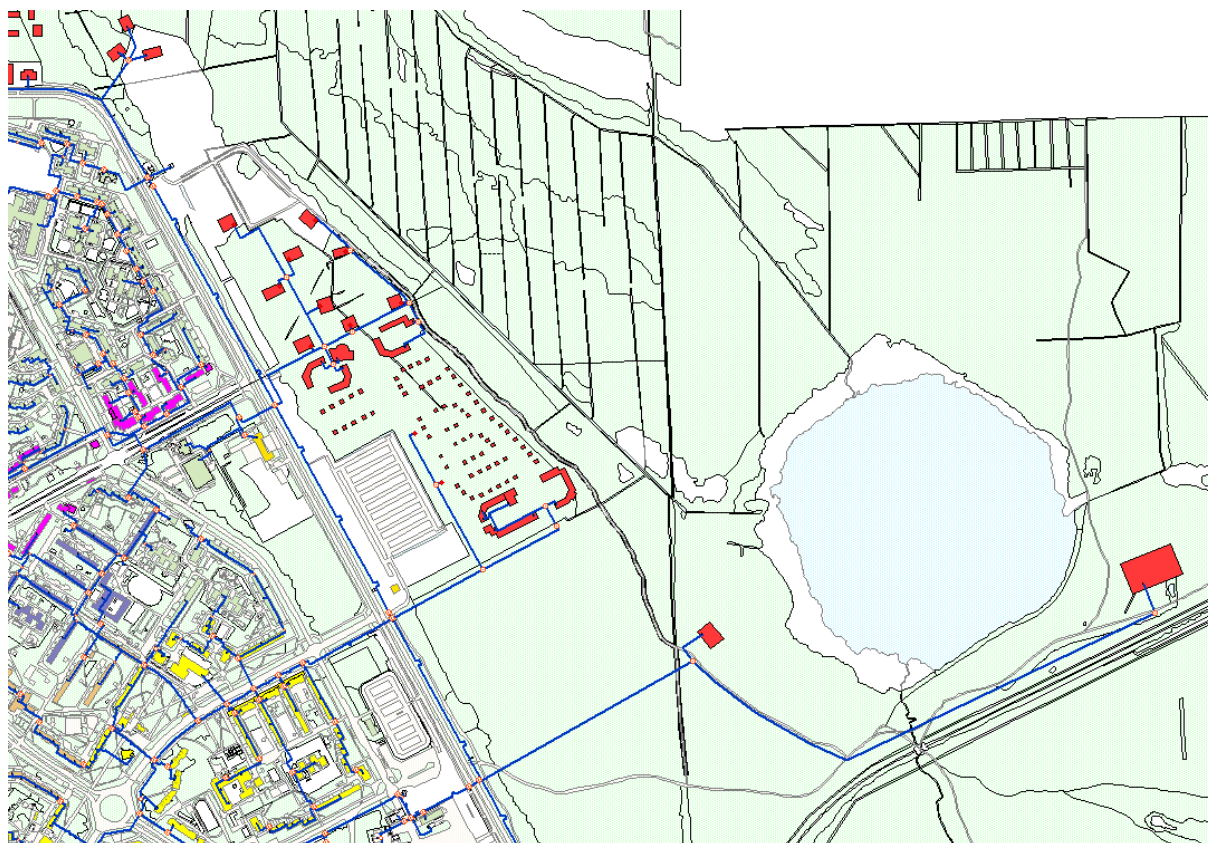


Рисунок 7.2.2. Карта-схема прокладки тепловых сетей в Северо-Восточном планировочном районе

Таблица 7.2.3. Ориентировочная потребность в трубопроводах различного диаметра для Северо-Восточного планировочного района

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ди старый	Ди новый
<b>Северо-восточный район</b>						
2014	2	46	новый узел 2014	194,68	-	250
2014	2	новый узел 2014	[2014] МЖД С-ВР	12,81	-	80
2015	2	новый узел 2014	новая ТК 2015	24,08	-	250
2015	2	новая ТК 2015	[2015] МЖД С-ВР	14,09	-	70
2016	2	новая ТК 2016	[2016] МЖД С-ВР	16,91	-	70
2017	2	новая ТК 2015	новый узел 2017	78,76	-	175
2017	2	новый узел 2017	новая ТК 2017	89,82	-	150
2017	2	новая ТК 2017	[2017] МЖД С-ВР	29,84	-	70
2018	2	новая ТК 2016	новая ТК 2018	169,67	-	150
2019	2	новая ТК 2017	[2019-2023] МЖД С-ВР	196,95	-	125

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
2021	2	новый узел 2017	[2021-2023] ИЖД С-ВР	33,34	-	50
2022	2	-	[2022] Рынок, С-ВР	40,85	-	70
2022	2	Врезка на 61	новая ТК 2022	521,23	-	125
2022	2	новая ТК 2022	[2022] БК на 340 мест, С-ВР	85,94	-	70
2024	2	новая ТК 2018	[2024-2028] МЖД С-ВР	104,51	-	125
2024	2	новая ТК 2022	новая ТК 2024	1130,67	-	100
2024	2	новая ТК 2017	[2024-2028] ИЖД С-ВР	51,26	-	70
2024	2	новая ТК 2024	[2024] Спорткомплекс, С-ВР	65,15	-	50
<b>квартал "Искра"</b>						
2015	2	новая ТК 2015	новая ТК 2015	68,17	-	175
2015	2	новая ТК 2015	[2015] МЖД С-ВР	14,09	-	70
2016	2	новая ТК 2015	новая ТК 2016	135,66	-	150
2021	2	Пав. 5	новая ТК 2021	221,47	-	125
2021	2	новая ТК 2021	новая ТК 2021	208,64	-	80
2021	2	новая ТК 2021	[2021-2023] ИЖД "Искра"	13,79	-	50
2021	2	новая ТК 2015	новая ТК 2021	44,72	-	50
2021	2	новая ТК 2021	[2021] МЖД, 69, кв. "Искра"	35,01	-	40
2022	2	новая ТК 2021	[2022] МЖД, 70, кв. "Искра"	31,15	-	40
2023	2	новая ТК 2023	новая ТК 2023	49,49	-	100
2023	2	новая ТК 2021	новая ТК 2023	191,76	-	100
2023	2	новая ТК 2023	новый узел 2023	31,35	-	80
2023	2	новый узел 2023	новый узел 2023	85,78	-	80
2023	2	новый узел 2023	новый узел 2023	31,27	-	70
2023	2	новый узел 2023	[2023] РЭУ, С-ВР	6,35	-	50
2023	2	новый узел 2023	новый узел 2023	9,67	-	50
2023	2	новая ТК 2016	новая ТК 2023	44,41	-	50

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
2023	2	новая ТК 2023	[2023] МЖД, 71, кв. "Искра"	86,23	-	50
2023	2	новый узел 2023	[2023] Маг/апт., С-ВР	15,59	-	40
2023	2	новая ТК 2021	[2023] Объект общ. назн., С-ВР	22,09	-	40
2024	2	новая ТК 2021	[2024-2028] ИЖД "Искра"	133,11	-	70
2024	2	новая ТК 2023	[2024] МЖД, 72, кв. "Искра"	9,66	-	40
2025	2	новый узел 2023	[2025] ДОУ, С-ВР	56,82	-	70
2025	2	новый узел 2023	[2025] МЖД, 73, кв. "Искра"	4,79	-	40
2026	2	новый узел 2023	[2026] МЖД, 74, кв. "Искра"	7,45	-	50
2027	2	новая ТК 2023	[2027] МЖД, 75, кв. "Искра"	31,37	-	50

#### 7.2.2.4. Восточный и Южный промышленные планировочные районы

В соответствии с положениями Главы 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» в период до 2028г. в Восточном и Южном промышленных районах ожидается индивидуальная жилая застройка микрорайона «Старое Калище», а также постройка двух общественных зданий. Ориентировочная потребность в трубопроводах различного диаметра для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей приведена в таблице 7.2.4.

Таблица 7.2.4. Ориентировочная потребность в трубопроводах различного диаметра для Восточного и Южного промышленных планировочных районов

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
2021	2	-	-	435,39	-	175
2021	2	-	[2021-2023] ИЖД Восточный	14,63	-	100
2021	2	-	[2021-2023] ИЖД Ст. Калище	32,73	-	50
2024	2	-	[2024-2028] ИЖД Восточный	142,02	-	125
2024	2	-	[2024-	49,95	-	70

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый
			2028] ИЖД Ст. Калище			
2024	2	Врезка на Александра Невского 7,11	[2024] Пож. депо	48,32	-	40
2028	2	Пав-УАТ (Промзона)	[2028] Автодром	566,72	-	40

### 7.2.3. Мероприятия по потребителям тепловой энергии

Для перспективного варианта отличия мероприятий по потребителям тепловой энергии от аналогичных мероприятий для консервативного варианта состоят в установке вместо водоподогревателей ГВС с регулятором температуры автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов (АИТП), а также в создании городской автоматизированной информационно-измерительной системы учета энергоресурсов.

#### 7.2.3.1. Мероприятия по установке АИТП

Оптимальное теплopotребление может обеспечиваться установкой в жилых домах и зданиях АИТП. Установка АИТП позволяет добиться существенного снижения теплopotребления (до 30%), избежать «недотопов» и «перетопов». В этой связи настоящей Схемой для перспективного варианта развития предусматривается установка потребителям АИТП. Динамика ввода аналогична динамике перевода на закрытую схему ГВС.

С учетом специфики сложившихся схем подключения потребителей в Сосновоборском городском округе в качестве наиболее подходящей схемы АИТП выбрана схема с сохранением существующего элеватора и частотным преобразователем подмешивающего насоса (рисунок 7.2.3).



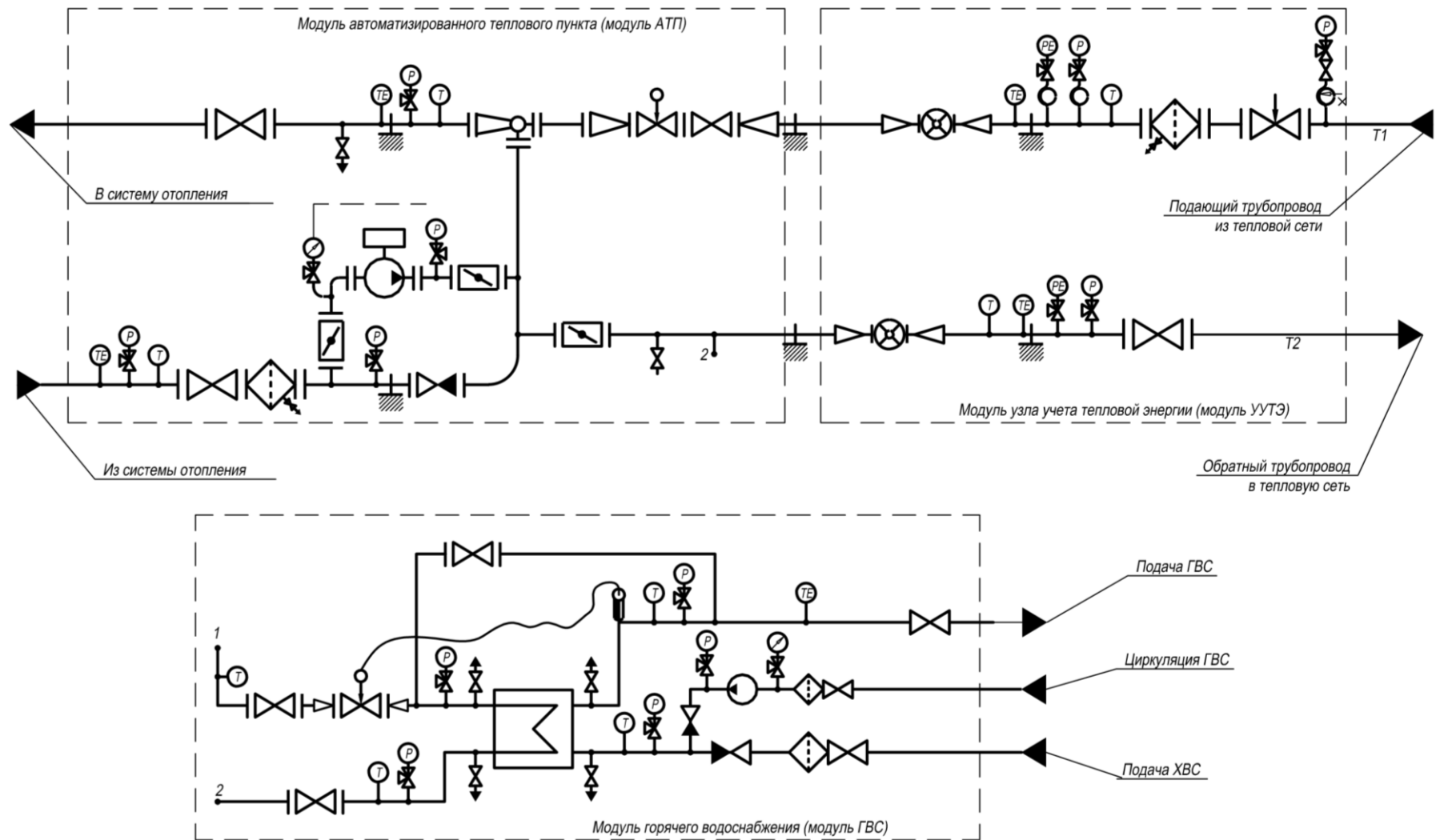


Рисунок 7.2.3. Принципиальная схема автоматизированного теплового пункта с узлом учета теплоносителя

Основное преимущество применения данной схемы заключается в возможности автоматического регулирования температуры теплоносителя, подаваемого в систему отопления при минимальном изменении существующей схемы теплоснабжения и с сохранением элеваторного узла.

Температура в подающем трубопроводе системы отопления регулируется за счет изменения расхода прямой воды в элеваторе с помощью регулирующего двухходового клапана.

Циркуляционный насос с преобразователем частоты, установленный в обратном трубопроводе управляет циркуляционным расходом системы отопления по изменению температуры теплоносителя в обратном трубопроводе. То есть при понижении температуры обратного теплоносителя, что говорит о недостаточном внутреннем циркуляционном расходе, производительность насоса увеличивается и наоборот, при повышении температуры обратного теплоносителя уменьшается.

Преобразователь частоты применяется для регулирования скорости асинхронных двигателей и позволяет плавно изменять напорную характеристику насоса. Применение частотного преобразователя позволяет, после остановки насоса, осуществить плавный пуск двигателя при его повторном включении, а так же экономить электрическую энергию за счет потребления только необходимого ее количества. Максимальная величина подмеса полностью определяется производительностью подмешивающего насоса.

Таким образом, в системе отопления происходит изменение температуры теплоносителя при сохранении постоянства внутренней циркуляции теплоносителя, что позволяет всем помещениям внутри здания находиться в равных по температуре условиях.

При аварийном отключении электропитания схема сохраняет работоспособность: двухходовой клапан открывается за счет возвратной механической пружины, срабатывающей при отключении электропитания, а элеватор работает в штатном режиме. Величина подмеса в этом случае определяется гидравлическим сопротивлением системы отопления и параметрами элеватора. Гидравлическое сопротивление обратного клапана, вводимого в схему, не оказывает существенного влияния на величину подмеса.

Приготовление воды на горячее водоснабжение с температурой 60°C осуществляется посредством нагрева холодной водопроводной воды (трубопровод ХВС) по одноступенчатой схеме в пластинчатых теплообменниках – закрытая система теплоснабжения.

Поддержание температуры горячей воды в системе ГВС в пределах санитарных норм происходит при помощи двухходового клапана регулирующего с электроприводом. При изменении температуры теплоносителя в системе ГВС ниже или выше установленного интервала с регулятора «Взлет РО-2» поступает сигнал на сервопривод двухходового клапана, который увеличивает или уменьшает расход сетевой воды через

пластинчатый теплообменник, что приводит к изменению температуры нагрева холодной воды из городского водопровода до значения, установленного санитарными нормами.

Для защиты теплообменных аппаратов системы ГВС от накипи на трубопроводе холодной воды, поступающей из городского водопровода, рекомендуется устанавливать устройство нехимической водоподготовки AntiCa++. При помощи этого устройства под воздействием точно определенного электромагнитного поля происходит высвобождение ионов бикарбоната кальция из электростатической связанности с молекулами воды и последующее образование арагонитовых кристаллов, которые не обладают свойствами образования твердых отложений. В системе ГВС эти кристаллы удаляются в фильтре через сливное отверстие. Преимущество этого аппарата в том, что он позволяет выделить из воды вещества, которые впоследствии не осядут на стенках теплообменника ГВС, системы отопления и трубопроводах. Устройство нехимической водоподготовки имеет все необходимые сертификаты.

Для защиты ГВС от взвешенных частиц, находящихся в воде, установлены сетчатые фильтры с магнитными вставками. Для защиты циркуляционного насоса от «сухого» хода установлен сигнализирующий манометр (реле давления).

В состав АИТП входят:

- Узел ввода тепловой сети
- Узел учёта тепловой энергии
- Узел приготовления теплоносителя для систем отопления
- Узел приготовления теплоносителя для систем ГВС
- Узлы присоединения (коллектора ) указанных систем
- Системы управления и автоматизации указанных систем.
- Элементы диспетчеризации

Состав АИТП модульного исполнения может в значительной степени варьироваться в зависимости от применяемых в каждом отдельном случае схем присоединения систем теплоснабжения, типа системы теплоснабжения, а также конкретных технических условий и пожеланий заказчика.

Кроме основных элементов, таких как регуляторы прямого действия, управляющие клапаны с электроприводом, насосы, теплообменники и пр. модуль отопления содержит водо-запорную арматуру, контрольно-измерительные приборы и преобразователи температуры, сигналы от которых являются входящими для регулятора отопления. Контрольно-измерительные приборы и датчики обеспечивают измерение и контроль параметров теплоносителя, и выдачу в щит управления сигналов о выходе параметров за пределы допустимых значений.

Щит электроуправления дает возможность как автоматического, так и ручного управления режимами работы АИТП: насосами и клапанами, переключения летнего и зимнего режимов, выдачи сигналов аварии при возникновении нестандартных ситуаций,

выходе оборудования из строя и отклонении контролируемых параметров теплоносителя от заданных предельных значений.

Важной особенностью модульного исполнения является то, что это универсальное средство регулирования, измерения, коммерческого учета и регистрации, управления и контроля (щит электроуправления с регулятором отопления и возможностью управления по модему), собранное в единое модульное устройство, позволяющее осуществить полную автоматизацию системы теплоснабжения.

#### **7.2.3.2. Мероприятия по созданию АИИС УЭ**

Настоящая Схема предусматривает в рамках перспективного варианта создание городской автоматизированной информационно-измерительной системы учета энергоресурсов с целью централизованного управления АИТП потребителей и сбора информации о расходе тепловой энергии потребителями.

## Глава 8. Перспективные топливные балансы

Данная глава содержит расчеты перспективных максимальных часовых нагрузок для зимнего, летнего и переходного периодов по каждому источнику тепловой энергии.

### 8.1. Расчеты перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов по каждому источнику тепловой энергии

Описание основных видов и количества топлива, используемого источниками тепловой энергии, а также текущие топливные балансы представлены в Части 8 «Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом» Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

В настоящем разделе источник тепловой энергии, находящийся на балансе ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» не рассмотрен, поскольку является потребителем Ленинградской АЭС и работает на обеспечение технологических нужд предприятия.

Расчеты перспективных максимальных часовых нагрузок для зимнего, летнего и переходного приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1. Перспективные топливные балансы

ЛАЭС, Котельная СМУП "ТСП"		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028
Годовая выработка	Гкал/год	2840358,56	2858128,15	2708397,27	2894084,76	2753083,57	3116958,19	2966685,72
Максимальная часовая нагрузка в зимний период	Гкал/час	873,08	878,50	825,21	889,49	839,00	959,98	900,39
Максимальная часовая нагрузка в летний период	Гкал/час	528,59	531,88	499,61	538,53	507,96	581,20	545,13
Максимальная часовая нагрузка в переходный период	Гкал/час	594,21	597,90	561,63	605,38	571,01	653,35	612,80

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

Резервное и аварийное топливо на Ленинградской АЭС не предусмотрено. Создание резерва топлива на АЭС не регламентируется нормативными требованиями.

## **Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения**

Оценка перспективной надежности теплоснабжения Сосновоборского городского округа выполнена в соответствии с методическими указаниями, приведенными в приложении №9 к Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, утвержденным приказом Министерства регионального развития Российской Федерации и Министерством энергетики Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012. Расчеты надежности произведены в соответствии с методикой, описанной в Части 9 «Надежность теплоснабжения» Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». В настоящей главе приводится обоснование перспективных показателей надежности для расчетных путей, использованных ранее в Части 9 «Надежность теплоснабжения» Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

В ходе оценки надежности теплоснабжения были определены перспективные показатели надежности, характеризующие качественный уровень теплоснабжения потребителей. По результатам оценки надежности теплоснабжения разработаны предложения по перекладке участков тепловых сетей для достижения нормативного уровня надежности тепловых сетей, описанные в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

### **9.1. Обоснование перспективных показателей, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии**

Показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии, определяются интенсивностью отказов участка тепловой сети. Интенсивность отказов тепловой сети характеризуется распределением Вейбулла и зависит от срока службы тепловой сети и средневзвешенной частоты отказов в конкретной системе теплоснабжения. Методика расчета интенсивности отказов участков тепловых сетей была ранее подробно описана в Части 9 «Надежность теплоснабжения» Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Полученная зависимость для интенсивности отказов участков тепловых сетей приведена на рисунке 9.1.1.

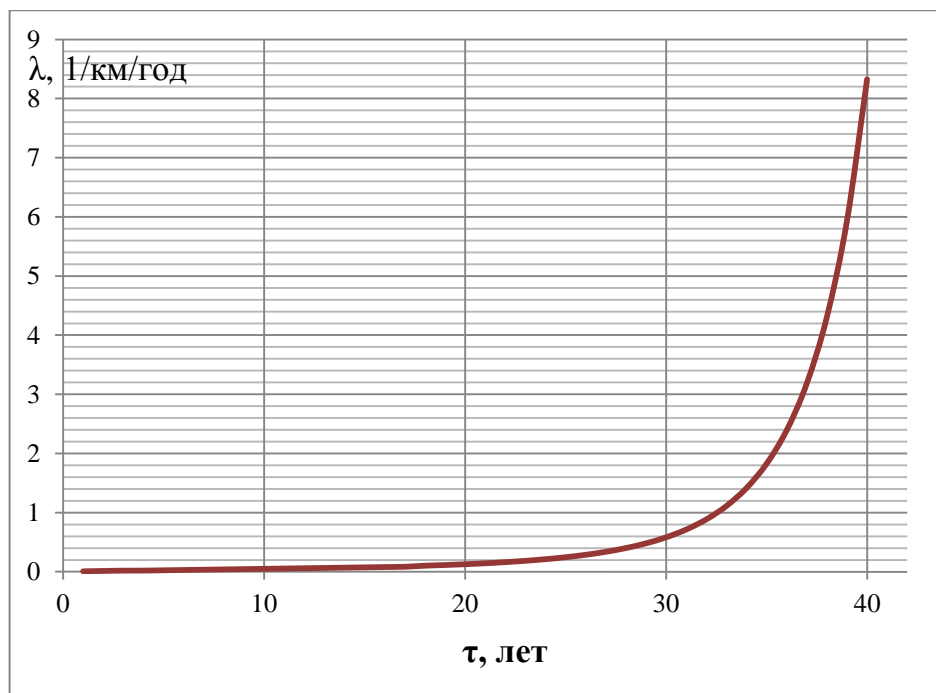


Рисунок 9.1.1. Интенсивность отказов участков тепловых сетей

Как видно из приведенного распределения, резкий рост интенсивности отказов участков тепловых сетей наблюдается после 30 – 40 лет службы. В этой связи стоит еще раз подчеркнуть, что не менее половины тепловых сетей Сосновоборского городского округа уже исчерпали свой ресурс. В Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» для снижения капитальных вложений в консервативном варианте развития приведен перечень переключков только тех участков тепловых сетей, от которых надежность теплоснабжения зависит прямым образом. Для перспективного варианта развития учтена постепенная замена всех тепловых сетей со сроком службы более 35 лет.

## 9.2. Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии

Перспективные показатели надежности теплоснабжения оценивались для расчетного пути, описанного ранее в Части 9 «Надежность теплоснабжения» Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Зависимости вероятности безотказной работы (ВБР) для консервативного и перспективного вариантов развития Сосновоборского городского округа представлены на рисунке 9.2.1.

Анализируя изменение ВБР по годам, важно заметить, что на рисунке 9.2.1 представлено изменение ВБР с учетом переключков участков тепловых сетей, направленных на повышение надежности теплоснабжения.

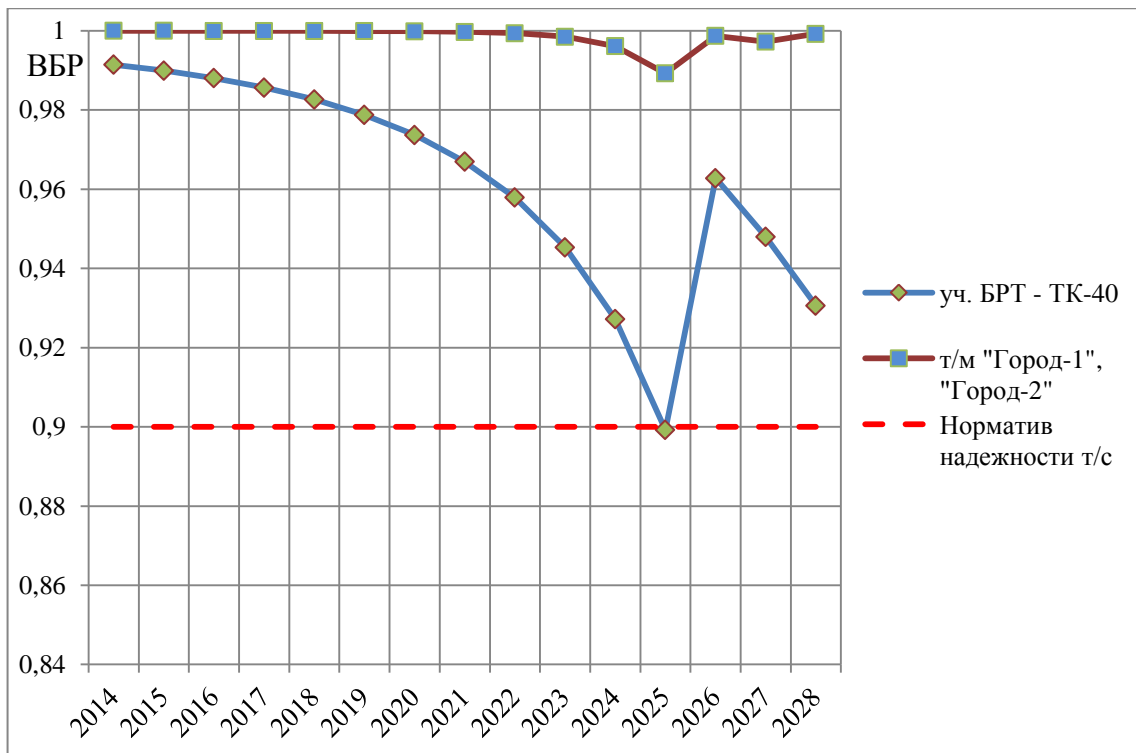


Рисунок 9.2.1. Изменение ВБР системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа для консервативного и перспективного вариантов развития

### 9.3. Обоснование перспективных показателей, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепловой энергии в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Согласно методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, утвержденным приказом Минрегиона России и Минэнерго России №565/667 от 29.12.2012, оценка недоотпуска тепловой энергии от источника определяется вероятностью отказа тепловой сети. Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям производится по формуле:

$$\Delta Q = Q_{\text{подкл}} T_{\text{от}} Q, \quad (9.3.1)$$

где  $\Delta Q$  – недоотпуск тепловой энергии;  $Q_{\text{подкл}}$  – подключенная тепловая нагрузка, Гкал/час;  $T_{\text{от}}$  – продолжительность отопительного периода, ч;  $Q$  – вероятность отказа тепловой сети.

Динамика изменения перспективного недоотпуска для консервативного и перспективного вариантов развития Сосновоборского городского округа приведена на рисунках 9.3.1 и 9.3.2 соответственно.



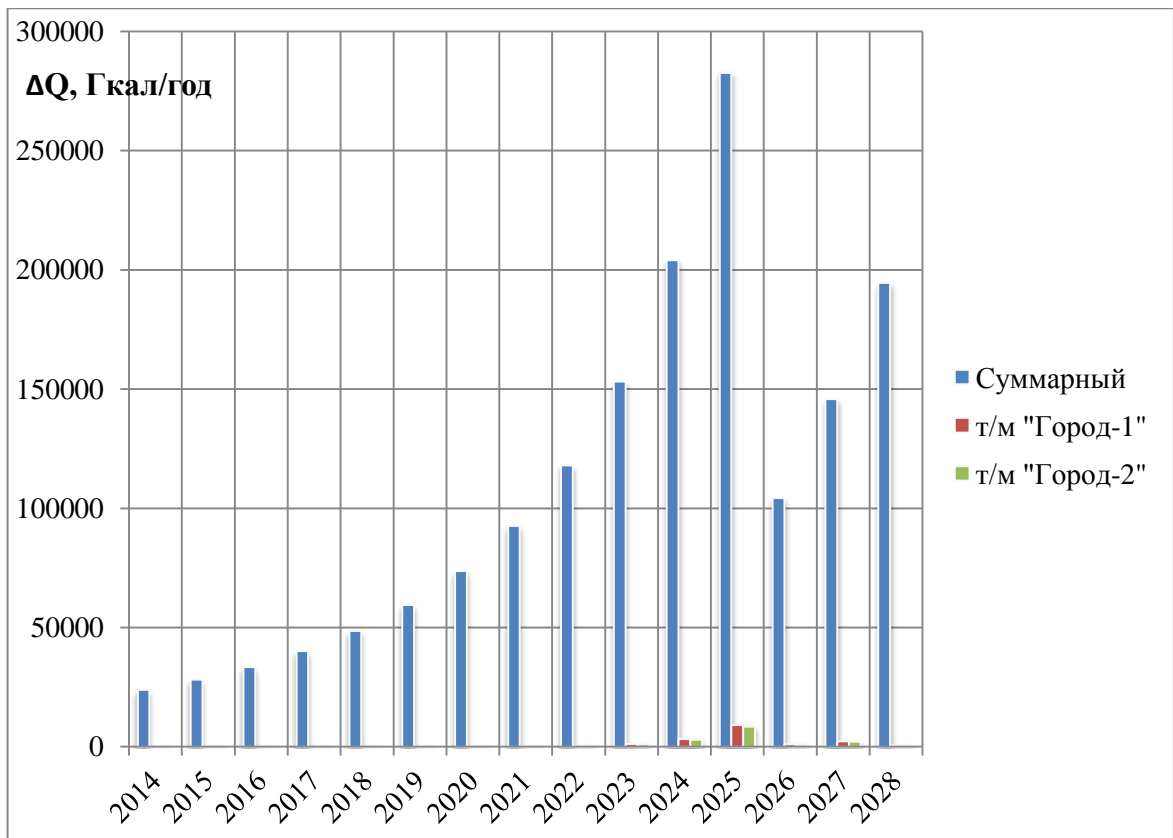


Рисунок 9.3.1. Динамика недоотпуска тепловой энергии для консервативного варианта развития

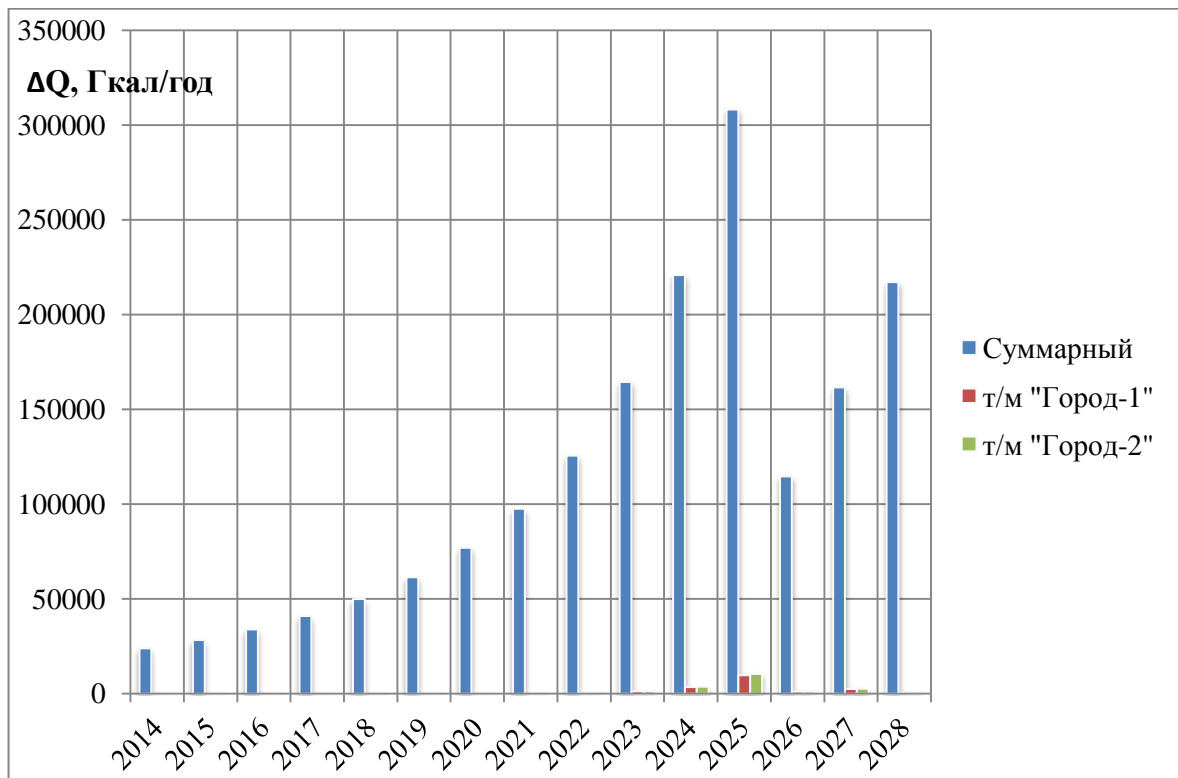


Рисунок 9.3.2. Динамика недоотпуска тепловой энергии для перспективного варианта развития

#### **9.4. Обоснование перспективных показателей, определяемых средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии**

Отклонения температуры теплоносителя от температурного графика в результате нарушений в подаче тепловой энергии возникают за счет заполнения поврежденного участка трубопровода холодным теплоносителем ( $t=+5^{\circ}\text{C}$  в отопительный период,  $t=+15^{\circ}\text{C}$  в межотопительный период), а также за счет остывания теплоносителя при отсутствии циркуляции в отключенной ветви тепловой сети.

Средневзвешенная частота отклонений температуры теплоносителя определяется интенсивностью отказов на тепловых сетях, описанной в разделе 9.1 настоящей Главы. Опираясь на выводы, сделанные в разделе 9.1, можно заключить, что вероятность возникновения отклонения температуры теплоносителя зависит от срока эксплуатации тепловых сетей и их протяженности и определяется вероятностью отказа системы теплоснабжения.

## **Глава 10. Обоснование инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение**

### **10. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии; тепловых сетей и сооружений на них**

Оценка необходимых капиталовложений для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них проводилась для двух вариантов развития Сосновоборского городского округа: консервативного, в котором предусматриваются мероприятия, направленные на обеспечение нормативной надежности, замена оборудования, исчерпавшего нормативный срок службы, и восстановление изоляции тепловых сетей; перспективного, который предполагает, кроме аналогичных первому варианту мероприятий, также мероприятия, направленные на покрытия приростов тепловых нагрузок и совершенствование системы теплоснабжения.

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

##### *Консервативный вариант*

В этом варианте развития предполагаются стабильная численность населения городского округа (67,079 тыс. чел. по состоянию на 2014г.), отсутствие ввода новых объектов капитального строительства. Предполагается замещающий ввод энергоблоков ЛАЭС-2 в период с 2016 по 2025гг. в соответствии с графиком вывода энергоблоков ЛАЭС-1.

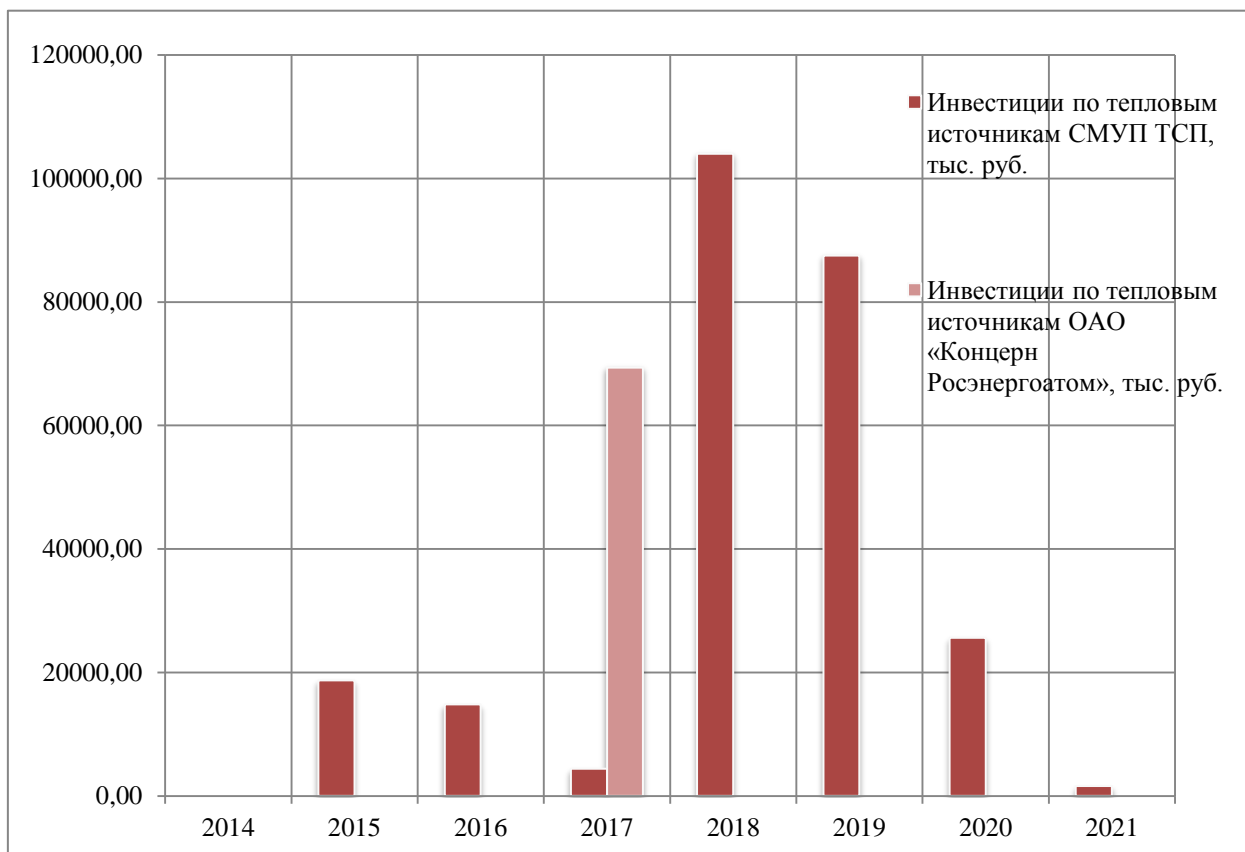
Строительство нового теплового источника комбинированной выработки является проектом ОАО «Концерн Росэнергоатом». Целью инвестирования в строительство Ленинградской АЭС является сохранение и развитие производства электрической и тепловой энергии.

Схемой теплоснабжения предусматривается проведение реконструкции БРТ в 2017г. Оценка необходимых капиталовложений в мероприятие была выполнена на основании данных поставщиков оборудования, а также расценок на строительные и монтажные работы. Перечень мероприятий по реконструкции БРТ представлен в таблице 10.1.1.

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников СМУП «ТСП», предусмотренных Схемой теплоснабжения, с учетом требуемых на проведение мероприятий инвестиций, также представлен в таблице 10.1.1. Реализация мероприятий для СМУП «ТСП» потребует средств в размере 256 682,00 тыс. руб. в ценах на 2014 год с учетом НДС.

Инвестиции в мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО Сосновоборский городской округ представлены в таблице 10.1.1. Суммарные капиталовложения составят 326 031,00 тыс. руб. с учетом НДС.

На рисунке 10.1.1 представлено распределение затрат на реализацию мероприятий, предлагаемых Схемой на период 2014-2028 гг.



*Рисунок 10.1.1 Динамика потребностей в инвестициях по тепловым источникам Сосновоборского городского округа*

*Перспективный вариант*

В перспективном варианте, учитывающем прирост тепловых нагрузок, мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии аналогичны предусматриваемым в консервативном варианте.

Таблица 10.1.1. Финансовые потребности для строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование мероприятия	Инвест. затраты с НДС, тыс. руб.	Реализация мероприятий по годам							
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>1</b>	<b>Реконструкция БРТ ЛАЭС</b>									
1.1	Реконструкция 4 подогревателей сетевой воды типа ТС-800	43200,00				43200,00				
1.2	Строительство новой деаэрационной установки БРТ	6589,00				6589,00				
1.3	Реконструкция насосов второго подъема СЭ-2500-60-11, 4 шт.	11560,00				11560,00				
1.4	Капитальный ремонт баков-аккумуляторов БРТ V=2000 м <sup>3</sup> , 2 шт.	8000,00				8000,00				
<b>2</b>	<b>Реконструкция городской котельной СМУП "ТСП"</b>									
2.1	<b>Реконструкция водогрейной части</b>									
2.1.1	Капитальный ремонт котла ПТВМ -50 №3 с реконструкцией горелочных устройств и системы автоматики	111700,00					39000,00	61900,00	10800,00	
2.1.2	Реконструкция горелочных устройств и системы автоматики котла ПТВМ-50 №4	72700,00					61900,00	10800,00		
2.1.3	Капитальный ремонт баков-аккумуляторов V=1500 м <sup>3</sup> , 2 шт.	3000,00		1500,00			1500,00			
2.2	<b>Реконструкция паровой части</b>									
2.2.1	Замена двух паровых котлов ДКВР-10-13 на современные аналоги	52900,00		13225,00	13225,00			13225,00	13225,00	
2.3	Разработка и реализация проекта комплексной системы автоматизации котельной	2800,00				2800,00				
2.4	Разработка проекта и внедрение системы частотного регулирования работы электрооборудования водогрейной части котельной	10582,00		1000,00	1597,00	1597,00	1597,00	1597,00	1597,00	1597,00
2.5	Реализация проекта установки автоматизированных тепловых пунктов на здания котельной	3000,00		3000,00						
	Инвестиции по тепловым источникам СМУП ТСП, тыс. руб.	256682,00	0,00	18725,00	14822,00	4397,00	103997,00	87522,00	25622,00	1597,00
	Инвестиции по тепловым источникам ОАО «Концерн Росэнергоатом», тыс. руб.	69349,00	0,00	0,00	0,00	69349,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	<b>Всего инвестиции по тепловым источникам, тыс. руб.</b>	<b>326031,00</b>	<b>0,00</b>	<b>18725,00</b>	<b>14822,00</b>	<b>73746,00</b>	<b>103997,00</b>	<b>87522,00</b>	<b>25622,00</b>	<b>1597,00</b>

## **10.2. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции тепловых сетей и сооружений на них**

Оценка капитальных затрат на строительство новых тепловых сетей и реконструкцию существующих проводилась на основании укрупненных цен на строительство НЦС 81-02-13-2012 «Наружные тепловые сети». В НЦС 81-02-13-2012 приведены расценки 2012 года для базового региона – Московской области. Для определения цены прокладки участка тепловой сети в Сосновоборском городском округе был учтен коэффициент перевода цен на I квартал 2014 года для Ленинградской области.

### **10.2.1. Консервативный вариант**

Основные предложения по строительству, реконструкции магистральных, распределительных и квартальных тепловых сетей и сооружений на них приведены в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

В таблице 10.2.1 приведены финансовые потребности для осуществления мероприятий по тепловым сетям.

На осуществление всех мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей в Сосновоборском городском округе потребуется 1 283 488,00 тыс. руб. в ценах на I-й квартал 2014 года без учета НДС.

В таблице 10.2.3 и на диаграмме 10.2.1 приведена динамика необходимых капиталовложений в мероприятия по тепловым сетям с учетом прогнозного роста инвестиций согласно Сценарным условиям социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года.

Настоящей Схемой предусматривается восстановление подкачивающей насосной станции СМУП «ТСП» (здание 716), проектирование и организация второго ввода электропитания здания 716, демонтаж установленного оборудования и трубопроводов, закупка оборудования, монтажные работы технологического оборудования, электроснабжения и системы КИПиА, а также пусконаладочные работы. Необходимые капиталовложения в данное мероприятие планируется осуществить поэтапно, начиная с 2016 года. Финансовые потребности оцениваются в 126 084,00 тыс. руб. в ценах 2014 года с учетом НДС.

Для создания условий надежной работы тепловых сетей настоящей Схемой предлагается установка средств защиты от гидроударов и регуляторов перепада давления. Точки и предполагаемые года установки этого оборудования были приведены ранее в таблице 7.1.3. Суммарные инвестиции, требуемые для этого мероприятия, составят 115 000,00 тыс. руб. в ценах 2014 года.

Таблица 10.2.1. Финансовые потребности в строительство и реконструкцию тепловых сетей и сооружений на них, в ценах на I квартал 2014г. без учета НДС для консервативного варианта

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр старый	Диаметр новый	Расценка по НПС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНПС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС,	Затраты на монтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по прокладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
<b>Тепломагистраль от ЛАЭС-2</b>															
2015	2	ТФУ ЛАЭС-2	Уз. ЛАЭС-2	13,08	-	1200	68 792,78	899,81	1,06	0,78	3,96	4,39	824,75	173,20	824,75
2016	2	Уз. ЛАЭС-2	Врезка БРТ	3037,15	-	1200	68 792,78	208 933,99	1,06	0,78	3,96	4,39	191 504,47	40 215,94	191 504,47
2016	2	Уз. ЛАЭС-2	ЛАЭС-2	27,15	-	600	28 996,17	787,25	1,06	0,78	3,96	4,39	721,57	151,53	721,57
<b>Тепломагистраль от ЛАЭС</b>															
2016-2020	7	БРТ	Здание 720	6850	1000	1000	54 195,24	371 237,41	1,06	0,78	3,96	4,39	340 268,33	71 456,35	411 724,68
2020-2024, резервная однотрубная магистраль	5	БРТ	Здание 720	6850	-	800	40 929,70	280 368,47	1,06	0,78	3,96	4,39	256 979,80	53 965,76	256 979,80
<b>Тепловые сети городской зоны</b>															
2017	5	ТК-35	ТК-99	590,57	-	400	37 283,27	22 018,38	1,06	0,78	3,96	4,39	20 181,58	4 238,13	20 181,58
2017	5	ТК-30/3	ТК-21	154,41	-	150	21 932,40	3 386,58	1,06	0,78	3,96	4,39	3 104,07	651,85	3 104,07
2017	5	Запорная арматура в Солнечной, 17	ТК-30/3	98,27	100	150	21 932,40	2 155,30	1,06	0,78	3,96	4,39	1 975,50	414,85	2 390,35
2018	5	ТК-25/2	ТК-26	601,88	-	400	37 283,27	22 440,06	1,06	0,78	3,96	4,39	20 568,08	4 319,30	20 568,08
2019	5	ТК-20/9	ТК-45	117,1	-	200	24 122,60	2 824,76	1,06	0,78	3,96	4,39	2 589,11	543,71	2 589,11
2019	5	Врезка на ТУ1, Молодежная, 15	ТК-20/9	22	80	200	24 122,60	530,70	1,06	0,78	3,96	4,39	486,43	102,15	588,58
2015	7	ТК-5	ТК-16 (через ТК-98)	380	500	500	42 286,69	16 068,94	1,06	0,78	3,96	4,39	14 728,45	3 092,97	17 821,43

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по НПС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНПС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС,	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
2015	7	ТК-42	ТК-64/10	72	250	250	30 450,91	2 192,47	1,06	0,78	3,96	4,39	2 009,57	422,01	2 431,58
2016	7	ТК-1	ТК-93	458	700	700	43 132,42	19 754,65	1,06	0,78	3,96	4,39	18 106,69	3 802,41	21 909,10
2016	7	ТК-66	ТК-64	224	300	300	32 871,87	7 363,30	1,06	0,78	3,96	4,39	6 749,04	1 417,30	8 166,34
2017	7	ТК-41	ТК-49/10	54	300	300	32 871,87	1 775,08	1,06	0,78	3,96	4,39	1 627,00	341,67	1 968,67
2018	7	ТК-42	ТК-40	199	700	700	43 132,42	8 583,35	1,06	0,78	3,96	4,39	7 867,32	1 652,14	9 519,46
2018	7	ТК-61/10	Врезка на ТУ2, Машиностроителей, 6	95	150	150	21 932,40	2 083,58	1,06	0,78	3,96	4,39	1 909,76	401,05	2 310,81
2018	7	Врезка на ТУ2, Машиностроителей, 6	ТК-72/10	117	125	125	21 926,70	2 565,42	1,06	0,78	3,96	4,39	2 351,41	493,80	2 845,21
2019	7	ТК-44	ТК-42	390	700	700	43 132,42	16 821,65	1,06	0,78	3,96	4,39	15 418,36	3 237,86	18 656,22

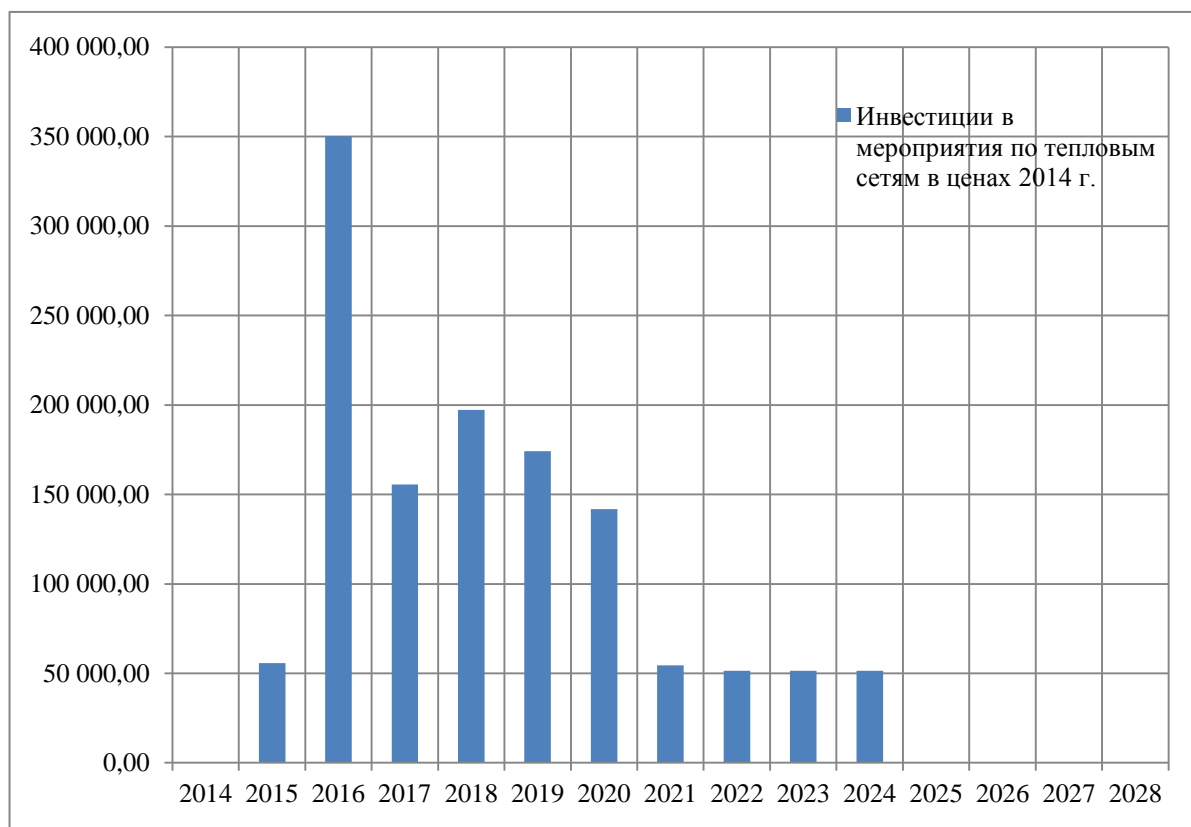


Таблица 10.2.2. Перечень дополнительных мероприятий по тепловым сетям СМУП «ТСП»

№ п/п	Наименование мероприятия	Реализация мероприятий по годам						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	Реконструкция насосной станции, здание 716		5 000,00	5 000,00	62 000,00	54 084,00		
2	Мероприятия по установке защит от превышения давления и регуляторов перепада давления на тепловых сетях	30 000,00	30 000,00	30 000,00	10 000,00	10 000,00	5 000,00	
3	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700 в том числе:							
	павильон №3 Запорная арматура Ду 700-2 шт.							1 138,00
	павильон №4 Запорная арматура Ду 700 - 2 шт.				1 138,00			
	павильон №5 запорная арматура Ду 700 - 2 шт.		1 138,00					
	павильон №7 Запорная арматура Ду 700 - 2 шт.	1 138,00						
	павильон №8 Запорная арматура Ду 700 - 2 шт. и Ду 500 - 4 шт.				1 729,00	1 138,00		
	павильон №9 Запорная арматура Ду 700 - 2 шт.			1 138,00				
4	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000 в том числе:							
	павильон №2 Ду 800 - 2шт, Ду 300 - 4 шт, Ду250 - 6 шт.				1 690,00	1 690,00		
	павильон №3 Ду 800 - 2 шт., Ду 400 - 6 шт, Ду 300 - 6 шт.	1 428,00	1 428,00	1 428,00				
	здание 720 Ду 800 - 2 шт, Ду 600 - 4 шт, Ду 500 - 6 шт, Ду 400 - 2 шт		1 076,00	1 076,00	1 075,00	1 075,00	1 075,00	
5	Мероприятия по замене суживающих устройств у потребителей и разработке эксплуатационных режимов тепловой сети при изменении действующего температурного графика		5 000,00	5 000,00				
6	Укомплектация узлов ввода потребителей балансировочными клапанами	2 000,00	2 000,00	2 000,00	2 000,00	2 000,00	2 000,00	2 000,00
	Всего инвестиций по мероприятиям, тыс. руб.	34 566,00	45 642,00	45 642,00	79 632,00	69 987,00	8 075,00	3 138,00

Таблица 10.2.3. Динамика необходимых капиталовложений в мероприятия по тепловым сетям в прогнозных ценах для консервативного варианта

Показатель	Значения по годам реализации мероприятий, с НДС, тыс. руб.															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого за весь период планирования
Инвестиции в мероприятия по тепловым сетям в ценах 2014 г.	0,00	55 643,75	350 288,42	155 631,62	197 220,50	174 165,84	141 815,90	54 533,96	51 395,96	51 395,96	51 395,96	0,00	0,00	0,00	0,00	1 283 488
Индекс-дефлятор инвестиций	1	1,051	1,050	1,052	1,046	1,040	1,031	1,029	1,029	1,030	1,029	1,024	1,021	1,020	1,020	
Инвестиции в мероприятия по тепловым сетям в ценах соответствующих лет	0,00	58 481,58	386 560,78	180 678,13	239 492,26	219 955,98	184 653,00	73 065,75	70 858,37	72 984,12	75 100,66	0,00	0,00	0,00	0,00	1 561 831



*Рисунок 10.2.1. Динамика финансирования мероприятий по тепловым сетям для консервативного варианта*

### **10.2.2. Перспективный вариант**

Основные предложения по строительству, реконструкции магистральных, распределительных и квартальных тепловых сетей и сооружений на них приведены в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

Мероприятия по тепловым сетям, кроме предложенных в консервативном варианте, включают также строительство новых сетей для обеспечения приростов тепловых нагрузок.

В таблице 10.2.4 приведены финансовые потребности для осуществления мероприятий по тепловым сетям. В таблице 10.2.5 приведены мероприятия по замене тепловых сетей с нулевой амортизационной стоимостью с разбивкой по годам.

На осуществление всех мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей в Сосновоборском городском округе потребуется 2 539 748,00 тыс. руб. в ценах на I квартал 2014 года без учета НДС.

В таблице 10.2.6 и на диаграмме 10.2.2 приведена динамика необходимых капиталовложений в мероприятия по тепловым сетям с учетом прогнозного роста инвестиций согласно Сценарным условиям социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года.

Таблица 10.2.4. Финансовые потребности в строительство и реконструкцию тепловых сетей и сооружений на них в ценах на I квартал 2014г. без учета НДС

Тип прокладки	Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по НДС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
<b>Тепломагистраль от ЛАЭС-2</b>																
Надземная	2015	2	ТФУ ЛАЭС-2	Уз. ЛАЭС-2	13,08	-	1200	68 792,78	899,81	1,06	0,78	3,96	4,39	824,75	173,20	824,75
Надземная	2016	2	Уз. ЛАЭС-2	Врезка БРТ	3037,15	-	1200	68 792,78	208 933,99	1,06	0,78	3,96	4,39	191 504,47	40 215,94	191 504,47
Надземная	2016	2	Уз. ЛАЭС-2	ЛАЭС-2	27,15	-	600	28 996,17	787,25	1,06	0,78	3,96	4,39	721,57	151,53	721,57
Подземная канальная	2016-2024	5	Уз. ЛАЭС-2	Здание 720	9650	-	800	79 140,10	763 701,97	1,06	0,78	3,96	4,39	699 993,02	146 998,5	699 993,02
<b>Тепломагистраль от ЛАЭС</b>																
Надземная	2016-2020	7	Пав-3 (Промзона)	Здание 720	3453	1000	1000	54 195,24	185 618,71	1,06	0,78	3,96	4,39	170 134,16	35 728,18	205 862,34
Надземная	2018	4	БРТ	Врезка на Пав-АБЗ	763,33	1000	1200	68 792,78	52 511,59	1,06	0,78	3,96	4,39	48 131,01	10 107,51	58 238,52
Надземная	2019	4	Врезка на Пав-АБЗ	Пав-2 (Промзона)	777,87	1000	1200	68 792,78	53 511,84	1,06	0,78	3,96	4,39	49 047,82	10 300,04	59 347,86
Надземная	2020	4	Пав-2 (Промзона)	Пав-3 (Промзона)	1855,92	1000	1200	68 792,78	127 673,90	1,06	0,78	3,96	4,39	117 023,19	24 574,87	141 598,05
Надземная	2020-2024	5	БРТ	Здание 720	6850	-	800	40 929,70	280 368,47	1,06	0,78	3,96	4,39	256 979,80	53 965,76	310 945,55

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диу старый	Диу новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
<b>Тепловые сети городской зоны</b>																
Подземная канальная	2016	4	ТК-13/6	ТК-32/6	155	125	150	21 932,40	3 399,52	1,06	0,78	3,96	4,39	3 115,93	654,35	3 770,28
Подземная канальная	2016-2020	4	ТК-32/6	ТК-36/6	649	100	150	21 932,40	14 234,13	1,06	0,78	3,96	4,39	13 046,70	2 739,81	15 786,51
Подземная канальная	2017	5	ТК-35	ТК-99	590,57	-	400	37 283,27	22 018,38	1,06	0,78	3,96	4,39	20 181,58	4 238,13	20 181,58
Подземная канальная	2017	5	ТК-30/3	ТК-21	154,41	-	150	21 932,40	3 386,58	1,06	0,78	3,96	4,39	3 104,07	651,85	3 104,07
Подземная канальная	2017	5	Запорная арматура в Солнечной, 17	ТК-30/3	98,27	100	150	21 932,40	2 155,30	1,06	0,78	3,96	4,39	1 975,50	414,85	2 390,35
Подземная канальная	2018	5	ТК-25/2	ТК-26	601,88	-	400	37 283,27	22 440,06	1,06	0,78	3,96	4,39	20 568,08	4 319,30	20 568,08
Подземная канальная	2019	5	ТК-20/9	ТК-45	117,1	-	200	24 122,60	2 824,76	1,06	0,78	3,96	4,39	2 589,11	543,71	543,71
Подвальная	2019	5	Врезка на ТУ1, Молодежная, 15	ТК-20/9	22	80	200	24 122,60	530,70	1,06	0,78	3,96	4,39	486,43	102,15	588,58
<b>Северный и Северо-западный районы</b>																
Надземная	2014	2	Пав. 9	-	613,81	-	500	42 286,69	25 955,99	1,06	0,78	3,96	4,39	23 790,71	4 996,05	23 790,71
Надземная	2014	2	-	-	121,36	-	400	37 283,27	4 524,70	1,06	0,78	3,96	4,39	4 147,24	870,92	4 147,24

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр старый	Диаметр новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв. 2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв. 2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2014	2	-	-	62,09	-	350	35 172,90	2 183,89	1,06	0,78	3,96	4,39	2 001,70	420,36	2 001,70
Надземная	2014	2	1/Н	-	416,39	-	300	32 871,87	13 687,52	1,06	0,78	3,96	4,39	12 545,69	2 634,59	12 545,69
Надземная	2014	2	новая ТК 2014	-	292,92	-	250	30 450,91	8 919,68	1,06	0,78	3,96	4,39	8 175,59	1 716,87	8 175,59
Подземная канальная	2014	2	-	-	724,12	-	250	30 450,91	22 050,11	1,06	0,78	3,96	4,39	20 210,67	4 244,24	20 210,67
Подземная канальная	2014	H20 14	-	-	623,74	-	200	24 122,60	15 046,23	1,06	0,78	3,96	4,39	13 791,06	2 896,12	13 791,06
Подземная канальная	2014	H20 14	-	-	101,3	-	175	22 107,86	2 239,53	1,06	0,78	3,96	4,39	2 052,70	431,07	2 052,70
Подземная канальная	2014	H20 14	-	-	76,19	-	125	21 926,70	1 670,60	1,06	0,78	3,96	4,39	1 531,23	321,56	1 531,23
Подземная канальная	2014	H20 14	-	[2014] МЖД 17 мкр.	66,38	-	100	17 067,04	1 132,91	1,06	0,78	3,96	4,39	1 038,40	218,06	1 038,40
Подземная канальная	2014	H20 14	Новая ТК-2014	новая ТК-2014	52,2	-	80	15 828,04	826,22	1,06	0,78	3,96	4,39	757,30	159,03	757,30
Подземная канальная	2014	H20 14	Новая ТК-2014	[2014] МЖД 16 мкр	22,2	-	80	15 828,04	351,38	1,06	0,78	3,96	4,39	322,07	67,63	322,07
Подземная канальная	2014	H20 14	H2014	новая ТК 2014	64,75	-	70	14 792,56	957,82	1,06	0,78	3,96	4,39	877,92	184,36	877,92
Подземная канальная	2014	H20 14	новая ТК 2014	[2014] МЖД С-ЗР	50,01	-	70	14 792,56	739,78	1,06	0,78	3,96	4,39	678,06	142,39	678,06

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр старый	Диаметр новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2014	H20 14	H2014	[2020] Дос.-разв. центр	27,82	-	70	14 792,56	411,53	1,06	0,78	3,96	4,39	377,20	79,21	377,20
Подземная канальная	2014	2	-	[2014] МЖД СР	47,63	-	40	11 975,46	570,39	1,06	0,78	3,96	4,39	522,81	109,79	522,81
Наземная	2015	2	-	-	202,69	-	300	32 871,87	6 662,80	1,06	0,78	3,96	4,39	6 106,98	1 282,47	6 106,98
Подземная канальная	2015	H20 15	Новая ТК-2014	Новая ТК-2014	232,41	-	200	24 122,60	5 606,33	1,06	0,78	3,96	4,39	5 138,65	1 079,12	5 138,65
Подземная канальная	2015	H20 15	-	-	42,04	-	175	22 107,86	929,41	1,06	0,78	3,96	4,39	851,88	178,90	851,88
Подземная канальная	2015	H20 15	ТК-88	H2018	530	-	175	22 107,86	11 717,17	1,06	0,78	3,96	4,39	10 739,71	2 255,34	10 739,71
Подземная канальная	2015	H20 15	H2018	-	14,89	-	150	21 932,40	326,57	1,06	0,78	3,96	4,39	299,33	62,86	299,33
Подземная канальная	2015	H20 15	H2018	Новая ТК-2014	42,6	-	125	21 926,70	934,08	1,06	0,78	3,96	4,39	856,16	179,79	856,16
Подземная канальная	2015	H20 15	-	[2015] МЖД 17 мкр.	52,44	-	80	15 828,04	830,02	1,06	0,78	3,96	4,39	760,78	159,76	760,78
Подземная канальная	2015	H20 15	новая ТК 2014	[2015] МЖД С-ЗР	52,57	-	50	12 933,50	679,91	1,06	0,78	3,96	4,39	623,19	130,87	623,19
Подземная канальная	2015	H20 15	Новая ТК-2014	H2015	141,83	-	50	12 933,50	1 834,36	1,06	0,78	3,96	4,39	1 681,33	353,08	1 681,33
Подземная канальная	2015	H20 15	H2015	[2015] ИЖД С-ЗР	19,35	-	50	12 933,50	250,26	1,06	0,78	3,96	4,39	229,39	48,17	229,39

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диу старый	Диу новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по прокладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2015	H20 15	-	[2015] МЖД 16 мкр	7,9	-	50	12 933,50	102,17	1,06	0,78	3,96	4,39	93,65	19,67	93,65
Подземная канальная	2015	2	-	[2015] МЖД СР	79,56	-	40	11 975,46	952,77	1,06	0,78	3,96	4,39	873,29	183,39	873,29
Подземная канальная	2016	2	-	-	246,62	-	350	35 172,90	8 674,34	1,06	0,78	3,96	4,39	7 950,72	1 669,65	7 950,72
Надземная	2016	2	-	-	195,08	-	300	32 871,87	6 412,64	1,06	0,78	3,96	4,39	5 877,69	1 234,32	5 877,69
Надземная	2016	2	-	-	434,42	-	200	24 122,60	10 479,34	1,06	0,78	3,96	4,39	9 605,14	2 017,08	9 605,14
Подземная канальная	2016	H20 16	-	-	170,6	-	150	21 932,40	3 741,67	1,06	0,78	3,96	4,39	3 429,53	720,20	3 429,53
Подземная канальная	2016	H20 16	H2014	Новая ТК2016	52,92	-	150	21 932,40	1 160,66	1,06	0,78	3,96	4,39	1 063,84	223,41	1 063,84
Подземная канальная	2016	H20 16	-	H2016	25,57	-	125	21 926,70	560,67	1,06	0,78	3,96	4,39	513,89	107,92	513,89
Подземная канальная	2016	H20 16	-	[2016] МЖД 17 мкр.	22,33	-	70	14 792,56	330,32	1,06	0,78	3,96	4,39	302,76	63,58	302,76
Подземная канальная	2016	H20 16	Новая ТК2016	[2016] МЖД С-ЗР	57,98	-	50	12 933,50	749,88	1,06	0,78	3,96	4,39	687,33	144,34	687,33
Подземная канальная	2016	H20 16	H2015	Новая ТК-2016	159,63	-	50	12 933,50	2 064,57	1,06	0,78	3,96	4,39	1 892,35	397,39	1 892,35
Подземная канальная	2016	H20 16	Новая ТК-2016	[2016] ИЖД С-ЗР	18,6	-	50	12 933,50	240,56	1,06	0,78	3,96	4,39	220,50	46,30	220,50



Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по НИЦ, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦ)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2016	H20 16	H2016	[2016] МЖД 16 мкр	18,8	-	50	12 933,50	243,15	1,06	0,78	3,96	4,39	222,87	46,80	222,87
Подземная канальная	2016	2	-	-	168,2	-	40	11 975,46	2 014,27	1,06	0,78	3,96	4,39	1 846,24	387,71	1 846,24
Подземная канальная	2016	2	-	[2016] МЖД СР	265,88	-	40	11 975,46	3 184,04	1,06	0,78	3,96	4,39	2 918,42	612,87	2 918,42
Подземная канальная	2017	2	-	-	134,95	-	350	35 172,90	4 746,58	1,06	0,78	3,96	4,39	4 350,62	913,63	4 350,62
Подземная канальная	2017	H20 17	Новая ТК-2014	Новая ТК-2014	363,28	-	250	30 450,91	11 062,21	1,06	0,78	3,96	4,39	10 139,38	2 129,27	10 139,38
Подземная канальная	2017	новая сеть 2017	новая ТК 2017	новая ТК 2017	172,47	-	175	22 107,86	3 812,94	1,06	0,78	3,96	4,39	3 494,86	733,92	3 494,86
Подземная канальная	2017	H20 17	новая ТК 2017	Новая ТК-2014	132,76	-	175	22 107,86	2 935,04	1,06	0,78	3,96	4,39	2 690,19	564,94	2 690,19
Подземная канальная	2017	новая сеть 2017	новая ТК 2017	новая ТК 2017	148,51	-	150	21 932,40	3 257,18	1,06	0,78	3,96	4,39	2 985,46	626,95	2 985,46
Подземная канальная	2017	H20 17	-	-	113,84	-	150	21 932,40	2 496,78	1,06	0,78	3,96	4,39	2 288,50	480,58	2 288,50
Подземная канальная	2017	H20 17	Новая ТК2016	Новая ТК 2017	54,75	-	150	21 932,40	1 200,80	1,06	0,78	3,96	4,39	1 100,63	231,13	1 100,63

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр старый	Диаметр новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по прокладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2017	H20 17	-	-	81,84	-	100	17 067,04	1 396,77	1,06	0,78	3,96	4,39	1 280,25	268,85	1 280,25
Подземная канальная	2017	H20 17	-	[2017] МЖД 17 мкр.	16,25	-	80	15 828,04	257,21	1,06	0,78	3,96	4,39	235,75	49,51	235,75
Подземная канальная	2017	новая сеть 2017	-	[2017] МЖД 16 мкр	98,35	-	70	14 792,56	1 454,85	1,06	0,78	3,96	4,39	1 333,48	280,03	1 333,48
Подземная канальная	2017	новая сеть 2017	новая ТК 2017	-	40,27	-	70	14 792,56	595,70	1,06	0,78	3,96	4,39	546,00	114,66	546,00
Подземная канальная	2017	H20 17	Новая ТК 2017	[2017] МЖД С-ЗР	23,18	-	50	12 933,50	299,80	1,06	0,78	3,96	4,39	274,79	57,71	274,79
Подземная канальная	2017	H20 17	новая ТК-2014	Новая ТК2 017	125,7	-	50	12 933,50	1 625,74	1,06	0,78	3,96	4,39	1 490,12	312,93	1 490,12
Подземная канальная	2017	H20 17	Новая ТК2017	[2017] ИЖД С-ЗР	15,94	-	50	12 933,50	206,16	1,06	0,78	3,96	4,39	188,96	39,68	188,96
Подземная канальная	2017	2	-	[2017] МЖД СР	42,28	-	40	11 975,46	506,32	1,06	0,78	3,96	4,39	464,08	97,46	464,08
Подземная канальная	2017	новая сеть 2017	-	[2017] Гостиница	14,77	-	40	11 975,46	176,88	1,06	0,78	3,96	4,39	162,12	34,05	162,12
Подземная канальная	2018	H20 18	ТК-52/10	Новая ТК-2104	206,45	-	300	32 871,87	6 786,40	1,06	0,78	3,96	4,39	6 220,27	1 306,26	6 220,27

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по НИЦ, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦ)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв. 2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по прокладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв. 2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2018	H20 18	Новая ТК-2104	Новая ТК-2014	197,91	-	250	30 450,91	6 026,54	1,06	0,78	3,96	4,39	5 523,80	1 160,00	5 523,80
Подземная канальная	2018	H20 18	-	Новая ТК-2104	772,43	-	150	21 932,40	16 941,24	1,06	0,78	3,96	4,39	15 527,98	3 260,88	15 527,98
Подземная канальная	2018	H20 18	-	[2018] Аквапарк	98,54	-	125	21 926,70	2 160,66	1,06	0,78	3,96	4,39	1 980,41	415,89	1 980,41
Подземная канальная	2018	H20 18	Новая ТК 2017	-	37,19	-	100	17 067,04	634,72	1,06	0,78	3,96	4,39	581,77	122,17	581,77
Подземная канальная	2018	H20 18	-	[2018] МЖД 17 мкр.	42,74	-	80	15 828,04	676,49	1,06	0,78	3,96	4,39	620,06	130,21	620,06
Подземная канальная	2018	H20 18	-	[2018] МЖД 16 мкр	81,35	-	50	12 933,50	1 052,14	1,06	0,78	3,96	4,39	964,37	202,52	964,37
Подземная канальная	2018	H20 18	-	[2018] МЖД С-ЗР	46,05	-	50	12 933,50	595,59	1,06	0,78	3,96	4,39	545,90	114,64	545,90
Подземная канальная	2018	H20 18	Новая ТК-2014	Новая ТК-2018	111,42	-	50	12 933,50	1 441,05	1,06	0,78	3,96	4,39	1 320,84	277,38	1 320,84
Подземная канальная	2018	H20 18	Новая ТК-2018	[2018] ИЖД С-ЗР	21,11	-	50	12 933,50	273,03	1,06	0,78	3,96	4,39	250,25	52,55	250,25
Подземная канальная	2018	H20 18	H2018	[2018] Объект розн. торговли	41	-	50	12 933,50	530,27	1,06	0,78	3,96	4,39	486,04	102,07	486,04

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2018	2	-	[2018] МЖД СР	90,93	-	40	11 975,46	1 088,93	1,06	0,78	3,96	4,39	998,09	209,60	998,09
Подземная канальная	2019	H20 19	-	новая ТК 2017	116,07	-	175	22 107,86	2 566,06	1,06	0,78	3,96	4,39	2 352,00	493,92	2 352,00
Подземная канальная	2019	новая сеть 2019	новая ТК 2017	-	89,98	-	150	21 932,40	1 973,48	1,06	0,78	3,96	4,39	1 808,85	379,86	1 808,85
Подземная канальная	2019	новая сеть 2019	новая ТК 2017	-	48,84	-	150	21 932,40	1 071,18	1,06	0,78	3,96	4,39	981,82	206,18	981,82
Подземная канальная	2019	H20 19	-	Новая ТК-2014	406,22	-	150	21 932,40	8 909,38	1,06	0,78	3,96	4,39	8 166,15	1 714,89	8 166,15
Подземная канальная	2019	новая сеть 2019	-	[2019] Дос.-разв. центр	24,59	-	100	17 067,04	419,68	1,06	0,78	3,96	4,39	384,67	80,78	384,67
Подземная канальная	2019	H20 19	-	[2019] МЖД 17 мкр.	28,26	-	80	15 828,04	447,30	1,06	0,78	3,96	4,39	409,99	86,10	409,99
Подземная канальная	2019	H20 19	Новая ТК-2018	-	191,79	-	50	12 933,50	2 480,52	1,06	0,78	3,96	4,39	2 273,59	477,45	2 273,59
Подземная канальная	2019	H20 19	-	[2019-2020] ИЖД С-ЗР	19,74	-	50	12 933,50	255,31	1,06	0,78	3,96	4,39	234,01	49,14	234,01
Подземная канальная	2020	2	-	-	176,81	-	350	35 172,90	6 218,92	1,06	0,78	3,96	4,39	5 700,13	1 197,03	5 700,13

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диу старый	Диу новый	Расценка по НИЦ, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦ)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по прокладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2020	2	-	-	52,97	-	300	32 871,87	1 741,22	1,06	0,78	3,96	4,39	1 595,97	335,15	1 595,97
Подземная канальная	2020	2	-	[2024-2028] МЖД СР	352,23	-	300	32 871,87	11 578,46	1,06	0,78	3,96	4,39	10 612,57	2 228,64	10 612,57
Подземная канальная	2020	H20 20			92,16	-	200	24 122,60	2 223,14	1,06	0,78	3,96	4,39	2 037,68	427,91	2 037,68
Подземная канальная	2020	H20 20	H2016	[2020] д/с на 280 мест	43,29	-	125	21 926,70	949,21	1,06	0,78	3,96	4,39	870,02	182,70	870,02
Подземная канальная	2020	H20 20	-	[2020] МЖД 17 мкр.	37,13	-	80	15 828,04	587,70	1,06	0,78	3,96	4,39	538,67	113,12	538,67
Подземная канальная	2020	H20 20	ТК-91	[2020] Амб.-пол. отд.	69,38	-	80	15 828,04	1 098,15	1,06	0,78	3,96	4,39	1 006,54	211,37	1 006,54
Подземная канальная	2020	H20 20	-	[2019-2020] МЖД 16 мкр	41,34	-	80	15 828,04	654,33	1,06	0,78	3,96	4,39	599,75	125,95	599,75
Подземная канальная	2020	H20 20	новая ТК 2017	[2020] Объект розн. торговли	159,73	-	70	14 792,56	2 362,82	1,06	0,78	3,96	4,39	2 165,71	454,80	2 165,71
Подземная канальная	2020	2	-	[2020] Гостиница	27,31	-	40	11 975,46	327,05	1,06	0,78	3,96	4,39	299,77	62,95	299,77

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2020	H20 20	-	[2020] Стадион	34	-	40	11 975,46	407,17	1,06	0,78	3,96	4,39	373,20	78,37	373,20
Надземная	2022	2	-	новая ТК 2017	702,47	-	300	32 871,87	23 091,50	1,06	0,78	3,96	4,39	21 165,18	4 444,69	21 165,18
Подземная канальная	2022	2	-	-	103,19	-	100	17 067,04	1 761,15	1,06	0,78	3,96	4,39	1 614,23	338,99	1 614,23
Подземная канальная	2022	H20 22	-	[2021-2023] МЖД мкр. Ручьевск.	32,61	-	100	17 067,04	556,56	1,06	0,78	3,96	4,39	510,13	107,13	510,13
Подземная канальная	2022	H20 22	-	[2022] д/с на 140 мест	31,67	-	80	15 828,04	501,27	1,06	0,78	3,96	4,39	459,46	96,49	459,46
Подземная канальная	2022	H20 22	-	[2019-2023] МЖД С-ЗР	54,17	-	70	14 792,56	801,31	1,06	0,78	3,96	4,39	734,47	154,24	734,47
Подземная канальная	2022	H20 22	-	[2022] Школа на 600 мест	29,23	-	70	14 792,56	432,39	1,06	0,78	3,96	4,39	396,32	83,23	396,32
Подземная канальная	2022	H20 22	-	-	67,16	-	70	14 792,56	993,47	1,06	0,78	3,96	4,39	910,59	191,22	910,59
Подземная канальная	2022	H20 22	НоваяТК2017	новая ТК 2014	92,45	-	50	12 933,50	1 195,70	1,06	0,78	3,96	4,39	1 095,96	230,15	1 095,96
Подземная канальная	2022	H20 22	Врезка в Пав. 8	НТК 7 мкр	61,59	-	50	12 933,50	796,57	1,06	0,78	3,96	4,39	730,12	153,33	730,12

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диу старый	Диу новый	Расценка по НИЦ, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦ)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2022	H20 22	НТК 7 мкр	[2021-2023] МЖД 7 мкр.	17,99	-	50	12 933,50	232,67	1,06	0,78	3,96	4,39	213,26	44,79	213,26
Подземная канальная	2023	H20 23	Новая ТК 2017	-	22,61	-	100	17 067,04	385,89	1,06	0,78	3,96	4,39	353,69	74,28	353,69
Подземная канальная	2023	H20 23	-	[2023] д/с на 140 мест	10,88	-	80	15 828,04	172,21	1,06	0,78	3,96	4,39	157,84	33,15	157,84
Подземная канальная	2023	H20 23	новая ТК 2014	[2023] Баня	30,07	-	50	12 933,50	388,91	1,06	0,78	3,96	4,39	356,47	74,86	356,47
Подземная канальная	2023	2	-	[2023] Гостиница	79,62	-	40	11 975,46	953,49	1,06	0,78	3,96	4,39	873,95	183,53	873,95
Подземная канальная	2025	2	-	-	149,13	-	200	24 122,60	3 597,40	1,06	0,78	3,96	4,39	3 297,30	692,43	3 297,30
Подземная канальная	2025	2	-	[2019-2023] МЖД СР	48,79	-	200	24 122,60	1 176,94	1,06	0,78	3,96	4,39	1 078,76	226,54	1 078,76
Подземная канальная	2025	H20 25	-	[2025] д/с на 140 мест	8,73	-	70	14 792,56	129,14	1,06	0,78	3,96	4,39	118,37	24,86	118,37
Подземная канальная	2025	2	-	[2025] Объект розн. торговли	28,57	-	40	11 975,46	342,14	1,06	0,78	3,96	4,39	313,60	65,86	313,60
Подземная канальная	2026	H20 26	-	-	72,41	-	175	22 107,86	1 600,83	1,06	0,78	3,96	4,39	1 467,29	308,13	1 467,29

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2026	H20 26	-	[2024-2028] МЖД мкр. Ручьевск.	64,63	-	125	21 926,70	1 417,12	1,06	0,78	3,96	4,39	1 298,90	272,77	1 298,90
Подземная канальная	2026	H20 26	-	[2026] Школа на 600 мест	30,81	-	100	17 067,04	525,84	1,06	0,78	3,96	4,39	481,97	101,21	481,97
Подземная канальная	2026	H20 26	-	[2026] д/с на 140 мест	68,29	-	70	14 792,56	1 010,18	1,06	0,78	3,96	4,39	925,91	194,44	925,91
Подземная канальная	2026	H20 26	НТК 7 мкр	[2024-2028] МЖД 7 мкр.	83,24	-	50	12 933,50	1 076,58	1,06	0,78	3,96	4,39	986,77	207,22	986,77
Подземная канальная	2027	H20 27	-	[2027] д/с на 140 мест	17,44	-	70	14 792,56	257,98	1,06	0,78	3,96	4,39	236,46	49,66	236,46
Подземная канальная	2027	H20 27	-	[2024-2028] МЖД С-ЗР	11,98	-	50	12 933,50	154,94	1,06	0,78	3,96	4,39	142,02	29,82	142,02
Подземная канальная	2028	H20 28	-	[2028] д/с на 240 мест	30,3	-	100	17 067,04	517,13	1,06	0,78	3,96	4,39	473,99	99,54	473,99
Подземная канальная	2028	2	-	[2028] Театр	27,51	-	80	15 828,04	435,43	1,06	0,78	3,96	4,39	399,11	83,81	399,11



Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр старый	Диаметр новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2028	2	-	[2028] Объект розн. торговли	22,65	-	40	11 975,46	271,24	1,06	0,78	3,96	4,39	248,62	52,21	248,62
Подземная канальная	20214	H20 14	новая ТК-2014	[2014] ИЖД С-ЗР	17,2	-	50	12 933,50	222,46	1,06	0,78	3,96	4,39	203,90	42,82	203,90
<b>мкр. "Ручьи", "Устьинский"</b>																
Подземная канальная	2014	2	-	-	538,76	-	250	30 450,91	16 405,73	1,06	0,78	3,96	4,39	15 037,15	3 157,80	15 037,15
Подземная канальная	2014	2	-	-	59,46	-	100	17 067,04	1 014,81	1,06	0,78	3,96	4,39	930,15	195,33	930,15
Подземная канальная	2014	2	-	[2014] ИЖД мкр. "Ручьи"	15,57	-	50	12 933,50	201,37	1,06	0,78	3,96	4,39	184,58	38,76	184,58
Подземная канальная	2015	2	-	-	140,4	-	80	15 828,04	2 222,26	1,06	0,78	3,96	4,39	2 036,87	427,74	2 036,87
Подземная канальная	2015	2	-	[2015] ИЖД мкр. "Ручьи"	11,97	-	40	11 975,46	143,35	1,06	0,78	3,96	4,39	131,39	27,59	131,39
Подземная канальная	2016	2	-	-	36,54	-	50	12 933,50	472,59	1,06	0,78	3,96	4,39	433,17	90,96	433,17

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2016	2	-	[2016] ИЖД мкр. "Ручьи"	12,23	-	40	11 975,46	146,46	1,06	0,78	3,96	4,39	134,24	28,19	134,24
Подземная канальная	2017	2	-	[2017] ИЖД мкр. "Ручьи"	151,22	-	40	11 975,46	1 810,93	1,06	0,78	3,96	4,39	1 659,86	348,57	1 659,86
Подземная канальная	2018	2	-	[2018] ИЖД мкр. "Ручьи"	100,68	-	70	14 792,56	1 489,32	1,06	0,78	3,96	4,39	1 365,07	286,67	1 365,07
Подземная канальная	2020	2	-	-	68,38	-	50	12 933,50	884,39	1,06	0,78	3,96	4,39	810,62	170,23	810,62
Подземная канальная	2020	2	-	[2019-2023] ИЖД мкр. "Ручьи"	55,36	-	50	12 933,50	716,00	1,06	0,78	3,96	4,39	656,27	137,82	656,27
Подземная канальная	2021	2	-	-	105,95	-	100	17 067,04	1 808,25	1,06	0,78	3,96	4,39	1 657,41	348,06	1 657,41
Подземная канальная	2021	2	-	[2021-2023] ИЖД Устьинский	20,33	-	50	12 933,50	262,94	1,06	0,78	3,96	4,39	241,00	50,61	241,00
Подземная канальная	2025	2	-	[2024-2028] ИЖД Устьинский	128,89	-	80	15 828,04	2 040,08	1,06	0,78	3,96	4,39	1 869,89	392,68	1 869,89

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2025	2	-	[2024-2028] ИЖД мкр. "Ручьи"	228,3	-	40	11 975,46	2 734,00	1,06	0,78	3,96	4,39	2 505,92	526,24	2 505,92
<b>Северо-восточный район</b>																
Подземная канальная	2014	2	46	новый узел 2014	194,68	-	250	30 450,91	5 928,18	1,06	0,78	3,96	4,39	5 433,65	1 141,07	5 433,65
Подземная канальная	2014	2	новый узел 2014	[2014] МЖД С-ВР	12,81	-	80	15 828,04	202,76	1,06	0,78	3,96	4,39	185,84	39,03	185,84
Подземная канальная	2015	2	новый узел 2014	новая ТК 2015	24,08	-	250	30 450,91	733,26	1,06	0,78	3,96	4,39	672,09	141,14	672,09
Подземная канальная	2015	2	новая ТК 2015	[2015] МЖД С-ВР	14,09	-	70	14 792,56	208,43	1,06	0,78	3,96	4,39	191,04	40,12	191,04
Подземная канальная	2016	2	новая ТК 2016	[2016] МЖД С-ВР	16,91	-	70	14 792,56	250,14	1,06	0,78	3,96	4,39	229,28	48,15	229,28
Подземная канальная	2017	2	новая ТК 2015	новый узел 2017	78,76	-	175	22 107,86	1 741,21	1,06	0,78	3,96	4,39	1 595,96	335,15	1 595,96
Подземная канальная	2017	2	новый узел 2017	новая ТК 2017	89,82	-	150	21 932,40	1 969,97	1,06	0,78	3,96	4,39	1 805,63	379,18	1 805,63
Подземная канальная	2017	2	новая ТК 2017	[2017] МЖД С-ВР	29,84	-	70	14 792,56	441,41	1,06	0,78	3,96	4,39	404,59	84,96	404,59
Подземная канальная	2018	2	новая ТК 2016	новая ТК 2018	169,67	-	150	21 932,40	3 721,27	1,06	0,78	3,96	4,39	3 410,84	716,28	3 410,84

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2019	2	новая ТК 2017	[2019-2023] МЖД С-ВР	196,95	-	125	21 926,70	4 318,46	1,06	0,78	3,96	4,39	3 958,21	831,22	3 958,21
Подземная канальная	2021	2	новый узел 2017	[2021-2023] ИЖД С-ВР	33,34	-	50	12 933,50	431,20	1,06	0,78	3,96	4,39	395,23	83,00	395,23
Подземная канальная	2022	2	-	[2022] Рынок, С-ВР	40,85	-	70	14 792,56	604,28	1,06	0,78	3,96	4,39	553,87	116,31	553,87
Подземная канальная	2022	2	Врезка на 61	новая ТК 2022	521,23	-	125	21 926,70	11 428,85	1,06	0,78	3,96	4,39	10 475,45	2 199,84	10 475,45
Подземная канальная	2022	2	новая ТК 2022	[2022] БК на 340 мест, С-ВР	85,94	-	70	14 792,56	1 271,27	1,06	0,78	3,96	4,39	1 165,22	244,70	1 165,22
Подземная канальная	2024	2	новая ТК 2018	[2024-2028] МЖД С-ВР	104,51	-	125	21 926,70	2 291,56	1,06	0,78	3,96	4,39	2 100,39	441,08	2 100,39
Подземная канальная	2024	2	новая ТК 2022	новая ТК 2024	1130,67	-	100	17 067,04	19 297,19	1,06	0,78	3,96	4,39	17 687,40	3 714,35	17 687,40
Подземная канальная	2024	2	новая ТК 2017	[2024-2028] ИЖД С-ВР	51,26	-	70	14 792,56	758,27	1,06	0,78	3,96	4,39	695,01	145,95	695,01
Подземная канальная	2024	2	новая ТК 2024	[2024] Спорткомплекс, С-ВР	65,15	-	50	12 933,50	842,62	1,06	0,78	3,96	4,39	772,33	162,19	772,33

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по прокладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
<b>квартал "Искра"</b>																
Подземная канальная	2015	2	новая ТК 2015	новая ТК 2015	68,17	-	175	22 107,86	1 507,09	1,06	0,78	3,96	4,39	1 381,37	290,09	1 381,37
Подземная канальная	2015	2	новая ТК 2015	[2015] МЖД С-ВР	14,09	-	70	14 792,56	208,43	1,06	0,78	3,96	4,39	191,04	40,12	191,04
Подземная канальная	2016	2	новая ТК 2015	новая ТК 2016	135,66	-	150	21 932,40	2 975,35	1,06	0,78	3,96	4,39	2 727,14	572,70	2 727,14
Подземная канальная	2021	2	Пав. 5	новая ТК 2021	221,47	-	125	21 926,70	4 856,11	1,06	0,78	3,96	4,39	4 451,00	934,71	4 451,00
Подземная канальная	2021	2	новая ТК 2021	новая ТК 2021	208,64	-	80	15 828,04	3 302,36	1,06	0,78	3,96	4,39	3 026,88	635,64	3 026,88
Подземная канальная	2021	2	новая ТК 2021	[2021-2023] ИЖД "Искра"	13,79	-	50	12 933,50	178,35	1,06	0,78	3,96	4,39	163,47	34,33	163,47
Подземная канальная	2021	2	новая ТК 2015	новая ТК 2021	44,72	-	50	12 933,50	578,39	1,06	0,78	3,96	4,39	530,14	111,33	530,14
Подземная канальная	2021	2	новая ТК 2021	[2021] МЖД, 69, кв. "Искра"	35,01	-	40	11 975,46	419,26	1,06	0,78	3,96	4,39	384,29	80,70	384,29

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по НИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2022	2	новая ТК 2021	[2022] МЖД, 70, кв. "Искра"	31,15	-	40	11 975,46	373,04	1,06	0,78	3,96	4,39	341,92	71,80	341,92
Подземная канальная	2023	2	новая ТК 2023	новая ТК 2023	49,49	-	100	17 067,04	844,65	1,06	0,78	3,96	4,39	774,19	162,58	774,19
Подземная канальная	2023	2	новая ТК 2021	новая ТК 2023	191,76	-	100	17 067,04	3 272,78	1,06	0,78	3,96	4,39	2 999,76	629,95	2 999,76
Подземная канальная	2023	2	новая ТК 2023	новый узел 2023	31,35	-	80	15 828,04	496,21	1,06	0,78	3,96	4,39	454,81	95,51	454,81
Подземная канальная	2023	2	новый узел 2023	новый узел 2023	85,78	-	80	15 828,04	1 357,73	1,06	0,78	3,96	4,39	1 244,47	261,34	1 244,47
Подземная канальная	2023	2	новый узел 2023	новый узел 2023	31,27	-	70	14 792,56	462,56	1,06	0,78	3,96	4,39	423,98	89,03	423,98
Подземная канальная	2023	2	новый узел 2023	[2023] РЭУ, С-ВР	6,35	-	50	12 933,50	82,13	1,06	0,78	3,96	4,39	75,28	15,81	75,28
Подземная канальная	2023	2	новый узел 2023	новый узел 2023	9,67	-	50	12 933,50	125,07	1,06	0,78	3,96	4,39	114,63	24,07	114,63
Подземная канальная	2023	2	новая ТК 2016	новая ТК 2023	44,41	-	50	12 933,50	574,38	1,06	0,78	3,96	4,39	526,46	110,56	526,46
Подземная канальная	2023	2	новая ТК 2023	[2023] МЖД, 71, кв. "Искра"	86,23	-	50	12 933,50	1 115,26	1,06	0,78	3,96	4,39	1 022,22	214,67	1 022,22

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр старый	Диаметр новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2023	2	новый узел 2023	[2023] Маг/апт., С-ВР	15,59	-	40	11 975,46	186,70	1,06	0,78	3,96	4,39	171,12	35,94	171,12
Подземная канальная	2023	2	новая ТК 2021	[2023] Объект общ. назн., С-ВР	22,09	-	40	11 975,46	264,54	1,06	0,78	3,96	4,39	242,47	50,92	242,47
Подземная канальная	2024	2	новая ТК 2021	[2024-2028] ИЖД "Искра"	133,11	-	70	14 792,56	1 969,04	1,06	0,78	3,96	4,39	1 804,78	379,00	1 804,78
Подземная канальная	2024	2	новая ТК 2023	[2024] МЖД, 72, кв. "Искра"	9,66	-	40	11 975,46	115,68	1,06	0,78	3,96	4,39	106,03	22,27	106,03
Подземная канальная	2025	2	новый узел 2023	[2025] ДООУ, С-ВР	56,82	-	70	14 792,56	840,51	1,06	0,78	3,96	4,39	770,40	161,78	770,40
Подземная канальная	2025	2	новый узел 2023	[2025] МЖД, 73, кв. "Искра"	4,79	-	40	11 975,46	57,36	1,06	0,78	3,96	4,39	52,58	11,04	52,58
Подземная канальная	2026	2	новый узел 2023	[2026] МЖД, 74, кв. "Искра"	7,45	-	50	12 933,50	96,35	1,06	0,78	3,96	4,39	88,32	18,55	88,32

Тип прокладки	Предлагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду старый	Ду новый	Расценка по ИЦС, в ценах на 01.01.2012, руб./м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс. руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УИЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2014 г. к ТЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2013 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс. руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей в г. Сосновый Бор, в ценах 1 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
Подземная канальная	2027	2	новая ТК 2023	[2027] МЖД, 75, кв. "Искра"	31,37	-	50	12 933,50	405,72	1,06	0,78	3,96	4,39	371,88	78,09	371,88
Подземная канальная	2021	2	-	-	435,39	-	175	22 107,86	9 625,54	1,06	0,78	3,96	4,39	8 822,57	1 852,74	8 822,57
Подземная канальная	2021	2	-	[2021-2023] ИЖД Восточный	14,63	-	100	17 067,04	249,69	1,06	0,78	3,96	4,39	228,86	48,06	228,86
Подземная канальная	2021	2	-	[2021-2023] ИЖД Ст. Калище	32,73	-	50	12 933,50	423,31	1,06	0,78	3,96	4,39	388,00	81,48	388,00
Подземная канальная	2024	2	-	[2024-2028] ИЖД Восточный	142,02	-	125	21 926,70	3 114,03	1,06	0,78	3,96	4,39	2 854,25	599,39	2 854,25
Подземная канальная	2024	2	-	[2024-2028] ИЖД Ст. Калище	49,95	-	70	14 792,56	738,89	1,06	0,78	3,96	4,39	677,25	142,22	677,25
Подземная канальная	2024	2	Врезка на Александра Невского 7,11	[2024] Пож. депо	48,32	-	40	11 975,46	578,65	1,06	0,78	3,96	4,39	530,38	111,38	530,38
Подземная канальная	2028	2	Пав-УАТ (Промзона)	[2028] Автодром	566,72	-	40	11 975,46	6 786,73	1,06	0,78	3,96	4,39	6 220,58	1 306,32	6 220,58



Таблица 10.2.5. Динамика необходимых капиталовложений в мероприятия по замене тепловых сетей с нулевой амортизационной стоимостью в текущих и прогнозных ценах для перспективного варианта

Показатель	Значения по годам реализации мероприятий, с НДС, тыс. руб.															Итого за весь период планирования
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Инвестиции в мероприятия по тепловым сетям в ценах 2014 г.	0,00	1 803,93	3 570,76	4 831,94	5 844,28	7 332,12	15 556,96	4 194,86	4 551,67	4 724,58	5 163,44	15 113,89	8 989,49	7 396,51	5 509,37	94 584
Индекс-дефлятор инвестиций	1	1,051	1,050	1,052	1,046	1,040	1,031	1,029	1,029	1,030	1,029	1,024	1,021	1,020	1,020	
Инвестиции в мероприятия по тепловым сетям в ценах соответствующих лет	0,00	1 895,93	3 940,52	5 609,57	7 096,92	9 259,82	20 256,12	5 620,36	6 275,27	6 709,08	7 544,91	22 614,71	13 733,32	11 525,71	8 756,74	130 839

Таблица 10.2.6. Динамика необходимых капиталовложений в мероприятия по тепловым сетям в текущих и в прогнозных ценах для перспективного варианта

Показатель	Значения по годам реализации мероприятий, с НДС, тыс. руб.															Итого за весь период планирования
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Инвестиции в мероприятия по тепловым сетям в ценах 2014 г.	102 249,92	70 052,81	407 370,95	236 747,96	326 185,34	280 475,31	376 792,79	167 587,82	184 883,94	154 482,03	172 561,28	25 120,70	14 238,66	8 146,87	12 851,66	2 539 748
Индекс-дефлятор инвестиций	1	1,051	1,050	1,052	1,046	1,040	1,031	1,029	1,029	1,030	1,029	1,024	1,021	1,020	1,020	
Инвестиции в мероприятия по тепловым сетям в ценах соответствующих лет	102 249,92	73 625,50	449 554,21	274 848,90	396 099,13	354 215,39	490 607,32	224 537,69	254 895,04	219 370,07	239 913,91	34 060,78	18 737,07	10 454,22	16 174,36	3 159 344

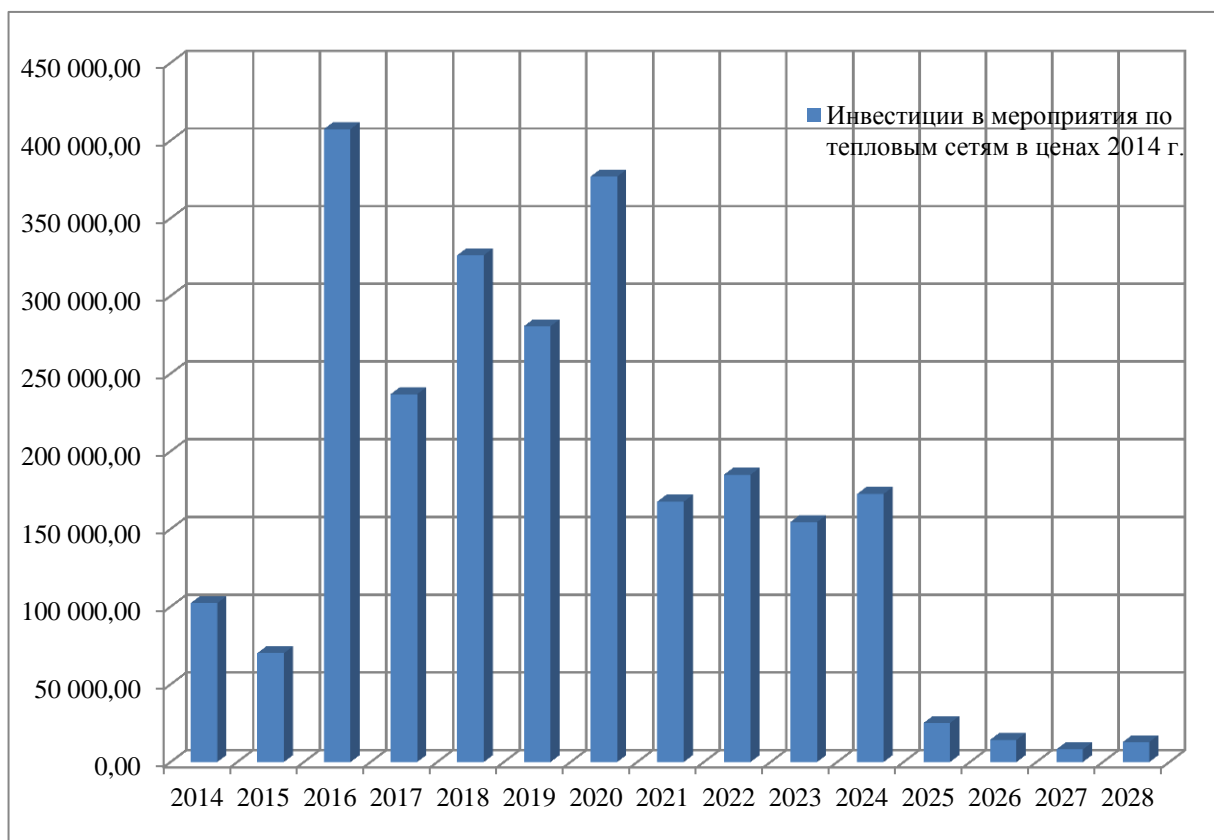


Рисунок 10.2.2. Динамика финансирования мероприятий по тепловым сетям для перспективного варианта

### 10.3. Оценка необходимых капиталовложений в мероприятия, проводимые при установке узлов учета тепловой энергии

Для обоих вариантов развития городского округа оценка проводилась по среднерыночным стоимостям оборудования и монтажных работ в Ленинградской области. Суммарные инвестиции в мероприятия по установке УУТЭ для 430 потребителей в ценах 2014 года составят 176 008,018 тыс. руб. в ценах 2014 года без учета НДС.

Таблица 10.3.1. Финансовая оценка мероприятий по установке УУТЭ

№ п/п	Наружный диаметр трубопровода, мм	Количество узлов	Стоимость УУТЭ, руб. с НДС		ВСЕГО по УУТЭ, руб. с НДС
1	45	14	<b>389 494,40</b>		<b>5 452 921,60</b>
			<i>из них:</i>		
			<i>изготовление шкафа (с мат/обор)</i>	18 075,24	253 053,36
			<i>изготовление модуля(с мат/обор)</i>	181 717,64	2 544 046,96
			<i>демонтаж / монтаж на объекте</i>	105 947,48	1 483 264,72
			<i>ПНР</i>	83 754,04	1 172 556,56
			<i>в том числе материалы и оборудование</i>	198 749,76	2 782 496,64

2	57	202	<b>392 101,02</b>		<b>79 204 406,04</b>
			<i>из них:</i>		
			<i>изготовление шкафа (с мат/обор)</i>	18 075,24	3 651 198,48
			<i>изготовление модуля(с мат/обор)</i>	184 227,50	37 213 955,00
			<i>демонтаж / монтаж на объекте</i>	106 044,24	21 420 936,48
			<i>ПНР</i>	83 754,04	0,00
			<i>в том числе материалы и оборудование</i>		0,00
3	76	110	<b>417 450,96</b>		<b>45 919 605,60</b>
			<i>из них:</i>		
			<i>изготовление шкафа (с мат/обор)</i>	18 075,24	
			<i>изготовление модуля(с мат/обор)</i>	204 843,28	
			<i>демонтаж / монтаж на объекте</i>	110 778,40	
			<i>ПНР</i>	83 754,04	
			<i>в том числе материалы и оборудование</i>	201 227,76	
4	89	82	<b>429 167,18</b>		<b>35 191 708,76</b>
			<i>из них:</i>		
			<i>изготовление шкафа (с мат/обор)</i>	18 075,24	
			<i>изготовление модуля(с мат/обор)</i>	216 390,76	
			<i>демонтаж / монтаж на объекте</i>	110 947,14	
			<i>ПНР</i>	83 754,04	
			<i>в том числе материалы и оборудование</i>	221 884,84	
5	108	22	<b>465 426,22</b>		<b>10 239 376,84</b>
			<i>из них:</i>		
			<i>изготовление шкафа (с мат/обор)</i>	18 075,24	
			<i>изготовление модуля(с мат/обор)</i>	240 984,32	
			<i>демонтаж / монтаж на объекте</i>	122 612,62	
			<i>ПНР</i>	83 754,04	
			<i>в том числе материалы и оборудование</i>	257 590,46	
<b>ИТОГО</b>					
		430			<b>176 008 018,84</b>

#### 10.4. Оценка необходимых капиталовложений в мероприятия, проводимые при переводе на закрытую систему теплоснабжения

Согласно п.9 ст.29 гл.7 Федерального закона №190-ФЗ «О теплоснабжении» (в ред. Федеральных законов от 04.06.2011 N 123-ФЗ, от 18.07.2011 N 242-ФЗ, от 07.12.2011 N 417-ФЗ (ред. 30.12.2012), от 25.06.2012 N 93-ФЗ, от 30.12.2012 N 291-ФЗ, от 30.12.2012 N 318-ФЗ) с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

##### Консервативный вариант

Перевод на закрытую систему теплоснабжения предлагается провести одновременно с установкой теплообменного оборудования ГВС в зданиях и сооружениях. Динамика перевода следующая:

- в 2015 году на закрытую систему планируется перевести 15% потребителей;
- в 2016 году – еще 20%;
- в 2017 году – 25%;
- в 2018 году – 25%
- в 2019 году – 15 %.

Таким образом, к 2019 году планируется завершить процесс перевода потребителей с открытой системы теплоснабжения.

Оценка данного мероприятия проводилась по среднерыночным стоимостям оборудования и монтажных работ в Ленинградской области. Суммарные инвестиции в мероприятия по установке теплообменного оборудования в ценах 2014 года составят 460 698,00 тыс. руб. в ценах 2014 года без учета НДС.

Финансовые потребности для осуществления мероприятий с учетом прогнозного роста цен согласно Сценарным условиям представлены в таблице 10.4.1.

Таблица 10.4.1. Финансовые потребности в мероприятия, проводимых при переводе на закрытую систему теплоснабжения

№ п/п	Показатель	Значения по годам реализации мероприятий, тыс. руб.						Итого за весь период планирования
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	
1	Инвестиции в мероприятия по установке теплообменного оборудования в ценах 2014 г.	0,00	69 105	92 140	115 174	115 174	69 105	460 698
2	Индекс-дефлятор инвестиций	1,052	1,051	1,051	1,052	1,046	1,040	
3	Инвестиции в мероприятия по установке теплообменного оборудования в ценах соответствующих лет	0,00	72 629	101 777	133 837	139 994	87 356	535 593

Перспективный вариант

Настоящая Схема для перспективного варианта предусматривает внедрение автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов. Оценка данного мероприятия проводилась по среднерыночным стоимостям оборудования и монтажных работ в Ленинградской области.

Суммарная стоимость мероприятия по установке АИТП составит 544 730,922 тыс. руб. в ценах 2014 года с учетом НДС.

Таблица 10.4.2. Финансовая оценка мероприятий по установке АИТП

№ п/п	Наружный диаметр трубопровода, мм	Количество узлов	Стоимость АИТП, руб. с НДС		ВСЕГО по АИТП, руб. с НДС
1	45	14	<b>1 048 527,94</b>		<b>14 679 391,16</b>
			<i>из них:</i>		
			<i>изготовление шкафа (с мат/обор)</i>	52 512,36	735 173,04
			<i>изготовление модуля + монтаж на объекте(с мат/обор)</i>	756 004,76	10 584 066,64
			<i>э/монтаж на объекте</i>	30 380,28	425 323,92
			<i>ПНР</i>	209 630,54	2 934 827,56
			<i>в том числе материалы и оборудование</i>	567 565,84	7 945 921,76
2	57	221	<b>1 050 026,54</b>		<b>232 055 865,34</b>
			<i>из них:</i>		
			<i>изготовление шкафа (с мат/обор)</i>	52 512,36	11 605 231,56
			<i>изготовление модуля + монтаж на объекте(с мат/обор)</i>	757 503,36	167 408 242,56
			<i>э/монтаж на объекте</i>	30 380,28	6 714 041,88
			<i>ПНР</i>	209 630,54	0,00
			<i>в том числе материалы и оборудование</i>	563 942,06	124 631 195,26
3	76	129	<b>1 108 318,54</b>		<b>142 973 091,66</b>
			<i>из них:</i>		
			<i>изготовление шкафа (с мат/обор)</i>	52 512,36	
			<i>изготовление модуля + монтаж на объекте(с мат/обор)</i>	815 795,36	
			<i>э/монтаж на объекте</i>	30 380,28	
			<i>ПНР</i>	209 630,54	
			<i>в том числе материалы и оборудование</i>	591 473,82	

4	89	103	<b>1 142 255,34</b>		<b>117 652 300,02</b>
			<i>из них:</i>		
			<i>изготовление шкафа (с мат/обор)</i>	52 512,36	
			<i>изготовление модуля + монтаж на объекте(с мат/обор)</i>	849 732,16	
			<i>э/монтаж на объекте</i>	30 380,28	
			<i>ПНР</i>	209 630,54	
			<i>в том числе материалы и оборудование</i>	625 012,96	
5	108	31	<b>1 205 492,72</b>		<b>37 370 274,32</b>
			<i>из них:</i>		
			<i>изготовление шкафа (с мат/обор)</i>	52 512,36	
			<i>изготовление модуля + монтаж на объекте(с мат/обор)</i>	912 969,54	
			<i>э/монтаж на объекте</i>	30 380,28	
			<i>ПНР</i>	209 630,54	
			<i>в том числе материалы и оборудование</i>	666 681,12	
		498			<b>544 730 922,50</b>

В перспективном варианте предусматривается создание городской автоматизированной информационно-измерительной системы учета энергоресурсов с целью централизованного управления АИТП потребителей и сбора информации о расходе тепловой энергии потребителями. Оценочная стоимость работ по созданию такой системы составляет 11 432,00 тыс. руб. в ценах 2014 года.

## 10.5. Оценка суммарных финансовых потребностей

### 10.5.1. Консервативный вариант

Суммарный объем необходимых инвестиций в мероприятия по осуществлению строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них, а также в мероприятия, проводимые при установке УУТЭ и переводе потребителей на закрытую систему теплоснабжения, для Сосновоборского городского округа в период с 2014 по 2028гг. оценивается в 2 246 224,37 тыс. руб. в ценах 2014 года с учетом НДС.

Динамика инвестирования мероприятий, предусмотренных настоящей Схемой, приведена на рисунке 10.5.1 и в таблице 10.5.1.

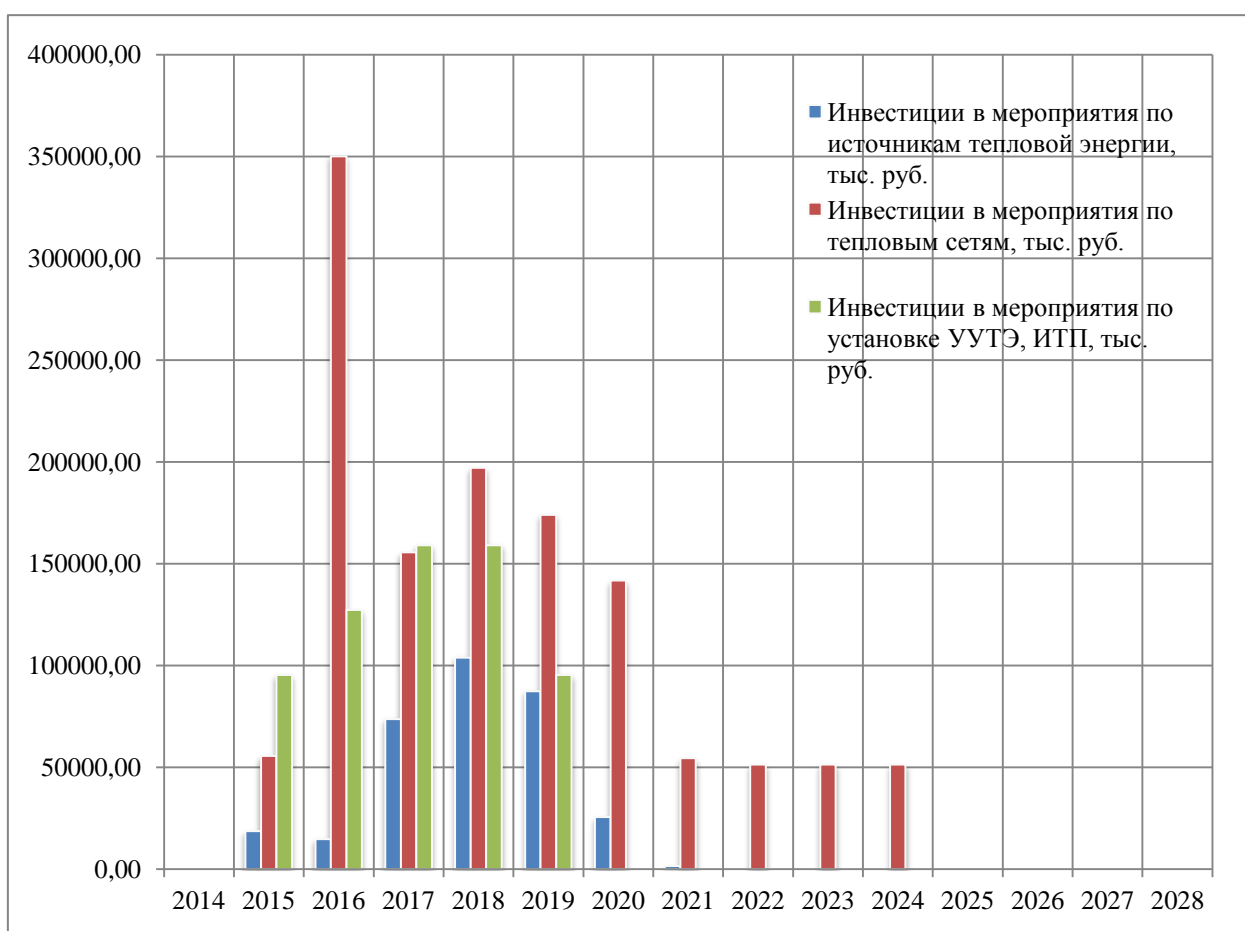


Рисунок 10.5.1. Динамика потребности в инвестициях для осуществления мероприятий для консервативного варианта развития



Таблица 10.5.1. Динамика потребности в инвестициях для реализации консервативного варианта развития

Показатель	Значения по годам реализации мероприятий, с НДС, тыс. руб.															Итого за весь период планирования
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Инвестиции в мероприятия по источникам тепловой энергии, тыс. руб.	0,00	18725,00	14822,00	73746,00	103997,00	87522,00	25622,00	1597,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	326 031,00
Инвестиции в мероприятия по тепловым сетям, тыс. руб.	0,00	55643,75	350288,42	155631,62	197220,50	174165,84	141815,90	54533,96	51395,96	51395,96	51395,96	0,00	0,00	0,00	0,00	1 283 487,85
Инвестиции в мероприятия по установке УУТЭ, ИТП, тыс. руб.	0,00	95505,83	127341,10	159176,38	159176,38	95505,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	636 705,52
											Суммарные капиталовложения, тыс. руб.				2 246 224,37	

## 10.5.2. Перспективный вариант

Суммарный объем необходимых инвестиций в мероприятия по осуществлению строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них, а также в мероприятия, проводимые при переводе потребителей на закрытую систему теплоснабжения, для Сосновоборского городского округа в период с 2014 по 2028 гг. оценивается в 3 593 949,97 тыс. руб. в ценах 2014 года с учетом НДС.

Динамика инвестирования мероприятий, предусмотренных настоящей Схемой приведена на рисунке 10.5.2 и в таблице 10.5.2.

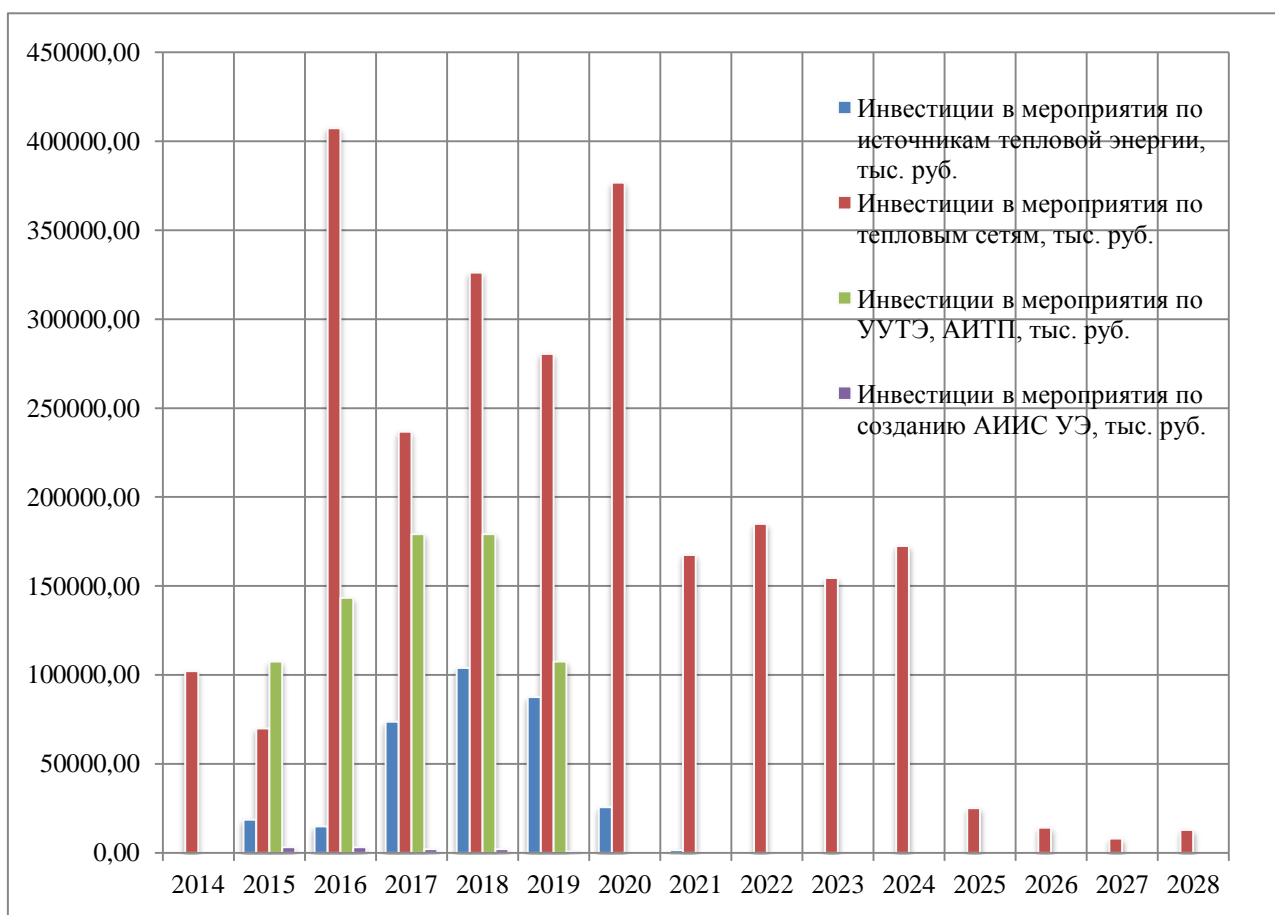


Рисунок 10.5.2. Динамика потребности в инвестициях для осуществления мероприятий для перспективного варианта развития

Таблица 10.5.2. Динамика потребности в инвестициях для реализации перспективного варианта развития

Показатель	Значения по годам реализации мероприятий, с НДС, тыс. руб.															Итого за весь период планирования
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Инвестиции в мероприятия по источникам тепловой энергии, тыс. руб.	0,00	18725,00	14822,00	73746,00	103997,00	87522,00	25622,00	1597,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	326 031,00
Инвестиции в мероприятия по тепловым сетям, тыс. руб.	102249,92	70052,81	407370,95	236747,96	326185,34	280475,31	376792,79	167587,82	184883,94	154482,03	172561,28	25120,70	14238,66	8146,87	12851,66	2 539 748,03
Инвестиции в мероприятия по УУТЭ, АИТП, тыс. руб.	0,00	107510,84	143347,79	179184,74	179184,74	107510,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	716 738,94
Инвестиции в мероприятия по созданию АИИС УЭ, тыс. руб.	0,00	3153,00	3153,00	2104,00	2092,00	930,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11 432,00
											Суммарные капиталовложения, тыс. руб.					3 593 949,97

## **10.6. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности**

Мероприятия, предлагаемые данным проектом, включают в себя постройку нового энергоисточника теплоснабжения, прокладку и реконструкцию сетей, находящихся на балансе СМУП «ТСП».

Ключевым вопросом при разработке инвестиционной программы является вопрос определения источников инвестирования планируемых технических мероприятий.

Источниками инвестиций могут быть:

- средства собственного бюджета теплоснабжающих организаций или заемные средства;
- средства, полученные от инвестиционной составляющей тарифа на тепловую энергию;
- средства перспективных потребителей тепловой энергии, полученные в качестве платы за подключение тепловой мощности;
- средства инвесторов;
- средства городского бюджета, областного бюджета, федерального бюджета и др.

Для филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская АЭС возможным является финансирование мероприятий за счет кредитования, а также за счет включения инвестиционной составляющей тарифа на тепловую энергию и введения тарифа на подключение перспективных потребителей.

Для СМУП «ТСП» возможным является финансирование мероприятий за счет кредитования, а также за счет включения инвестиционной составляющей тарифа на тепловую энергию и введения тарифа на подключение перспективных потребителей.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни тарифов на тепловую энергию (мощность) устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов с учетом инвестиционных программ регулируемых организаций, утвержденных в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Тарифы устанавливаются на основании необходимой валовой выручки, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования, определенного в соответствии со схемой теплоснабжения.

## 10.7. Расчеты эффективности инвестиций

На основании анализа необходимых капиталовложений в предлагаемые мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей были выполнены расчеты эффективности инвестиций.

Для анализа эффективности предложенных мероприятий по развитию системы теплоснабжения использованы следующие критерии:

- Чистая текущая стоимость проекта (NPV), величина которой определяется как дисконтированная разница между всеми годовыми притоками и оттоками реальных денег, накопленными в течение жизни проекта и приведенными к моменту начала осуществления проекта;
- Дисконтированный срок окупаемости — минимальный временной интервал от начала строительства до момента полной окупаемости капитальных затрат, рассчитанный с учетом дисконтирования.

Ставка рефинансирования принята 8,25% в соответствии с Указанием Банка России от 13.09.2012 № 2873-У "О размере ставки рефинансирования Банка России".

Ставка дисконтирования принята 14%.

При расчетах использовались показатели по ежегодным издержкам, включающие в себя затраты на топливо, издержки на капитальный и текущий ремонт, амортизационная составляющая, а также годовой фонд заработной платы и начисления на социальные нужды. Расчеты основных производственных затрат СМУП «ТСП» были выполнены на основании информации об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности организации за 2013 год. Удельные производственные затраты на единицу отпущенной энергии составляют 538,16 руб./Гкал.

Тариф на тепловую энергию для потребителей по состоянию на начало 2014 года составляет 656,44 руб./Гкал без учета НДС.

Оценка эффективности инвестиций проводилась с учетом роста цен на тепловую энергию, электроэнергию, зарплаты. Индексация проводилась согласно Сценарным условиям социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года.

С учетом предлагаемых мероприятий по реконструкции тепловых сетей, можно сказать, что удельные производственные расходы на капитальный и текущий ремонт будут уменьшаться рекуррентно на 0,05%.

Переход на закрытую схему горячего водоснабжения позволит обеспечить:

- снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;
- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;

- снижение темпов износа оборудования котельных;
- снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;
- снижение аварийности систем теплоснабжения.

При расчете эффективности инвестиций предлагаемых мероприятий, не учитывались капитальные вложения в проведение пуско-наладочных работ на вновь вводимых котлах городской котельной СМУП «ТСП». Данное мероприятие предусматривается в рамках обеспечения надежности и бесперебойности теплоснабжения Сосновоборского городского округа.

Таким образом, с учетом проведенных предлагаемых схемой мероприятий при перспективном росте нагрузки, прибыль организации будет распределяться, как показано на рисунке 10.7.1.

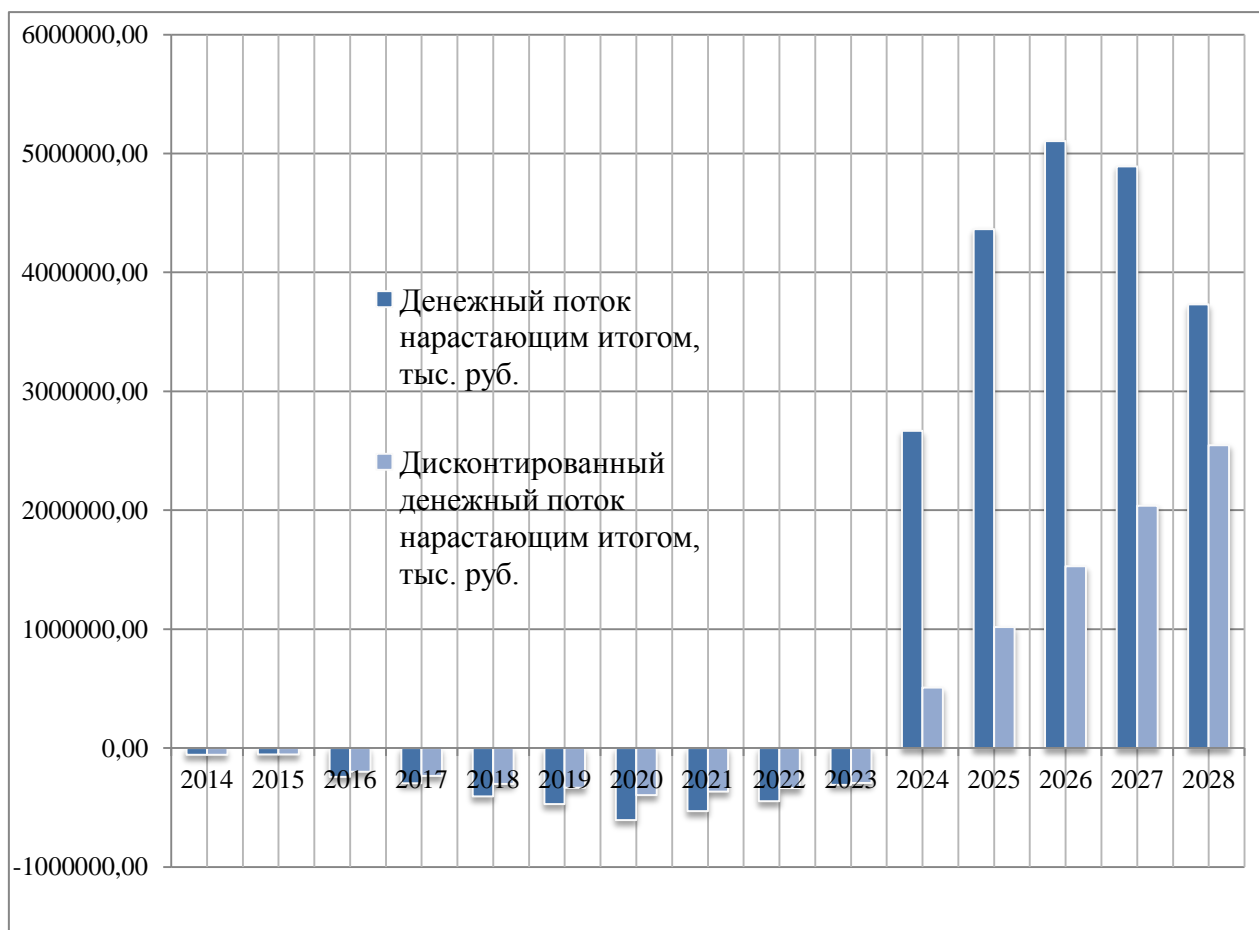


Рисунок 10.7.1. Прибыль СМУП «ТСП» нарастающим итогом

Согласно расчетам срок окупаемости мероприятий, предлагаемых в рамках реализации схемы теплоснабжения, составит 10 лет. Дисконтированный срок окупаемости составит 10 лет. NPV = 633 073,15 тыс. руб. с учетом остаточной стоимости основных фондов.

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

В соответствии Приказом Комитета по тарифам и ценовой политике при Правительстве Ленинградской области тариф на тепловую энергию во втором полугодии 2014 года составляет:

- ОАО «Концерн Росэнергоатом» «ЛАЭС» - 259,08 руб/Гкал;
- СМУП «ТСП» - 678,07 руб/Гкал;
- ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» 801,14 руб/Гкал;
- ООО «Гранд» - 925,59 руб Гкал.

Проводимые мероприятия предполагают финансовые потребности для теплосетевой компании СМУП «ТСП». Ценовые последствия для потребителей энергии от СМУП «ТСП» рассчитывались с учетом инвестиционной составляющей в тарифе, обеспечивающей 20% от общего объема капиталовложений.

Динамика тарифов для теплоснабжающих и теплосетевых организаций Сосновоборского городского округа приведены на рисунке 10.8.1.

Тариф для ОАО «Концерн Росэнергоатом» учитывает постепенный вывод энергоблоков ЛАЭС и ввод мощностей ЛАЭС-2.

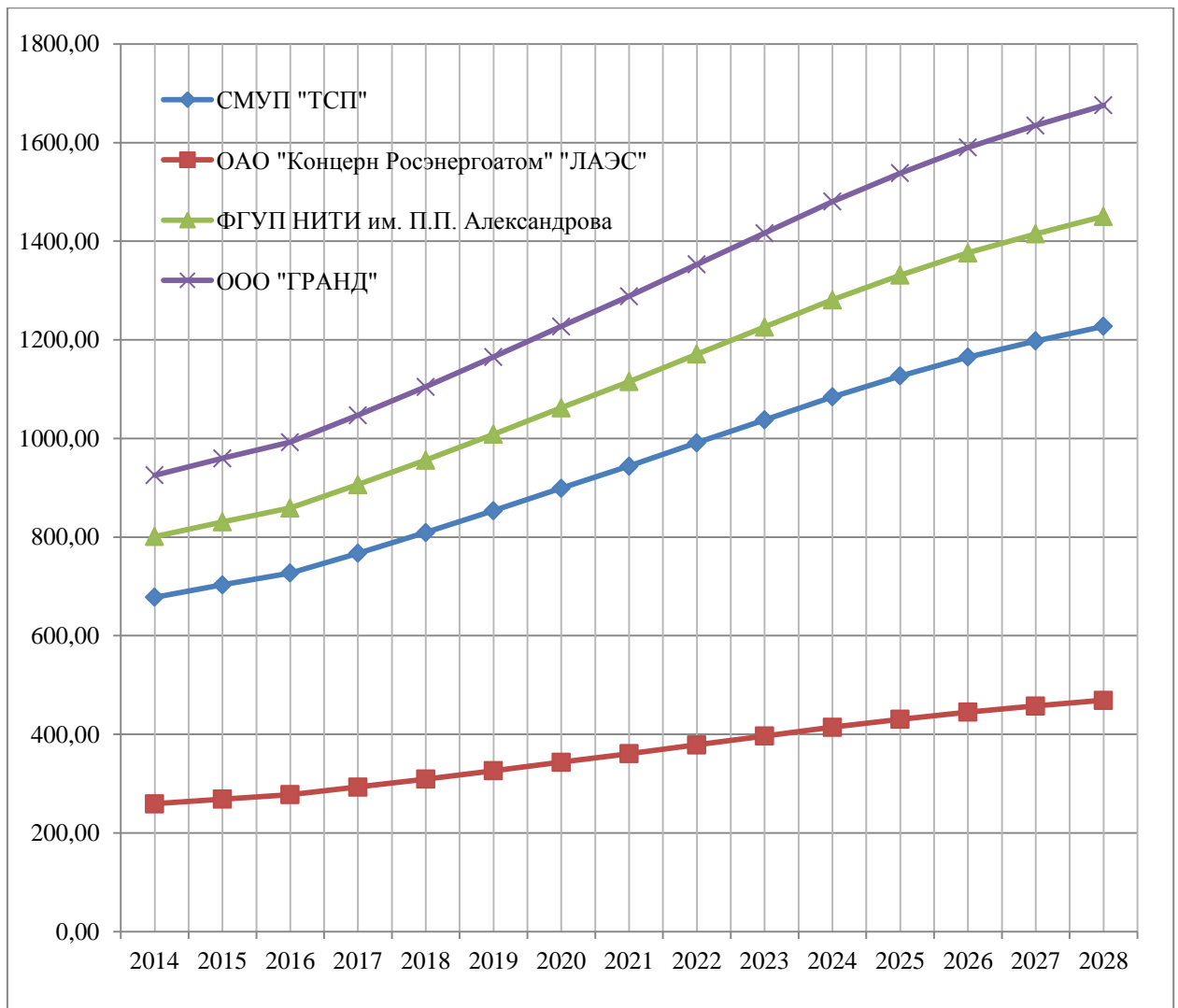


Рисунок 10.8.1. Динамика тарифов для теплоснабжающих и теплосетевых организаций Сосновоборского городского округа.



## **Глава 11. Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации**

### **11.1. Общие положения**

Понятие «Единая теплоснабжающая организация» введено Федеральным законом от 27.07.2012 г. №190 «О теплоснабжении» (ст.2, ст.15). Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации».

Правила организации теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 №808, в пункте 7 Правил устанавливают следующие критерии определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО):

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

На основании вышеизложенных требований, из числа полученных заявок, формируются ЕТО.

### **11.2. Определение существующих изолированных зон действия энергоисточников в системе теплоснабжения Сосновоборского городского округа**

Система теплоснабжения Сосновоборского городского округа представляет собой две зоны теплоснабжения с основными теплоснабжающими организациями в лице филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградской АЭС и СМУП «ТСП», основным источником теплоснабжения ЛАЭС и резервно-пиковой котельной СМУП «ТСП». Теплоснабжение потребителей зоны теплоснабжения ЛАЭС осуществляется по температурному графику 165/70°C, зоны теплоснабжения ЛАЭС и СМУП «ТСП» – по температурному графику 150/70°C.

ЛАЭС осуществляет продажу теплоносителя СМУП «ТСП» с коллекторов бойлерной районного теплоснабжения, а также осуществляет транспорт теплоносителя до границы балансовой принадлежности с ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова», который, в свою очередь, осуществляет перепродажу тепловой энергии своим субабонентам. СМУП «ТСП» осуществляет транспорт теплоносителя до конечных потребителей, а также

до тепловых сетей ООО «Гранд», которое, в свою очередь, также осуществляет перепродажу тепловой энергии своим субабонентам. Границы существующих зон теплоснабжения представлены на рисунке 11.2.1.

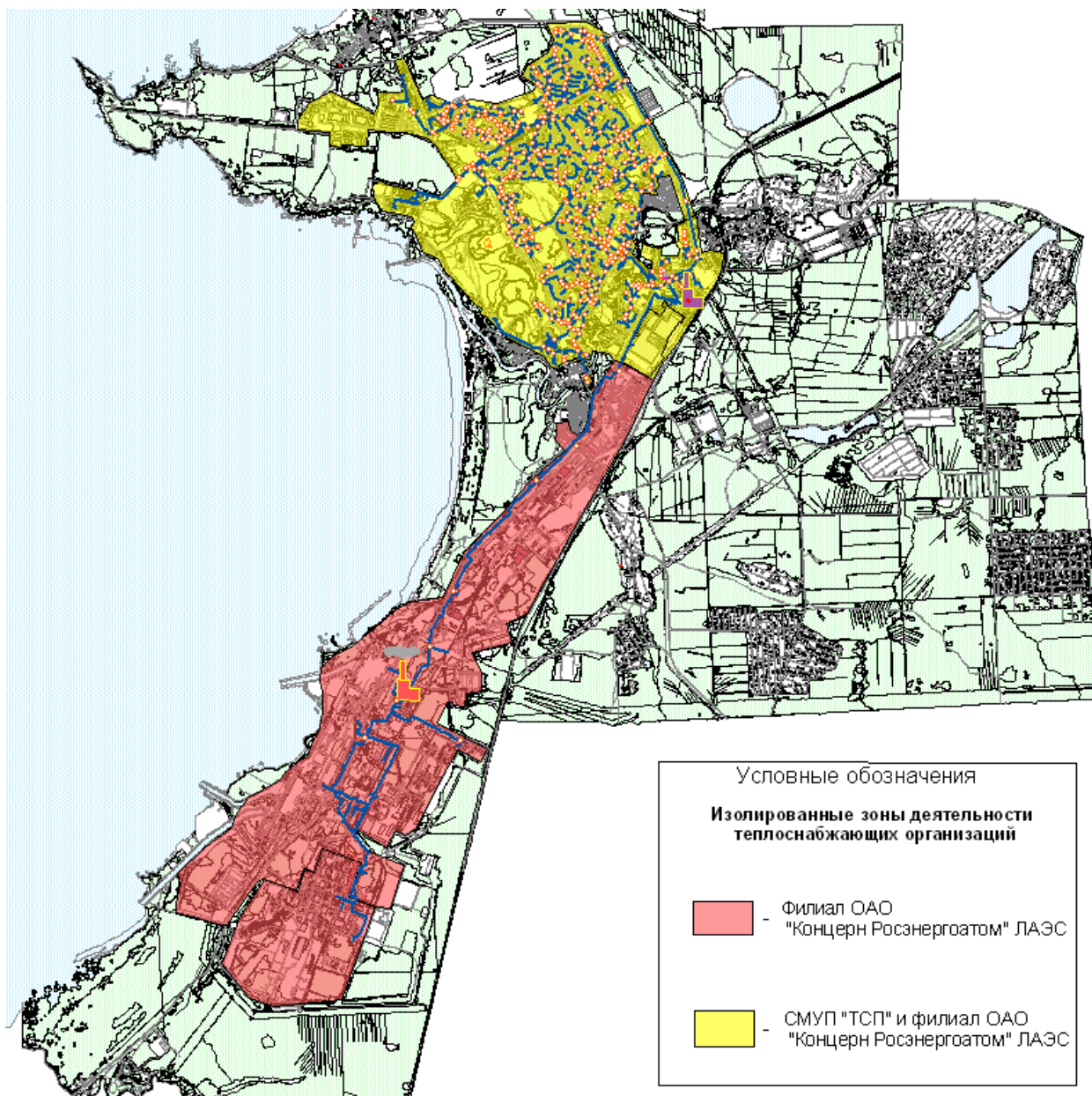


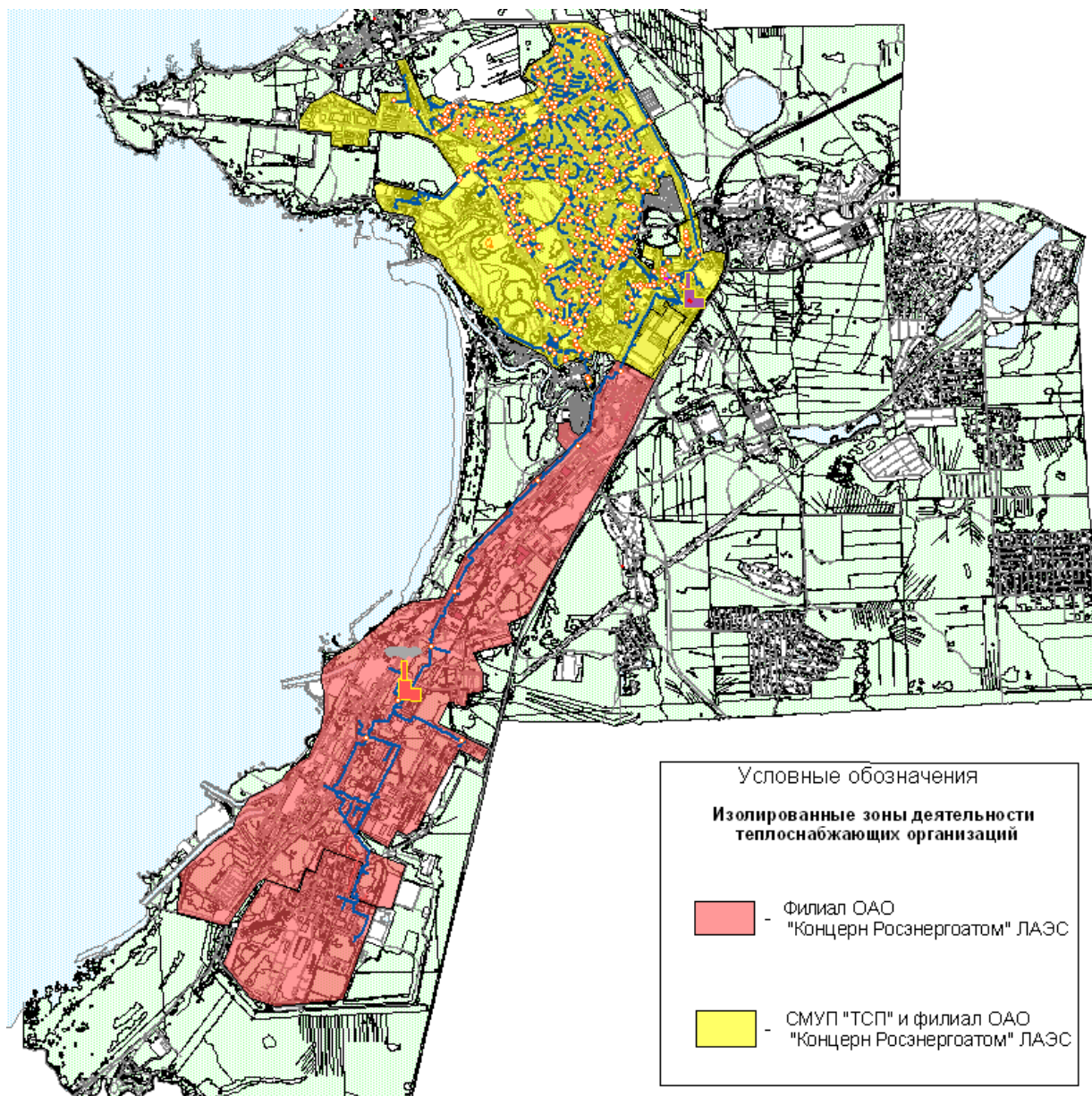
Рисунок 11.2.1. Зоны теплоснабжения на 2013 – 2014гг.

До конца расчетного периода ЛАЭС выводится из эксплуатации, а основным источником тепловой энергии становится ЛАЭС-2.

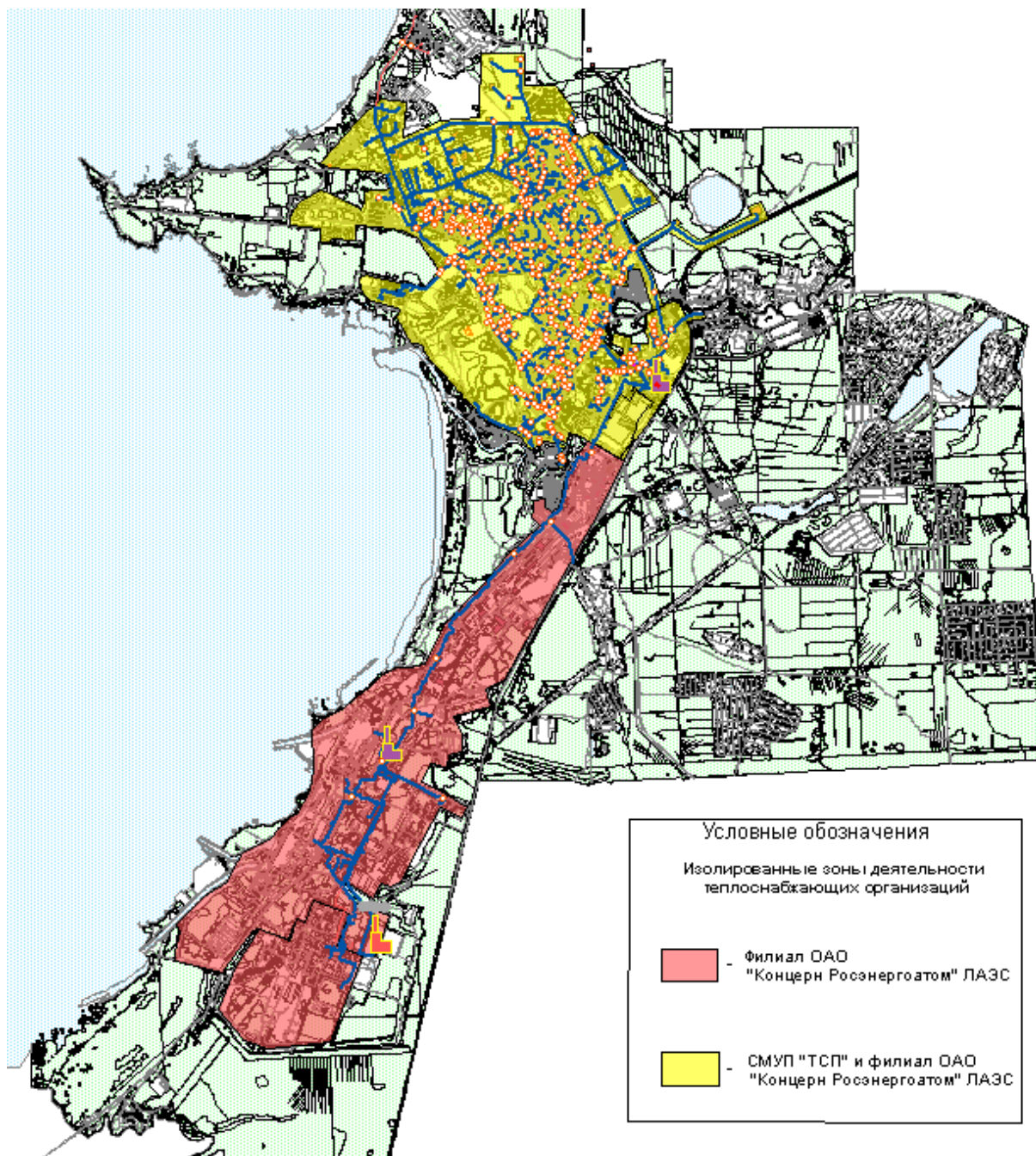
### **11.3. Определение изолированных зон действия энергоисточников планируемых к вводу в эксплуатацию в соответствии со схемой теплоснабжения**

В соответствии с настоящей Схемой теплоснабжения, в период до 2028г. запланирован ввод в эксплуатацию ЛАЭС-2, которая станет основным источником

теплоснабжения Сосновоборского городского округа. Границы зон теплоснабжения для консервативного и перспективного вариантов развития городского округа приведены на рисунках 11.3.1 и 11.3.2 соответственно.



*Рисунок 11.3.1. Перспективные зоны теплоснабжения при консервативном варианте развития городского округа*



*Рисунок 11.3.2. Перспективные зоны теплоснабжения при перспективном варианте развития городского округа*

## 11.4. Выводы

Реестр существующих зон действия энергоисточников для выбора ЕТО приведен в таблице 11.4.1.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на присвоение статуса ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности.

Определение статуса ЕТО для перспективных зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии, рассмотренных в разделе 3 настоящей

Главы, должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций.

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п.12 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающих организаций, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

*Таблица 11.4.1. Реестр существующих зон деятельности для определения единых теплоснабжающих организаций*

Код зоны деятельности	Существующие теплоснабжающие (теплосетевые) организации в зоне деятельности	Энергоисточники в зоне деятельности
1	Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» ЛАЭС, ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова»	Ленинградская АЭС
2	Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» ЛАЭС, СМУП «ТСП», ООО «Гранд»	Ленинградская АЭС, Котельная СМУП «ТСП»

## **11.5. Предложения по присвоению статуса единой теплоснабжающей организации**

В период прохождения процедуры присвоения статуса ЕТО будут поданы заявки на ЕТО в зонах деятельности различных источников теплоснабжения. Кроме того, согласно п.11 Правил «В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью».

В соответствии с этим возможны два варианта:

1. Статус ЕТО присваивается каждой теплоснабжающей организации согласно реестру. Исключение составляют зоны систем теплоснабжения с отдельным владением сетей и источников. В таких зонах осуществляется выбор согласно критериям, приведенным в части 1 настоящей Главы.

2. Статус ЕТО присваивается крупным организациям в сетевых районах на основании поданных заявок.