



город Десногорск

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
«город Десногорск» Смоленской области
до 2036 года
(актуализация на 2027 г.)**

УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, включают следующие главы:

Глава 1	«Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»
Глава 2	«Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»
Глава 3	«Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»
Глава 4	«Существующее и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»
Глава 5	«Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»
Глава 6	«Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»
Глава 7	«Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»
Глава 8	«Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»
Глава 9	«Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения»
Глава 10	«Перспективные топливные балансы»
Глава 11	«Оценка надежности теплоснабжения»
Глава 12	«Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»
Глава 13	«Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»
Глава 14	«Ценовые (тарифные) последствия»
Глава 15	«Реестр единых теплоснабжающих организаций»
Глава 16	«Реестр мероприятий схемы теплоснабжения»
Глава 17	«Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения»
Глава 18	«Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения»
Глава 19	«Оценка экологической безопасности теплоснабжения»

СОДЕРЖАНИЕ

Состав документа.....	2
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	8
СПИСОК РИСУНКОВ	10
Раздел 1 ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	11
1.1. Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды	11
1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе.....	15
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе.....	20
1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городу	20
Раздел 2 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	21
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	21
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	23
2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе.....	23
2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения.....	28
2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	28
Раздел 3 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	32
3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей	32
3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения	33
Раздел 4 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ г. Десногорска.....	38
4.1. Описание вариантов перспективного развития теплоснабжения г. Десногорска.....	38
4.2. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем	

теплоснабжения	46
Раздел 5 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ	60
5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях муниципального образования, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии.....	60
5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии	61
5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения....	62
5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных.....	62
5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно.....	62
5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	63
5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации	63
5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения.....	63
5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей	64
5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	69
Раздел 6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	70
6.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).....	70
6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	71
6.3. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	71
6.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.....	71
6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей, в том числе с	

исчерпанием эксплуатационного ресурса	72
Раздел 7 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения	79
7.1. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения	79
7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения	83
Раздел 8 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	86
8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе территории поселения, городского округа, города федерального значения.....	86
8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии	89
8.3. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь – вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....	89
8.4. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	89
8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа	89
Раздел 9 ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	90
9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе.....	90
9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	93
9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения	104
9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе	104
9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям.....	104
9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации	104
Раздел 10 РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)	105
10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям).....	105
10.2. Реестр зон деятельности единых теплоснабжающих организаций.....	107

10.3.	Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации.....	110
10.4.	Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	114
10.5.	Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения	114
Раздел 11 РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ		116
Раздел 12 РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ.....		117
Раздел 13 СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ		118
13.1.	Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии	118
13.2.	Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии..	118
13.3.	Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	119
13.4.	Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденных схемы и программы развития электроэнергетических систем России, а в период до утверждения таких схемы и программы в 2023 году (в отношении технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем в 2024 году) - также утвержденных схемы и программы развития Единой энергетической системы России, схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, на территории которого расположена соответствующая технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система) по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации, выводу из эксплуатации источников тепловой энергии и решений по реконструкции, техническому перевооружению, модернизации, не связанных с увеличением установленной генерирующей мощности, и выводу из эксплуатации генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующее в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения	119
13.5.	Обоснованные предложения по строительству (реконструкции, связанной с увеличением установленной генерирующей мощности) генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения покрытия перспективных тепловых нагрузок для их рассмотрения при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России, а также при разработке (актуализации) генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики - при наличии таких предложений по результатам технико-экономического сравнения вариантов покрытия перспективных тепловых нагрузок	120
13.6.	Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.....	120
13.7.	Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, городского округа для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем	

теплоснабжения	120
Раздел 14 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	121
14.1.Индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую энергию и тепловую мощность.....	122
14.2.Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии (источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии).....	123
14.3.Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии (котельные)	123
14.4.Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей..	123
14.5.Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития	125
14.6.Ключевые показатели, отражающие результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии	126
Раздел 15 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	130
15.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения	133
15.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации.....	133
15.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.....	133

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.Характеристика существующего жилого фонда г. Десногорска.	12
Таблица 2.Сведения по выданным техническим условиям на подключение к тепловым сетям Смоленской АЭС	14
Таблица 3.Договорные тепловые нагрузки источников теплоснабжения г. Десногорска	15
Таблица 4.Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по ИТЭ	16
Таблица 5.Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах в разрезе источников теплоснабжения	16
Таблица 6.Перспективный прирост тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС, Гкал/ч	18
Таблица 7.Прогноз приростов нагрузки и объемов потребления тепловой энергии	18
Таблица 8.Перспективный прирост тепловой энергии для МКД на отопление, вентиляцию и ГВС, Гкал.....	19
Таблица 9.Балансы существующей тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки на расчетный срок	26
Таблица 10.Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, действующие в 2021-2025 гг.	32
Таблица 11.максимальный часовой расход воды при заполнении трубопроводов тепловой сети	34
Таблица 12.Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок подпитки тепловых сетей в зоне действия Смоленской АЭС	37
Таблица 13.Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 1	47
Таблица 14.Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 2 (аварийный режим).....	50
Таблица 15.Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 3 (аварийный режим).....	56
Таблица 16.Прогнозные мероприятия по строительству источников теплоснабжения по варианту развития № 2....	61
Таблица 17.Температурные графики отпуска тепловой энергии источников теплоснабжения, расположенных на территории г.Десногорска	64
Таблица 18.Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 1	66
Таблица 19.Перечень потребителей, планируемых к подключению к существующим источникам тепловой энергии	71
Таблица 20.Сводный перечень мероприятий, направленных на повышение эффективности и снижение уровня износа тепловых сетей города Десногорска в зоне деятельности ЕТО ООО «АТЭС».....	74
Таблица 21.Сравнение вариантов	81
Таблица 22.Топливо-энергетический баланс Смоленской АЭС в зоне деятельности ЕТО № 1	87
Таблица 23.Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии на Смоленской АЭС в зоне деятельности ЕТО № 1	87
Таблица 24.Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой и электрической энергии,	88
Таблица 25.Прогнозные значения расходов условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии, т у.т....	88
Таблица 26.Перечень мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому	

первооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии объектов в г. Десногорск	92
Таблица 27. Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть», млн. руб. без НДС	94
Таблица 28. Утвержденные единые теплоснабжающие организации в системах теплоснабжения на территории городского округа, учтенные при текущей актуализации Схемы теплоснабжения	106
Таблица 29. Зоны деятельности единой теплоснабжающей организации в г. Десногорске	108
Таблица 30. Сравнительный анализ критериев определения единых теплоснабжающих организаций в системах теплоснабжения на территории г. Десногорска, с учетом изменений, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	113
Таблица 31. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа, с учетом изменений, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	115
Таблица 32. Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность г. Десногорск.....	122
Таблица 33. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников комбинированной выработки энергии	123
Таблица 34. Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей	123
Таблица 35. Показатели, характеризующие потребность в инвестициях в ЕТО, млн. руб. без НДС.....	125
Таблица 36. Ключевые показатели реализации схемы теплоснабжения в ценовых зонах, отражающие результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии по годам расчетного периода для ЕТО.....	127

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. Структура договорных тепловых нагрузок	15
Рисунок 2. Динамика сопоставления полезного отпуска за 2021-2025 гг.	17
Рисунок 3. Зона действия Смоленской АЭС	22
Рисунок 4. Зависимость радиуса эффективного теплоснабжения от подключаемой нагрузки и протяженности тепловой сети	31
Рисунок 5. Прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и электрокотельных (сценарий № 2)	42
Рисунок 6. Прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и газовой котельной (сценарий № 3)	43
Рисунок 7. Динамика ежегодного процента замены ТС (от суммарной протяженности) накопительным итогом	73
Рисунок 8. Зависимое элеваторное подключение	80
Рисунок 9. Зоны действия ЕТО на общей карте	109

РАЗДЕЛ 1 ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

1.1. Величина существующей отопливаемой площади строительных фондов и прироста отопливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды

Для определения стратегии развития системы теплоснабжения города важнейшим критерием является прогноз деловой активности – плановые объемы перспективной жилой и общественно деловой застройки с подключением от централизованных источников теплоснабжения, планы промышленных предприятий по развитию или сокращению производства, в том числе по строительству и перевооружению собственных источников теплоснабжения. Прогноз развития города позволит теплоснабжающим организациям разработать и осуществить ряд мероприятий, направленных на оптимизацию процессов производства, передачи и поставки тепловой энергии с учетом перспективных требований рынка.

Таким образом, прогноз потребления тепловой энергии является важнейшим показателем и напрямую зависит:

- от базовых значений отпуска тепловой энергии с коллекторов теплоисточников;
- от прогноза ввода жилья;
- от прогноза развития промышленных потребителей.

Площадь муниципального образования «город Десногорск» составляет 6 960 га. Численность населения по состоянию на 01.01.2026 г. – 24 470 жителей. Всего в г. Десногорске 365 жилых домов, в том числе 121 многоквартирный жилой дом.

На территории муниципального образования услугами теплоснабжения обеспечено 714,5 тыс. м² жилья. В государственной собственности находится 0,5 тыс. м² жилья или 0,1% от всего жилого фонда города, в муниципальной собственности находится 35,8 тыс. м² общей площади или 5% от всего жилого фонда города и в частной собственности граждан (приватизированные квартиры) находится – 678,2 тыс. м² или 95,0%.

Характеристика существующего жилого фонда с распределением по материалу стен, периодам возведения, процентам износа и степени инженерного оборудования и благоустройства приводится в таблице 1.

Таблица 1. Характеристика существующего жилого фонда г. Десногорска.

№ пп	Наименование	Общая площадь квартир в жилых домах (МКД)		Общая площадь в жилых домах (индивидуально-определенных зданиях)		Общая площадь жилого фонда общежитий		Итого общая площадь жилого фонда	
		тыс. м ²	%	тыс. м ²	%	тыс. м ²	%	тыс. м ²	%
1	Общий объем жилого фонда	634,0	100,0	64,7	100,0	15,8	100,0	714,5	100,0
2	Распределение жилого фонда по материалу стен – всего	634,0	100,0	64,7	100,0	15,8	100,0	714,5	100,0
	в том числе:								
	- в кирпичных домах	39,5	6,2	37,9	58,6	-	-	77,4	10,8
	- в панельных домах	584,3	92,2	-	-	15,8	100,0	600,1	84,0
	- в блочных домах	10,1	1,6	15,8	24,4	-	-	26,0	3,5
	- в деревянных домах и домах смешанного типа	-	-	11,0	17,0	-	-	11,0	1,5
3	Распределение жилого фонда по периодам возведения – всего	634,0	100,0	64,7	100,0	15,8	100,0	714,5	100,0
	в том числе:								
	- 1946-1970 гг.	-	-	-	-	-	-	-	-
	- 1971-1995 гг.	577,5	91,1	-	-	15,8	100,0	593,3	83,0
	- после 1995 г.	56,5	8,9	64,7	100,0	-	-	121,2	17,0
4	Распределение жилого фонда по проценту износа – всего	634,0	100,0	64,7	100,0	15,8	100,0	714,5	100,0
	в том числе:								
	- 0-30%	634,0	100,0	64,7	100,0	15,8	100,0	714,5	100,0
	- 31-65%	-	-	-	-	-	-	-	-
	- свыше 65%	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Степень инженерного оборудования и благоустройства жилых домов – всего	634,0	100,0	64,7	100,0	15,8	100,0	714,5	100,0
	в том числе:								
	- оборудовано водопроводом, канализацией, центральным отоплением, горячим водоснабжением, ваннами (душами), напольными электроплитами	634,0	100,0	64,7	100,0	15,8	100,0	714,5	100,0

В динамике с 2011 года вплоть до 2017 года имел место неуклонный рост общей площади жилых помещений. В 2018 году данный показатель снизился на 1,4%.

Все многоквартирные дома города Десногорска расположены на земельных участках, в отношении которых осуществлен государственный кадастровый учет.

В структуре многоквартирных домов города Десногорска наибольшую долю (57%) занимают дома 1980-1989 гг. постройки, наименьшую (1%) – дома 2010-2019 гг. постройки. Также значительна доля домов 1970-1979 гг. постройки (23%) из чего следует, что самое массовое строительство в городе пришлось на 1974-1989 гг. В то же время это позволяет сделать вывод о том, что значительной части жилого фонда города в ближайшее десятилетие может потребоваться капитальный ремонт в связи с продолжительным сроком службы, а практически всем домам, за исключением возведенных после 2000 года – косметический.

Практически весь жилой фонд города построен в период интенсивного развития индустриального панельного домостроения и массовой застройки городов стандартными типовыми сериями жилых зданий. В г. Десногорске это, в основном, 9-16-этажные панельные жилые дома, общий объем которых составляет 81% всей жилой застройки города.

Распределение жилого фонда по этажности следующее:

- 2-этажные жилые дома – 3%;
- 5-6-этажные жилые дома – 16%;
- 9-этажные жилые дома – 70%;
- 14-16-этажные жилые дома – 11%.

Согласно п. 77 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. № 212 (далее также – Методические указания), для целей разработки схемы теплоснабжения, среднесрочный прогноз прироста площади строительных фондов в поселении, городском округе, городе федерального значения составляется на 3-5 лет и основывается на следующих данных, указанных в утвержденном в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке генеральном плане поселения, городского округа, города федерального значения:

- проектов планировки кварталов по жилищной и общественно-деловой застройке;
- выданных технических условий на подключение объектов капитального строительства к тепловым сетям каждой ЕТО;
- проектных деклараций застройщиков;
- перечня выданных разрешений на строительство объектов капитального строительства.

Проектом Генерального плана предусмотрено новое жилищное строительство на свободных от застройки территориях общей площадью 156,6 га, расположенных в границах микрорайонов №№ 7, 9, 10. Территория жилых зон микрорайонов № 9, 10 общей площадью 135,1 га характеризуется преобладанием индивидуальной жилой застройки городского типа. Суммарная проектируемая расчетная численность населения в 2-х микрорайонах составляет

4277 чел. Под индивидуальное жилищное строительство планируется выделение земельных участков площадью порядка 1200 м². Жилые зоны микрорайона № 7 общей площадью 21,5 га представлены зонами застройки малоэтажными и многоэтажными жилыми домами. Проектируемая площадь указанных подзон составляет 8,3 и 13,2 га соответственно. Проектируемая расчетная численность населения микрорайона № 7 составляет 7300 чел.

На момент актуализации схемы теплоснабжения проекты планировки кварталов по жилищной и общественно-деловой застройке отсутствуют.

В таблице 2 представлены сведения по выданным техническим условиям на подключение к тепловым сетям Смоленской АЭС.

Таблица 2. Сведения по выданным техническим условиям на подключение к тепловым сетям Смоленской АЭС

№ п/п	Нагрузка, Гкал/ч		Объект
	Отопление / вентиляция	ГВС	
1	0,466930	0,426139	9-этажный жилой дом № 48, 4-мкр. г. Десногорск
2	0,047/0,062	0.006	Здание городского суда расположенного в 4 мкр, г. Десногорск
3	0,013661	-	Здания банка АО «Россельхозбанк» расположенного на земельном участке 67:26:0010103:4079
4	0,8	0,4	Временный городок строителей, к инженерным сетям теплоснабжения расположенных на земельном участке 67:26:0000000:647, в промышленной зоне

Следует обратить внимание, что за период 2022-2025 гг. к тепловым сетям были подключены 22 потребителя с суммарной тепловой нагрузкой 11,91 Гкал/ч. По количеству преимущественно подключались индивидуальные жилые дома с малой тепловой нагрузкой.

По совокупности представленных данных по приросту строительных фондов принимаем прирост тепловой нагрузки на ближайшую перспективу согласно выданным ТУ.

1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе

За базовые значения уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения принимаются базовые значения договорных тепловых нагрузок и полезного отпуска тепловой энергии от источников теплоснабжения за 2024 г. Данные базового уровня потребления тепловой энергии и тепловой нагрузки в г. Десногорске приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3. Договорные тепловые нагрузки источников теплоснабжения г. Десногорска

№ п/п	Источник теплоснабжения	Группа	Договорная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч			
			Отопление	Вентиляция	ГВС	Qобщ.
1	Смоленская АЭС	Жилье	49,919	0,00	6,459	56,38
		Объекты социально-бытового назначения	8,75	2,94	0,35	12,03
		Промплощадка	73,15	0,00	1,50	74,66
		Прочие потребители*	35,97	1,11	0,55	37,63
	Итого г. Десногорск	ИТОГО	167,79	4,05	8,86	180,70

Суммарная договорная нагрузка в зоне действия САЭС составляет 180,7 Гкал/ч. Структура договорных тепловых нагрузок представлена на рисунке 1.

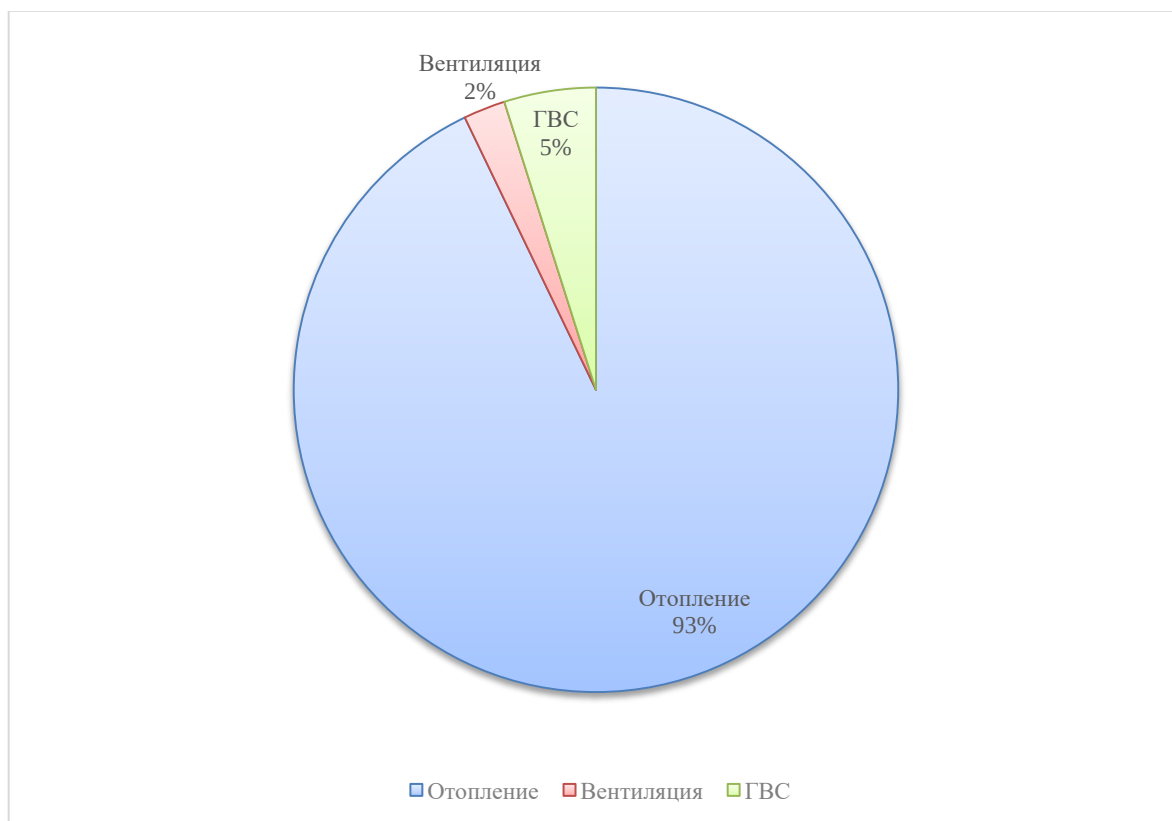


Рисунок 1. Структура договорных тепловых нагрузок

Сравнение величин договорной и расчетной тепловой нагрузки представлены в таблице ниже.

Таблица 4. Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по ИТЭ

№ п/п	Источник теплоснабжения	Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах в сетевой воде, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная величина тепловых потерь, Гкал/ч	Сравнение величин расчетной и договорной нагрузки, Δ Гкал/ч	Сравнение величин расчетной и договорной нагрузки, Δ %
1	Смоленская АЭС	170,25	187	13,4	23,85	-14

При анализе сравнения договорной и расчетной тепловой нагрузки выявлено, что фактическая (расчетная) нагрузка ориентировочно на 14 % ниже договорной.

Значения потребления тепловой энергии (полезный отпуск) от Смоленской АЭС за 2021-2025 гг. представлены в таблице 5.

Таблица 5. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах в разрезе источников теплоснабжения

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Группа потребителей	Потребление тепловой энергии (полезный отпуск), Гкал				
			2021	2022	2023	2024	2025
1	Смоленская АЭС (горячая вода)	население и потребители города	287003,9	351938,8	236908,5	236178,96	236178,96
		потребители сторонних организаций стройбазы	21114,8	21898,7	22899,4	27340,0	27340,0
		потребители САЭС	123458,5	120681,7	101927,7	101714,3	101714,3
		полезный отпуск на нужды предприятия	2472,1	2445,1	3581,7	3359,4	3359,4
	Итого за год		434049,3	496964,4	365317,2	368592,7	368592,7

На рисунке ниже представлена динамика сопоставления полезного отпуска за 2021-2024 гг. в горячей воде. Следует отметить, что данные за 2021 год и до октября 2022, кроме объектов САЭС, предоставлены МУП «ККП» (ЕТО действовавшая до 03.10.2022 на территории г. Десногорска), и в величине полезного отпуска для населения и потребителей города были учтены потери тепловой энергии в городских тепловых сетях).

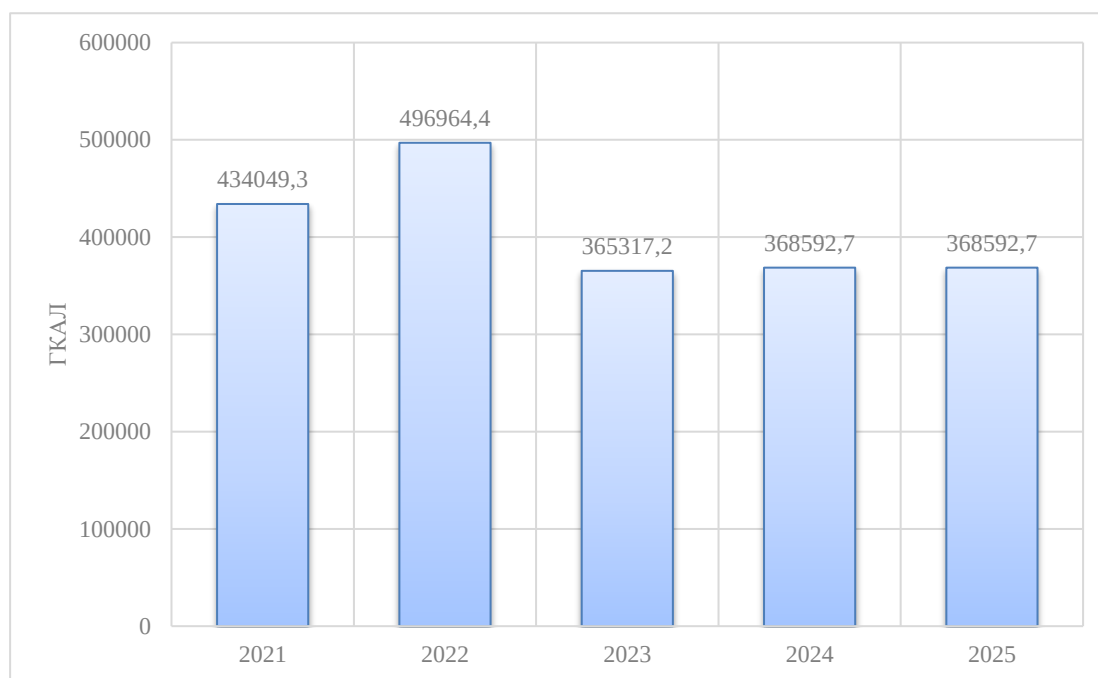


Рисунок 2. Динамика сопоставления полезного отпуска за 2021-2025 гг.

В результате анализа выданных разрешений на строительство был составлен прогноз прироста тепловых нагрузок и тепловой энергии в зоне действия САЭС.

Прогноз прироста тепловых нагрузок, отпуска тепловой энергии и теплоносителя представлен в таблицах ниже.

Таблица 6. Перспективный прирост тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС, Гкал/ч

Объект теплопотребления	Номер кадастрового квартала/ адрес	Источник	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030- 2033 гг.
Перспективный прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию, Гкал/ч								
9-этажный жилой дом № 48	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	0,46693	-	-	-	-
Здание городского суда	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	0,109	-	-	-	-
Здания банка АО «Россельхозбанк»	67:26:0010103:4079	САЭС	-	0,013661	-	-	-	-
Временный городок строителей	67:26:0000000:647	САЭС	-	0,8	-	-	-	-
Итого			-	1,389591	-	-	-	-
Перспективный прирост тепловой нагрузки на ГВС, Гкал/ч								
9-этажный жилой дом № 48	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	0,426139	-	-	-	-
Здание городского суда	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	0,006	-	-	-	-
Здания банка АО «Россельхозбанк»	67:26:0010103:4079	САЭС	-	0	-	-	-	-
Временный городок строителей	67:26:0000000:647	САЭС	-	0,4	-	-	-	-
Итого			-	0,832139	-	-	-	-
Перспективный прирост тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС, Гкал/ч								
9-этажный жилой дом № 48	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	0,893069	-	-	-	-
Здание городского суда	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	0,115	-	-	-	-
Здания банка АО «Россельхозбанк»	67:26:0010103:4079	САЭС	-	0,013661	-	-	-	-
Временный городок строителей	67:26:0000000:647	САЭС	-	1,2	-	-	-	-
Итого			-	2,21173	-	-	-	-

В таблице 7 приведены приросты объемов потребления тепловой энергии (мощности) в зонах действия источников теплоснабжения с учетом представленных сведений о предполагаемых объектах строительства.

Таблица 7. Прогноз приростов нагрузки и объемов потребления тепловой энергии

Показатель	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030- 2033 гг.	Итого 2025-2033 гг.
Смоленская АЭС							
Подключаемая нагрузка, Гкал/ч	0	2,21173	0	0	0	0	2,21173
СО+СВ	-	1,389591	-	-	-	-	1,389591
ГВС	-	0,832139	-	-	-	-	0,832139

Суммарный прирост тепловой нагрузки в существующих зонах централизованного теплоснабжения для жилых и общественно-деловых объектов составит 2,21173 Гкал/ч.

В ходе последующих актуализаций схемы теплоснабжения рекомендуется уточнять планы по строительству объектов в зонах действия существующих источников тепловой энергии для своевременного формирования балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки.

Таблица 8. Перспективный прирост тепловой энергии для МКД на отопление, вентиляцию и ГВС, Гкал

Объект теплопотребления	Номер кадастрового квартала/адрес	Источник	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2033 гг.
Перспективный прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию, Гкал								
9-этажный жилой дом № 48	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	1145	-	-	-	-
Здание городского суда	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	267	-	-	-	-
Здания банка АО «Россельхозбанк»	67:26:0010103:4 079	САЭС	-	34	-	-	-	-
Временный городок строителей	67:26:0000000:6 47	САЭС	-	1962	-	-	-	-
Итого			-	3408	-	-	-	-
Перспективный прирост тепловой нагрузки на ГВС, Гкал								
9-этажный жилой дом № 48	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	908	-	-	-	-
Здание городского суда	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	13	-	-	-	-
Здания банка АО «Россельхозбанк»	67:26:0010103:4 079	САЭС	-	0	-	-	-	-
Временный городок строителей	67:26:0000000:6 47	САЭС	-	852	-	-	-	-
Итого			-	1772	-	-	-	-
Перспективный прирост тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС, Гкал								
9-этажный жилой дом № 48	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	2053	-	-	-	-
Здание городского суда	4-мкр. г. Десногорск	САЭС	-	280	-	-	-	-
Здания банка АО «Россельхозбанк»	67:26:0010103:4 079	САЭС	-	34	-	-	-	-
Временный городок строителей	67:26:0000000:6 47	САЭС	-	2814	-	-	-	-
Итого			-	5180	-	-	-	-

1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе

Сведения о прогнозах приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, отсутствуют. В перспективе объемов потребления тепловой энергии остаются на базовом уровне.

В ходе последующих актуализаций схемы теплоснабжения рекомендуется уточнять планы по строительству объектов в зонах действия существующих источников тепловой энергии для своевременного формирования балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки.

1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городу

Сведения по средневзвешенной плотности тепловой нагрузки представлены в таблице расчета балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки в разделе 5.9.

РАЗДЕЛ 2 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

Зоной действия системы теплоснабжения является территория муниципального образования или её часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в схему теплоснабжения. Зона действия источника тепловой энергии – территория муниципального образования или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения. Если система теплоснабжения образована на базе единственного источника теплоты, то границы его (источника) зоны действия совпадают с границами системы теплоснабжения. Такие системы теплоснабжения принято называть изолированными.

На рисунке 3 представлены зоны действия Смоленской АЭС.

Зона действия САЭС, как источника теплоснабжения, включает всю территорию жилой зоны города Десногорска и промышленной зоны Смоленской АЭС.

В перспективе зона действия системы теплоснабжения не меняется. В зависимости от сценария развития внутри существующей зоны теплоснабжения ЕТО в период аварийных ситуаций может быть разделение на теплоснабжение от резервных котельных. Подробнее информация представлена в разделе 4.

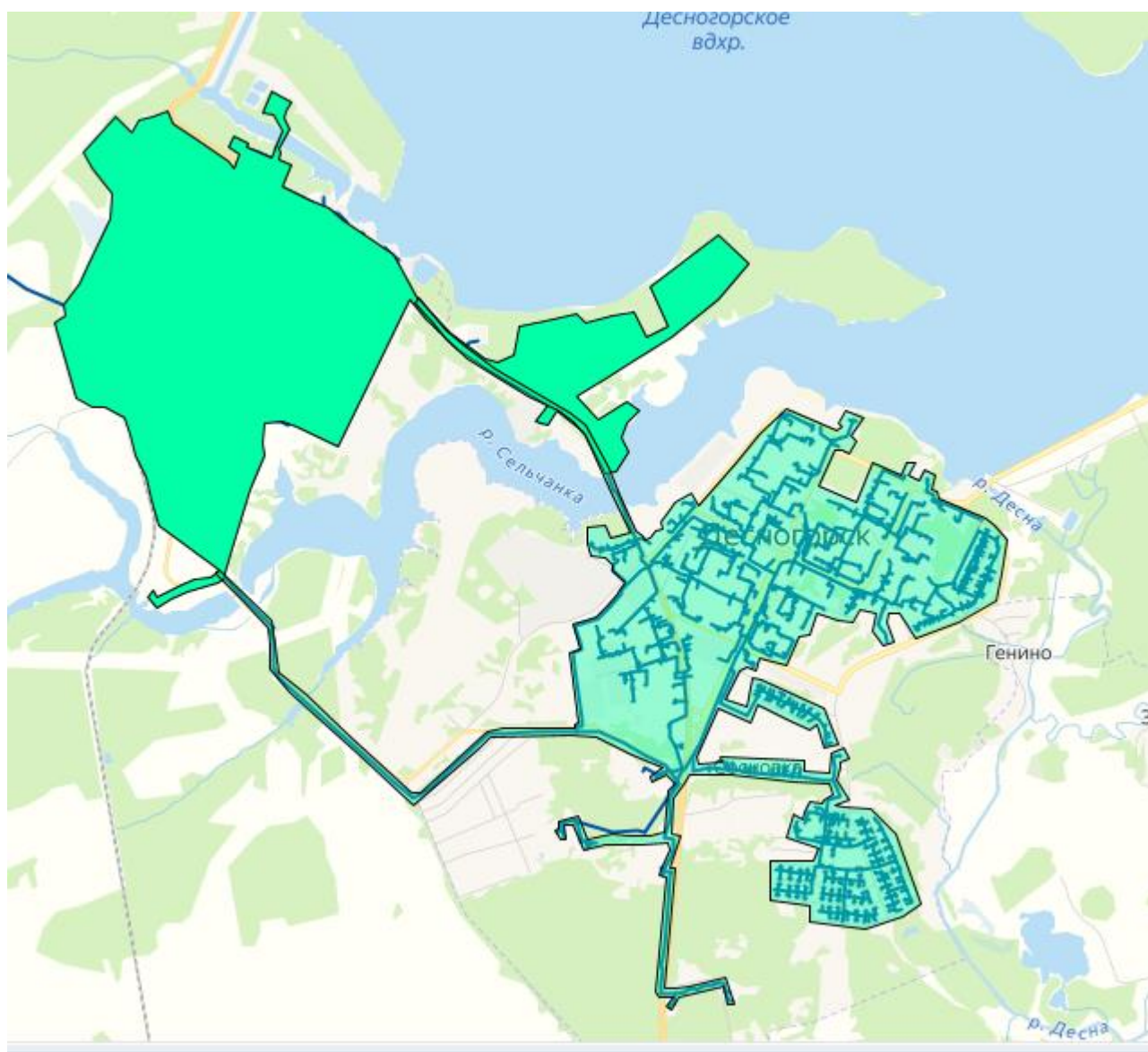


Рисунок 3. Зона действия Смоленской АЭС

2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Предполагается подключение тепловой нагрузки индивидуальных домов к централизованной системе теплоснабжения в случае территориального расположения в зоне эффективного теплоснабжения САЭС.

2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе

Согласно п. 57 Требований к Схемам теплоснабжения, утвержденным ПП РФ от 22.02.2012 г. № 154, Глава 4 содержит:

«а) балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки;

после чего делаются:

в) выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей».

Данное требование дублируется также в п. 97 МУ:

«Описание перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки должно осуществляться для определения дефицита тепловой мощности и пропускной способности существующих тепловых сетей при существующих в ретроспективном периоде установленных и располагаемых значениях тепловой мощности источников тепловой энергии и определения зон с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной источниками тепловой энергии».

При этом балансы тепловой мощности и энергии, в соответствии с принятым вариантом развития Схемы теплоснабжения (с учетом развития источников тепловой энергии и тепловых сетей), представлены в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии».

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки составлены в следующем порядке:

1) в существующих системах теплоснабжения (зонах действия источников тепловой энергии) установлены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, указанными в главе III МУ (отражены в Главе 2);

2) составлены балансы существующей установленной и располагаемой тепловой мощности «нетто» и перспективной тепловой нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии за каждый год на каждом этапе прогнозируемого периода в соответствии с приложением № 15 к МУ;

3) определены дефициты (резервы) установленной тепловой мощности «нетто» на конец прогнозируемого периода в соответствии с таблицами ПЗ4.1 и ПЗ4.2 приложения № 34 МУ;

4) установлены зоны развития территории городского округа с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной источниками тепловой энергии;

5) на основании откалиброванной электронной модели системы теплоснабжения и существующих зон действия с перспективной тепловой нагрузкой выполнено моделирование присоединения тепловой нагрузки к тепловым сетям в каждом кадастровом квартале в соответствии с приложением № 34 МУ;

6) выполнен расчет гидравлического режима передачи тепловой энергии по всем смоделированным путям подключения перспективной тепловой нагрузки (по всем потребителям) и определены зоны с недостаточными располагаемыми напорами у потребителей в соответствии с приложением № 34 МУ.

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

«Установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии;

Располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемых по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

Мощность источника тепловой энергии «нетто» – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии

Расчетная тепловая нагрузка – тепловая нагрузка, определяемая на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период, предшествующий

началу разработки схемы теплоснабжения, приведенная в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения к расчетной температуре наружного воздуха».

Следует отметить, что в таблице 9 представлены существующие источники тепловой энергии с текущими значениями установленных мощностей.

Согласно пп. «м» п. 63 Требований к Схемам теплоснабжения, утвержденным ПП РФ от 22.02.2012 г. № 154, балансы тепловой мощности, с учетом мероприятий, представлены в Главе 7.

В таблице 9 учтено снижение тепловой мощности на САЭС в связи с остановом энергоблоков т.к. предполагаемый год и месяц вывода энергоблоков САЭС: 1 блок 25.12.2032 г., 2 блок – 29.05.2035 г.

Таблица 9. Балансы существующей тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки на расчетный срок

Показатель, Гкал/ч	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Смоленская АЭС																
Установленная тепловая мощность, в том числе:	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446	79	79
отборы паровых турбин	692	692	692	692	692	692	692	692	692	692	692	692	346	346	0	0
ПВК	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
Располагаемая тепловая мощность станции	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446	79	79
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	21,96	22,34	25,94	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	0	0
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	3,25	5,62	3,75	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная нагрузка на хознужды ТЭЦ*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	175,08	175,88	176,34	187	180,70	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,91573
отопление	152,94	153,74	154,20	164,86	167,79	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11259
вентиляция	13,41	13,41	13,41	13,41	4,05	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,112
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	8,73	8,73	8,73	8,73	8,86	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,691139
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	158,33	159,13	159,59	170,25	170,25	172,47	172,47	172,47	172,47	172,47	172,47	172,47	172,47	172,47	172,47	172,46773
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	557,30	553,76	551,57	538,2	544,50	542,28	542,28	542,28	542,28	542,28	542,28	542,28	217,28	217,28	-117,32	-117,32
Доля резерва (по договорной нагрузке), %	72,28	71,82	71,54	69,81	70,62	70,34	70,34	70,34	70,34	70,34	70,34	70,34	48,72	48,72	-148,50	-148,50
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	587,45	583,91	581,72	568,35	568,35	566,13	566,13	566,13	566,13	566,13	566,13	566,13	241,13	241,13	-93,47	-93,47
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %	76,19	75,73	75,45	73,72	73,72	73,43	73,43	73,43	73,43	73,43	73,43	73,43	54,07	54,07	-118,31	-118,31
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	634,04	633,66	630,06	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	301,96	301,96	-36	-36
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	127,91	128,59	128,98	138,1	137,99	139,17	139,17	139,17	139,17	139,17	139,17	139,17	139,17	139,17	139,17	139,17
Зона действия источника тепловой мощности, га	2471,54	2472,54	2473,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07	0,07	0,07	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

*Учтено в величине подключенной нагрузки

По результатам составленных балансов тепловой мощности, а также расчетов резервов и дефицитов тепловой мощности по договорным и расчетным тепловым нагрузкам можно сделать следующие выводы:

Баланс располагаемой тепловой мощности в горячей воде, рассчитанный как по договорной, так и по фактической тепловым нагрузкам показывает, что на 01.01.2026 САЭС имеет место существенный резерв тепловой мощности в горячей воде.

Следует отметить, что с 2032 г. ожидается снижение тепловой мощности на САЭС в связи с остановом энергоблоков. Предполагаемый год и месяц вывода энергоблоков САЭС с учетом продления ресурса: 1 блок 25.12.2032 г; 2 блок 29.05.2035 г, 3 блок 14.12.2039 г.

В период замещения мощностей САЭС, путем строительства САЭС-2, возможно образование дефицита тепловой мощности в период достижения расчётных температур.

2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения

Зоны действия источников тепловой энергии не расположена в границах двух или более поселений. Перспективные балансы существующей тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей представлены в разделе 2.3.

2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Согласно п. 30 г. 2 Федерального закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г.: *«Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».*

В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, рассчитывается как сумма следующих составляющих:

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:

$$T_i^{отэ} = \frac{HBB_i^{отэ}}{Q_i}, \text{ руб./Гкал}$$

где: $HBB_i^{отэ}$ – необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в i -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал.

Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:

$$T_i^{пер} = \frac{HBB_i^{пер}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}$$

где: HBB_i^{nep} – необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i^c – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:

$$T_i^{kn} = T_i^{om\bar{z}} + T_i^{nep} = \frac{HBB_i^{om\bar{z}}}{Q_i} + \frac{HBB_i^{nep}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}$$

Все существующие потребители попадают в радиус эффективного теплоснабжения.

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения, стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, рассчитывается по формуле:

$$T_i^{kn,m} = \frac{HBB_i^{om\bar{z}} + \Delta HBB_i^{om\bar{z}}}{Q_i + \Delta Q_i^m} + \frac{HBB_i^{nep} + \Delta HBB_i^{nep}}{Q_i + \Delta Q_i^{cnp}}, \text{ руб./Гкал}$$

где:

$HBB_i^{om\bar{z}}$ – дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -расчетный период регулирования, которая определяется дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

ΔQ_i^m – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

HBB_i^{nep} – дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя, для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.

ΔQ_i^{cnp} – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{kn,m}$, больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения T_i^{kn} , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{kn,m}$ меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя T_i^{kn} , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя – целесообразно.

Если при тепловой нагрузке заявителя $Q_{сум.м}^{м.ч} < 0,1$ Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов, то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя, должен определяться в соответствии с формулой:

$$\sum_{t=1}^n = \frac{ПДС_t}{\left(1 + \frac{1}{(1 + НД)}\right)^t} \geq K_{мс}, \text{ лет,}$$

где: ПДС – приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. руб.;

НД – норма доходности инвестированного капитала, устанавливаемая в соответствии с пунктом 6 Правил установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством РФ к сферам деятельности субъектов естественных монополий в сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения,

которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем определенным статьей 8 Федерального закона «О теплоснабжении», утвержденных постановлением Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075;

K_{mc} – величина капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения (без НДС).

Таким образом, для каждого нового подключения необходимо рассчитывать целесообразность, в соответствии с Приложением № 40 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения № 212 от 05.03.2019 г., утвержденным приказом Минэнерго России.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения должны быть рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей.

Суммарный прирост тепловой нагрузки в существующих зонах централизованного теплоснабжения составит 2,22 Гкал/ч.

В результате расчетов получена зависимость радиуса эффективного теплоснабжения от подключаемой нагрузки и протяженности тепловой сети, представленной на рис. 4.

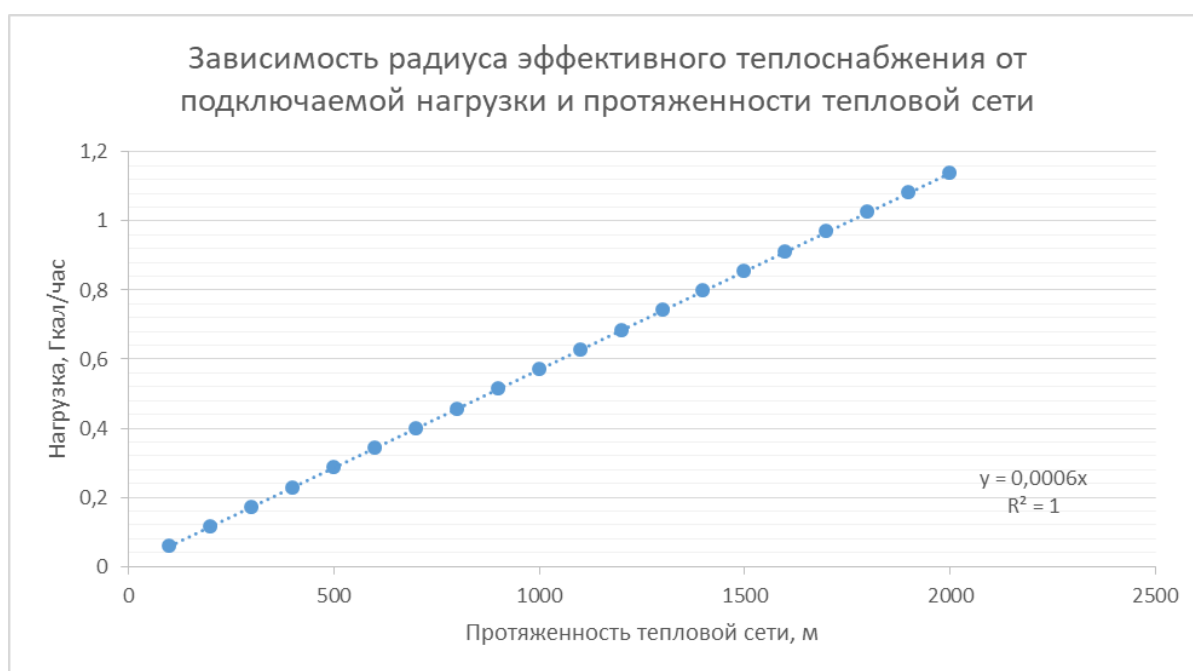


Рисунок 4. Зависимость радиуса эффективного теплоснабжения от подключаемой нагрузки и протяженности тепловой сети

Область над графиком входит в радиус эффективного теплоснабжения. Область ниже графика лежит за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Перспективные потребители, планируемые к присоединению в течение расчетного периода, находятся в границах предельного радиуса теплоснабжения, следовательно, их присоединение к существующим тепловым сетям оправдано как с технической, так и с экономической точек зрения.

РАЗДЕЛ 3 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

Расчет нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях выполнен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 278 и «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 325.

Нормативная среднегодовая утечка сетевой воды ($\text{м}^3/(\text{ч} \cdot \text{м}^3)$) не должна превышать 0,25% в час от среднегодового объема сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зоне действия Смоленской АЭС приведена в таблице 10.

В таблице приведены нормативы технологических потерь МУП «Комбинат коммунальных предприятий» (МУП «ККП») МО «город Десногорск» ввиду того, что статус ЕТО в границах жилой застройки и коммунально-складской зоны города Десногорска до 03.10.2022 г. был закреплен за МУП «ККП».

Таблица 10. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, действующие в 2021-2025 гг.

№ п/п	Год действия нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности)	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности)		Номер приказа об утверждении нормативов
		Теплоносителя, м³	Тепловая энергия, Гкал	
Десногорский филиал ООО «АТЭС»				
2	2021 г.	256921	65660	Приказ № 73 от 30.10.2020
3	2022 г.	256921	65660	Приказ № 87 от 06.10.2021
4	2023 г.	256921	65660	Приказ № 66 от 20.11.2022
5	2024 г.	285321	96627	н/д
6	2025 г.	328488	105598	Приказ № 154 от 28.11.2024
МУП «Комбинат коммунальных предприятий» МО «город Десногорск»				
2	2021 г.	28400	30967	Приказ № 73 от 30.10.2020
3	2022 г.	28400	30967	Приказ № 87 от 06.10.2021
4	2023 г.	28400	30967	Приказ № 66 от 20.11.2022
5	2024 г.	-	-	-*

* Лишение статуса ЕТО от 03.10.2022 г.

3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок (ВПУ) и потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей содержат обоснование балансов производительности ВПУ в целях подготовки теплоносителя для подпитки тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, а также обоснование перспективных потерь теплоносителя при его передаче по тепловым сетям.

Перспективные балансы производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, были разработаны по следующему алгоритму:

- выполняется расчет технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях всех зон действия источников тепловой энергии. Расчет выполнялся согласно «Методическим указаниям по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утвержденным приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 278, а также согласно «Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 325;

- расчет выполнен с разбивкой по годам, начиная с базового 2024 г. на период планирования 2025-2030 гг., с учетом перспективных тепловых нагрузок и строительства (реконструкции) тепловых сетей для планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения новых потребителей;

- выполнен сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя за последний отчетный период всех зон действия источников тепловой энергии. По выявленным сверхнормативным затратам сетевой воды разработаны мероприятия по снижению потерь теплоносителя до нормированных показателей;

- выполнены требования действующего Федерального законодательства, а именно требованиям ст. 29 (п. 8 и п. 9) Федерального закона № 190 «О теплоснабжении». Проведены расчеты расходов теплоносителя для организации теплоснабжения с 01.01.2022 г. по закрытой схеме теплоснабжения (горячего водоснабжения) для потребителей, имеющих открытую схему теплоснабжения.

Перспективные объемы теплоносителя, которые необходимы для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя, прогнозировались в каждой зоне действия источников тепловой энергии, исходя из следующих условий:

- регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято качественным методом регулирования и с расчетными параметрами теплоносителя;

- расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется в соответствии с темпом присоединения перспективной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по переводу на закрытую схему потребителей тепловой энергии, имеющих открытую схему теплоснабжения.

Сверхнормативный расход теплоносителя для компенсации потерь теплоносителя при передаче тепловой энергии по тепловым сетям также будет сокращаться по мере замены сетей, отработавших эксплуатационный ресурс и не прошедших техническое освидетельствование. Темп сокращения будет зависеть от темпа работ по реконструкции тепловых сетей.

Присоединение всех потребителей во вновь создаваемых перспективных зонах теплоснабжения будет осуществляться по независимой схеме присоединения систем отопления потребителей и по закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через теплообменники индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) зданий или центральных тепловых пунктов (ЦТП).

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения принимался в соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Для компенсации этих расчетных технологических потерь (затрат) сетевой воды необходима дополнительная производительность ВПУ и соответствующего оборудования (свыше 0,25% объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды при заполнении трубопроводов тепловой сети не должен превышать значений, приведенных в табл. 11. При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

Таблица 11. максимальный часовой расход воды при заполнении трубопроводов тепловой сети

Условный диаметр, мм	Максимальный часовой расход воды на заполнение, м ³ /ч
100	10
150	15
250	25
300	35
350	50
400	65
500	85
550	100
600	150
700	200
800	250
900	300
1000	350

Условный диаметр, мм	Максимальный часовой расход воды на заполнение, м³/ч
1100	400
1200	500
1400	665

Для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды составляет: $G_3 = 0,0025 V_{тс} + G_M$,

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети, принимаемый по табл. 11, либо ниже при условии такого согласования;

$V_{тс}$ – объем воды в тепловых сетях и системах теплоснабжения, м³.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более следует предусматривать установку баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды вместимостью 3% объема воды в системе теплоснабжения.

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и соединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Внутренние объемы системы теплоснабжения потребителей определены расчетным путем по удельному объему воды в радиаторах чугунных высотой 500 мм при температурном графике отопления 95/70 °С, который равен 19,5 м³·ч/Гкал, по присоединенной расчетной отопительно-вентиляционной нагрузке по «Методическим указаниям по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии» по показателю «потери сетевой воды» (ПСВ) (СО 153-34.20.523(4)-2003, Москва, 2003 г.). Расчетная нагрузка систем отопления принимается равной фактической тепловой нагрузке потребителей или договорной тепловой нагрузке в случае, если установить фактическую нагрузку не удалось.

Согласно приказу Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», к нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

Расчётные годовые ПСВ с утечкой определяются по формуле:

$$G_{ут} = a V^{ср.г.} \cdot n_{год} / 100,$$

где a – расчётное удельное значение ПСВ с утечкой из тепловой сети и систем теплопотребления, $м^3/ч$, принимается в размере 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения;

$V^{ср.г.}$ – среднегодовой объем сетевой воды в ТС, $м^3$;

$n_{год}$ – число часов работы системы теплоснабжения в течение года, ч.

Расчетные годовые ПСВ на пусковое заполнение тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и с подключением новых сетей и систем теплопотребления после монтажа принимаются равными 1,5-кратному объему тепловых сетей и систем теплопотребления по формуле:

$$G_{п.п} = 1,5 V_{ТС},$$

где $V_{ТС}$ – объем трубопроводов тепловой сети и систем теплопотребления, $м^3$.

Суммарные расчётные годовые ПСВ для системы теплоснабжения в целом $G_{псв}$ ($м^3/год$) определяются по формуле:

$$G_{псв} = G_{п.п} + G_{п.а} + G_{п.и} + G_{ут},$$

где $G_{п.п}$ – расчетные годовые ПСВ на пусковое заполнение тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и с подключением новых сетей и систем после монтажа, $м^3$;

$G_{п.и}$ – расчетные годовые ПСВ при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях, $м^3$;

$G_{п.а}$ – расчетные годовые ПСВ со сливами из средств автоматического регулирования и защиты, установленных на тепловых сетях, $м^3$;

$G_{ут}$ – расчетные годовые ПСВ с утечкой из тепловой сети, $м^3$.

Таким образом, потери сетевой воды прогнозировались на основе данных по существующему и перспективному объему сетевой воды в тепловых сетях (ёмкостям тепловых сетей) в системах теплоснабжения г. Десногорска.

В период с 2025 по 2030 гг. к существующим источникам централизованного теплоснабжения запланировано подключение новых потребителей, что потребует строительства новых тепловых сетей.

В соответствии с перспективным объёмом строительства новых сетей произведен расчет перспективных потерь теплоносителя для существующих источников централизованного теплоснабжения.

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок подпитки тепловых сетей в зоне действия Смоленской АЭС приведены в таблице 12.

Таблица 12. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок подпитки тепловых сетей в зоне действия Смоленской АЭС

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	Смоленская АЭС														
1	Производительность ВПУ	м³/ч	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	Полное переключение на АЭС-2	
2	Средневзвешенные срок службы	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
3	Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850		
4	Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
5	Собственные нужды	м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
6	Количество баков аккумуляторов	ед.	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3		
7	Емкость баков аккумуляторов	м³	3000	3000	3000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000		
8	Подпитка тепловой сети, в т.ч.	м³/ч	418,6	399,1	399,3	399,3	399,3	399,3	399,3	399,3	399,3	399,3	399,3		
8.1.	нормативные утечки теплоносителя трубопроводами ТС	м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
8.2.	сверхнормативные потери теплоносителя с утечкой	м³/ч													
8.3.	нормативные утечки в системах теплоснабжения	м³/ч													
8.4.	расход теплоносителя на открытые ГВС	м³/ч	-	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00		
9	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м³/ч	-	49,1	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3		
10	Максимальная подпитка тепловой сети на компенсацию потерь теплоносителя в аварийном режиме (в период повреждения участков)	м³/ч	-	393,12	393,12	393,12	393,12	393,12	393,12	393,12	393,12	393,12	393,12		
11	Резерв (+) /дефицит (-)	т/ч	431,4	450,9	450,7	450,7	450,7	450,7	450,7	450,7	450,7	450,7	450,7		
12	Доля резерва	%	50,757	53,042	53,024	53,024	53,024	53,024	53,024	53,024	53,024	53,024	53,024		

РАЗДЕЛ 4 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. ДЕСНОГОРСКА

4.1. Описание вариантов перспективного развития теплоснабжения г. Десногорска

Мастер-план в схеме теплоснабжения выполняется в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (Постановление Правительства РФ № 154 от 22.02.2012 г. «Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения») для формирования оптимального варианта развития системы теплоснабжения г. Десногорска.

Предлагаемый вариант должен обеспечивать покрытие всего перспективного спроса на тепловую мощность, возникающего в городе, и критерием этого обеспечения является выполнение балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и спроса на тепловую мощность при расчетных условиях, заданных нормативами проектирования систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов теплopotребления. Выполнение текущих и перспективных балансов тепловой мощности источников и тепловой нагрузки (как текущей, так и перспективной) в каждой зоне действия источника тепловой энергии является главным условием для разработки сценариев (вариантов) мастер-плана.

В соответствии с «Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», предложения к развитию системы теплоснабжения должны базироваться на рекомендациях исполнительных органов власти и эксплуатационных организаций, особенно в тех разделах, которые касаются развития источников теплоснабжения. Вариант мастер-плана формирует базу для разработки проектных предложений по новому строительству и реконструкции тепловых сетей для предлагаемого варианта состава энергоисточников, обеспечивающих перспективные балансы спроса на тепловую мощность. После разработки проектных предложений мастер-плана выполняется оценка финансовых потребностей, необходимых для их реализации и затем оценка эффективности финансовых затрат.

В соответствии с ч. 8 ст. 23 ФЗ-190 «О теплоснабжении» обязательными критериями принятия решений в отношении развития системы теплоснабжения являются:

- обеспечение надежности теплоснабжения потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
- приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с учетом экономической обоснованности;
- учет инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, и программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности указанных организаций, региональных

программ, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

- согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программами газификации.

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания и обоснования отбора нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант.

В основу разработки мастер-плана положены следующие основные предпосылки:

- развитие систем теплоснабжения в соответствии с общими принципами организации отношений и критериями принятия решений в отношении развития систем теплоснабжения, установленными законодательством;
- проблемы в системе теплоснабжения г. Десногорска, выявленные при анализе существующего состояния системы (Глава 1 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения);
- проблемы развития системы теплоснабжения г. Десногорска, определенные при выполнении предварительных расчетов перспективного состояния системы;

Все предложения по строительству новых источников тепловой энергии и реконструкции основного оборудования существующих источников представлены в Разделе 5 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии».

Все предложения по реконструкции тепловых сетей представлены Разделе 6 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

В Разделе 9 приведены финансовые потребности на реализацию проектов реконструкции оборудования, строительство новых источников тепловой энергии и прокладку тепловой сети для подключения перспективных потребителей тепловой энергии.

Все сценарии развития систем теплоснабжения базируются на основе данных анализа существующего состояния системы теплоснабжения г. Десногорска (Глава 1) и данных Главы 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» Обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения.

Муниципальное образование «город Десногорск» отнесен к ценовой зоне теплоснабжения в соответствии с распоряжением Правительства РФ от 24.03.2025 г. № 687-р.

Ценовые зоны теплоснабжения – поселения, городские округа или муниципальные округа, в которых цены на тепловую энергию, поставляемую единой теплоснабжающей организацией в системе теплоснабжения потребителям, ограничены предельным уровнем цены на тепловую энергию (цена альтернативной котельной (АК)), поставляемую потребителям единой теплоснабжающей организацией (п. 23.1 ст. 2 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»).

Сценарии развития системы теплоснабжения включают в себя предложения по выбору альтернативного источника теплоснабжения на период вывода энергоблоков САЭС, мероприятия по замене тепловых сетей со сроком службы выше нормативного.

Сценарий № 1 – своевременный ввод в эксплуатацию Смоленской АЭС-2

В связи с предстоящим выводом из эксплуатации отработавших свой ресурс энергоблоков Смоленской АЭС, планируется строительство замещающей Смоленской АЭС-2 с энергоблоками № 1, № 2 установленной мощностью 2400 МВт, основной период строительства запланирован на 2027 – 2035 гг., в том числе ввод в эксплуатацию энергоблока №1 – 2033 г., ввод в эксплуатацию энергоблока №2 – 2035 г.

В настоящее время ведутся работы подготовительного периода сооружения энергоблоков Смоленской АЭС-2.

В составе каждого энергоблока САЭС-2 предполагается ТФУ мощностью 200 Гкал/ч.

При своевременном замещении мощностей дефицит тепловой мощности не предполагается.

Сценарий № 2 – резервирование тепловой нагрузки и покрытие возможного дефицита тепловой энергии в период вывода энергоблоков САЭС

Предполагаемый год и месяц вывода энергоблоков САЭС с учетом продления ресурса: 1 блок – 25.12.2032 г; 2 блок – 29.05.2035 г, 3 блок – 14.12.2039 г.

В период замещения мощностей САЭС, путем строительства САЭС-2, возможно образование дефицита тепловой мощности в период достижения расчётных температур.

Сценарий № 2 предусматривает возможное строительство альтернативных резервных источников теплоснабжения на период вывода энергоблоков Смоленской АЭС из эксплуатации до ввода в эксплуатацию блоков 1 и 2 Смоленской АЭС-2.

С учетом вывода энергоблоков САЭС, присоединения площадки САЭС-2, расширения жилфонда г. Десногорска, прогнозная общая потребность в тепловой нагрузке составит 172,47 Гкал/ч с учетом тепловых потерь на 2026 г..

В период 2032-2033 гг., а также после 2039 г., в случае останова одновременно двух энергоблоков САЭС или САЭС-2, теплоснабжение при расчетных наружных температурах должно быть обеспечено от двух источников суммарной мощностью не менее фактической тепловой нагрузки с учетом присоединения перспективных потребителей в зависимости от места размещения:

- модернизированной пуско-резервной котельной (далее ПРК) САЭС мощностью 100 Гкал/ч, которая расположена на площадке САЭС. В ближайшее время планируется модернизация

котла ПТВМ-30 (замена котел КВ-ГМ-58,2-150) с целью увеличения тепловой мощности ПРК до 100 Гкал/ч;

- квартальных блочно-модульных электро-котельных единичной мощностью до 30 МВт, которые должны будут обеспечить потребителей одного или нескольких микрорайонов тепловой энергией на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Теплоснабжение потребителей пром. площадки и полуострова возможно осуществить от существующей ПРК после ее модернизации.

Теплоснабжение потребителей города можно осуществить от 5-и квартальных блочно-модульных электрокотельных единичной мощностью до 30 МВт (20,20,26,18,25 Гкал/ч) при условии наличия необходимых свободных электрических мощностей в городе и обеспечения необходимой пропускной способности электрических сетей.

Мощности и расположение электрокотельных подобраны таким образом, чтобы сохранить существующую тепловую сеть без реконструкции диаметров тепловых сетей.

На рисунке ниже представлена прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и квартальных электрокотельных.

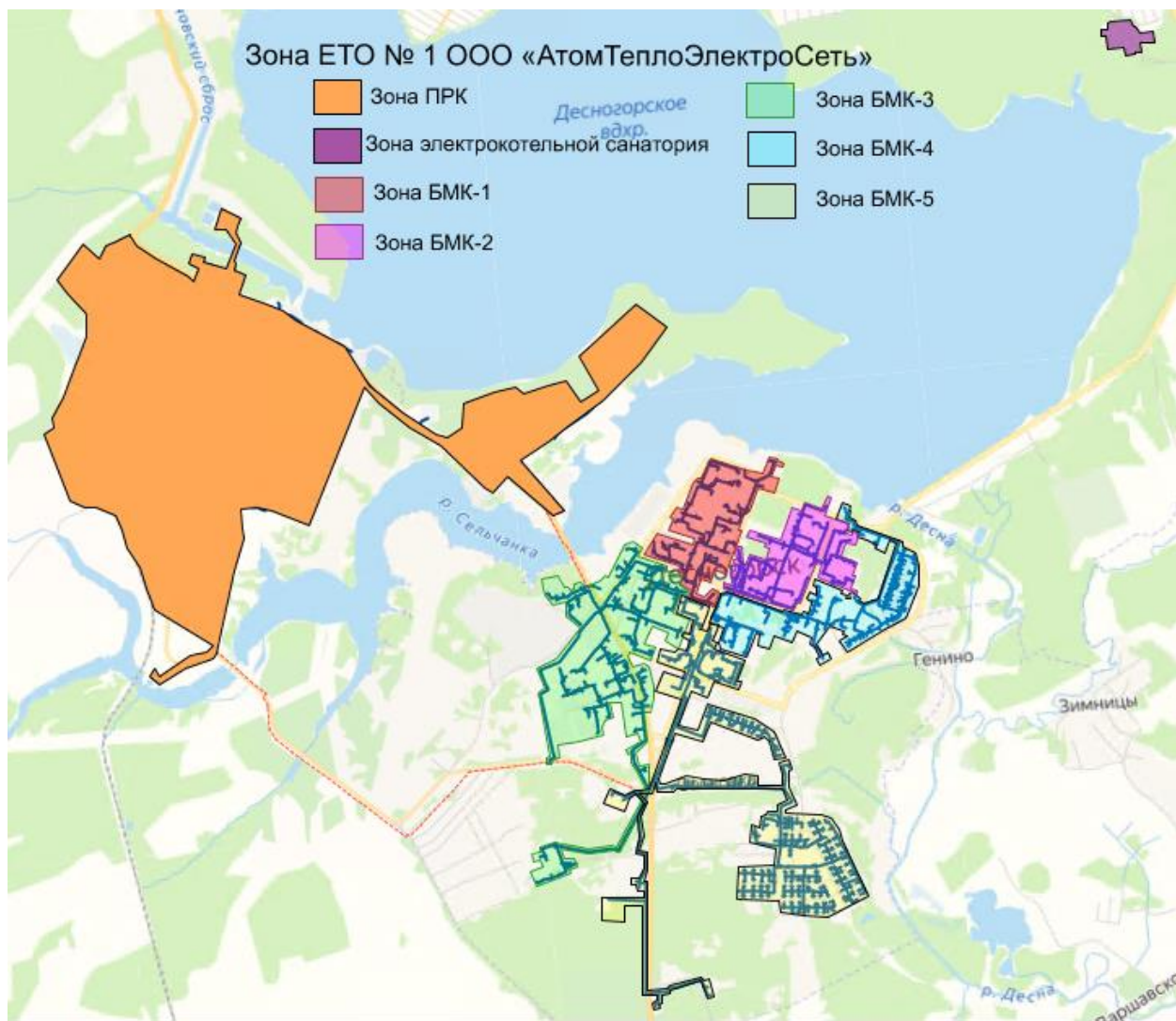


Рисунок 5. Прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и электростанций (сценарий № 2)

Сценарий № 3 – резервирование тепловой нагрузки на базе газовой котельной и покрытие возможного дефицита тепловой энергии в период вывода энергоблоков САЭС

Данный вариант возможен к рассмотрению в случае реализации газификации города.

Указом Губернатора Смоленской области от 24.12.2021 № 138 утверждена Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, расположенных на территории Смоленской области, на 2021-2030 годы. Согласно указанной Программе на территории г. Десногорска в перспективе планируется строительство газопровода-отвода протяженностью 43,2 км и газораспределительной станции с расчетным показателем загрузки 65, 9 тыс. м³/ч, но в плане мероприятий согласно приложению № 1 (Указ Губернатора Смоленской области от 06.06.2025 № 64 «О внесении изменения в Региональную программу газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, расположенных на территории Смоленской области, на 2021-2030 годы») данные мероприятия отсутствуют. В последующих актуализациях схемы теплоснабжения необходимо произвести мониторинг изменения Региональная программа газификации Смоленской области.

В данном сценарии также, как и в сценарии № 2, теплоснабжение потребителей пром. площадки и полуострова возможно осуществить от существующей ПРК после ее модернизации. Для теплоснабжения потребителей города возможно рассмотреть газовую котельную мощностью до 110 Гкал/ч, установленной на вводе в город со стороны ТМ-2 Ду800 мм. На рисунке 2 представлена прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и газовой котельной.

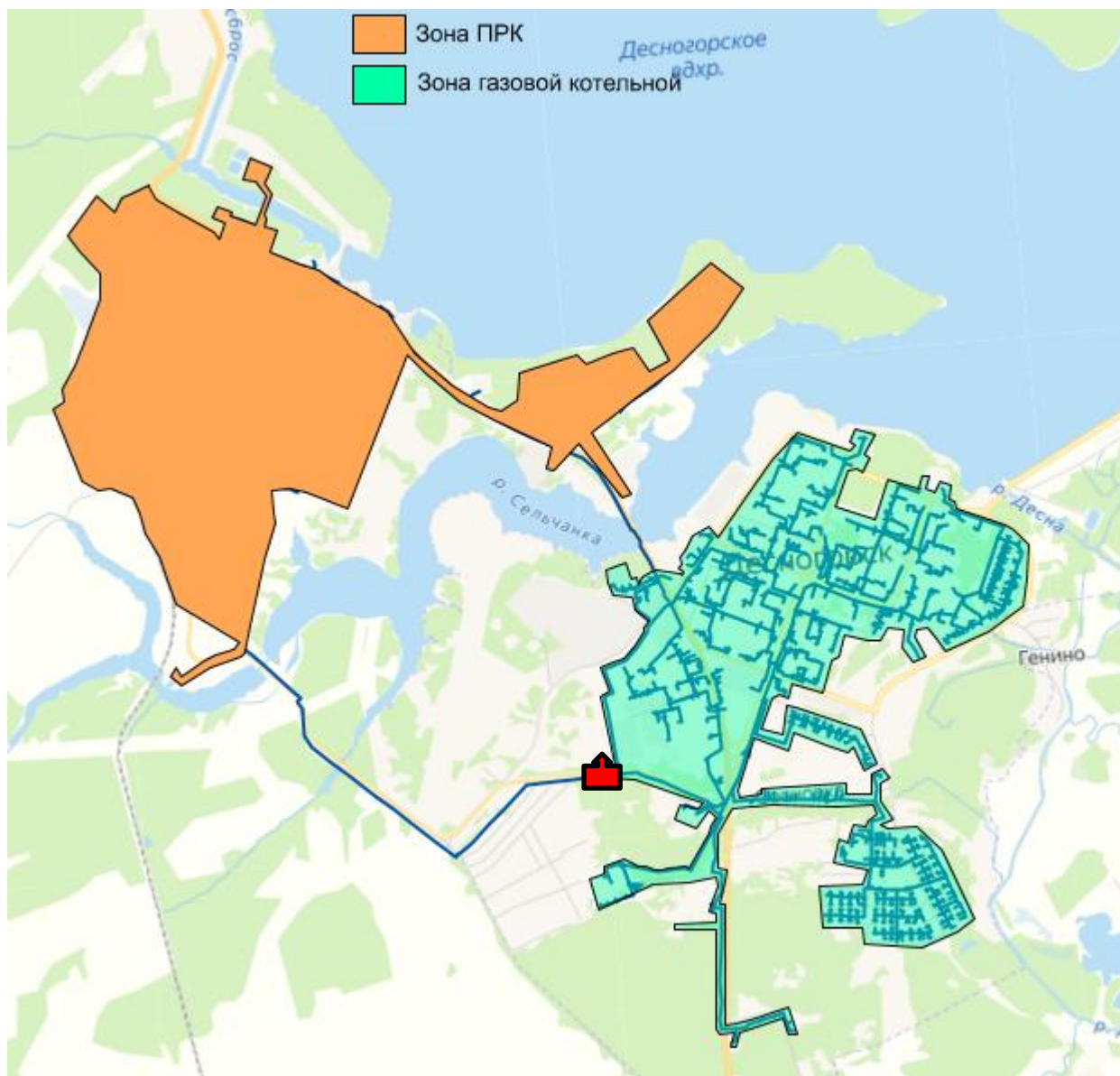


Рисунок 6. Прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и газовой котельной (сценарий № 3)

Тепловые сети

Основной проблемой системы теплоснабжения города Десногорска является неудовлетворительное техническое состояние тепловых сетей в границах жилой застройки и коммунально-складской зоны города, которая входит в зону деятельности единой теплоснабжающей организацией ООО «АТЭС».

Тепловые сети имеют значительный физический износ: порядка 98,8% протяженности тепловых сетей пром. площадки и магистральных тепловых сетей до города от Смоленской АЭС эксплуатируется свыше нормативного ресурса. 91,63% протяженности городских тепловых сетей эксплуатируется свыше нормативного ресурса.

Потери в тепловых сетях города Десногорска в 2025 г. составили порядка 21%, при этом наблюдается тенденция к возрастанию потерь тепловой энергии и теплоносителя ввиду высокого износа трубопроводов тепловых сетей и отсутствия достаточных ресурсов для их ремонта и восстановления. Количество порывов на тепловых сетях в 2023 г. достигло 27, что создает угрозу надежному теплоснабжению потребителей.

Независимо от выбранного варианта развития систем теплоснабжения, определен комплекс мероприятий на тепловых сетях для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения:

- замена тепловых сетей различных диаметров, проложенных подземным и надземным способом для обеспечения теплоснабжения жилых и общественных зданий, образовательных, медицинских учреждений и других потребителей города Десногорска, на современные трубопроводы с использованием пенополиуретановой изоляции (ППУ), монтажом нового оборудования и арматуры, полнопроходной запорной арматуры, антикоррозийного покрытия трубопроводов, гидроизоляционного покрытия каналов и тепловых камер и т.д.);

Согласно Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения, технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития выполняется для следующих мероприятий:

- строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- переоборудование котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- реконструкция и (или) модернизация котельных с увеличением зоны их действия.

Выбор приоритетного варианта на основе отличительных мероприятий основывается именно на технических мероприятиях, которые позволят эксплуатировать системы теплоснабжения надежно и безопасно и с помощью которых возможно оказывать качественное теплоснабжение независимо от соотношения стоимостей.

Технико-экономическое сравнение представленных вариантов не приводится ввиду того, что в основу выбора ложится надежность всей системы теплоснабжения.

Мероприятия по модернизации действующих и строительству новых энергоблоков Смоленской АЭС и ПРК реализуются АО «Концерн Росэнергоатом» в соответствии с государственной программой Российской Федерации «Развитие атомного энергопромышленного комплекса», утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 2 июня 2014 г. № 506-12 (в ред. от 21.06.2023). Данные мероприятия направлены на сохранение мощности АЭС, повышение уровня ее безопасности и улучшения рабочих характеристик энергоблоков. Инвестиции на модернизацию и строительство Смоленской АЭС осуществляются АО «Концерн Росэнергоатом» в рамках функционирования на рынке электроэнергии (мощности). Соответственно указанные мероприятия не включаются в перечень мероприятий по повышению эффективности систем теплоснабжения города Десногорска в ценовой зоне теплоснабжения.

4.2. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения

Приоритетным сценарием развития является сценарий № 1.

Для обеспечения надежности теплоснабжения предлагается сценарий № 2 с резервированием тепловой нагрузки и покрытием возможного дефицита тепловой энергии в период вывода энергоблоков САЭС (в случае, если сроки ввода САЭС-2 будут продлены).

В случае, если сроки ввода САЭС-2 будут продлены, то решения по строительству альтернативных источников теплоснабжения по сценарию № 2 можно организовать в относительно небольшой период за счет блочного исполнения электростанций.

По данному сценарию в режиме работы на мощности двух или одного энергоблока САЭС или САЭС-2 теплоснабжение объектов САЭС и САЭС-2, а также г. Десногорска надежно обеспечивает ТФУ работающих энергоблоков.

В режиме останова всех энергоблоков теплоснабжение объектов САЭС и САЭС-2, а также г. Десногорска будет обеспечено от резервных источников ПРК САЭС и квартальных блочных электро-котельных, сопоставимых по суммарной мощности с ТФУ энергоблока, без ухудшения температурного режима для потребителей 1 категории.

В номинальном режиме отопление г. Десногорска, после ввода в эксплуатацию САЭС-2 и останова всех энергоблоков САЭС, будет осуществляться от ТФУ САЭС-2, а в аварийных режимах – от ПРК САЭС и электро-котельных.

В случае газификации города сценарий № 3 с резервированием тепловой нагрузки на базе газовой котельной и покрытием возможного дефицита тепловой энергии в период вывода энергоблоков САЭС будет более предпочтительным относительно сценария № 2.

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки разработаны для каждого из представленных сценариев развития

В таблице № 13 балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки представлены по сценарию № 1.

В таблице 14 балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки представлены по сценарию № 2 в аварийном режиме (теплоснабжение от альтернативных источников теплоснабжения-ПРК и электростанций).

В таблице 15 балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки представлены по сценарию № 3 в аварийном режиме (теплоснабжение от альтернативных источников теплоснабжения-ПРК и газовая котельная).

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки разработаны до 2036 г. ввиду того, что второй блок САЭС будет отключен 29.05.2035 г.

Таблица 13. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 1

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Смоленская АЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446	Полное переключение на АЭС-2	
отборы паровых турбин	692	692	692	692	692	692	692	692	346	346		
ПВК	79	79	79	79	79	79	79	79	100	100		
Располагаемая тепловая мощность станции	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446		
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04		
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36		
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,4	13,4	13,27	13,13	13,00	12,87	12,74	12,62	4,31	4,26		
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Расчетная нагрузка на хозяйнужды*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	180,70	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	79,29	79,29		
отопление	167,79	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	76,82	76,82		
вентиляция	4,05	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	0,00	0,00		
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	8,86	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	2,46	2,46		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	170,25	172,47	172,34	172,21	172,08	171,95	171,82	171,69	71,06	71,02		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	544,50	542,28	542,42	542,55	542,68	542,81	542,94	543,07	330,00	330,05		
Доля резерва (по договорной нагрузке), %	70,62	70,34	70,35	70,37	70,39	70,40	70,42	70,44	73,99	74,00		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	568,35	566,13	566,26	566,39	566,52	566,65	566,78	566,91	342,54	342,58		
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %	73,72	73,43	73,45	73,46	73,48	73,50	73,51	73,53	76,80	76,81		

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	301,96	301,96		
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	137,99	139,17	139,06	138,95	138,84	138,73	138,62	138,51	58,65	58,61		
Зона действия источника тепловой мощности, га	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	1208,9	1208,9		
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07		
Смоленская АЭС 2												
Установленная тепловая мощность, в том числе:									200	200	400	400
отборы паровых турбин									200	200	400	400
ПВК									0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность станции									200	200	400	400
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде									29,04	29,04	29,04	29,04
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре									3,36	3,36	3,36	3,36
Потери в тепловых сетях в горячей воде									8,18	8,10	12,24	12,24
Потери в паропроводах									0	0	0	0
Расчетная нагрузка на хознужды*									-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе									103,63	103,63	182,92	182,92
отопление									92,29	92,29	169,11	169,11
вентиляция									4,11	4,11	4,11	4,11
горячее водоснабжение (средняя за сутки)									7,23	7,23	9,69	9,69
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)									95,04	94,97	165,88	165,88
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре									0	0	0	0

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре									0	0	0	0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)									55,79	55,87	172,44	172,44
Доля резерва (по договорной нагрузке), %									27,90	27,94	43,11	43,11
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)									72,56	72,63	201,72	201,72
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %									36,28	36,32	50,43	50,43
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата									55,96	55,96	255,96	255,96
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата									75,08	75,02	133,54	133,54
Зона действия источника тепловой мощности, га									1265,6	1265,6	2474,5	1208,9
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га									0,08	0,08	0,07	0,15

С 2033 года после вывода 1-го энергоблока САЭС и ввода 1-го энергоблока САЭС-2 балансы выполнены с учетом следующего распределения тепловой нагрузки: САЭС-1 обеспечивает теплоснабжение промплощадки, САЭС-2 – теплоснабжение городских потребителей.

С 2035 года выполнен полный перевод нагрузки на САЭС-2.

Таблица 14. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 2 (аварийный режим)

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Смоленская АЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446	аварийный режим (теплоснабжение от альтернативных источников теплоснабжения)	
отборы паровых турбин	692	692	692	692	692	692	692	692	346	346		
ПВК	79	79	79	79	79	79	79	79	100	100		
Располагаемая тепловая мощность станции	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446		
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04		
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36		
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,4	13,4	13,27	13,13	13,00	12,87	12,74	12,62	12,49	12,36		
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Расчетная нагрузка на хознужды*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	180,70	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92		
отопление	167,79	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11		
вентиляция	4,05	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11		
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	8,86	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	170,25	172,47	172,34	172,21	172,08	171,95	171,82	171,69	166,09	165,99		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	544,50	542,28	542,42	542,55	542,68	542,81	542,94	543,07	218,19	218,32		
Доля резерва (по договорной нагрузке), %	70,62	70,34	70,35	70,37	70,39	70,40	70,42	70,44	48,92	48,95		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	568,35	566,13	566,26	566,39	566,52	566,65	566,78	566,91	247,51	247,61		
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %	73,72	73,43	73,45	73,46	73,48	73,50	73,51	73,53	55,49	55,52		
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	301,96	301,96		

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата												
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	137,99	139,17	139,06	138,95	138,84	138,73	138,62	138,51	133,72	133,63		
Зона действия источника тепловой мощности, га	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,5	2474,5		
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07		
ПРК САЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											100	100
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											100	100
Располагаемая тепловая мощность станции											100	100
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											3,21	3,21
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											65,97	65,97
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											34,03	34,03
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											34,03	34,03
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											50	50
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											53,58	53,58
Зона действия источника тепловой мощности, га											1208,9	1208,9
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,05	0,05
БМК 1												

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Установленная тепловая мощность, в том числе:											20	20
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											20	20
Располагаемая тепловая мощность станции											20	20
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											1,41	1,41
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											19,08	19,08
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											0,92	0,92
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											4,62	4,62
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											16	16
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											15,49	15,49
Зона действия источника тепловой мощности, га											115,5	115,5
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,17	0,17
БМК 2												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											20	20
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											20	20
Располагаемая тепловая мощность станции											20	20
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											1,23	1,23

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											18,98	18,98
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											1,02	1,02
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											5,09	5,09
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											16	16
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											15,42	15,42
Зона действия источника тепловой мощности, га											108,7	108,7
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,17	0,17
БМК 3												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											26	26
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											26	26
Располагаемая тепловая мощность станции											26	26
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											1,99	1,99
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											25,58	25,58
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											0,42	0,42
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											1,62	1,62
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные											22	22

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата												
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											20,78	20,78
Зона действия источника тепловой мощности, га											280,2	280,2
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,09	0,09
БМК 4												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											18	18
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											18	18
Располагаемая тепловая мощность станции											18	18
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											1,46	1,46
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											17,46	17,46
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											0,54	0,54
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											2,99	2,99
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											15	15
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											14,18	14,18
Зона действия источника тепловой мощности, га											141,0	141,0
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,12	0,12
БМК 5												

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Установленная тепловая мощность, в том числе:											25	25
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											25	25
Располагаемая тепловая мощность станции											25	25
Затраты тепла на собственные нужды горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											2,82	2,82
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											24,18	24,18
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											0,82	0,82
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											3,30	3,30
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											20	20
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											19,64	19,64
Зона действия источника тепловой мощности, га											280,9	280,9
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,09	0,09

С 2033 года после вывода 1-го энергоблока АЭС балансы выполнены с учетом следующего распределения тепловой нагрузки: САЭС-1 обеспечивает теплоснабжение промплощадки и городских потребителей от одной ТФУ.

С 2035 года рассчитан пример аварийного режима, при котором теплоснабжение полностью осуществляется от альтернативных источников теплоснабжения.

Таблица 15. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 3 (аварийный режим)

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Смоленская АЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446	В случае аварийного режима (теплоснабжение от альтернативных источников теплоснабжения)	
отборы паровых турбин	692	692	692	692	692	692	692	692	346	346		
ПВК	79	79	79	79	79	79	79	79	100	100		
Располагаемая тепловая мощность станции	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446		
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04		
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36		
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,4	13,4	13,27	13,13	13,00	12,87	12,74	12,62	12,49	12,36		
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Расчетная нагрузка на хознужды*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	180,70	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92		
отопление	167,79	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11		
вентиляция	4,05	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11		
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	8,86	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	170,25	172,47	172,34	172,21	172,08	171,95	171,82	171,69	166,09	165,99		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	544,50	542,28	542,42	542,55	542,68	542,81	542,94	543,07	218,19	218,32		
Доля резерва (по договорной нагрузке), %	70,62	70,34	70,35	70,37	70,39	70,40	70,42	70,44	48,92	48,95		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	568,35	566,13	566,26	566,39	566,52	566,65	566,78	566,91	247,51	247,61		
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %	73,72	73,43	73,45	73,46	73,48	73,50	73,51	73,53	55,49	55,52		

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	301,96	301,96		
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	137,99	139,17	139,06	138,95	138,84	138,73	138,62	138,51	133,72	133,63		
Зона действия источника тепловой мощности, га	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,5	2474,5		
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07		
ПРК САЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											100	100
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											100	100
Располагаемая тепловая мощность станции											100	100
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											3,21	3,21
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											65,97	65,97
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											34,03	34,03
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											34,03	34,03
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											50	50

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											53,58	53,58
Зона действия источника тепловой мощности, га											1208,9	1208,9
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,05	0,05
Газовая котельная												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											109	109
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											109	109
Располагаемая тепловая мощность станции											109	109
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											8,90	8,90
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											105,27	105,27
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											3,73	3,73
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											3,42	3,42
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											89	89
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											85,51	85,51

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Зона действия источника тепловой мощности, га											1265,6	1265,6
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,08	0,08

С 2033 года после вывода 1-го энергоблока АЭС балансы выполнены с учетом следующего распределения тепловой нагрузки: САЭС-1 обеспечивает теплоснабжение промплощадки и городских потребителей от одной ТФУ.

С 2035 года рассчитан пример аварийного режима, при котором теплоснабжение полностью осуществляется от альтернативных источников теплоснабжения.

РАЗДЕЛ 5 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Схема теплоснабжения является предпроектным документом, в соответствии с ФЗ-190, объемы реконструкции и перечень реконструируемых участков, а также их характеристики подлежат уточнению в ходе текущей деятельности предприятий. Указанные стоимости мероприятий являются ориентировочными. Финальная стоимость мероприятий будет определена по итогам выполнения проектных работ.

«В соответствии со ст. 23.13 «Особенности организации развития систем теплоснабжения поселений, городских округов и разработки и утверждения схем теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения» ФЗ-190 «О теплоснабжении», мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения включаются в схему теплоснабжения отдельно в части мероприятий, необходимых для осуществления подключения (технологического присоединения) теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения, и в части мероприятий, необходимых для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения.

В соответствии с п. 86(1) Требований к схемам теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства от 22.02.2012 г. № 154, в ценовой зоне теплоснабжения объем планируемых инвестиций на реализацию мероприятий в целом и по каждому году реализации указан справочно, в информационных целях. Фактический объем инвестиций может отклоняться от представленного в схеме теплоснабжения.

5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях муниципального образования, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии

В связи с предстоящим выводом из эксплуатации отработавших свой ресурс энергоблоков Смоленской АЭС, планируется строительство замещающей Смоленской АЭС-2 с энергоблоками № 1, № 2 установленной мощностью 2400 МВт, основной период строительства запланирован на 2027-2035 гг., в том числе ввод в эксплуатацию энергоблока № 1 – 2033 г., ввод в эксплуатацию энергоблока № 2 – 2035 г.

В качестве альтернативы рассмотрен сценарий резервирования тепловой нагрузки и

покрытие возможного дефицита тепловой энергии в период вывода энергоблоков САЭС.

Предполагаемый год и месяц вывода энергоблоков САЭС с учетом продления ресурса: 1 блок – 25.12.2032 г.; 2 блок – 29.05.2035 г., 3 блок – 14.12.2039 г.

В разделе 4 рассмотрены 2 альтернативных сценария с дополнительным строительством источников теплоснабжения для резервирования тепловой мощности. Из них наиболее осуществимым является сценарий № 2.

Мероприятия по модернизации действующих и строительству новых энергоблоков Смоленской АЭС и ПРК реализуются АО «Концерн Росэнергоатом» в соответствии с государственной программой Российской Федерации «Развитие атомного энергопромышленного комплекса», утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 2 июня 2014 г. № 506-12 (в ред. от 21.06.2023). Данные мероприятия направлены на сохранение мощности АЭС, повышение уровня ее безопасности и улучшения рабочих характеристик энергоблоков. Инвестиции на модернизацию и строительство Смоленской АЭС осуществляются АО «Концерн Росэнергоатом» в рамках функционирования на рынке электроэнергии (мощности).

В случае необходимости реализации сценария № 2 строительство блочных электродвигательных также предлагается включить в государственную программу Российской Федерации «Развитие атомного энергопромышленного комплекса».

Соответственно нижеуказанные мероприятия не включаются в перечень мероприятий по повышению эффективности систем теплоснабжения города Десногорска в ценовой зоне теплоснабжения.

В таблице ниже представлены прогнозные мероприятия по строительству источников теплоснабжения по варианту развития № 1.

Таблица 16. Прогнозные мероприятия по строительству источников теплоснабжения по варианту развития № 2.

Наименование мероприятия	Год реализации	Затраты в ценах соответствующих лет, тыс. руб. (без НДС)
Строительство замещающей Смоленской АЭС-2 с энергоблоками № 1, № 2 установленной мощностью 2400 МВт	2027-2035	>700 000 000
Модернизация котла ПТВМ-30 (замена котел КВ-ГМ-58,2-150) с целью увеличения тепловой мощности ПРК до 100 Гкал/ч	2026-2030	*

**требуется уточнение на этапе проектирования*

5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии

В актуализированной схеме теплоснабжения не предусмотрены мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку.

5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

Модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не предусмотрена. В рамках возможной реализации сценария № 2 планируется модернизация ПРК (решение № Р 1.2.2.06.001.0994-2023 от 04.12.2023 г.), входящей в состав САЭС Сведения по модернизации представлены в разделе 5.1.

5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных

В актуализированной схеме теплоснабжения не предусмотрена совместная работа источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, и котельных.

5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно

В связи с предстоящим выводом из эксплуатации отработавших свой ресурс энергоблоков Смоленской АЭС, планируется строительство замещающей Смоленской АЭС-2 с энергоблоками № 1, № 2 установленной мощностью 2400 МВт, основной период строительства запланирован на 2027-2035 гг., в том числе ввод в эксплуатацию энергоблока № 1 – 2033 г., ввод в эксплуатацию энергоблока № 2 – 2035 г.

В качестве альтернативы рассмотрены сценарии резервирования тепловой нагрузки и покрытие возможного дефицита тепловой энергии в период вывода энергоблоков САЭС.

Предполагаемый год и месяц вывода энергоблоков САЭС с учетом продления ресурса: 1 блок – 25.12.2032 г.; 2 блок – 29.05.2035 г., 3 блок – 14.12.2039 г.

5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

В актуализированной схеме теплоснабжения не предусмотрены мероприятия по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации

В актуализированной схеме теплоснабжения не предусмотрены мероприятия по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации.

5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от САЭС – качественный. Температурный график по зоне теплоснабжения Смоленской АЭС 130/58,2 °С со срезкой на 110 °С.

Решение по регулированию температуры сетевой воды в подающих трубопроводах тепловых сетей, принимает НСС САЭС по докладу НС ЦОС САЭС.

Режим 1 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от +8 °С до –4 °С.

Для данного режима характерно следующее:

- изменение температуры сетевой воды в подающих трубопроводах теплосети от 70 °С до 78÷82 °С, в зависимости от температуры наружного воздуха и скорости ветра;
- ГВС осуществляется из подающего трубопровода.

Примечание: для прогрева жилых домов и зданий города, в течение 5 дней после перехода на зимний режим теплоснабжения, температуру сетевой воды в подающем трубопроводе города выдерживают $t_1=90$ °С. Повышение температуры в подающем трубопроводе города, осуществляется по письменному подтверждению главного инженера Десногорского филиала ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» с указанием периода выдержки указанной температуры

Режим 2 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от -4°C до -9°C .

Для данного режима характерно следующее:

- изменение температуры сетевой воды в подающих трубопроводах теплосети от $78\div 82^{\circ}\text{C}$ до $93\div 100^{\circ}\text{C}$ в зависимости от температуры наружного воздуха и скорости ветра;
- ГВС осуществляется из подающего трубопровода.

Режим 3 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от -9°C до -17°C .

Для данного режима характерно следующее:

- изменение температуры сетевой воды в подающих трубопроводах и теплосети от $93\div 100^{\circ}\text{C}$ до 110°C , в зависимости от температуры наружного воздуха и скорости ветра. При достижении температуры сетевой воды в подающих трубопроводах $t_1=110^{\circ}\text{C}$ влияние скорости ветра и снижение температуры наружного воздуха ниже -17°C не учитывается, температура сетевой воды остается постоянной;
- ГВС осуществляется из обратного трубопровода.

В таблице ниже представлены сводные результаты по температурным графикам источников теплоснабжения.

Таблица 17. Температурные графики отпуска тепловой энергии источников теплоснабжения, расположенных на территории г.Десногорска

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Используемый температурный график, $^{\circ}\text{C}$	Температура точки спрямления (для обеспечения ГВС)	Способ регулирования отпуска тепловой энергии
АО «Концерн Росэнергоатом» «Смоленская атомная станция»				
1	Смоленская АЭС	$130/58,2^{\circ}\text{C}$ (срезка на 110°C)	-	качественный

От Смоленской АЭС 2 предлагается использовать проектный температурный график $130/70^{\circ}\text{C}$.

5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по приоритетному сценарию № 1 в представлены в таблице ниже. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по альтернативным сценариям № 2 и № 3 представлены в Разделе 4.

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки разработаны дополнительно до 2035 г. ввиду того, что второй блок САЭС будет отключен 29.05.2035 г.

С 2033 года после вывода 1-го энергоблока АЭС и ввода 1-го Энергоблока САЭС-2 балансы выполнены с учетом следующего распределения тепловой нагрузки: САЭС-1

обеспечивает теплоснабжение промплощадки, САЭС-2 – теплоснабжение городских потребителей.

С 2035 года выполнен полный перевод нагрузки на САЭС-2.

Таблица 18. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 1

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Смоленская АЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446	Полное переключение на АЭС-2	
отборы паровых турбин	692	692	692	692	692	692	692	692	346	346		
ПВК	79	79	79	79	79	79	79	79	100	100		
Располагаемая тепловая мощность станции	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446		
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04		
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36		
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,4	13,4	13,27	13,13	13,00	12,87	12,74	12,62	4,31	4,26		
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Расчетная нагрузка на хозяйнужды*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	180,70	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	79,29	79,29		
отопление	167,79	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	76,82	76,82		
вентиляция	4,05	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	0,00	0,00		
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	8,86	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	2,46	2,46		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	170,25	172,47	172,34	172,21	172,08	171,95	171,82	171,69	71,06	71,02		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	544,50	542,28	542,42	542,55	542,68	542,81	542,94	543,07	330,00	330,05		
Доля резерва (по договорной нагрузке), %	70,62	70,34	70,35	70,37	70,39	70,40	70,42	70,44	73,99	74,00		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	568,35	566,13	566,26	566,39	566,52	566,65	566,78	566,91	342,54	342,58		
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %	73,72	73,43	73,45	73,46	73,48	73,50	73,51	73,53	76,80	76,81		
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	301,96	301,96		

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	137,99	139,17	139,06	138,95	138,84	138,73	138,62	138,51	58,65	58,61		
Зона действия источника тепловой мощности, га	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	1208,9	1208,9		
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07		
Смоленская АЭС 2												
Установленная тепловая мощность, в том числе:									200	200	400	400
отборы паровых турбин									200	200	400	400
ПВК									0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность станции									200	200	400	400
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде									29,04	29,04	29,04	29,04
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре									3,36	3,36	3,36	3,36
Потери в тепловых сетях в горячей воде									8,18	8,10	12,24	12,24
Потери в паропроводах									0	0	0	0
Расчетная нагрузка на хозяйнужды*									-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе									103,63	103,63	182,92	182,92
отопление									92,29	92,29	169,11	169,11
вентиляция									4,11	4,11	4,11	4,11
горячее водоснабжение (средняя за сутки)									7,23	7,23	9,69	9,69
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)									95,04	94,97	165,88	165,88
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре									0	0	0	0
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре									0	0	0	0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)									55,79	55,87	172,44	172,44
Доля резерва (по договорной нагрузке), %									27,90	27,94	43,11	43,11
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)									72,56	72,63	201,72	201,72
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %									36,28	36,32	50,43	50,43

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата									55,96	55,96	255,96	255,96
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата									75,08	75,02	133,54	133,54
Зона действия источника тепловой мощности, га									1265,6	1265,6	2474,5	1208,9
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га									0,08	0,08	0,07	0,15

5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Местные виды топлива отсутствуют.

По сценарию № 2 для резервных источников теплоснабжения предлагается использовать мазут (ПРК) и электроэнергию (квартирные блочные электродвигатели).

РАЗДЕЛ 6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Схема теплоснабжения является предпроектным документом, в соответствии с ФЗ-190, объемы реконструкции и перечень реконструируемых участков, а также их характеристики подлежат уточнению в ходе текущей деятельности предприятий. Указанные стоимости мероприятий являются ориентировочными. Финальная стоимость мероприятий будет определена по итогам выполнения проектных работ.

В соответствии со статьей 23.13 «Особенности организации развития систем теплоснабжения поселений, городских округов и разработки и утверждения схем теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения» ФЗ-190 «О теплоснабжении», мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения включаются в схему теплоснабжения отдельно в части мероприятий, необходимых для осуществления подключения (технологического присоединения) теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения, и в части мероприятий, необходимых для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения.

В соответствии с п. 86(1) Требований к схемам теплоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства от 22.02.2012 № 154, в ценовой зоне теплоснабжения объем планируемых инвестиций на реализацию мероприятий в целом и по каждому году реализации указан справочно, в информационных целях. Фактический объем инвестиций может отклоняться от указанного в схеме теплоснабжения.

6.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)

На основании проведенных расчетов балансов тепловой мощности источников тепловой энергии, представленных в 5.9 раздела 5, в течение рассматриваемого периода дефициты тепловой мощности отсутствуют.

В период замещения мощностей САЭС требуется осуществить строительство магистральных тепловых сетей и сооружений от САЭС-2 до САЭС (с устройством ЦТП в точке присоединения) в рамках прочего инвестиционного проекта инвестиционной программы капитальных вложений АО «Концерн Росэнергоатом».

Предполагаемая трассировка магистральной тепловой сети представлена в перспективном слое электронной модели системы теплоснабжения.

6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

В период с 2025 по 2030 гг. к существующим источникам централизованного теплоснабжения запланировано подключение новых потребителей, что потребует строительства новых тепловых сетей.

В электронной модели системы теплоснабжения и разделе 12 главы 3 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения представлена возможная прогнозная трассировка тепловых сетей к перспективным потребителям.

Перечень потребителей, планируемых к подключению к существующим источникам тепловой энергии, представлен ниже.

Таблица 19. Перечень потребителей, планируемых к подключению к существующим источникам тепловой энергии

Наименование потребителя	Планируемый источник теплоснабжения	Год планируемого подключения
9-этажный жилой дом № 48	САЭС	2026
Здание городского суда	САЭС	2026
Здания банка АО «Россельхозбанк»	САЭС	2026
Временный городок строителей	САЭС	2026

6.3. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

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 в актуализированной схеме теплоснабжения не предусмотрены.

6.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных в актуализированной схеме теплоснабжения г. Десногорск не предусмотрена.

6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей, в том числе с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Основной проблемой системы теплоснабжения города Десногорска является неудовлетворительное техническое состояние тепловых сетей в границах жилой застройки и коммунально-складской зоны города, которая входит в зону деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «АТЭС».

Тепловые сети имеют значительный физический износ: порядка 98,8% протяженности тепловых сетей пром. площадки и магистральных тепловых сетей до города от Смоленской АЭС эксплуатируется свыше нормативного ресурса. 91,63% протяженности городских тепловых сетей эксплуатируется свыше нормативного ресурса.

Потери в тепловых сетях города Десногорска в 2025 году составили порядка 21%, при этом наблюдается тенденция к возрастанию потерь тепловой энергии и теплоносителя ввиду высокого износа тепловых сетей и отсутствия достаточных ресурсов для их ремонта и восстановления. Количество порывов на тепловых сетях в 2023 г. достигло 27 шт., что создает угрозу надежному теплоснабжению потребителей.

Ввиду того, что действие Схемы теплоснабжения заканчивается в 2033 г., оптимальным будет рассмотреть предложения по замене тепловых сетей на более длительный период – до 2040 г.

В рамках вступления в ценовую зону теплоснабжения в период с 2026 по 2040 гг. планируется проведение технического перевооружения около 27,8 км изношенных распределительных тепловых сетей (в одноструйном исчислении), что составляет около 51% от всех изношенных теплосетей города Десногорска.

Мероприятия по техническому перевооружению тепловых сетей с применением новых современных материалов в соответствии с современными строительными нормами и правилами позволят сократить объем технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям.

Реализация мероприятий по техническому перевооружению тепловых сетей за счет увеличения инвестиций в ценовой зоне теплоснабжения города Десногорска приведет к росту доли перекладки трубопроводов тепловых сетей с ~0,2% в 2024 г. до более чем 2,4% в среднем в год за период с 2026-2040 гг., соответственно, ежегодный объем перекладки тепловых сетей увеличится с 0,1 до 2,3 км.

Прогнозная динамика ежегодного процента замены ТС (от суммарной протяженности) накопительным итогом представлена на рисунке 9.

Результатом мероприятий по техническому перевооружению тепловых сетей города Десногорска станет значительное улучшение технического состояния системы теплоснабжения: количество порывов на тепловых сетях будет сведено к нулю, потери тепловой энергии сократятся с 21 до 17,86 % к 2040 году.

В таблице 20 представлен сводный перечень мероприятий, направленных на повышение эффективности и снижение уровня износа тепловых сетей города Десногорска за счет дополнительных средств в систему теплоснабжения.



Рисунок 7. Динамика ежегодного процента замены ТС (от суммарной протяженности) накопительным итогом

Таблица 20. Сводный перечень мероприятий, направленных на повышение эффективности и снижение уровня износа тепловых сетей города Десногорска в зоне деятельности ЕТО ООО «АТЭС»

Шифр*	Наименование	Год реализации	Протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах текущих лет, млн руб., без НДС
001.02.03.001	Тех. перевооружение участка ТК-1 - ТК-4 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2026	630	426	46,45
001.02.03.002	Тех. перевооружение участка ТК-4 - ТК-6 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2026	860	426	54,1
001.02.03.003	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-4 – 1ТК-7 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2026	550	325	28,74
001.02.03.004	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6б-ТК-6а по адресу: г. Десногорск 4 мкр. (материалы и оборудование)	2026		630	20,88
001.02.03.005	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6а-ТК-9 по адресу: г. Десногорск 4 мкр. (материалы и оборудование)	2026		530	20,88
001.02.03.006	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6 – ТК-6а по адресу: г. Десногорск 3 мкр. (материалы и оборудование)	2026		530	20,88
001.02.03.007	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2026 год	2026			9,9
001.02.03.008	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2027 год	2026			14
001.02.03.009	Тех. перевооружение участка тепловой сети УТ-7 –ТК-6б по адресу: г. Десногорск 5-2 мкр.	2027	1540	630	98,09
001.02.03.0010	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-8 – 2ТК-1 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2027	210	325	13,72
001.02.03.011	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-8 – 2ТК-6 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2027	340	426	20,98
001.02.03.012	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-6 – 2ТК-12, включая 2ТК-11 — СШ №2 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2027	765	325	48,82
001.02.03.013	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-8 – 2ТК-8 по адресу: г. Десногорск 4-2 мкр.	2027	100	530	6,46
001.02.03.014	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-1 - 2ТК-9 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2027	298	219	18,33
001.02.03.015	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-6 д.№14 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2027	502	159	34,48
001.02.03.016	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-7 –д.№15 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2027	154,4	89	16,93
001.02.03.017	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-6 –д.№6 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2027	230	159-108	25,09

Шифр*	Наименование	Год реализации	Протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах текущих лет, млн руб., без НДС
001.02.03.018	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-1 – д.№9а, включая участки 2ТК-1-д.№5, 2УТ-1-д.№9, 2УТ-2 -д/с Аленка, 2УТ-3-хоз. Блок д/с Аленка по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2027	938	159-89	88,02
001.02.03.019	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6 – ТК-6а по адресу: г. Десногорск 3 мкр. (СМР)	2027	860	530	35,18
001.02.03.020	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6б-ТК-6а по адресу: г. Десногорск 4 мкр. (СМР)	2027	1174	630	80,24
001.02.03.021	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6а-ТК-9 по адресу: г. Десногорск 4 мкр. (СМР)	2027	690	530	59,13
001.02.03.022	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2028 год	2027			25
001.02.03.023	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-2 -3ТК-2 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2028	549	325	36
001.02.03.024	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-2 -3ТК-5 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2028	634	325	39,05
001.02.03.025	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-5 - 3ТК-8 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2028	398	325	26,05
001.02.03.026	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК- 8 – 3ТК-10 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2028	250	273	18,97
001.02.03.027	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-15-3ТК-6 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2028	187	219	12,92
001.02.03.028	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-17 - 3ТК-20 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2028	979	219	64,51
001.02.03.029	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6 -1ТК-4 по адресу: г. Десногорск 3-1 мкр.	2028	636	426	40,4
001.02.03.030	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-12 - 2ТК-19 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2028	278	159	17,54
001.02.03.031	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-12 - 2ТК-20 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2028	168	325	20,53
001.02.03.032	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-20 -6ТК-20 по адресу: г. Десногорск 2 -6 мкр.	2028	98	273	7,52
001.02.03.033	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-12 -2ТК-13 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2028	238	219	14,62
001.02.03.034	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-13 - 2ТК-17 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2028	378	219	21,16
001.02.03.035	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-17 – 2ТК-17а по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2028	320	108	29,78

Шифр*	Наименование	Год реализации	Протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах текущих лет, млн руб., без НДС
001.02.03.036	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2029 год	2028			15
001.02.03.037	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-4 – д.№5 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2029	600	159-273	44,85
001.02.03.038	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-4 — дом №7 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2029	422	273-219	32,47
001.02.03.039	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2030 год	2029			8
001.02.03.040	Тех. перевооружение участка тепловой сети дом.№7 – 1ТК-14 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2030	771	159-219	59,33
001.02.03.041	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2031 год	2030			7
001.02.03.042	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-9-ТК-12 по адресу: г. Десногорск 4 мкр.	2031	504	400	31,1
001.02.03.043	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2032 год	2031			8
001.02.03.044	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-12-ТК-14 по адресу: г. Десногорск 4 мкр.	2032	624	400	38,5
001.02.03.045	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-7-1ТК-9 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2032	432	325	44,62
001.02.03.046	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2033 год	2032			8
001.02.03.047	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-9 – 1ТК-11 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2033	456	159-108	33,41
001.02.03.048	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-9 – д.№16 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2033	544	273-219	38,98
001.02.03.049	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-10-д.11а по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2033	246	114	18,9
001.02.03.050	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2034 год	2033			10
001.02.03.051	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-11 – д/с Мишутка по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2034	240	108-57	14,4
001.02.03.052	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-7 – д/с Чебурашка по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2034	222	108	13,2
001.02.03.053	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-9-СШ №1 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2034	172	159	10,9
001.02.03.054	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-10-д.15 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.	2034	482	108	28,7

Шифр*	Наименование	Год реализации	Протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах текущих лет, млн руб., без НДС
001.02.03.055	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2035 год	2034			12
001.02.03.056	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-17а – ДЮСШ по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2035	52	108	4,8
001.02.03.057	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-16 – д/с Теремок по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2035	300	89	32,8
001.02.03.058	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-17а – 6ТК-17 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2035	300	219	23,1
001.02.03.059	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2036 год	2035			20
001.02.03.060	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-20 –д.19 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2036	146	159	11,9
001.02.03.061	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-20 –д.№16 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2036	134	108	13,35
001.02.03.062	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-19 –хоз. Блок д/с Лесная сказка по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2036	104	57	7,6
001.02.03.063	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-12-д.18 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2036	80	89	8,8
001.02.03.064	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-18-д/с Лесная сказка по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2036	64	108	6,4
001.02.03.065	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-18-библиотека по адресу: г. Десногорск 2 мкр.	2036	80	108	8
001.02.03.066	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2037 год	2036			15
001.02.03.067	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-18 –д.2-КБО по адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2037	218	108-133	22,1
001.02.03.068	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-5 – 3ТК-20 (с подключ. Общ. №4,10,14 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2037	834	219-89	64,2
001.02.03.069	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-17 – д.9 адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2037	78	108	7,8
001.02.03.070	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-2а – бойлерная д.11 адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2037	418	159	34,1
001.02.03.071	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2038 год	2037			12
001.02.03.072	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-19 –д/с Дюймовочка по адресу: г. Десногорск 3 мкр.	2038	396	159	32,3
001.02.03.073	Тех. перевооружение участка тепловой сети 8УТ-40 — 8УТ-41 по адресу: г. Десногорск 8 мкр.	2038	80	89	8,8

Шифр*	Наименование	Год реализации	Протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах текущих лет, млн руб., без НДС
001.02.03.074	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2039 год	2038			10
001.02.03.075	Тех. перевооружение участка тепловой сети 8ТК-17 — 7УТ-6 по адресу: г. Десногорск 8 мкр.	2039	1880	219	144,7
001.02.03.076	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2040 год	2039			8
001.02.03.077	Тех. перевооружение участка тепловой сети 9УТ-12 — ФСИН по адресу: г. Десногорск 8 мкр.	2040	2050	219	157,8
Итого		2026-2040	27883,4	57-630	2266,26

* Сведения о расшифровке шифра указаны в Разделе 9

Общий объем инвестиций ООО «АТЭС» в систему теплоснабжения города Десногорска за период с 2026 по 2036 гг. составит 1764,46 млн руб. (без учета НДС), за период с 2037 по 2040 гг. – 501,8 млн руб. (без учета НДС).

РАЗДЕЛ 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ТАКИХ СИСТЕМ НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

7.1. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

В соответствии Федеральным законом № 190-ФЗ «О теплоснабжении», законодательством Российской Федерации урегулированы положения, обеспечивающие надлежащий температурный режим подаваемой горячей воды и, как следствие, отсутствие условий для содержания бактерий в открытых системах горячего водоснабжения. Из указанного следует, что в случае, если открытые системы обеспечивают выполнение нормативных требований к горячей воде, то реализация мероприятий по «закрытию» открытой системы горячего водоснабжения по такой причине необязательна.

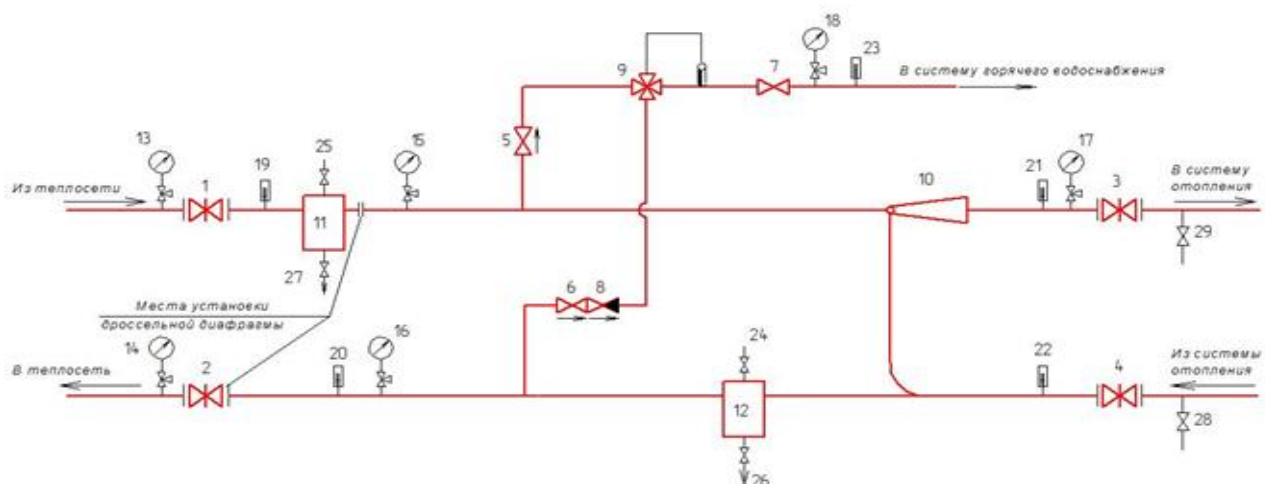
Законопроектом предусматривается признание утратившей силу нормы, устанавливающей запрет на осуществления горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) с 1 января 2022 г., но одновременно сохраняется действие нормы части 8 статьи 29 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», исключающей возможность подключения объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, что позволит обеспечить постепенное строительство закрытых систем горячего водоснабжения.

При переводе потребителей горячего водоснабжения на закрытую схему возможны следующие варианты:

- организация индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) у абонентов (установка теплообменного оборудования на контур ГВС);
- строительство центральных тепловых пунктов в кварталах застройки (ЦТП);
- организация четырехтрубной системы централизованного теплоснабжения от источников.

Типовая схема присоединения потребителей г. Десногорска к системе теплоснабжения – зависимая элеваторная, представлена на рисунке ниже.

**Принципиальная схема теплового узла с элеватором
при непосредственном водоразборе на горячее водоснабжение**



Экспликация оборудования:

- | | |
|--|---|
| 1 — задвижка на входе в т/узел на подающем трубопроводе теплосети; | 11, 12 — грязевики; |
| 2 — задвижка на выходе из т/узла на обратном трубопроводе теплосети; | 13, 14, 15, 16, 17, 18 — манометры с трехходовыми кранами; |
| 3 — задвижка на входе в систему отопления; | 19, 20, 21, 22, 23 — термометры; |
| 4 — задвижка на выходе из системы отопления; | 24, 25 — вентили для выпуска воздуха; |
| 5 — вентиль на систему ГВС на подающем трубопроводе; | 26, 27 — вентили спускные; |
| 6 — вентиль на систему ГВС на обратном трубопроводе; | 28, 29 — краны Ду25 для промывки (подача сжатого воздуха или сброс воды). |
| 7 — вентиль на систему ГВС на трубопроводе смешанной воды; | |
| 8 — обратный клапан; | |
| 9 — регулятор температуры прямого действия; | |
| 10 — элеватор; | |

Рисунок 8. Зависимое элеваторное подключение

Главной особенностью такой схемы является то, что она предусматривает поступление воды в системы отопления и водоснабжения непосредственно из теплотрассы.

«+»:

- оборудование абонентского ввода простое и стоит недорого;
- системы отопления могут выдерживать большие температурные перепады;
- схема сокращает расход теплоносителя;
- невысокие эксплуатационные расходы.

«-»:

- неэкономичность;
- регулировка температурного режима значительно затруднена во время перепадов погоды;
- перерасход энергоресурсов.

Информация о возможных сценариях перевода систем теплоснабжения из открытых в закрытые представлена в Главе 9 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Стоимость мероприятия по переводу открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения путем установки ИТП включающего в себя теплообменное оборудование для приготовления ГВС во всем г. Десногорске составляет 726,1 млн.руб.

Ниже, в таблице 21 представлен расчет инвестиционной привлекательности проекта перевода на закрытую схему ГВС.

Таблица 21. Сравнение вариантов

	Показатели	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Параметры по открытой системе											
	Ежегодный объем потребления тепловой энергии на ГВС в открытой/закрытой системе Гкал	78 213,6										
	Ежегодный объем потребления воды на ГВС в открытой системе тыс. м3	1 390,3										
	Расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии, тыс. кВт*ч	145,3										
	Расход электроэнергии на циркуляционных насосах горячего водоснабжения установленных на ИТП (ЦТП) , тыс. кВт*ч	0,0										
2	Параметры по закрытой системе											
	Ежегодный объем потребления тепловой энергии на ГВС в открытой/закрытой системе Гкал	78 213,6										
	Ежегодный объем потребления воды на ГВС в закрытой системе тыс. М3	1 909,7										
	Расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии, тыс. кВт*ч	199,6										
	Расход электроэнергии на циркуляционных насосах горячего водоснабжения установленных на ИТП (ЦТП) , тыс. кВт*ч	39,2										
3	Тарифы											
	Тариф на электрическую энергию руб/кВт*ч	8,8	9,2	9,6	9,9	10,3	10,8	11,2	11,6	12,1	12,6	13,1
	Тариф на воду, руб/куб.м	63,6	66,1	68,8	71,5	74,4	77,4	80,5	83,7	87,0	90,5	94,1
	Тариф на тепловую энергию, руб/Гкал	317,8	330,5	343,7	357,5	371,8	386,6	402,1	418,2	434,9	452,3	470,4
4	Инвестиции											
	Перевод на закрытую схему, млн. руб.	242,0	242,0	242,0								
	То же с учетом инфляции	242,0	254,1	266,8								
	Амортизация	24,2	49,6	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3
	Остаточная стоимость	217,8	422,3	612,9	536,6	460,3	384,0	307,7	231,4	155,1	78,8	2,5
5	Изменение эксплуатационных расходов при переходе на закрытую схему											
	Эксплуатационные расходы на ИТП (тыс. руб), в т.ч.:	1 026,2	1 539,2	2 462,8	2 561,3	2 663,7	2 770,3	2 881,1	2 996,4	3 116,2	3 240,9	3 370,5
	ФОТ с ЕСН, тыс. руб.	408,9	613,3	981,3	1 020,6	1 061,4	1 103,8	1 148,0	1 193,9	1 241,7	1 291,3	1 343,0

Показатели	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Расходы на ремонт	582,6	874,0	1 398,3	1 454,3	1 512,4	1 572,9	1 635,9	1 701,3	1 769,3	1 840,1	1 913,7
Прочие	34,6	52,0	83,1	86,5	89,9	93,5	97,3	101,1	105,2	109,4	113,8
Снижение эксплуатационных расходов на ХИМЦЕХ на источнике	897,9	1 885,6	3 017,0	3 137,7	3 263,2	3 393,7	3 529,5	3 670,7	3 817,5	3 970,2	4 129,0
ФОТ с ЕСН, тыс. руб.	160,4	336,8	538,8	560,4	582,8	606,1	630,3	655,5	681,8	709,0	737,4
Расходы на ремонт	346,0	726,5	1 162,4	1 208,9	1 257,3	1 307,6	1 359,9	1 414,3	1 470,8	1 529,7	1 590,9
Прочие	391,6	822,4	1 315,8	1 368,4	1 423,1	1 480,1	1 539,3	1 600,8	1 664,9	1 731,5	1 800,7
6 Изменение операционных затрат при переходе к закрытой системе теплоснабжения в целом по системе (знак "+" - увеличение, знак "-" - снижение затрат)											
Увеличение потребления холодной воды на ИТП для нужд ГВС, тыс. руб.	40 478,9	84 196,0	131 345,8	136 599,6	142 063,6	147 746,1	153 656,0	159 802,2	166 194,3	172 842,1	179 755,8
Сокращение объемов подготовки исходной воды на источнике теплоснабжения для нужд ГВС, тыс. руб.	-29 469,7	-61 297,0	-91 945,5	-95 623,3	-99 448,3	-103 426,2	-107 563,3	-111 865,8	-116 340,4	-120 994,0	-125 833,8
Изменение расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя, тыс. руб.	479,9	499,1	519,0	539,8	561,4	583,9	607,2	631,5	656,8	683,0	710,3
Изменение расхода электроэнергии на циркуляционных насосах ГВС, установленных на ИТП/ЦТП, тыс. руб.	120,10	249,8	374,7	389,7	405,3	421,5	438,4	455,9	474,1	493,1	512,8
Увеличение эксплуатационных расходов на обслуживание ИТП, тыс. руб.	1026,16	1539,24	2462,78	2561,30	2663,75	2770,30	2881,11	2996,35	3116,21	3240,86	3370,49
Сокращение эксплуатационных расходов на химцех на источнике, тыс. руб.	-897,9	-1 885,6	-3 017,0	-3 137,7	-3 263,2	-3 393,7	-3 529,5	-3 670,7	-3 817,5	-3 970,2	-4 129,0
Финансовые издержки (налог на имущество)	4 792,1	9 291,3	13 483,1	11 804,5	10 126,0	8 447,4	6 768,8	5 090,3	3 411,7	1 733,1	54,6
ИТОГО (знак "+" - увеличение, знак "-" - снижение операционных затрат)	16 529,5	32 592,8	53 222,9	53 133,9	53 108,5	53 149,2	53 258,8	53 439,8	53 695,2	54 028,0	54 441,2
7 Денежные потоки при выполнении проекта перевода на закрытую схему ГВС											
Инвестиции, тыс. руб.	-242 025,0	-242 025,0	-242 025,0								
Годовой экономический эффект в целом по системе, тыс. руб.	-16 529,5	-32 592,8	-53 222,9	-53 133,9	-53 108,5	-53 149,2	-53 258,8	-53 439,8	-53 695,2	-54 028,0	-54 441,2
Денежный поток, тыс. руб.	-258 554,4	-274 617,8	-295 247,8	-53 133,9	-53 108,5	-53 149,2	-53 258,8	-53 439,8	-53 695,2	-54 028,0	-54 441,2
То же нарастающим итогом, тыс. руб.	-258 554,4	-533 172,2	-828 420,1	-881 553,9	-934 662,5	-987 811,7	-1 041 070,5	-1 094 510,2	-1 148 205,5	-1 202 233,4	-1 256 674,6

Учитывая высокую стоимость мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения, отсутствие инвестиционной привлекательности, необходимость согласования возможности реализации мероприятий с собственниками жилья, и потребность синхронизации со схемой водоснабжения, на сегодняшний день перевод на «закрытую» систему ГВС в городе экономически нецелесообразен.

7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

Необходимость перевода потребителей, присоединенных по открытой схеме ГВС, на закрытую до 1 января 2022 г. была обусловлена требованиями главы 7 ст. 29 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27.10.2010 г. № 190-ФЗ, введенными на основании федерального закона от 07.12.2011 г. № 417-ФЗ (в соответствии с частями 8 и 9 Федерального закона от 07.12.2011 г. № 417-ФЗ):

– С 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;

– 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.

Федеральный закон от 30 декабря 2021 г. № 438-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» отменяет обязательное переоборудование с 1 января 2022 года открытых систем горячего водоснабжения (ГВС) в закрытые.

При этом норма о запрете подключения новых объектов капитального строительства к открытым системам теплоснабжения сохраняется.

Решение о переходе на закрытые системы теплоснабжения должно приниматься по результатам оценки экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.

В соответствии с Постановлением Правительства от 31.05.2022 г. № 997 «О внесении изменений в Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154» установлено, что определение экономической эффективности перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения должно выполняться при разработке проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения).

Перевод должен оцениваться как экономически эффективный в случае, если чистая приведенная стоимость проекта по переводу открытых систем теплоснабжения отдельных участков таких систем на закрытые на прогнозный период, равный 10 годам, с учетом инвестиционной стадии проекта имеет положительное значение.

На территории г. Десногорска, основной источник централизованного теплоснабжения Смоленская АЭС, осуществляет отпуск тепловой энергии на нужды ГВС по открытой схеме.

В г. Десногорске – фактов присутствия в системе ГВС высококонтагиозных инфекционных возбудителей вирусного и бактериального происхождения (например, *Legionella Pneumophila*) по причине температур ГВС у потребителей зафиксировано не было.

Учитывая наличие резерва пропускной способности тепловых сетей в части обратных трубопроводов, нагрузка на которые возрастет при «закрытии» ГВС, отсутствие свободных участков в городской застройке для размещения квартальных ЦТП и строительства квартальных сетей в 4-х трубном исполнении, а также наличие свободных мест в подвальных помещениях МКД для размещения ИТП приготовления ГВС, основным вариантом перехода на закрытую систему горячего водоснабжения г. Десногорска предлагается рассмотреть путем модернизации ИТП. В связи с этим, реконструкция тепловых сетей не требуется.

Расчет стоимости реализации мероприятий по переводу открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения путем установки ИТП выполнен на основании НЦС 81-02-19-2025 «Здания и сооружения городской инфраструктуры».

Показатели НЦС разработаны на основе ресурсно-технологических моделей, в основу которых положены схемы прокладки тепловых сетей, разработанные в соответствии

с действующими на момент разработки НЦС строительными и противопожарными нормами, санитарно-эпидемиологическими правилами и иными обязательными требованиями, установленными законодательством Российской Федерации. В показателях НЦС учтена номенклатура затрат, которые предусматриваются действующими нормативными документами в сфере ценообразования для выполнения основных, вспомогательных и сопутствующих этапов работ для прокладки наружных тепловых сетей при строительстве в нормальных (стандартных) условиях, не осложненных внешними факторами. Показатели НЦС учитывают стоимость строительных материалов, затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин (механизмов), накладные расходы и сметную прибыль, а также затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений, дополнительные затраты на производство работ в зимнее время, затраты на проектно-изыскательские работы и экспертизу проекта, строительный контроль, резерв средств на непредвиденные работы и затраты. Показатели НЦС рассчитаны в уровне цен по состоянию на 01.01.2025 г. для базового района (Московская область). Для приведения уровня цен к ценам Смоленской области использован территориальный коэффициент – 0,82 соответственно.

Стоимость мероприятия по переводу открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения путем установки ИТП включающего в себя теплообменное оборудование для приготовления ГВС во всем г. Десногорске составляет 726,1 млн.руб.

Учитывая высокую стоимость мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения, необходимость согласования возможности реализации мероприятий с собственниками жилья, и потребность синхронизации со схемой водоснабжения, на сегодняшний день перевод на «закрытую» систему ГВС в городе экономически нецелесообразен.

РАЗДЕЛ 8 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе территории поселения, городского округа, города федерального значения

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного топлива для зимнего и летнего периодов для Смоленской АЭС представлены в таблицах 19-20.

Предполагаемый год и месяц вывода энергоблоков САЭС с учетом продления ресурса: 1 блок 25.12.2032 г.. После 2033 г. в таблице указаны показатели для САЭС 2 при реализации сценария № 1.

Ввиду особенности использования вида топлива на АЭС в таблицах ниже частично информация не представлена. Расход топлива ПРК не учитывается ввиду её особенного режима работы.

Таблица 22. Топливо-энергетический баланс Смоленской АЭС в зоне деятельности ЕТО № 1

Показатель	Един. изм	2020	2021	2022	2023	2024	2025 базовый год	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Смоленская АЭС в зоне ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»																		
Выработка т/э в паре	тыс. Гкал	599,311	720,558	807,542	746,496	841,075	768,74	736,02	736,02	736,02	736,02	736,02	736,02	736,02	736,02	736,02	736,02	736,02
Выработка т/э в гор воде	тыс. Гкал																	
с/н в паре	тыс. Гкал	187,59	220,849	244,918	260,114	283,834	261,047	261,94	261,94	261,94	261,94	261,94	261,94	261,94	261,94	261,94	261,94	261,94
с/н в гор воде	тыс. Гкал																	
отпуск в гор воде с коллекторов	тыс. Гкал	415,014	499,709	562,624	486,383	557,241	502,827	474,08	474,08	474,08	474,08	474,08	474,08	474,08	474,08	474,08	474,08	474,08
Выработка электрической энергии всего, в том числе	млн. Квт*ч	22088,3	22944,7	21323,9	21718,8	22369,1	21647,9	21553,1	20008	20153	19721	19245	19245	19245	19245	19245	19245	19245
на тепловом потреблении	млн. Квт*ч																	
в конденсационном режиме	млн. Квт*ч	22088,3	22944,7	21323,9	21718,8	22369,1	21647,9	21553,1	20008	20153	19721	19245	19245	19245	19245	19245	19245	19245
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс. т у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
на выработку электрической энергии	тыс. т у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
УРУТ на выработку электрической энергии	г/кВт-ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Таблица 23. Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии на Смоленской АЭС в зоне деятельности ЕТО № 1

Показатель	Един. изм	2024 базовый год	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Смоленская АЭС в зоне ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»														
Максимальный часовой расход урана U235 при расчетной температуре наружного воздуха	тыс. м³/ч (т)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимальный часовой расход U235 в летний период	тыс. м³/ч (т)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 24. Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой и электрической энергии, т

№ ЕТО	Вид топлива	Расход натурального топлива											
		2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.
1	U235	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	Мазут*												
Всего г. Десногорск	U235	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	Мазут*	-	-	-	-	-	-	-	-	-			

** Ввиду неравномерности использования мазута, прогноз не приводится (потребление в 2023 г. – 12,45 т., потребление в 2024 г.-349,2 т. потребление в 2025 г.-44,34 т)*

Таблица 25. Прогнозные значения расходов условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии, т у.т.

№ ЕТО	Вид топлива	Расход условного топлива, т у.т.											
		2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.
1	U235	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Всего г. Десногорск	U235	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-			

8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии

В качестве топлива в реакторах РБМК Смоленской АЭС используется двуокись урана U235.

8.3. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь – вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

В качестве топлива в реакторах РБМК Смоленской АЭС используется двуокись урана U235.

8.4. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

Преобладающим в г. Десногорске видом топлива, определяемым по совокупности всех систем теплоснабжения, является двуокись урана U235. Характеристики не приводятся ввиду особенности топлива.

8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа

Приоритетное направление развития топливного баланса г. Десногорска основывается на дальнейшем использовании существующего вида топлива для теплоснабжения потребителей при строительстве САЭС-2. Резервным источником тепловой энергии для обеспечения безопасной и бесперебойной работы Смоленской АЭС является одна пускорезервная котельная (ПРК) использующая в качестве топлива мазут.

РАЗДЕЛ 9 ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе

В соответствии с приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»:

Структура необходимых инвестиций должна состоять из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, в следующем порядке:

- номер мероприятий (проектов) «XXX.XX.XX.XXX», в котором:
- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО;
 - «001» – ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО.

Под номером группы проектов (.XX. – вторые две значащие цифры) в составе ЕТО должны учитываться следующие показатели:

- «.01» – группа проектов на источниках тепловой энергии;
- «.02» – группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них.

Под номером подгруппы проектов (.XX. – третьи значащие цифры) в составе ЕТО для группы проектов «.01» (источники тепловой энергии) должны указываться следующие показатели:

- «.01» – подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- «.02» – подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- «.03» – подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- «.04» – подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки.

Перечень мероприятий, запланированных для строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии объектов г. Десногорска, приведены в таблице 23.

Объемы инвестиций в прогнозируемых ценах без НДС, запланированных для строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии объектов ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть», приведены в таблице 2.

В соответствии с п. 86 (1) Требований к схемам теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства от 22.02.2012 № 154, в ценовой зоне теплоснабжения объем планируемых инвестиций на реализацию мероприятий в целом и по каждому году реализации указан справочно, в информационных целях. Фактический объем инвестиций может отклоняться от указанного в таблицах.

Мероприятия по модернизации действующих и строительству новых энергоблоков Смоленской АЭС и ПРК реализуются АО «Концерн Росэнергоатом» в соответствии с государственной программой Российской Федерации «Развитие атомного энергопромышленного комплекса», утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 2 июня 2014 г. № 506-12 (в ред. от 21.06.2023). Данные мероприятия направлены на сохранение мощности АЭС, повышение уровня ее безопасности и улучшения рабочих характеристик энергоблоков. Инвестиции на модернизацию и строительство Смоленской АЭС осуществляются АО «Концерн Росэнергоатом» в рамках функционирования на рынке электроэнергии (мощности).

В случае необходимости реализации сценария № 2 строительство блочных электродвигательных также предлагается включить в государственную программу Российской Федерации «Развитие атомного энергопромышленного комплекса».

Соответственно указанные мероприятия не включаются в перечень мероприятий по повышению эффективности систем теплоснабжения города Десногорска в ценовой зоне теплоснабжения.

Прогнозная стоимость строительства САЭС-2 составит более 700 млрд.рублей.

Таблица 26. Перечень мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии объектов в г. Десногорск

Стоимость проектов		Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	А+6	А+7	А+8	А+9	А+10	А+11
Группа проектов	001.01.00.000	"Источники теплоснабжения"												
Всего стоимость проектов		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Всего стоимость проектов накопленным итогом		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Источники инвестиций, в том числе:		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Амортизация		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
тарифный источники, привлеченные средства, собственные средства		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Подгруппа проектов	001.01.01.000	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки												
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Подгруппа проектов	001.01.01.001	Строительство замещающей Смоленской АЭС-2 с энергоблоками № 1, № 2 установленной мощностью 2400 МВт												
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Подгруппа проектов	001.01.01.002	Строительство 4-х квартальных блочно-модульных электро-котельных единичной мощностью до 30 МВт и 1-ой котельной мощностью 15 МВт.												
Всего стоимость группы проектов														
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом														
Подгруппа проектов	001.01.02.000	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки												
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Подгруппа проектов	001.01.03.000	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки												
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Подгруппа проектов	001.01.04.000	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки												
Всего стоимость группы проектов		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Подгруппа проектов	001.01.04.001	Модернизация котла ПТВМ-30 (замена котел КВ-ГМ-58,2-150) с целью увеличения тепловой мощности ПРК до 100 Гкал/ч												

* Прогнозная стоимость строительства САЭС-2 составит более 700 млрд.рублей.

9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе

В соответствии с приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»:

Структура необходимых инвестиций должна состоять из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, в следующем порядке:

- номер мероприятий (проектов) «XXX.XX.XX.XXX», в котором:
- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО;
 - «001» – ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»;
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны учитываться следующие показатели:

- «.01» – группа проектов на источниках тепловой энергии;
- «.02» – группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них.

Под номером подгруппы проектов (.XX.) в составе ЕТО для группы проектов «.02» (тепловые сети и сооружения на них) должны указываться следующие показатели:

- «.01» – подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки;
- «.02» – подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;
- «.03» – подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- «.04» – подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- «.05» – подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов;
- «.06» – подгруппа проектов строительства новых насосных станций;
- «.07» – подгруппа проектов реконструкции насосных станций;
- «.08» – подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.

Объемы инвестиций в прогнозируемых ценах без НДС, запланированных для строительства, реконструкции или технического перевооружения тепловых сетей и сооружений на них для ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть», приведены в таблице 27.

Таблица 27. Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть», млн. руб. без НДС

Стоимость проектов		Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11
Проекты ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»														
Группа проектов	001.02.00.000	Тепловые сети и сооружения на них												
Всего стоимость проектов		млн. руб.	0,00	215,83	570,47	364,05	85,32	66,33	39,10	91,12	101,29	79,20	80,70	71,05
Всего стоимость проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	215,83	786,30	1150,35	1235,67	1302,00	1341,10	1432,22	1533,51	1612,71	1693,41	1764,46
Подгруппа проектов	001.02.01.000	Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001.02.02.000	Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001.02.03.000	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	216	570	364	85	66	39	91	101	79	81	71
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	216	786	1150	1236	1302	1341	1432	1534	1613	1693	1764
Подгруппа проектов	001.02.03.001	Тех. перевооружение участка ТК-1 - ТК-4 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	46,45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	46,45	46,45	46,45	46,45	46,45	46,45	46,45	46,45	46,45	46,45	46,45
Подгруппа проектов	001.02.03.002	Тех. перевооружение участка ТК-4 - ТК-6 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	54,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	54,10	54,10	54,10	54,10	54,10	54,10	54,10	54,10	54,10	54,10	54,10
Подгруппа проектов	001.02.03.003	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-4 – 1ТК-7 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	28,74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	28,74	28,74	28,74	28,74	28,74	28,74	28,74	28,74	28,74	28,74	28,74

Стоимость проектов		Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11
Подгруппа проектов	001.02.03.004	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-66-ТК-6а по адресу: г. Десногорск 4 мкр. (материалы и оборудование)												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	20,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88
Подгруппа проектов	001.02.03.005	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6а-ТК-9 по адресу: г. Десногорск 4 мкр. (материалы и оборудование)												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	20,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88
Подгруппа проектов	001.02.03.006	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6 – ТК-6а по адресу: г. Десногорск 3 мкр. (материалы и оборудование)												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0,00	20,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88
Подгруппа проектов	001.02.03.007	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2026 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	9,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90
Подгруппа проектов	001.02.03.008	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2027 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Подгруппа проектов	001.02.03.009	Тех. перевооружение участка тепловой сети УТ-7 –ТК-6б по адресу: г. Десногорск 5-2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	98,09	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	98,09	98,09	98,09	98,09	98,09	98,09	98,09	98,09	98,09	98,09
Подгруппа проектов	001.02.03.010	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-8 – 2ТК-1 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	13,72	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72
Подгруппа проектов	001.02.03.011	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-8 – 2ТК-6 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	20,98	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Стоимость проектов		Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	20,98	20,98	20,98	20,98	20,98	20,98	20,98	20,98	20,98	20,98
Подгруппа проектов	001.02.03.012	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-6 – 2ТК-12, включая 2ТК-11 — СШ №2 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	48,82	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	48,82	48,82	48,82	48,82	48,82	48,82	48,82	48,82	48,82	48,82
Подгруппа проектов	001.02.03.013	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-8 – 2ТК-8 по адресу: г. Десногорск 4-2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	6,46	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46
Подгруппа проектов	001.02.03.014	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-1 - 2ТК-9 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	18,33	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33
Подгруппа проектов	001.02.03.015	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-6 д.№14 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	34,48	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	34,48	34,48	34,48	34,48	34,48	34,48	34,48	34,48	34,48	34,48
Подгруппа проектов	001.02.03.016	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-7 –д.№15 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	16,93	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93
Подгруппа проектов	001.02.03.017	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-6 –д.№6 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	25,09	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	25,09	25,09	25,09	25,09	25,09	25,09	25,09	25,09	25,09	25,09
Подгруппа проектов	001.02.03.018	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-1 – д.№9а, включая участки 2ТК-1-д.№5, 2УТ-1-д.№9, 2УТ-2 -д/с Аленка, 2УТ-3-хоз. Блок д/с Аленка по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	88,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	88,02	88,02	88,02	88,02	88,02	88,02	88,02	88,02	88,02	88,02
Подгруппа проектов	001.02.03.019	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6 – ТК-6а по адресу: г. Десногорск 3 мкр. (СМР)												

Стоимость проектов		Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	35,18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	35,18	35,18	35,18	35,18	35,18	35,18	35,18	35,18	35,18	35,18
Подгруппа проектов	001.02.03.020	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-66-ТК-6а по адресу: г. Десногорск 4 мкр. (СМР)												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	80,24	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	80,24	80,24	80,24	80,24	80,24	80,24	80,24	80,24	80,24	80,24
Подгруппа проектов	001.02.03.021	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6а-ТК-9 по адресу: г. Десногорск 4 мкр. (СМР)												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	59,13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	59,13	59,13	59,13	59,13	59,13	59,13	59,13	59,13	59,13	59,13
Подгруппа проектов	001.02.03.022	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2028 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Подгруппа проектов	001.02.03.023	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-2 -3ТК-2 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	36	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00
Подгруппа проектов	001.02.03.024	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-2 -3ТК-5 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	39,05	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	39,05	39,05	39,05	39,05	39,05	39,05	39,05	39,05	39,05
Подгруппа проектов	001.02.03.025	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-5 - 3ТК-8 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	26,05	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	26,05	26,05	26,05	26,05	26,05	26,05	26,05	26,05	26,05
Подгруппа проектов	001.02.03.026	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК- 8 – 3ТК-10 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	18,97	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	18,97	18,97	18,97	18,97	18,97	18,97	18,97	18,97	18,97

Стоимость проектов		Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11
Подгруппа проектов	001.02.03.027	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-15-3ТК-6 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	12,92	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92
Подгруппа проектов	001.02.03.028	Тех. перевооружение участка тепловой сети 3ТК-17 - 3ТК-20 по адресу: г. Десногорск 3 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	64,51	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	64,51	64,51	64,51	64,51	64,51	64,51	64,51	64,51	64,51
Подгруппа проектов	001.02.03.029	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-6 -1ТК-4 по адресу: г. Десногорск 3-1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	40,4	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	40,40	40,40	40,40	40,40	40,40	40,40	40,40	40,40	40,40
Подгруппа проектов	001.02.03.030	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-12 - 2ТК-19 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	17,54	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	17,54	17,54	17,54	17,54	17,54	17,54	17,54	17,54	17,54
Подгруппа проектов	001.02.03.031	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-12 - 2ТК-20 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	20,53	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	20,53	20,53	20,53	20,53	20,53	20,53	20,53	20,53	20,53
Подгруппа проектов	001.02.03.032	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-20 -6ТК-20 по адресу: г. Десногорск 2 -6 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	7,52	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52
Подгруппа проектов	001.02.03.033	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-12 -2ТК-13 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	14,62	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62
Подгруппа проектов	001.02.03.034	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-13 - 2ТК-17 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	21,16	0	0	0	0	0	0	0	0

Стоимость проектов		Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16	21,16
Подгруппа проектов	001.02.03.035	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-17 – 2ТК-17а по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	29,78	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	29,78	29,78	29,78	29,78	29,78	29,78	29,78	29,78	29,78
Подгруппа проектов	001.02.03.036	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2029 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Подгруппа проектов	001.02.03.037	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-4 – д.№5 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	44,85	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	44,85	44,85	44,85	44,85	44,85	44,85	44,85	44,85
Подгруппа проектов	001.02.03.038	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-4 — дом №7 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	32,47	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32,47	32
Подгруппа проектов	001.02.03.039	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2030 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Подгруппа проектов	001.02.03.040	Тех. перевооружение участка тепловой сети дом.№7 – 1ТК-14 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	59,33	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	59,33	59,33	59,33	59,33	59,33	59,33	59,33
Подгруппа проектов	001.02.03.041	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2031 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
Подгруппа проектов	001.02.03.042	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-9-ТК-12 по адресу: г. Десногорск 4 мкр.												

Стоимость проектов		Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	31,1	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,10	31,10	31,10	31,10	31,10	31,10
Подгруппа проектов	001.02.03.043	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2032 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Подгруппа проектов	001.02.03.044	Тех. перевооружение участка тепловой сети ТК-12-ТК-14 по адресу: г. Десногорск 4 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	38,5	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	38,50	38,50	38,50	38,50	38,50
Подгруппа проектов	001.02.03.045	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-7-1ТК-9 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	44,62	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	44,62	44,62	44,62	44,62	44,62
Подгруппа проектов	001.02.03.046	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2033 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Подгруппа проектов	001.02.03.047	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-9 – 1ТК-11 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	33,41	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,41	33,41	33,41	33,41
Подгруппа проектов	001.02.03.048	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-9 – д.№16 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	38,98	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	38,98	38,98	38,98	38,98
Подгруппа проектов	001.02.03.049	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-10-д.11а по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	18,9	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,90	18,90	18,90	18,90

Стоимость проектов		Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11
Подгруппа проектов	001.02.03.050	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2034 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Подгруппа проектов	001.02.03.051	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-11 – д/с Мишутка по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,4	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,40	14,40	14,40
Подгруппа проектов	001.02.03.052	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-7 – д/с Чебурашка по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,2	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,20	13,20	13,20
Подгруппа проектов	001.02.03.053	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-9-СШ №1 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,9	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,90	10,90	10,90
Подгруппа проектов	001.02.03.054	Тех. перевооружение участка тепловой сети 1ТК-10-д.15 по адресу: г. Десногорск 1 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28,7	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,70	28,70	28,70
Подгруппа проектов	001.02.03.055	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2035 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,00	12,00	12,00
Подгруппа проектов	001.02.03.056	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-17а – ДЮСШ по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,8	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,80	4,80
Подгруппа проектов	001.02.03.057	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-16 – д/с Теремок по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32,8	0

Стоимость проектов		Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,80	32,80
Подгруппа проектов	001.02.03.058	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-17а – 6ТК-17 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,1	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,10	23,10
Подгруппа проектов	001.02.03.059	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2036 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00	20,00
Подгруппа проектов	001.02.03.060	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-20 –д.19 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,9
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,90
Подгруппа проектов	001.02.03.061	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-20 –д.№16 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,35
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,35
Подгруппа проектов	001.02.03.062	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-19 –хоз. Блок д/с Лесная сказка по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,6
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,60
Подгруппа проектов	001.02.03.063	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-12-д.18 по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,8
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,80
Подгруппа проектов	001.02.03.064	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-18-д/с Лесная сказка по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,4
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,40
Подгруппа проектов	001.02.03.065	Тех. перевооружение участка тепловой сети 2ТК-18-библиотека по адресу: г. Десногорск 2 мкр.												

Стоимость проектов		Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
			A	A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,00
Подгруппа проектов	001.02.03.066	Разработка рабочей документации на техническое перевооружение участков тепловой сети г. Десногорск на 2037 год												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,00
Подгруппа проектов	001.02.04.000	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001.02.05.000	Реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001.02.06.000	Строительство новых насосных станций												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001.02.07.000	Реконструкция насосных станций												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подгруппа проектов	001.02.08.000	Строительство и реконструкция ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.												
Всего стоимость группы проектов		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения

Инвестиции в изменение температурного графика и гидравлических режимов работы существующих систем теплоснабжения в г. Десногорске проектом схемы теплоснабжения не предусматривается. В рамках актуализации необходимо откорректировать существующий температурный график для соответствия расчетной температуре наружного воздуха (температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92) – 23⁰С.

9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе

Возможные варианты по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения и оценка их экономической целесообразности представлены в Главе 9 Обосновывающих материалов к настоящей схеме теплоснабжения.

По результатам выполненной оценки, мероприятия, обеспечивающие переход от открытых систем теплоснабжения, на закрытые системы горячего водоснабжения не имеют экономической целесообразности, таким образом, в настоящем разделе не рассматриваются.

9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям

Муниципальное образование «город Десногорск» отнесен к ценовой зоне теплоснабжения распоряжением Правительства РФ от 24.03.2025 г. № 687-р.

В соответствии с п. 76.1 Требований к схемам теплоснабжения, данный раздел схемы теплоснабжения не разрабатывается.

9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, выполненные мероприятия отсутствуют.

РАЗДЕЛ 10 РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)

10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)

Реестр единых теплоснабжающих организаций, учтенных при текущей актуализации схемы теплоснабжения, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации, представлен в таблице ниже.

Таблица 28. Утвержденные единые теплоснабжающие организации в системах теплоснабжения на территории городского округа, учтенные при текущей актуализации Схемы теплоснабжения

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны деятельности ЕТО	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
1	Смоленская АЭС (промышленная зона)	АО «Концерн Росэнергоатом» ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»	ИСТОЧНИК ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ	1	ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»	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 (п. 11 постановления Правительства РФ № 808 от 08.08.2012 г.)
2	Смоленская АЭС (жилая зона)	АО «Концерн Росэнергоатом» ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»	ИСТОЧНИК ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ			
3	Электростанция санатория-профилактория «Лесная поляна»	АО «Концерн Росэнергоатом» ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»	ИСТОЧНИК ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ			

10.2. Реестр зон деятельности единых теплоснабжающих организаций

На территории г. Десногорска по состоянию на 01.01.2026 г. действуют 1 единая теплоснабжающая организация ООО «АтомТеплоЭлектроСеть», образованная на базе 3 систем теплоснабжения.

В таблице 29 представлены зоны деятельности единой теплоснабжающей организации.

На рисунке 9 представлены зоны действия ЕТО на общей карте.

Таблица 29. Зоны деятельности единой теплоснабжающей организации в г. Десногорске

Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Площадь зоны теплоснабжения, га	№ системы теплоснабжения (код зоны деятельности источника)	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	№ зоны деятельности ЕТО	Район теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения
Смоленская АЭС (промышленная зона)	1265,63	1	180,7	1	промышленная зона САЭС и полуостров	АО «Концерн Росэнергоатом» ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»
Смоленская АЭС (жилая зона)	1219,85	2			территория жилой зоны города Десногорска	АО «Концерн Росэнергоатом» ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»
Электростанция санатория-профилактория «Лесная поляна»	16,07	3	-		Территория санатория-профилактория «Лесная поляна»	АО «Концерн Росэнергоатом» ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»

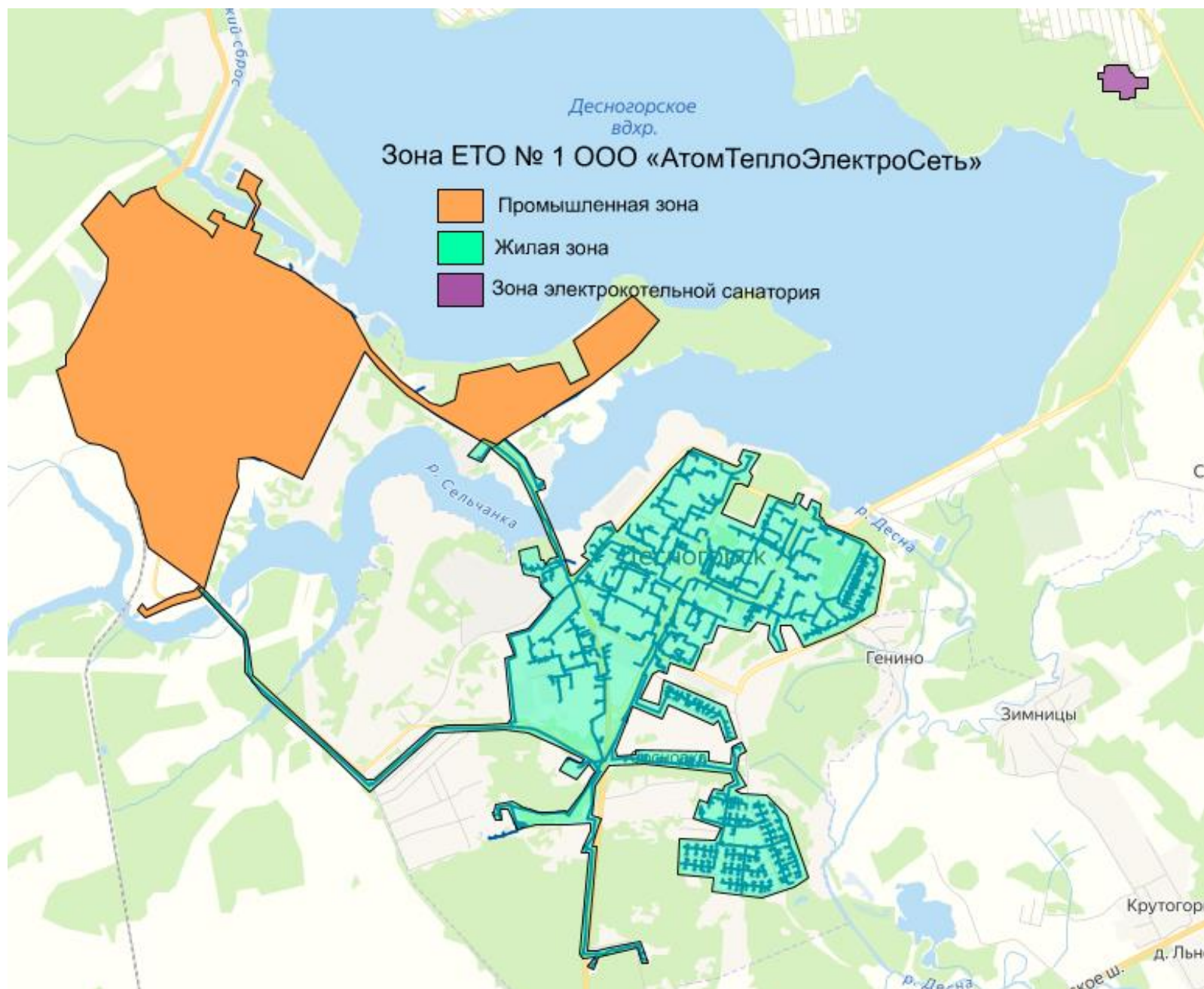


Рисунок 9. Зоны действия ЕТО на общей карте

10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

Критерии определения единой теплоснабжающей организации определены постановлением Правительства Российской Федерации № 808 от 08.08.2012 г. «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением органа местного самоуправления (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения городского округа.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае, если на территории городского округа существует несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может

размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с нижеперечисленными критериями.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных,

которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

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

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Сравнительный анализ критериев определения единых теплоснабжающих организаций в системах теплоснабжения на территории г. Десногорска, с учетом изменений, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения приведен в таблице 30.

Таблица 30. Сравнительный анализ критериев определения единых теплоснабжающих организаций в системах теплоснабжения на территории г. Десногорска, с учетом изменений, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

№ системы теплоснабжения	№ зоны деятельности ЕТО	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации				Размер собственного капитала теплоснабжающей (теплосетевой) организации, тыс. руб.	Емкость тепловых сетей, м³	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
				Источник тепловой энергии		Тепловые сети					
				Вид имущественного права	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Вид имущественного права	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения				
1	1	Смоленская АЭС (промышленная зона)	771	собственность	АО «Концерн Росэнергоатом»	собственность/аренда	ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»	3 917 877,845	16132,71	ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»	Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью в соответствующей зоне деятельности (п. 11 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808)
2		Смоленская АЭС (жилая зона)		собственность	АО «Концерн Росэнергоатом»	собственность/аренда	ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»				
3		Электростанция санатория-профилактория «Лесная поляна»	1	собственность	АО «Концерн Росэнергоатом»	собственность/аренда	ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»		-		

10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

Заявки от теплоснабжающих организаций, поданные в рамках текущей актуализации схемы теплоснабжения, отсутствуют (не подавались).

10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, с указанием объектов, находящихся в обслуживании каждой теплоснабжающей организации, с учетом изменений, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения представлен в таблице 31.

Таблица 31. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа, с учетом изменений, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Источник тепловой энергии		Тепловые сети	
		Вид имущественного права	Обслуживающая организация	Вид имущественного права	Обслуживающая организация
1	Смоленская АЭС (промышленная зона)	собственность	АО «Концерн Росэнергоатом»	собственность/аренда	ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»
2	Смоленская АЭС (жилая зона)	собственность	АО «Концерн Росэнергоатом»	собственность/аренда	ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»
3	Электростанция-санатория-профилактория «Лесная поляна»*	собственность	АО «Концерн Росэнергоатом»	собственность/аренда	ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»

РАЗДЕЛ 11 РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Сведения о перспективных балансах тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки представлены в таблице 18 раздела 5.9.

РАЗДЕЛ 12 РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

Часть 6 Статьи 15 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (изменения и дополнения согласно ФЗ от 2 июля 2021 г. № 348-ФЗ):

В течение тридцати дней с даты принятия органом регистрации прав на учет бесхозного объекта теплоснабжения, но не ранее приведения его в соответствие с требованиями безопасности, подготовки и утверждения документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, и до даты регистрации права собственности на бесхозный объект теплоснабжения орган местного самоуправления городского округа обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с тепловой сетью, являющейся бесхозным объектом теплоснабжения, либо единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят тепловая сеть и (или) источник тепловой энергии, являющиеся бесхозными объектами теплоснабжения, и которая будет осуществлять содержание и обслуживание указанных объектов теплоснабжения (далее - организация по содержанию и обслуживанию), если органом государственного энергетического надзора выдано разрешение на допуск в эксплуатацию указанных объектов теплоснабжения. Бесхозный объект теплоснабжения, в отношении которого принято решение об определении организации по содержанию и обслуживанию, должен быть включен в утвержденную схему теплоснабжения.

Принятие на учет бесхозных тепловых сетей должно осуществляться на основании Федерального закона от 02.07.2021 № 348-ФЗ.

На территории г. Десногорска отсутствуют бесхозные тепловые сети.

РАЗДЕЛ 13 СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии

Ближайший возможный вариант подключения к сети газоснабжения – это межпоселковый полиэтиленовый газопровод высокого давления II категории (0,6 МПа) диаметром 315 мм, проходящий от города Рославль до с. Екимовичи.

Указом Губернатора Смоленской области от 24.12.2021 № 138 утверждена Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, расположенных на территории Смоленской области, на 2021 - 2030 годы.

Согласно указанной Программе на территории г. Десногорска в перспективе планируется строительство газопровода-отвода протяженностью 43,2 км и газораспределительной станции с расчетным показателем загрузки 65,9 тыс. м³/час, но в плане мероприятий согласно приложению № 1 (Указ Губернатора Смоленской области от 06.06.2025 № 64 «О внесении изменения в Региональную программу газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, расположенных на территории Смоленской области, на 2021 - 2030 годы») данные мероприятия отсутствуют.

В последующих актуализациях схемы теплоснабжения необходимо произвести мониторинг изменения Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства Смоленской области.

13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии

Проблемы с организацией газоснабжения источников тепловой энергии отсутствуют.

13.3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

Предложения по корректировке, утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства отсутствуют.

13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденных схемы и программы развития электроэнергетических систем России, а в период до утверждения таких схемы и программы в 2023 году (в отношении технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем в 2024 году) - также утвержденных схемы и программы развития Единой энергетической системы России, схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, на территории которого расположена соответствующая технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система) по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации, выводу из эксплуатации источников тепловой энергии и решений по реконструкции, техническому перевооружению, модернизации, не связанных с увеличением установленной генерирующей мощности, и выводу из эксплуатации генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующее в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения

В связи с предстоящим выводом из эксплуатации отработавших свой ресурс энергоблоков Смоленской АЭС, планируется строительство замещающей Смоленской АЭС-2 с энергоблоками № 1, № 2 установленной мощностью 2400 МВт, основной период строительства запланирован на 2027-2035 гг., в том числе ввод в эксплуатацию энергоблока № 1 – 2033 г., ввод в эксплуатацию энергоблока № 2 – 2035 г.

В настоящее время ведутся работы подготовительного периода сооружения энергоблоков Смоленской АЭС-2. В 2025 г. планируется завершить выпуск проекта, провести его государственную экспертизу и получить лицензию Ростехнадзора на сооружение.

В составе каждого энергоблока САЭС-2 предполагается ТФУ мощностью 200 Гкал/ч.

Решения схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы, утвержденной Приказом Минэнерго России от 29.11.2024 № 2328 от «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы» не противоречат описанным решениям по вводу Смоленской АЭС-2.

13.5. Обоснованные предложения по строительству (реконструкции, связанной с увеличением установленной генерирующей мощности) генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения покрытия перспективных тепловых нагрузок для их рассмотрения при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России, а также при разработке (актуализации) генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики - при наличии таких предложений по результатам технико-экономического сравнения вариантов покрытия перспективных тепловых нагрузок

Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии связано с выводом из эксплуатации Смоленской АЭС. Предполагаемый год и месяц вывода энергоблоков САЭС с учетом продления ресурса: 1 блок – 25.12.2032 г.; 2 блок – 29.05.2035 г., 3 блок – 14.12.2039 г.

13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения

Решения (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения не требуются.

13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, городского округа для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

Предложения по корректировке, утвержденной (разработке) схемы водоснабжения г. Десногорска для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения проектом схемы теплоснабжения не предусмотрены.

РАЗДЕЛ 14 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с п. 36 ПП РФ № 154 от 22.02.2012 г. в составе главы «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения» учтено следующее:

- прогноз приростов тепловых нагрузок;
- баланс мощности источников тепловой энергии;
- топливные балансы источников тепловой энергии;
- мероприятия по строительству и реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Материалы данной главы предназначены для обоснования и формирования раздела «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения» схемы теплоснабжения.

Показатели индикаторов представлены с учетом данных ретроспективного периода.

14.2. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии (источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии)

Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии г. Десногорск, приведены в таблице 33.

Таблица 33. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников комбинированной выработки энергии

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	Смоленская АЭС											
1	Установленная электрическая мощность	МВт	3000,00	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
2	Установленная тепловая мощность , в т.ч:	Гкал/ч	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771
2.1	базовая (турбоагрегатов)	Гкал/ч	692	692	692	692	692	692	692	692	692	692
2.2	пиковая	Гкал/ч	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
2.3	прочее	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Присоединенная договорная тепловая нагрузка на коллекторах (с учетом потерь в тепловых и паровых сетях)	Гкал/ч	200,40	200,40	202,62	202,48	202,35	202,22	202,09	201,96	201,83	201,83
3.1	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка на коллекторах (с учетом потерь в тепловых и паровых сетях)	Гкал/ч	170,25	170,25	172,47	172,34	172,21	172,08	171,95	171,82	171,69	171,69
4	Доля резерва установленной тепловой мощности по договорной тепловой нагрузке	%	69,81	69,81	69,52	69,54	69,55	69,57	69,59	69,60	69,60	69,60
4.1	Доля резерва установленной тепловой мощности по расчетной тепловой нагрузке	%	73,72	73,72	73,43	73,45	73,46	73,48	73,50	73,51	73,51	73,51
5	Отпуск тепловой энергии в, в т.ч:	Гкал	841075	798371	698730	698730	698730	698730	698730	698730	698730	698730
5.1	из отборов турбоагрегатов	Гкал	841075	798371	698730	698730	698730	698730	698730	698730	698730	698730
6	Доля тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов к общему количеству тепловой энергии, отпущенной с коллекторов	б/р	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
7	Доля тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов к общему количеству тепловой энергии выработанной в границах города	б/р	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
8	Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную с шин	г/кВт-ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов	кг у.т/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Число часов использования установленной тепловой мощности	ч/год	1091	1036	906	906	906	906	906	906	906	906
12	Число часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов	ч/год	1215	1154	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
13	Удельная установленная электрическая мощность	МВт/тыс.чел.	121,862	121,862	121,862	121,862	121,862	121,862	121,862	121,862	121,862	121,862
14	Удельная установленная тепловая мощность ТЭЦ на одного жителя	Гкал/ч/чел.	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031
15	Частота отказов с прекращением теплоснабжения	1/год	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3
16	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс турбоагрегатов	ч	266003	257503	249003	240503	232003	223503	215003	206503	198003	189503
16.1	K-500-65/3000-2	ч	278419	269919	261419	252919	244419	235919	227419	218919	210419	201919
167.2	K-500-65/3000-2	ч	279778	271278	262778	254278	245778	237278	228778	220278	211778	203278
16.3	K-500-65/3000-2	ч	273027	264527	256027	247527	239027	230527	222027	213527	205027	196527
16.4	K-500-65/3000-2	ч	270940	262440	253940	245440	236940	228440	219940	211440	202940	194440
16.5	K-500-65/3000-2	ч	247137	238637	230137	221637	213137	204637	196137	187637	179137	170637
16.6	K-500-65/3000-2	ч	246716	238216	229716	221216	212716	204216	195716	187216	178716	170216

14.3. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии (котельные)

Индикаторы, характеризующие динамику функционирования котельных отсутствуют

14.4. Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей

Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей от источников теплоснабжения г. Десногорск, приведены в таблице ниже.

Таблица 34. Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2024 факт	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2021 г.	2032 г.	2033 г.
1	Протяженность тепловых сетей (по трассе), в т.ч.:	км	94,865	94,865	94,865	94,865	94,865	94,865	94,865	94,865	94,865	94,865
1.1.	магистральных	км	16,338	16,338	16,338	16,338	16,338	16,338	16,338	16,338	16,338	16,338
1.2.	распределительных	км	78,527	78,527	78,527	78,527	78,527	78,527	78,527	78,527	78,527	78,527
2	Материальная характеристика тепловых сетей (в однотрубном исчислении), в т.ч.:	тыс. м²	49,36	49,36	49,36	49,36	49,36	49,36	49,36	49,36	49,36	49,36
2.1.	магистральных	тыс. м²	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88
2.2.	распределительных	тыс. м²	27,49	27,49	27,49	27,49	27,49	27,49	27,49	27,49	27,49	27,49
3	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей, в том числе	лет	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	2024 факт	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2021 г.	2032 г.	2033 г.
3.1	магистральных		42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
3.2	Распределительных		32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
4	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м²/чел.	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
5	Присоединенная тепловая нагрузка в горячей воде(договорная)	Гкал/ч	187,00	187,00	189,22	189,22	189,22	189,22	189,22	189,22	189,22	189,22
6	Присоединенная тепловая нагрузка в горячей воде (фактическая) на коллекторах	Гкал/ч	170,25	170,25	172,47	172,34	172,21	172,08	171,95	171,82	171,69	171,69
7	Относительная материальная характеристика(по факт.нагрузке)	м²/Гкал/ч	289,94	289,94	286,21	286,43	286,64	286,86	287,07	287,29	287,51	287,51
8	Потери в тепловых сетях	Гкал	96627	105598	104542	103497	102462	101437	100423	99418	98424	97440
8.1.	магистральных	Гкал	65660	74631	73885	73146	72414	71690	70973	70264	69561	68865
8.2.	распределительных	Гкал	30967	30967	30657	30351	30047	29747	29449	29155	28863	28575
9	Потери в тепловых сетях в относительном выражении	%	20,77	20,56	20,36	20,15	19,95	19,75	19,55	19,36	19,17	18,97
10	Удельная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м²	17,04	16,17	14,16	14,16	14,16	14,16	14,16	14,16	14,16	14,16
11	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	8,87	8,42	7,37	7,37	7,37	7,37	7,37	7,37	7,37	7,37
12	Общее количество повреждений на тепловых сетях, в т.ч.:	ед./год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
12.1.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
12.2.	Количество повреждений в тепловых сетях в период гидравлических испытаний	ед./год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
13	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./м/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
13.1	магистральных		н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
13.2	распределительных		н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
14	Тепловая нагрузка потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с разделением теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема), в т.ч.	Гкал/ч	187,00	187,00	189,22	189,22	189,22	189,22	189,22	189,22	189,22	189,22
15	Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по открытой системе, в т.ч.	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
16	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	т/ч	3742	3742	3798	3798	3798	3798	3798	3798	3798	3798
17	Фактический расход теплоносителя	т/ч	3742	3742	3798	3798	3798	3798	3798	3798	3798	3798
18	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	т/Гкал	0,0044	0,0047	0,0054	0,0054	0,0054	0,0054	0,0054	0,0054	0,0054	0,0054
19	Нормативная подпитка тепловой сети	т/ч	49,14	49,14	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30
20	Фактическая подпитка тепловой сети	т/ч	49,14	49,14	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30
21	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	млн. кВт-ч	8,65	8,65	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73
22	Удельный расход электрической энергии на передачу теплоносителя	кВт-ч/Гкал	0,0103	0,0108	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125
23	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,958	2,139	2,118	2,097	2,076	2,055	2,034	2,014	1,994	1,974
24	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2/Гкал/ч/Гкал/ч	1,703	1,703	1,659	1,662	1,665	1,667	1,670	1,672	1,675	1,675
25	Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

14.5. Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития

Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения по годам расчетного периода для ЕТО г. Десногорска, приведены в таблице 35.

Таблица 35. Показатели, характеризующие потребность в инвестициях в ЕТО, млн. руб. без НДС

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»														
1	Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности	млн. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
2	Освоение инвестиций	млн. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
3	В процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
4	Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети	млн. руб.	0,00	215,83	570,47	364,05	85,32	66,33	39,10	91,12	101,29	79,20	80,70	71,05
5	Освоение инвестиций в тепловые сети	млн. руб.	0,00	215,83	570,47	364,05	85,32	66,33	39,10	91,12	101,29	79,20	80,70	71,05
6	В процентах от плана	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
7	План инвестиций на переход к закрытой системе теплоснабжения	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Всего накопленным итогом	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Освоение инвестиций в переход к закрытой схеме теплоснабжения	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Всего потребность в инвестициях	млн. руб.	0,00	215,83	570,47	364,05	85,32	66,33	39,10	91,12	101,29	79,20	80,70	71,05
11	Всего потребность в инвестициях накопленным итогом	млн. руб.	0,00	215,83	786,30	1150,35	1235,67	1302,00	1341,10	1432,22	1533,51	1612,71	1693,41	1764,46

**Более 700 млрд. рублей инвестиций АО «Концерн Росэнергоатом» в рамках функционирования на рынке электроэнергии (мощности)*

14.6. Ключевые показатели, отражающие результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии

Ключевые показатели реализации схемы теплоснабжения в ценовых зонах, отражающие результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии по годам расчетного периода для ЕТО г. Десногорск, приведены в таблице 36.

Таблица 36. Ключевые показатели реализации схемы теплоснабжения в ценовых зонах, отражающие результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии по годам расчетного периода для ЕТО

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»														
Ключевые показатели, отражающие результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии														
1	Доля выполненных мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, необходимых для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения в соответствии с перечнем и сроками, указанными в схеме теплоснабжения	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2	Количество аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках тепловой энергии и тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения, не более	ед./год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	Продолжительность планового перерыва в горячем водоснабжении в связи с производством ежегодных ремонтных и профилактических работ в централизованных сетях горячего водоснабжения в межотопительный период	дни	14	13	12	11	10	9	9	9	9	9	9	9
4	Коэффициент использования установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	-	0,1384	0,1317	0,1153	0,1153	0,1153	0,1153	0,1153	0,1153	0,1153	0,1153	0,1153	0,1153
5	Доля бесхозяйных тепловых сетей, находящихся на учете бесхозяйных недвижимых вещей более 1 года, в ценовой зоне теплоснабжения	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Удовлетворенность потребителей качеством теплоснабжения	%	50	55	60	65	70	70	70	70	70	70	70	70
7	Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных законодательством об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Снижение потерь тепловой энергии в тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения (отношение фактических потерь к отпуску тепловой энергии из тепловой сети)	%	21,00	20,36	20,15	19,95	19,75	19,55	19,36	19,17	18,97	18,77	18,57	18,37
Значения целевых показателей реализации схемы теплоснабжения, подлежащие достижению ЕТО														
1	Количество прекращения подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности сверх предела разрешенных отклонений	шт./Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
2	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в однострубнои исчислении сверх предела разрешенных отклонений	шт./км	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104

Факты нарушения антимонопольного законодательства отсутствуют (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствуют применения санкций в отношении ЕТО г. Десногорска, предусмотренных законодательством об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.

РАЗДЕЛ 15 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

Разработка раздела 15 «Ценовые (тарифные) последствия» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Десногорска выполнена в соответствии с Постановлением Правительства от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В соответствии с данными Требованиями к схемам теплоснабжения (п.81) Глава 14 должна содержать:

- а) тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения;
- б) тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации;
- в) результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.

Кроме того, в соответствии с п. 82 Требований к схемам теплоснабжения: «Актуализированная схема теплоснабжения в Разделе 15 содержит описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения.».

Однако, в случае, если муниципальное образование относится к ценовой зоне теплоснабжения, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (п. 82.): «В ценовых зонах теплоснабжения указанная глава содержит ценовые (тарифные) последствия, возникшие при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения.».

Муниципальное образование «город Десногорск» отнесен к ценовой зоне теплоснабжения в соответствии с распоряжением Правительства РФ от 24.03.2025 г. № 687-р.

В этом случае согласно Федеральному закону от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (Статья 23.4. Ценообразование на товары, услуги в ценовых зонах теплоснабжения после окончания переходного периода): «п.1. После окончания переходного периода в ценовых зонах теплоснабжения к ценам на товары, услуги в сфере теплоснабжения, не подлежащим регулированию, за исключением случаев, указанных в частях 12.1-12.4 ст. 10 настоящего Федерального закона, относятся:

- 1) цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям;
- 2) цены на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;
- 3) цены на производимую тепловую энергию (мощность), в том числе производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- 4) цены на теплоноситель в виде воды, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям с использованием закрытых систем

горячего водоснабжения;

5) цены на теплоноситель в виде пара, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям;

6) цены на теплоноситель в виде воды с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании источником тепловой энергии, потребителю, теплопотребляющие установки которого технологически соединены с этим источником тепловой энергии непосредственно или через тепловую сеть, принадлежащую на праве собственности и (или) ином законном основании указанной теплоснабжающей организации или указанному потребителю, если такие теплопотребляющие установки и такая тепловая сеть не имеют иного технологического соединения с системой теплоснабжения и к тепловым сетям указанного потребителя не присоединены теплопотребляющие установки иных потребителей.».

В соответствии с частями 1 и 6 статьи 23.4 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (далее – Закон о теплоснабжении) после окончания переходного периода регулирования в ценовых зонах теплоснабжения государственное регулирование цен (тарифов) сохраняется в случаях, указанных в частях 12.1-12.4 статьи 10 Закона о теплоснабжении.

К случаям, указанным в частях 12.1-12.4 статьи 10 Закона о теплоснабжении, относятся государственное регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных на основе долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения (долгосрочных параметров регулирования деятельности концессионера), установленных концессионным соглашением или договором аренды, объектом которых являются объекты теплоснабжения, находящиеся в государственной или муниципальной собственности.

В соответствии с частью 7.1 статьи 29 Закона о теплоснабжении тарифы на тепловую энергию (мощность), тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя, установленные в ценовых зонах теплоснабжения (в том числе в поселениях, городских округах до отнесения их к ценовым зонам теплоснабжения) на основе долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, за исключением долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения (долгосрочных параметров регулирования деятельности концессионера), включенных в концессионное соглашение, заключенного с организациями, которым не присвоен статус единой теплоснабжающей организации, действуют до окончания переходного периода.

В пункте 121 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О

ценообразовании в сфере теплоснабжения» (далее – Основы ценообразования) также предусмотрено, что после окончания переходного периода к регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся цены (тарифы) на производимые и реализуемые товары, оказываемые услуги в сфере теплоснабжения, установленные на основании долгосрочных параметров регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения (долгосрочных параметров регулирования деятельности концессионера), включенных в концессионное соглашение в отношении объектов теплоснабжения, находящихся в государственной или муниципальной собственности, или договор аренды указанных объектов, заключенные с теплоснабжающими организациями, которым не присвоен статус единой теплоснабжающей организации, или теплосетевыми организациями.

Таким образом, в ценовых зонах теплоснабжения при осуществлении концессионером деятельности, предусмотренной концессионным соглашением в отношении объектов теплоснабжения, находящихся в государственной или муниципальной собственности, реализация концессионером производимых товаров, выполнение работ, оказание услуг осуществляются по регулируемым ценам (тарифам), если:

- 1) концессионером по концессионному соглашению является организация, которой не присвоен статус единой теплоснабжающей организации
- 2) долгосрочные параметры регулирования, на основе которых утверждаются цены (тарифы) в сфере теплоснабжения, были включены в концессионное соглашение.

Таким образом, в связи с переходом г. Десногорска в ценовую зону теплоснабжения в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (п. 82) ценовые (тарифные) последствия, возникшие при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения и которые должны быть отражены в Разделе 15, отсутствуют.

В связи с переходом г. Десногорск в ценовую зону теплоснабжения и отсутствием в разработке схемы теплоснабжения мероприятий, относимых и финансируемых за счет регулируемого тарифа на теплоноситель, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (п. 82), при разработке схемы теплоснабжения расчет и отражение в Разделе 15 ценовых (тарифных) последствий не требуется.

15.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (п. 82) в ценовых зонах теплоснабжения Раздел 15 содержит ценовые (тарифные) последствия, возникшие при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения.

В связи с переходом г. Десногорск в ценовую зону теплоснабжения и отсутствием в разработке схемы теплоснабжения мероприятий, относимых и финансируемых за счет регулируемого тарифа на теплоноситель, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (п. 82), ценовые (тарифные) последствия, возникшие при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения и которые должны быть отражены в Главе 14, отсутствуют.

15.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (п. 82) в ценовых зонах теплоснабжения Раздел 15 содержит ценовые (тарифные) последствия, возникшие при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения.

В связи с переходом г. Десногорск в ценовую зону теплоснабжения и отсутствием в разработке схемы теплоснабжения мероприятий, относимых и финансируемых за счет регулируемого тарифа на теплоноситель, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (п. 82), ценовые (тарифные) последствия, возникшие при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения и которые должны быть отражены в Разделе 15, отсутствуют.

15.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (п. 82) в ценовых зонах теплоснабжения Раздел 15 содержит ценовые (тарифные) последствия, возникшие при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения.

В соответствии с Методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения тарифно-балансовые модели должны разрабатываться для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения. В связи с отнесением г. Десногорска распоряжением Правительства РФ от 24.03.2025 г. № 687-р к ценовой зоне теплоснабжения, тарифно-балансовые модели в рамках разработки схемы теплоснабжения не разрабатываются.

В связи с переходом г. Десногорск в ценовую зону теплоснабжения и отсутствием в разработке схемы теплоснабжения мероприятий, относимых и финансируемых за счет регулируемого тарифа на теплоноситель, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (п. 82), ценовые (тарифные) последствия, возникшие при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения и которые должны быть отражены в Разделе 15, отсутствуют.